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

В целях совершенствования требований к обеспечению надежности   
и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики,   
в соответствии с абзацем четвертым пункта 2 статьи 21 и абзацами первым   
и третьим пункта 2 статьи 28 Федерального закона от 26 марта 2003 г.   
№ 35-ФЗ «Об электроэнергетике», 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», подпунктом 4.2.1421 пункта 4 Положения о Министерстве энергетики   
Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства   
Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400, и в связи с внесением   
постановлением Правительства Российской Федерации от 30 мая 2023 г.   
№ 878 «О внесении изменений в методику комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства» изменений в методику комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, утвержденную постановлением Правительства Российской Федерации от 19 декабря 2016 г. № 1401, 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]](#footnote-1).
3. Настоящий приказ вступает в силу по истечении трех месяцев   
   со дня его официального опубликования.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Министр |  | С.Е. Цивилев |
|  |  |  |

Департамент оперативного управления в ТЭК

Трушин Сергей Григорьевич

(495) 631-85-59

УТВЕРЖДЕНЫ

приказом Минэнерго России

от «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_ 2025 г. №\_\_

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, которые определяются на основании затрат на восстановление работоспособности единицы оборудования, показателей, отражающих возможные убытки из-за ее отказа, определяемых для целей Методических указаний, и значения вероятности отказа, рассчитанной на основании индекса технического состояния (далее – показатели затрат, ИТС) 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]](#footnote-2) (далее – методика оценки технического состояния).

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

1. Настоящие 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

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

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 10 Методических указаний;

определение прогноза вероятности отказа единицы основного технологического оборудования в соответствии с пунктом 11 Методических указаний.

1. Прогноз изменения ИТС функционального узла проводится   
   на пятилетний период, исчисляемый с 1 января года, следующего за годом проведения расчета.
2. Вероятность отказа единицы основного технологического оборудования и ее функциональных узлов принимает значение в диапазоне от 1 (наихудшее значение) до 0 (наилучшее значение).

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

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

ИТСУпф = ИТСУтв – К \* tт \* 100, (1)

где:

ИТСУтв – исходное значение ИТС функционального узла (сегмента для линий электропередачи (далее – ЛЭП, функциональный узел) 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](#Приложение1) к Методическим указаниям;

К – модуль тангенса угла наклона функции прогноза изменения ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования, определяемый в соответствии с [пунктом](#Приложение2) 9 Методических указаний;

tт – 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.

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

y(t) = ИТСУпф/100 – K\*t + ∑ (kпi \* 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;

K – модуль тангенса угла наклона функции прогноза изменения ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования, определяемый в соответствии с пунктом 9 Методических указаний;

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

Фi – коэффициент, учитывающий 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 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;

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

kпi = А\*(ИТС2 – ИТС1)/100, (3)

где:

А – коэффициент, учитывающий ухудшение технического состояния оборудования, вызванное его старением, который определятся балльной оценкой параметра «Срок службы», рассчитанной в соответствии с методикой оценки технического состояния, и имеет значение:

1 – при балльной оценке параметра «Срок службы» равной 4;

0,9 – при балльной оценке параметра «Срок службы» равной 3;

0,8 – при балльной оценке параметра «Срок службы» равной 2;

0,7 – при балльной оценке параметра «Срок службы» равной 1 и 0.

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».

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

К = max (Кнорм; |(ИТСУтв – ИТСУф) / (100 \* t(|), (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](#Приложение1) к Методическим указаниям,   
и до технического воздействия, используемого при оценке прогнозного изменения ИТС для расчета исходного значения ИТСУтв, значения для соответствующего вида функционального узла указаны 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](#Приложение1) 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*)|, (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](#Приложение1) 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](#Приложение1)   
к Методическим указаниям;

*t* – количество лет 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](#Приложение1) к Методическим указаниям;

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

*t* – 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.

Значение модуля тангенса угла наклона функции прогноза изменения ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования   
может уточняться субъектом электроэнергетики, при этом в сторону снижения   
не может принимать значения 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 №](#Приложение3) 4 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)/()], где: Нараб*i* - годовая наработка  за 3 предыдущих года от года проведения последнего расчета, ч. |
| 3.3. | Иные функциональные узлы, не описанные в позициях 3.1 и 3.2 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 №](#Приложение3) 4 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)/()],  где Нараб*i* – годовая наработка  за 3 предыдущих года от года проведения последнего расчета, ч. |
| 3.3. | Функциональные узлы, которые не описаны в позициях 3.1 и 3.2 таблицы | 0,03 |

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

pф(t) = (2,5 + 3,14 \* kв) \* ехр (– ( 4,5 – 3,14 \* kв) \* y(t)), (6)

где:

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

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

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

0,12 – при ИТСУтв ≤ 50 (вид технического состояния «критическое»   
и «неудовлетворительное»).

Если расчетная величина рф(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.

1. Прогноз вероятности отказа единицы основного технологического оборудования (РЕО) рассчитывается по формуле:

РЕО = max pфi(*t*), (7)

где:

pфi(*t*) – прогноз изменения вероятности отказа i-того функционального узла единицы основного технологического оборудования, определяемый в соответствии   
с пунктом 10 Методических указаний.

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

1. Последствия отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования определяются в соответствии с пунктами 15 – 24 Методических указаний и измеряются в денежном выражении.
2. 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 актов по результатам расследовании причин аварий и инцидентов в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_[[3]](#footnote-3) (далее – Требования);

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

1. 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   
20 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 [2](#P238)3 Методических указаний;

для каждой единицы основного технологического оборудования электростанции или объекта электросетевого хозяйства, если нарушение или 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 [2](#P238)4 Методических указаний;

для всех единиц основного технологического оборудования – в соответствии с пунктом [1](#P238)5 Методических указаний.

1. Оценка последствий отказа единицы основного технологического оборудования (ПЕО) проводится по формуле, включающей показатели затрат, определяемые для целей Методических указаний:

ПЕО = Уотк + Упп+ Унедовыраб, (8)

где:

Уотк – показатель затрат, непосредственно связанный с отказом единицы основного технологического оборудования, определяемый в соответствии с пунктом 16 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 18 Методических указаний;

Унедовыраб – показатель затрат, зависящий от недовыработки электростанцией электрической и тепловой энергии при отказе единицы основного технологического оборудования, определяемый в соответствии с пунктом 19 Методических указаний.

1. 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 17 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), руб.

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) руб.;

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

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

Фактические значения Уэк, Ужл, Увз применяются для расчета затрат последствий аварий или инцидентов при оформлении акта по результатам расследования причин аварий и инцидентов в электроэнергетике. Для оценки рисков Уэк, Ужл, Увз не используются.

1. 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, востребованных на календарную дату восстановления работоспособности основного технологического оборудования, без учета НДС, руб.

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, руб.;

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

1. Показатель затрат, связанный с невыполнением обязательств электросетевыми организациями перед потребителями электрической энергии из-за нарушения функционирования единицы основного технологического оборудования после 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 и инцидентов в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (далее – Правила расследования причин аварий и инцидентов в электроэнергетике);

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

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

t – фактическое время восстановления электроснабжения потребителей   
услуг, ч.

Для оценки риска отказа единицы основного технологического оборудования указанное время восстановления электроснабжения приведено в приложении № 2   
к Методическим указаниям, при этом 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, [Правила](#P93)ми 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.

Для оценки риска отказа единицы основного технологического оборудования (Ушнп) рассчитывается по формуле:

Ушнп = Н \* Т \* 0,0015 \* (tео – tипн), (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 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, руб./кВт\*ч.

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

tео – время восстановления работы единицы основного технологического оборудования, которое приведено в [приложении №](#Приложение5) 2 к Методическим указаниям, ч.

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

tипн – 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, [Правила](#P93)ми 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.

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

Унедовыраб = КИУМ \* ΔРуст \* Цэ(t) \* tн + ΔVстм \* 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, руб./(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 №](#Приложение5) 2 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:

ΔVстм = Qтепл \* tн, (15)

где:

Qтепл – установленная 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 №](#Приложение5) 2   
к Методическим указаниям;

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

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

1. 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 (ПЭог), проводится по формуле:

ПЭог = ∑Уоткj + ∑ Зпускi + Унеопл.мощн + Унедовыраб + ∑ 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 16 Методических указаний, руб.;

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 21 Методических указаний, руб.;

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 22 Методических указаний, руб.;

Унедовыраб – показатель затрат, зависящий от недовыработки электрической и тепловой энергии при отказе единицы основного технологического оборудования, рассчитываемый в соответствии с пунктом 19 Методических указаний, руб.;

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 18 Методических указаний, руб.

Фактические значения Зпуск, Унеопл.мощн., Упп применяются для расчета затрат последствий аварий или инцидентов при оформлении акта по результатам расследования причин аварий и инцидентов в электроэнергетике. Для оценки рисков показатели Зпуск, Унеопл.мощн., Упп не используются.

1. 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, т.у.т.;

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

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

1. 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, руб./МВт в месяц;

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

Pуст – 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 № 3](#Приложение4) к Методическим указаниям, ч.

1. 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 = ∑Уоткj + ∑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 16 Методических указаний, руб.;

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 18 Методических указаний, руб.

1. 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 = ∑Уоткj + ∑(Зпуск + Унеопл.мощн + Унедовыраб)i + ∑ Уппi, (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 16 Методических указаний, руб.;

Зпуск – затраты на пуск генерирующего оборудования i-ой электростанции после отказа единицы основного технологического оборудования, рассчитываемые в соответствии с пунктом 21 Методических указаний, руб.;

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 22 Методических указаний, руб.;

Унедовыраб – показатель затрат, зависящий от недовыработки электрической и тепловой энергии при отказе единицы основного технологического оборудования, рассчитывается в соответствии с пунктом 19 Методических указаний, руб.;

Уппi – показатель затрат, связанный с невыполнением обязательств перед потребителем из-за нарушения функционирования i-ого объекта электроэнергетики, рассчитываемый в соответствии с пунктом 18 Методических указаний, руб.

Фактические значения Зпуск, Унеопл.мощн., Упп применяются для расчета затрат последствий аварий или инцидентов при оформлении акта по результатам расследования причин аварий и инцидентов в электроэнергетике.

Для оценки рисков показатели Зпуск, Унеопл.мощн., Упп не используются.

1. 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 путем сопоставления затрат на такое воздействие со значением технического риска в стоимостном выражении.
2. Величина технического риска отказа единицы основного технологического оборудования (RЕО) рассчитывается по формуле:

RЕО = РЕО \* П, (21)

где:

PЕО – прогноз вероятности отказа единицы основного технологического оборудования, рассчитанный в соответствии с пунктом 11 Методических указаний;

П – последствия отказа единицы основного технологического оборудования, определенные в соответствии с пунктом 27 Методических указаний, руб.

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.

1. 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 пунктом20 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 23 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 24 Методических указаний;

в остальных случаях – в соответствии с пунктом 15 Методических указаний.

IV. Прогноз уровня надежности оказываемых услуг организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической

сетью и территориальных сетевых организаций

1. Для определения влияния планируемого к выполнению технического воздействия на основное технологическое оборудование и объекты электроэнергетики на достижение целевых значений показателей надежности оказываемых услуг организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций проводится расчет прогнозных значений по пунктам 29, 30 и 31 для целей Методических указаний.
2. Прогноз средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки территориальной сетевой организации (SAIDI) рассчитывается по формуле:

SAIDI = SAIDIрасч \* (1 – kпр) + , (22)

где:

SAIDIрасч – 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](consultantplus://offline/ref=FF15E70820E43863358A4F63A31184CE3100B3D84CDC93948EC8C4901496CD0F13F1362A178E0232864C3D2EC3C6750A5F7129B3A27BE3F5vBKFO) 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[[4]](#footnote-4) (далее – методика по расчету уровня надежности);

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

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

Ni – 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, шт.;

Nmax – 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, шт.

kпр – поправочный коэффициент:

kпр = kтс / kо, (23)

где:

kтс – 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](consultantplus://offline/ref=FF15E70820E43863358A4F63A31184CE310AB1DA45D993948EC8C4901496CD0F13F1362F14860967D4033C728696660A5A712AB3BDv7K0O), [4.2](consultantplus://offline/ref=FF15E70820E43863358A4F63A31184CE310AB1DA45D993948EC8C4901496CD0F13F1362F138F0967D4033C728696660A5A712AB3BDv7K0O), [4.6](consultantplus://offline/ref=FF15E70820E43863358A4F63A31184CE310AB1DA45D993948EC8C4901496CD0F13F1362F128D0967D4033C728696660A5A712AB3BDv7K0O) – [4.8](consultantplus://offline/ref=FF15E70820E43863358A4F63A31184CE310AB1DA45D993948EC8C4901496CD0F13F1362F12870967D4033C728696660A5A712AB3BDv7K0O), [4.12](consultantplus://offline/ref=FF15E70820E43863358A4F63A31184CE310AB1DA45D993948EC8C4901496CD0F13F1362F108F0967D4033C728696660A5A712AB3BDv7K0O) и [4.15](consultantplus://offline/ref=FF15E70820E43863358A4F63A31184CE310AB1DA45D993948EC8C4901496CD0F13F1362F1F8E0967D4033C728696660A5A712AB3BDv7K0O) – [4.18](consultantplus://offline/ref=FF15E70820E43863358A4F63A31184CE310AB1DA45D993948EC8C4901496CD0F13F1362F1F870967D4033C728696660A5A712AB3BDv7K0O) признаков повреждения оборудования в соответствии с таблицей 5 приложения № 2 к Требованиям, шт.;

kо – 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), шт.;

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

Ti = λi \* tвi, (24)

где:

λi – интенсивность отказов i-ой единицы основного технологического оборудования в год, рассчитанная по формуле 25 Методических указаний;

tвi – время восстановления работы i-ой единицы основного технологического оборудования в соответствии с приложением № 2 к Методическим указаниям, ч. Указанное время восстановления работы единицы основного технологического оборудования может уточняться субъектом электроэнергетики в сторону снижения;

λi – интенсивность отказов i-ой единицы основного технологического оборудования в год:

λi = – ln(1 – PЕОi), (25)

где:

PЕОi – прогноз вероятности отказа i-ой единицы основного технологического оборудования, рассчитанный в соответствии с пунктом [11](#P100) Методических указаний.

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

SAIFI = SAIFIрасч \* (1 – kпр) + , (26)

где:

SAIFIрасч – 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](consultantplus://offline/ref=FF15E70820E43863358A4F63A31184CE3100B3D84CDC93948EC8C4901496CD0F13F1362A178E0232864C3D2EC3C6750A5F7129B3A27BE3F5vBKFO) по расчету уровня надежности;

– интенсивность отказов i-ой единицы основного технологического оборудования в год, рассчитанная в соответствии с пунктом 29 Методических указаний;



Ni – 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, шт.;

Nmax – 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, шт.;

kпр – поправочный коэффициент, рассчитанный в соответствии с пунктом 29 Методических указаний.

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

ENS = ENSрасч \* (1 – kпр) + ∑Pi \* Ti, (27)

где:

ENSрасч – 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 29 Методических указаний;

Pi – 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;

Ti – время неработоспособного состояния i-ой единицы основного технологического оборудования, рассчитанное в соответствии с пунктом   
29 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 «\_\_» \_\_\_\_\_\_ 2025 г. № \_\_\_

ВИДЫ

технического воздействия, учитываемого 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. | Техническое перевооружение, капитальный ремонт, средний ремонт | Гидротурбина | Направляющий аппарат (НА) |
| 1.1. | Крышка турбины |
| 1.1.1. | Проточная часть |
| 1.1.2. | Рабочее колесо |
| 1.1.3. | Турбинный подшипник и вал |
| 1.1.4. | Паровая турбина | Арматура в пределах турбины |
| 1.1.5. | Корпус цилиндра |
| 1.2. | Подшипник турбины |
| 1.2.1. | Ротор турбины |
| 1.2.2. | Система парораспределения |
| 1.2.3. | Трубопроводы в пределах турбины |
| 1.2.4. | Паровой котел | Барабан |
| 1.2.5. | Поверхности нагрева котла |
| 1.2.6. | Трубопроводы и коллекторы |
| 1.3. | Гидрогенератор | Обмотка ротора |
| 1.3.1. | Обмотка статора |
| 1.3.2. | Подпятник и генераторный подшипник |
| 1.3.3. | Сталь ротора |
| 1.4. |  | Сталь статора |
| 1.4.1. | Турбогенератор | Обмотка ротора |
| 1.4.2. | Обмотка статора |
| 1.4.3. | Сталь ротора |
| 1.4.4. | Сталь статора |
| 1.4.5. | Трансформатор силовой | Магнитопровод |
| 1.5. | Обмотки трансформатора |
| 1.5.1. | Линия электропередачи | Сегмент (воздушной линии (ВЛ), кабельной линии (КЛ) |
| 1.5.4. | Текущий ремонт, техническое перевооружение, капитальный ремонт, средний ремонт | Гидротурбина | Система автоматического управления |
| 1.6. | Газовая турбина | Компрессор |
| 1.6.1. | Турбина |
| 1.6.2. | Маслосистема |
| 1.7. | Паровой котел | Каркас, обмуровка котла и газоходы |
| 1.7.1. | Пароводяная арматура в пределах котла |
| 2. | Гидрогенератор | Щеточно-контактный аппарат (ЩКА) |
| 2.1. | Турбогенератор | Подшипники, уплотнения вала |
| 2.1.1. | Система водоснабжения газоохладителей, система водяного охлаждения обмоток статора и ротора |
| 2.2. | Система возбуждения |
| 2.2.1. | Щеточно-контактный аппарат (ЩКА) |
| 2.2.2. | Трансформатор силовой | Высоковольтный ввод |
| 2.2.3. | Вспомогательное оборудование |
| 2.3. | Изоляционная система |
| 2.3.1. | 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 «\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_ 2025 г. №

Среднее время восстановления работоспособности единицы основного технологического оборудования

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п. | Основное технологическое оборудование и сооружения | Время восстановления tв, 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 № 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 «\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_ 2025 г. №

Значения коэффициента kэк

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п\п. | Основное технологическое оборудование и сооружения | Коэффициент kэк |
| 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 |

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 «\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_ 2025 г. №

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 |

1. Зарегистрирован Минюстом России 4 апреля 2019 г., регистрационный № 54277. [↑](#footnote-ref-1)
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). [↑](#footnote-ref-2)
3. Зарегистрирован Минюстом России \_\_\_\_\_\_\_\_\_, регистрационный № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_. [↑](#footnote-ref-3)
4. Зарегистрирован Минюстом России 27 декабря 2016 г., регистрационный № 44983, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 г. № 399 (зарегистрирован Минюстом России 10 августа 2023 г., регистрационный № 74724). [↑](#footnote-ref-4)