ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 58730— 2019

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы.

Планирование развития энергосистем

РАСЧЕТЫ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ

Нормы и требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2020

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 декабря 2019 г. № 1354-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, оформление, 2020

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения, сокращения и обозначения 2
4 Основные положения 2
5 Показатели балансовой надежности 3
6 Формирование и актуализация расчетной модели и исходных данных для расчетов показателей балансовой надежности 3
7 Методология расчета показателей балансовой надежности 11
8 Анализ результатов расчетов и разработка предложений по обеспечению нормативного уровня балансовой надежности в энергосистеме 14
9 Оформление результатов расчетов балансовой надежности 15
Библиография 16

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы.

Планирование развития энергосистем

РАСЧЕТЫ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ

Нормы и требования

United power system and isolated power systems. Planning of power systems development. Power systems adequacy calculations. Norms and requirements

Дата введения — 2020—03—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования к проведению расчетов балансовой надежности энергосистемы.

1.2 Настоящий стандарт определяет требования:

- к перечню определяемых показателей балансовой надежности энергосистемы (далее — балансовая надежность);
- перечню исходных данных, необходимых для проведения расчетов балансовой надежности;
- формированию и актуализации расчетных моделей, используемых для расчетов балансовой надежности;
- методологии проведения расчетов балансовой надежности;
- анализу и оценке результатов расчетов балансовой надежности, разработке предложений по обеспечению нормативного уровня балансовой надежности в энергосистеме;
- оформлению результатов расчетов балансовой надежности.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для всех организаций, осуществляющих планирование развития ЕЭС России, технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 57114 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения

ГОСТ Р 58057 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования

ГОСТ Р ИСО 28640—2012 Статистические методы. Генерация случайных чисел

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

Издание официальное

3 Термины, определения, сокращения и обозначения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 58057, ГОСТ Р 57114, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **зона надежности:** Часть расчетной математической модели энергосистемы для проведения расчетов балансовой надежности, соответствующая энергорайону энергосистемы, ограничения на передачу мощности внутри которого отсутствуют, либо ими можно пренебречь ввиду их незначительности по отношению к пропускной способности внешних электрических связей данного энергорайона.

3.1.2 **межзонная связь:** Часть расчетной математической модели энергосистемы для проведения расчетов балансовой надежности, представляющая собой эквивалентную связь между зонами надежности, образованную электрическими связями между энергорайонами, соответствующими этим зонам надежности.

3.1.3 **пропускная способность межзонной связи, сечения расчетной модели:** Пропускная способность электрических связей, образующих межзонную связь, сечение расчетной модели.

3.1.4 **сечение расчетной модели:** Сечение расчетной математической модели энергосистемы для проведения расчетов балансовой надежности, состоящее из одной или нескольких межзонных связей.

3.1.5 **расчетная модель:** Расчетная математическая модель энергосистемы для проведения расчетов балансовой надежности.

3.2 В настоящем стандарте применено следующее сокращение:

АЭС — атомная электростанция;

ВЭС — ветровая электростанция;

ГТУ — газотурбинная установка;

ГЭС — гидравлическая электростанция;

ЕЭС России — Единая энергетическая система России;

ИЭС — технологически изолированная территориальная электро-энергетическая система России;

ЛЭП — линия электропередачи;

МСК — матрица сетевых коэффициентов;

ПГУ — парогазовая установка;

ПСС – пропускная способность сечения расчетной модели;

СЭС — солнечная электростанция.

3.3 В настоящем стандарте применено следующее обозначение:

$P_{норм}$ — установленный (нормативный) уровень балансовой надежности энергосистемы, выраженный интегральной вероятностью бездефицитной работы энергосистемы.

4 Основные положения

4.1 Расчеты балансовой надежности энергосистемы проводят для оценки возможности покрытия совокупного спроса потребителей на электрическую энергию и мощность при обеспечении установленного (нормативного) уровня балансовой надежности энергосистемы $P_{норм}$.

Примечание — Здесь и далее под мощностью (нагрузкой) понимают активную мощность (активную нагрузку).

4.2 Нормативный уровень балансовой надежности в ЕЭС России и ИЭС характеризуется интегральной вероятностью бездефицитной работы энергосистемы не ниже величины, установленной нормативным правовым актом Правительства Российской Федерации или Министерства энергетики Российской Федерации.

Данное условие обеспечивается при интегральной вероятности бездефицитной работы во всех зонах надежности расчетной модели не ниже указанной нормативной величины.

В случае отсутствия нормативно установленного уровня балансовой надежности величина $P_{норм}$ должна быть указана в задании на проведение расчетов балансовой надежности.

4.3 Расчеты балансовой надежности с применением настоящего стандарта проводят при планировании развития энергосистем для оценки прогнозируемого уровня балансовой надежности энергосистемы и определения технических решений по обеспечению нормативной его величины, в частности:

- при разработке перечня «узких» мест в энергосистеме;
- обосновании предложений по уровню резервирования генерирующей мощности и развитию электрической сети в ЕЭС России и ИЭС при разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики;

- обосновании предложений по развитию ЕЭС России и ИЭС в рамках разработки схемы и программы развития ЕЭС России, схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, энергосистемы которых относятся к ИЭС;

- рассмотрении возможности вывода из эксплуатации ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования, относящихся к объектам диспетчеризации;

- определении и оптимизации распределения нормативного перспективного резерва мощности в энергосистеме.

4.4 Расчетным периодом при оценке балансовой надежности является календарный год.

Расчеты показателей балансовой надежности проводят на период планирования начиная с года, следующего за текущим годом.

4.5 Расчеты балансовой надежности проводят на расчетных моделях с использованием специализированного программного обеспечения. В случае проведения расчетов балансовой надежности проектными организациями применяемые расчетные модели должны быть согласованы с субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

5 Показатели балансовой надежности

5.1 При оценке балансовой надежности рассчитывают основной (обязательный) и дополнительные вероятностные показатели.

5.2 Основным показателем балансовой надежности является интегральная вероятность бездефицитной работы зоны надежности.

5.3 Дополнительными показателями балансовой надежности являются:

- интегральная вероятность исчерпания ПСС;

- математическое ожидание годового объема ограничения потребления электрической энергии в зоне надежности и энергосистеме в целом.

При необходимости допускается определение иных дополнительных показателей балансовой надежности.

6 Формирование и актуализация расчетной модели и исходных данных для расчетов показателей балансовой надежности

6.1 Расчеты показателей балансовой надежности проводят с применением вероятностно-статистических методов и расчетных моделей, сформированных для каждого расчетного периода с учетом требований настоящего стандарта. В настоящем стандарте предусмотрено использование нехронологического метода математического моделирования Монте-Карло.

6.2 Расчетная модель должна позволять выполнять моделирование состояний энергосистемы для всех часов расчетного периода.

6.3 Расчетная модель должна описывать энергосистему как совокупность зон надежности и межзонных связей, режимов потребления и производства электрической энергии в зонах надежности, величин ПСС, указания взаимного влияния нагрузки электростанций и потребления мощности в зонах надежности и обменов мощности между ними.

6.4 Расчетная модель должна обеспечивать возможность корректного моделирования потокораспределения установившихся режимов.

6.5 Формирование расчетной модели осуществляют на основе расчетов, выполняемых на верифицированной модели для расчетов перспективных установившихся электроэнергетических режимов.

6.6 Детализацию расчетной модели (определение границ зон надежности) осуществляют исходя из применения следующих подходов:

- выделение территориальных энергосистем и их частей, характеризующихся недостатком пропускной способности внешних электрических связей;

- учет максимально возможного количества существующих контролируемых сечений и определенных по результатам проектирования объектов электроэнергетики перспективных сечений (далее при совместном упоминании — сечений), включающих элементы электрической сети классом напряжения 220 кВ и выше (для ИЭС — 110 кВ и выше);

- пренебрежение ограничениями на передачу мощности внутри части территориальной энергосистемы, представленной зоной надежности.

6.7 После определения с учетом 6.6 границ зон надежности формируют межзонные связи между зонами надежности с соблюдением следующих требований:

- к межзонной связи относят только замкнутые в нормальной или ремонтных схемах энергосистемы электрические связи между относящимися к этим зонам надежности узлами расчетной модели для расчета установившихся электроэнергетических режимов;

- при наличии двух и более удовлетворяющих вышеуказанному критерию электрических связей между двумя зонами надежности данные электрические связи объединяют в одну межзонную связь.

6.8 Для определенных с учетом 6.6 и в соответствии с 6.7 зон надежности и межзонных связей выполняют оценку необходимости дополнительного разделения зон надежности по условию соблюдения принципа одинаковой (с учетом заданного допустимого отклонения) степени взаимного влияния изменения нагрузки генерирующего оборудования электростанций, потребления мощности в узлах нагрузки, расположенных в одной зоне надежности на перетоки мощности по межзонным связям.

6.9 Описание взаимного влияния нагрузки электростанций и потребления мощности в зонах надежности и обменов мощности между ними (далее — модель потокораспределения) определено горизонтом периода планирования.

6.9.1 При проведении расчетов на период планирования не более 10 лет включительно модель потокораспределения должна учитывать положения 1-го и 2-го законов Кирхгофа.

Для выполнения указанного требования расчетная модель включает в себя коэффициенты распределения перетоков мощности (далее — модель с МСК), представляющих собой коэффициенты чувствительности изменения перетока мощности по межзонным связям к изменению потребления/генерации мощности зоны надежности и определяемых на основании расчетов установившихся электроэнергетических режимов.

Переток мощности по межзонным связям определяется как сумма произведений указанных коэффициентов на разницу между генерацией и потреблением соответствующих зон надежности и рассчитывается по формуле

$$Z_i = \sum_{j=1:n} m_{i,j} \cdot S_j \quad (i = 1{:}m), \tag{1}$$

или в матричной форме записи

$$Z = M \cdot S, \tag{2}$$

где Z_i — переток мощности по i-й межзонной связи;

$m_{i,j}$ — коэффициент распределения перетока мощности из j-й зоны надежности в балансирующую зону надежности на i-ю связь, определяемый расчетами установившихся электроэнергетических режимов;

S_j — сальдо перетоков мощности j-й зоны надежности.

Чувствительности $m_{i,j}$ перетоков мощности по межзонным связям к изменению потребления/генерации зоны надежности образуют МСК M.

6.9.2 При проведении расчетов на период планирования свыше 10 лет вследствие неопределенности исходных данных допускается использование модели потокораспределения, учитывающей положения только 1-го закона Кирхгофа (транспортную модель).

В транспортной модели потокораспределения переток мощности по межзонной связи представляется независимой величиной, а разница генерации и потребления каждой зоны надежности должна соответствовать алгебраической сумме величин перетоков мощности по межзонным связям этой зоны надежности, взятых с учетом их направления, и рассчитываться по формуле

$$S_i = \Sigma_j \pm Z_j \, (i = 1{:}n), \tag{3}$$

где положительный знак принимают для межзонных связей, выходящих из зоны надежности, отрицательный знак — для входящих в зону надежности, или в матричной форме записи

$$S = B \cdot Z, \tag{4}$$

где B — матрица инцидентности графа, образованного зонами надежности и межзонными связями.

6.10 Моделирование потребления мощности в расчетной модели осуществляют с соблюдением следующих требований:

а) для проведения расчетов показателей балансовой надежности потребление мощности зон надежности должно быть смоделировано для всех часов расчетного периода;

б) величина потребления мощности должна быть смоделирована в виде суммы средней ожидаемой величины и случайной величины отклонения;

в) средние ожидаемые величины потребления мощности формируют для условий среднемноголетних среднесуточных температур наружного воздуха (далее — температурной нормы);

г) отклонения потребления мощности зон надежности от средних ожидаемых величин определяют как взаимозависимые нормально распределенные случайные величины, обусловленные в основном случайными отклонениями температуры наружного воздуха от температурной нормы и определяемые в соответствии с 6.11.6—6.11.8;

д) сумма средних ожидаемых величин потребления мощности по часам расчетного периода должна соответствовать прогнозной величине потребления электрической энергии для соответствующего года.

6.11 Моделирование потребления мощности в расчетной модели осуществляют в порядке, определенном 6.11.1—6.11.8.

6.11.1 В качестве исходных данных принимают прогнозные величины годового потребления электрической энергии в территориальных энергосистемах ЕЭС России для каждого расчетного периода.

6.11.2 По прогнозным величинам потребления электрической энергии в территориальных энергосистемах ЕЭС России рассчитывают средние ожидаемые величины потребления мощности в территориальных энергосистемах для каждого часа расчетного периода.

Средние ожидаемые величины потребления определяют на основе фактических данных о почасовом потреблении мощности территориальных энергосистем за десятилетний период, предшествующий году проведения расчетов (далее — ретроспективный период), и данных о фактических среднесуточных температурах наружного воздуха за тот же период.

6.11.3 Средние ожидаемые величины потребления мощности в территориальных энергосистемах распределяют по зонам надежности согласно долевым коэффициентам, определенным предварительно на моделях для расчетов перспективных установившихся электроэнергетических режимов (далее — долевые коэффициенты потребления), и рассчитывают по формуле

$$P_{\text{зон } i} = \Sigma_j a_{i,j} \cdot P_{\text{эс}j}, \quad (5)$$

или в матричной форме записи

$$P_{\text{зон}} = A \cdot P_{\text{эс}}, \quad (6)$$

где $P_{\text{зон } i}$ — потребление зоны надежности i;

$a_{i,j}$ — долевой коэффициент потребления зоны надежности i от потребления территориальной энергосистемы j ЕЭС России;

$P_{\text{эс } j}$ — потребление территориальной энергосистемы j ЕЭС России;

A — матрица, образованная долевыми коэффициентами потребления.

6.11.4 Долевые коэффициенты $a_{i,j}$ потребления зон надежности i от потребления территориальной энергосистемы j ЕЭС России определяют как отношение потребления мощности в общей части зон надежности i и территориальной энергосистемы j ЕЭС России к потреблению территориальной энергосистемы j ЕЭС России.

6.11.5 Для каждого моделируемого состояния рассчитывают случайные величины отклонений от средних ожидаемых величин потребления мощности в зонах надежности, подчиняющиеся многомерному нормальному закону распределения.

6.11.6 Параметры распределения отклонений по зонам надежности рассчитывают по долевым коэффициентам потребления, определяемым в соответствии с 6.11.3, и предварительно установленным параметрам многомерного нормального закона распределения отклонений потребления мощности в территориальных энергосистемах.

Параметры многомерного нормального закона распределения отклонений потребления мощности в зонах надежности включают в себя нулевое среднее значение и ковариационную матрицу отклонений, рассчитываемую по формуле

$$C_{\text{зон } i,j} = \sum_{k,l} a_{i,k} \cdot C_{\text{эс } k,l} \cdot a_{j,l}, \quad (7)$$

или в матричной форме записи

$$C_{\text{зон}} = A \quad C_{\text{эс}} \cdot A^T, \quad (8)$$

где $C_{\text{зон}}$ — ковариационная матрица отклонений потребления зон надежности;

A — матрица долевых коэффициентов потребления;

$C_{\text{эс}}$ — ковариационная матрица отклонений потребления территориальных энергосистем ЕЭС России;

A^T — транспонированная матрица A.

6.11.7 Ковариационную матрицу отклонений потребления территориальных энергосистем ЕЭС России определяют на основании данных, указанных в 6.11.2.

Ковариационную матрицу отклонений рассчитывают в два этапа.

На первом этапе ковариационную матрицу относительных отклонений $C^*_{эс}$ предварительно рассчитывают по формуле

$$C^*_{эс\,m,\,i,\,j} = \frac{\sum_h \left(\frac{P^{прог}_{эс\,i,\,m,\,h} - P^{факт}_{эс\,i,\,m,\,h}}{P^{факт}_{эс\,i,\,m,\,h}} \right) \cdot \left(\frac{P^{прог}_{эс\,j,\,m,\,h} - P^{факт}_{эс\,j,\,m,\,h}}{P^{факт}_{эс\,j,\,m,\,h}} \right)}{\left(\sum_h 1 \right) - 1}, \quad (9)$$

где $C^*_{эс\,m,\,i,\,j}$ — ковариация относительных отклонений потребления территориальных энергосистем i и j ЕЭС России для месяца m. $C^*_{эс\,m,\,i,\,j}$ в совокупности образуют ковариационную матрицу $C^*_{эс\,m}$;

$P^{прог}_{эс\,i,\,m,\,h}$, $P^{прог}_{эс\,j,\,m,\,h}$ — среднее ожидаемое потребление мощности территориальной энергосистемы i, j ЕЭС России в час h месяца m ретроспективного периода;

$P^{факт}_{эс\,i,\,m,\,h}$, $P^{факт}_{эс\,j,\,m,\,h}$ — фактическое потребление мощности территориальной энергосистемы i, j ЕЭС России в час h месяца m ретроспективного периода.

Среднее ожидаемое потребление мощности территориальных энергосистем ЕЭС России на ретроспективный период определяют аналогично среднему ожидаемому потреблению мощности на расчетный период путем использования фактических величин годового потребления электрической энергии в территориальных энергосистемах ЕЭС России вместо прогнозных величин.

На втором этапе ковариационную матрицу приводят к прогнозным уровням потребления мощности территориальных энергосистем и рассчитывают по формуле

$$C_{эс\,m,\,i,\,j} = C^*_{эс\,m,\,i,\,j} \cdot P^{прог}_{эс\,m,\,i} \cdot P^{прог}_{эс\,m,\,j}, \quad (10)$$

где $C_{эс\,m,\,i,\,j}$ — ковариация отклонений потребления территориальных энергосистем i и j ЕЭС России для месяца m, приведенная к прогнозным уровням потребления мощности территориальных энергосистем i и j ЕЭС России. $C_{эс\,m,\,i,\,j}$ в совокупности образуют ковариационную матрицу $C_{эс\,m}$;

$C^*_{эс\,m,\,i,\,j}$ — ковариация относительных отклонений потребления территориальных энергосистем i и j ЕЭС России для месяца m, рассчитываемая по формуле (9);

$P^{прог}_{эс\,m,\,i}$, $P^{прог}_{эс\,m,\,j}$ — величина прогноза среднего потребления мощности территориальной энергосистемы i, j ЕЭС России в месяце m.

6.11.8 Для генерирования нормально распределенных случайных векторов используют в совокупности методы, указанные в ГОСТ Р ИСО 28640—2012 (5.5, 6.2.1.2, 6.6.2 и 6.11).

6.12 Моделирование генерирующей мощности в расчетной модели осуществляют с соблюдением следующих требований:

а) нагрузка электростанций зоны надежности ограничена только величиной суммарной доступной генерирующей мощности электростанций зоны надежности;

б) суммарная доступная генерирующая мощность электростанций зоны надежности равна суммарной распологаемой мощности электростанций зоны надежности, сниженной на величину планового и непланового ремонтного снижения мощности электростанций, определяемых в соответствии с 6.13.5, и на случайную величину ремонтного снижения мощности электростанций зоны надежности из-за отключения оборудования в аварийный ремонт, которую рассчитывают по формуле

$$G_{max} = G_{расп} - G_{рем} - dG, \quad (11)$$

где G_{max} — суммарная доступная генерирующая мощность электростанций;

$G_{расп}$ — суммарная располагаемая мощность электростанций;

$G_{рем}$ — плановое ремонтное снижение мощности электростанций;

dG — случайная величина ремонтного снижения мощности электростанций из-за отключения оборудования в аварийный ремонт.

Примечание — Здесь и далее под отключениями в аварийный ремонт (аварийными отключениями) понимают отключения как для проведения аварийного ремонта, так и отключения генерирующего оборудования электростанций и элементов электрической сети, связанные с необходимостью проведения неотложного ремонта;

в) ограничения по составу генерирующего оборудования электростанций внутри суток, допустимым минимальным нагрузкам и скорости изменения нагрузки электростанций не учитываются;

г) нагрузку и располагаемую мощность действующих электростанций ЕЭС России, с использованием которых не осуществляется деятельность по производству и купле-продаже электрической энергии и мощности на оптовом рынке (далее — электростанции с фиксированной нагрузкой), принимают равными средней ожидаемой нагрузке, определяемой в соответствии с 6.13.7;

д) нагрузка и располагаемая мощность ВЭС и СЭС являются негарантированными и принимаются равными нулю;

е) вероятностные характеристики отключения генерирующего оборудования в аварийные ремонты и связанные с ними вероятности ремонтного снижения мощности принимают за неизменные величины в течение всех лет расчетного периода.

6.13 Моделирование генерирующих мощностей в расчетной модели осуществляют согласно 6.13.1—6.13.13.

6.13.1 Вероятностные характеристики отключения генерирующего оборудования в аварийные ремонты и связанные с ними вероятности ремонтного снижения мощности определяют предварительно путем обработки ретроспективной информации об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования электростанций, фактических вводах нового генерирующего оборудования за ретроспективный период. В случае отсутствия ретроспективных данных допускается использовать справочные данные, а также информацию по аналогичному оборудованию.

6.13.2 Состав генерирующего оборудования электростанций и его параметры (установленная мощность, прогнозные ограничения установленной мощности) принимают по фактическим данным с учетом прогнозов по вводу в эксплуатацию, выводу из эксплуатации, реконструкции и модернизации генерирующего оборудования, планируемых мероприятий по снижению ограничений установленной мощности электрических станций.

6.13.3 Для каждой электростанции зоны надежности, за исключением электростанций с фиксированной нагрузкой, ВЭС и СЭС (далее — регулируемые электростанции), располагаемую мощность определяют как разницу между установленной мощностью электростанции и прогнозными ограничениями установленной мощности.

6.13.4 Для вновь вводимого генерирующего оборудования ГЭС прогнозные ограничения установленной мощности принимают по данным проектной документации (при ее отсутствии — равными нулю), а для вновь вводимого генерирующего оборудования остальных типов электростанций — равными нулю.

6.13.5 Плановые ремонты генерирующего оборудования регулируемых электростанций учитывают среднемесячными ремонтными снижениями мощности и определяют по годовым объемам ремонтной площадки и их распределению по месяцам расчетного года.

Объем ремонтной площадки и ее распределение по месяцам расчетного года определяют на основании:

- перспективных, годовых планов ремонта оборудования, зданий и сооружений, сформированных согласно правилам [1] на период 5 лет и планируемый год соответственно;
- фактических данных о величинах ремонтного снижения мощности в ретроспективном периоде, усредненных за соответствующий месяц ретроспективного периода;
- при отсутствии фактических данных — среднестатистических величин для соответствующего или аналогичного оборудования либо по нормам периодичности и продолжительности проведения планового ремонта, установленного правилами [1] (при наличии), или по данным заводов — изготовителей оборудования об объемах и периодичности его технического обслуживания и ремонта.

Нормы плановых ремонтов ПГУ и ГТУ принимают по статистическим данным при эксплуатации конкретных агрегатов. Нормы плановых ремонтов оборудования АЭС при отсутствии перспективных и годовых планов ремонта оборудования устанавливают по статистическим данным.

При распределении объема ремонтной площадки по месяцам расчетного года следует по возможности учитывать:

- особенности формирования норм плановых ремонтов оборудования АЭС, ПГУ и ГТУ, указанные выше;
- проведение плановых ремонтов генерирующего оборудования, работающего в режиме теплофикационной выработки, вне отопительного периода;
- проведение плановых ремонтов генерирующего оборудования ГЭС вне периода паводка,
- проведение плановых ремонтов генерирующего оборудования в периоды сезонного снижения потребления с учетом особенностей территориальных энергосистем, характеризующихся летним максимумом потребления мощности;

- совместимость с ремонтами ЛЭП, а также другого генерирующего и электросетевого оборудования;
- объемы неплановых ремонтов генерирующего оборудования.

Объемы неплановых (оформленных внеплановыми диспетчерскими заявками) ремонтов генерирующего оборудования регулируемых электростанций всех типов учитывают по фактическим данным о среднемесячных величинах ремонтного снижения мощности из-за проведения неплановых ремонтов или непланового вынужденного простоя в ретроспективном периоде, усредненным за соответствующий месяц ретроспективного периода.

6.13.6 Плановое ремонтное снижение мощности электростанций с фиксированной нагрузкой, ВЭС и СЭС принимают равным нулю.

6.13.7 Среднюю ожидаемую нагрузку электростанций с фиксированной нагрузкой для действующего генерирующего оборудования принимают равной среднему суточному графику нагрузки электростанций в соответствующем месяце за последние три года и рассчитывают по формуле

$$\tilde{P}_{h,m} = \Sigma_{d,y} P_{h,d,m,y} / \Sigma_{d,y} 1, \quad (12)$$

где $\tilde{P}_{h,m}$ — средняя ожидаемая нагрузка в час h месяца m;

$P_{h,d,m,y}$ — фактическая нагрузка в час h дня d месяца m года y.

Суммирование по дням d выполняют по всем дням d месяца m года y.

Суммирование по годам y выполняют за последние три года ($y = Y - 3$: $Y - 1$, где Y — текущий год).

В случае отсутствия почасовых данных по электростанции ее среднюю ожидаемую нагрузку в каждом месяце рассчитывают путем задания ровным графиком величины среднечасовой нагрузки, определенной по фактической месячной выработке таких электростанций за последние три года, по формуле

$$\tilde{P}_{h,m} = \sum_y \frac{W_{m,y}}{\sum_d 1} / \sum_y 1, \quad (13)$$

где $W_{m,y}$ — фактическая выработка в месяце m года y.

6.13.8 Случайную величину ремонтного снижения мощности электростанций зоны надежности из-за отключения оборудования в случае аварийного ремонта рассчитывают методом обратной функции по таблице функции распределения аварийных снижений мощности и по случайному числу, равномерно распределенному в отрезке [0;1], отвечающему кумулятивной вероятности снижения мощности.

6.13.9 Рекомендуется таблицы функции распределения аварийных снижений мощности электростанций зоны надежности формировать в зависимости от единичной мощности генерирующего оборудования электростанций с шагом от 1 до 10 МВт.

6.13.10 Таблицу функции распределения аварийных снижений мощности электростанций зоны надежности предварительно рассчитывают выполнением математической свертки рядов распределения снижений мощности единиц генерирующего оборудования по каждой электростанции зоны надежности из перечня регулируемых электростанций.

6.13.11 Ряд распределения аварийных снижений мощности единицы генерирующего оборудования задают как минимум двумя ступенями (элементами ряда), соответствующими нулевому снижению мощности (работа оборудования) и снижению на величину установленной мощности (полное отключение оборудования в аварийный ремонт). При наличии более детализированной исходной информации об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования электростанций допускается задание ряда распределения снижений мощности большим количеством ступеней. Вероятность аварийного снижения мощности для каждой ступени определяют в соответствии с 6.13.12.

6.13.12 Вероятность аварийного снижения мощности по каждой единице генерирующего оборудования для каждой ступени рассчитывают по формуле

$$k_{\text{рем}\,i} = \frac{T_{\text{рем}\,i}}{T_{\text{расч}}}, \quad (14)$$

где $k_{\text{рем}\,i}$ — вероятность нахождения в аварийном ремонте с i-й ступенью снижения мощности;

$T_{\text{рем}\,i}$ — суммарная продолжительность отключений оборудования в аварийные ремонты с i-й ступенью снижения мощности, ч;

$T_{\text{расч}}$ — суммарная продолжительность эксплуатации оборудования в пределах ретроспективного периода, ч.

При недостаточном объеме статистических данных о ремонте единицы оборудования, например при сроке его эксплуатации менее пяти лет, при расчете $k_{\text{рем}\,i}$ учитывают статистическую информацию для соответствующего или аналогичного оборудования.

6.13.13 Для генерирования случайных чисел, указанных в 6.13.8, используют в совокупности методы, указанные в ГОСТ Р ИСО 28640—2012 (5.5 и 6.2.1.2).

6.14 Моделирование электрических сетей в расчетной модели осуществляют с соблюдением следующих требований:

а) ограничения на передачу мощности внутри части энергосистемы, представленной зоной надежности, отсутствуют, либо ими можно пренебречь ввиду их незначительности по отношению к пропускной способности внешних электрических связей данной части энергосистемы;

б) ограничения пропускной способности электрической сети в расчетной модели задают величинами ПСС в обоих направлениях;

в) аварийные отключения ЛЭП и электротехнического оборудования, приводящие к снижению ПСС, моделируют случайным образом на основании вероятностных характеристик отключения ЛЭП и электротехнического оборудования. Отключения ЛЭП и электротехнического оборудования в плановые ремонты не моделируют;

г) вероятностные характеристики отключения ЛЭП и электротехнического оборудования в аварийные ремонты принимают неизменными величинами в течение всех лет периода планирования.

6.15 Моделирование электрической сети в расчетной модели осуществляют в порядке, определенном 6.15.1—6.15.8.

6.15.1 При моделировании электрической сети.

- определяют перечень учитываемых электросетевых элементов, отключение которых приводит к снижению величин максимально допустимых перетоков мощности в сечениях и, как следствие, величин ПСС;
- формируют согласно перечню учитываемых электросетевых элементов перечень нормальных и ремонтных схем, а также величин ПСС, соответствующих указанным схемам;
- формируют МСК для перечня нормальных и ремонтных схем (при расчетах на модели с МСК);
- определяют вероятностные характеристики отключения в аварийные ремонты ЛЭП и электротехнического оборудования в соответствии с 6.15.7.

6.15.2 Величины ПСС, МСК рассчитывают на моделях для расчетов перспективных установившихся электроэнергетических режимов, сформированных с учетом планов по вводу в эксплуатацию, выводу из эксплуатации, реконструкции и модернизации ЛЭП и электротехнического оборудования электрических сетей.

6.15.3 Величины ПСС для нормальной и ремонтных схем должны соответствовать величинам суммарных максимальных перетоков мощности по электросетевым элементам, составляющим межзонную связь или совокупность межзонных связей и образующих сечение расчетной модели, определенным исходя из условия достижения максимально возможной величины суммарного перетока мощности по указанным элементам при сохранении допустимых параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы согласно методическим указаниям [2].

6.15.4 Для каждого электросетевого элемента из перечня учитываемых электросетевых элементов должны быть определены вероятностные характеристики отключения в аварийный ремонт путем обработки ретроспективной информации об изменении режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП и электротехнического оборудования, вводах новых элементов электрической сети за ретроспективный период. В случае отсутствия ретроспективных данных допускается использовать справочные данные.

6.15.5 Моделирование случайного состояния топологии электрической сети осуществляют в соответствии со следующим алгоритмом:

- для каждого моделируемого состояния энергосистемы формируют случайный набор отключенных электросетевых элементов $I_{откл}$ из указанного в 6.15.1 перечня учитываемых электросетевых элементов, а также соответствующие данному случайному состоянию величины ПСС и МСК;
- для смоделированного случайного набора отключенных электросетевых элементов определяют по каждому сечению расчетной модели расчетные величины ПСС по формуле

$$PL_{max}^{расч} = \min\left(PL_{max}^{норм}, \min_{i \in S_{откл}} PL_{max}^{i}\right), \quad (15)$$

где $PL_{max}^{расч}$ — расчетная величина ПСС;

$PL_{max}^{норм}$ — величина ПСС в нормальной схеме;

$S_{откл}$ — подмножество ремонтных схем из перечня учитываемых ремонтных схем, все отключенные электросетевые элементы которых входят в набор $I_{откл}$;

PL_{max}^{i} — величина ПСС в i-й ремонтной схеме;

- для смоделированного случайного набора отключенных электросетевых элементов определяют расчетную МСК $M^{расч}$ путем суммирования коэффициентов МСК для нормальной схемы и изменений коэффициентов МСК, соответствующих набору отключенных элементов, по формуле

$$M^{расч} = M^{норм} + \Sigma_{i \in S откл}(M^i - M^{норм}), \quad (16)$$

где $M^{норм}$ — МСК для нормальной схемы;

$S_{откл}$ — подмножество ремонтных схем из перечня учитываемых ремонтных схем, все отключенные электросетевые элементы которых входят в набор $I_{откл}$;

M^i — МСК для i-й ремонтной схемы.

Переток мощности по сечению расчетной модели рассчитывают как алгебраическую сумму величин перетоков мощности по межзонным связям, взятым с учетом их направления, по формуле

$$PL_i = \Sigma_j \pm Z_j \ (i = 1{:}n), \quad (17)$$

где положительный знак принимают для межзонных связей, положительное направление перетока мощности по которым совпадает с положительным направлением перетока мощности по сечению расчетной модели, отрицательный знак — в противоположном случае, или в матричной форме записи

$$PL = C \cdot Z, \quad (18)$$

где C — матрица инцидентности сечений расчетной модели и межзонных связей.

6.15.6 При формировании случайного набора отключенных электросетевых элементов в 6.15.5 задают отключенное/включенное состояние каждого электросетевого элемента из перечня учитываемых электросетевых элементов, если коэффициент простоя в аварийных ремонтах электросетевого элемента не менее/менее случайного числа, равномерно распределенного в отрезке [0;1], отвечающего вероятности отключения этого элемента.

6.15.7 Коэффициенты простоя в аварийных ремонтах для каждого элемента электрической сети рассчитывают по формуле

$$k_{рем} = \frac{T_{рем}}{T_{расч}}, \quad (19)$$

где $k_{рем}$ — коэффициент простоя в аварийных ремонтах;

$T_{рем}$ — суммарная продолжительность отключения элемента электрической сети в аварийный ремонт, ч;

$T_{расч}$ — суммарная продолжительность эксплуатации элемента электрической сети в пределах ретроспективного периода, ч.

6.15.8 Для генерирования случайных чисел, равномерно распределенных в отрезке [0;1], используют в совокупности методы, указанные в ГОСТ Р ИСО 28640—2012 (5.5 и 6.2.1.2).

6.16 Моделирование энергосистем зарубежных государств в расчетной модели необходимо осуществлять с соблюдением следующих требований:

а) моделирование работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных государств, через электрические сети которых осуществляют транзит электрической энергии из одной части ЕЭС России в другую, реализуют путем задания почасовых величин сальдо перетоков экспорта-импорта мощности в зонах надежности, представляющих энергосистемы зарубежных государств;

б) моделирование работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных государств, через электрические сети которых не осуществляют транзит электрической энергии из одной части ЕЭС России в другую, реализуют путем задания в зонах надежности ЕЭС России почасовых величин сальдо перетоков экспорта-импорта мощности по межзонным связям между зонами надежности ЕЭС России и зонами надежности, представляющими энергосистемы зарубежных государств;

в) незапланированные отклонения режимов работы (в том числе вследствие незапланированных отключений ЛЭП и оборудования) в энергосистемах зарубежных государств не учитывают.

6.17 Моделирование энергосистем зарубежных государств в расчетной модели осуществляют следующим образом:

а) для каждого месяца расчетного периода по каждой зоне надежности, представляющей энергосистему зарубежного государства, указанной в 6.16, перечисление а), зоне надежности ЕЭС России, указанной в 6.16, перечисление б), формируют почасовые суточные графики сальдо перетоков экспорта-импорта мощности;

б) указанные в перечислении а) почасовые суточные графики сальдо перетоков экспорта-импорта мощности формируют на основании предложений операторов экспорта-импорта электрической энергии по прогнозируемым величинам сальдо экспорта-импорта электрической энергии и по типовым суточным графикам перетоков мощности в сечениях экспорта-импорта.

7 Методология расчета показателей балансовой надежности

7.1 Расчет показателей балансовой надежности осуществляют по следующему алгоритму:

а) формирование и актуализация расчетной модели и исходных данных для расчетов показателей балансовой надежности в соответствии с разделом 6;

б) расчет на каждом расчетном периоде вероятностных показателей балансовой надежности методом статистического моделирования, включающий последовательное выполнение следующих действий:

1) моделирования случайного состояния энергосистемы,

2) ввода электроэнергетического режима в допустимую область в соответствии с алгоритмом, приведенным в 7.6,

3) расчета признаков дефицита мощности зон надежности $I_{зон}$, исчерпания ПСС в прямом $I_{сеч, пр}$ и обратном $I_{сеч, об}$ направлении, величин дефицита мощности D в зонах надежности, признака дефицитности состояния в соответствии с 7.6.2—7.6.7,

4) многократного повторения действий, указанных в перечислениях 1) — 3), до выполнения требований к точности результатов расчета, указанных в 7.8, либо условия достижения количества моделируемых состояний энергосистемы n максимальной заданной величины n_{max} в соответствии с требованиями 7.4 и 7.5,

5) усреднения значений показателей, рассчитываемых в соответствии с перечислением 3), на множестве смоделированных случайных состояний и определения основного и дополнительных показателей балансовой надежности в соответствии с 7.2.

7.2 Основной и дополнительные показатели балансовой надежности определяют следующим образом:

а) интегральную вероятность бездефицитной работы зоны надежности i $P_{бд, зон\ i}$ рассчитывают по формуле

$$P_{бд, зон\ i} = 1 - J_{д, зон\ i}, \quad (20)$$

где $J_{д, зон\ i}$ — интегральная вероятность возникновения дефицита мощности в зоне надежности i, рассчитываемая по формуле

$$J_{д, зон\ i} = \Sigma_{сост} I_{зон\ i}/n; \quad (21)$$

б) интегральную вероятность исчерпания ПСС сечения j в прямом и обратном направлении рассчитывают по следующим формулам:

$$J_{п, сеч, пр\ j} = \Sigma_{сост} I_{сеч\ пр\ j}/n; \quad (22)$$

$$J_{п, сеч, об\ j} = \Sigma_{сост} I_{сеч, об\ j}/n; \quad (23)$$

в) математическое ожидание годового объема ограничения потребления электрической энергии в i-й зоне надежности $W_{д\,зон\ i}$, энергосистеме $W_{д, эс}$, млрд кВт · ч, рассчитывают по следующим формулам:

$$W_{д, зон\ i} = 10^{-6} T_{рас} \Sigma_{сост} D_i/n; \quad (24)$$

$$W_{д, эс} = \Sigma_i W_{д, зон\ i}, \quad (25)$$

где $T_{рас}$ — продолжительность расчетного периода (года), ч;

D_i — величина снижения потребления мощности зоны надежности i, МВт.

7.3 Интегральную вероятность дефицитности состояния рассчитывают по формуле

$$J_{сост} = \Sigma_{сост} I_{сост}/n. \quad (26)$$

7.4 Рекомендуется максимальное количество моделируемых состояний для задач расчета показателей надежности n_{max} задавать величиной $4000/(1 - P_{норм})$.

7.5 При оптимизации резервов мощности или сопоставлении вариантов на первоначальном этапе подбора вариантов допускается задание n_{max} величиной порядка $40/(1 - P_{норм})$ с ее последующим увеличением по мере подбора вариантов и появления потребности в повышении точности расчетов до величин, указанных в 7.4.

7.6 Алгоритм ввода электроэнергетического режима в допустимую область осуществлен согласно 7.6.1—7.6.7.

7.6.1 Для каждого моделируемого состояния энергосистемы определяют возможность обеспечения покрытия потребления мощности зон надежности имеющимися в расчетной модели генерирующими мощностями с учетом ограничений ПСС.

7.6.2 В случае отсутствия данной возможности определяют такое наименьшее суммарное по всем зонам надежности снижение потребления мощности $W_д$, при котором возможно выполнение указанного условия (ввод энергетического режима в допустимую область).

7.6.3 Ввод энергетического режима в допустимую область обеспечивают решением следующей задачи математической оптимизации

$$\min_{D,\ G,\ PL,\ S,\ W_д} W_д, \tag{27}$$

при выполнении ограничений по формулам

$$W_д = e^T \cdot D; \tag{28}$$

$$e^T \cdot S = 0; \tag{29}$$

$$S = G - (P_{зон} + S_{эксп} - D); \tag{30}$$

$$Z = M \cdot S \text{ (при расчетах на модели с МСК)}; \tag{31}$$

или

$$S = B \cdot Z \text{ (при расчетах на транспортной модели)}; \tag{32}$$

$$PL = C \cdot Z; \tag{33}$$

$$PL_{min} \le PL \le PL_{max}; \tag{34}$$

$$0 \le G \le N_{max}; \tag{35}$$

$$0 \le D \le P_{зон}, \tag{36}$$

где $W_д$ — суммарное снижение потребления мощности по энергосистеме;

D — величина снижения потребления мощности зон надежности;

e^T — транспонированный вектор, состоящий из единиц;

S — сальдо перетоков мощности зон надежности;

G — генерация мощности зон надежности;

$P_{зон}$ — потребление мощности зон надежности;

$S_{эксп}$ — сальдо перетоков экспорта-импорта мощности зон надежности;

Z — перетоки мощности по межзонным связям;

M — матрица сетевых коэффициентов при расчете на модели МСК;

PL — перетоки мощности по сечениям расчетной модели;

B — матрица инцидентности графа сети при расчете на транспортной модели;

C — матрица инцидентности сечений расчетной модели и межзонных связей;

PL_{min} — ПСС в обратном направлении, взятые со сменой знака;

PL_{max} — ПСС в прямом направлении;

N_{max} — доступная генерирующая мощность зон надежности.

7.6.4 В результате решения приведенной в формулах (27)—(36) задачи линейного программирования определяют оптимальные значения переменных величин снижения потребления мощности зон надежности D, а также значения неотрицательных двойственных переменных $\lambda_{L,\ min}$, $\lambda_{L,\ max}$, λ_D для формул (34) и (36).

7.6.5 Признак дефицита мощности i-й зоны надежности $I_{зон\ i}$ рассчитывают по значениям двойственных переменных $\lambda_{D\ i}$, соответствующих ограничению $0 \le D_i$ в формуле (36), по формуле

$$I_{зон\ i} = \begin{cases} 1, \text{ если } \lambda_{D\ i} \ge 0{,}1 \\ 0, \text{ если } \lambda_{D\ i} < 0{,}1. \end{cases} \tag{37}$$

7.6.6 Признак исчерпания ПСС сечения j в прямом $I_{\text{сеч.пр }j}$ или обратном $I_{\text{сеч,об }j}$ направлении рассчитывают по значениям двойственных переменных $\lambda_{L,\max j}$ и $\lambda_{L,\min j}$, соответствующих ограничениям $PL_j \le PL_{\max j}$ или $PL_{\min j} \le PL_j$ в формуле (34), по формулам

$$I_{\text{сеч,пр }j} = \begin{cases} 1, \text{ если } \lambda_{L,\max j} \ge 0{,}1 \\ 0, \text{ если } \lambda_{L,\max j} < 0{,}1; \end{cases} \tag{38}$$

$$I_{\text{сеч,об }j} = \begin{cases} 1, \text{ если } \lambda_{L,\min j} \ge 0{,}1 \\ 0, \text{ если } \lambda_{L,\min j} < 0{,}1. \end{cases} \tag{39}$$

7.6.7 Признак дефицитности состояния $I_{\text{сост}}$ рассчитывают по формуле

$$I_{\text{сост}} = \max_i I_{\text{зон }i}. \tag{40}$$

7.7 Математическая задача оптимизации по формулам (27)—(36) может иметь множество решений, которые характеризуются одинаковыми:

- величинами суммарного снижения потребления мощности энергосистемы $W_д$;
- признаками дефицитности зон надежности $I_{\text{зон}}$;
- признаками исчерпания ПСС $I_{\text{сеч,пр}}$ и $I_{\text{сеч,об}}$,

и отличаются величинами снижения потребления мощности в зонах надежности D.

Задачу распределения суммарного снижения потребления мощности энергосистемы $W_д$ между зонами надежности решают по принципу распределения дефицита мощности пропорционально величинам потребления мощности в зонах надежности.

7.8 Требования к точности получаемых результатов следующие:

а) абсолютную точность результатов расчетов показателей интегральной вероятности бездефицитной работы зоны надежности, интегральной вероятности исчерпания ПСС в прямом и обратном направлениях оценивают 90 %-ным двусторонним доверительным интервалом для биномиального распределения $[X_{5\,\%}; X_{95\,\%}]$ с числом испытаний, равным n, и числом событий, равным $n \cdot \tilde{x}$, где $\tilde{x}$ — рассчитанное значение показателя.

Ширину доверительного интервала рассчитывают по формуле

$$\delta x = x_{95\,\%} - x_{5\,\%}; \tag{41}$$

б) абсолютную точность результатов расчетов показателя математического ожидания годового объема ограничения потребления электрической энергии в зоне надежности, энергосистеме оценивают при $\tilde{x} < 1 - n^{-1}$ 90 %-ным двусторонним доверительным интервалом для нормального распределения.

$$y \in [y_{5\,\%}; y_{95\,\%}] \approx [\tilde{y} - 1{,}64\tilde{\sigma}_y; \tilde{y} + 1{,}64\tilde{\sigma}_y], \tag{42}$$

где y — точное значение показателя;

$\tilde{y}$ — рассчитанное значение показателя;

$\tilde{\sigma}^2_y$ — выборочная дисперсия;

$\tilde{x}$ — рассчитанное значение соответствующего показателя интегральной вероятности бездефицитной работы зоны надежности;

n — количество смоделированных состояний.

Ширину доверительного интервала рассчитывают по формуле

$$\delta_y = y_{95\,\%} - y_{5\,\%} \approx 3{,}92\tilde{\sigma}_y, \text{ при } \tilde{x} < 1 - n^{-1}. \tag{43}$$

При $\tilde{x} \ge 1 - n^{-1}$ точность результатов расчетов показателя y не оценивают;

в) абсолютную точность результатов расчетов интегральной вероятности дефицитности состояния оценивают 90 % двусторонним доверительным интервалом для биномиального распределения $[X_{5\,\%}; X_{95\,\%}]$ с числом испытаний, равным n, и числом событий, равным $(\Sigma_{\text{сост}} I_{\text{сост}})$.

Ширину доверительного интервала рассчитывают по формуле

$$\delta x = x_{95\,\%} - x_{5\,\%} \approx 3{,}29\sqrt{J_{\text{сост}}(1 - J_{\text{сост}})/n}; \tag{44}$$

г) рекомендуется задавать требуемую точность расчетов показателя $J_{\text{сост}}$:

- при оценке балансовой надежности — в относительном выражении не хуже 10 %;
- при оптимизации резервов мощности или при сопоставлении вариантов — дополнительно в абсолютном выражении не хуже $0{,}1 \cdot (1 - P_{\text{норм}})$.

8 Анализ результатов расчетов и разработка предложений по обеспечению нормативного уровня балансовой надежности в энергосистеме

8.1 По результатам анализа полученных показателей балансовой надежности должна быть проведена оценка соответствия балансовой надежности энергосистемы нормативным требованиям.

8.2 Балансовую надежность энергосистемы признают соответствующей нормативным требованиям, если в ЕЭС России отсутствуют зоны надежности, не удовлетворяющие нормативным требованиям к уровню балансовой надежности, определяемые в соответствии с 8.3.

8.3 Зоны надежности (множества зон надежности), не удовлетворяющие нормативным требованиям к уровню балансовой надежности, определяют следующим образом:

а) выявляют зоны надежности, для которых показатель $J_{д,зон} > 1 - P_{норм}$, за исключением зон надежности, представляющих энергосистемы зарубежных государств;

б) проводят анализ выявленных зон надежности на предмет возможных причин невыполнения указанного в перечислении а) условия. Причинами могут являться как наличие общего недостатка генерирующей мощности в энергосистеме, так и локального недостатка генерирующей мощности в зоне надежности (множестве зон надежности) в сочетании с исчерпанием ПСС.

8.4 В случае проработки возможных вариантов обеспечения нормативного уровня балансовой надежности энергосистемы проводят:

а) предварительный анализ возможных мест (зон надежности) и объемов размещения дополнительных генерирующих мощностей;

б) определение перечня сечений расчетной модели и соответствующих им контролируемых сечений, пропускная способность которых ограничивает использование резервов мощности других зон надежности, и предварительный анализ ориентировочных объемов увеличения ПСС;

в) определение перечня зон надежности с наибольшей величиной математического ожидания годового объема ограничения потребления электрической энергии, размещение дополнительных генерирующих мощностей в которых может быть наиболее эффективным.

8.5 Моделирование дополнительных генерирующих мощностей осуществляют путем включения условных электростанций в перечень электростанций выбранных зон надежности.

8.6 Предварительное увеличение ПСС осуществляют путем корректировки величины ПСС в требуемом направлении для нормальной и ремонтных схем.

8.7 Исходя из определенных согласно 8.6 предварительных увеличений ПСС для различных схем осуществляют выбор наиболее подходящего увеличению ПСС технического решения.

8.8 Для выбранного в соответствии с 8.7 технического решения по увеличению ПСС актуализируют ПСС и МСК. Величины ПСС актуализируют с учетом методических указаний [2], при этом допускается не проводить расчеты динамической устойчивости.

8.9 Для обеспечения соответствия балансовой надежности энергосистемы установленной нормативной величине (далее — обеспечение соответствия) реализуют следующие варианты:

а) процедура по 8.5 — при обеспечении соответствия путем строительства генерирующих мощностей;

б) процедура по 8.6—8.8 — при обеспечении соответствия путем увеличения пропускной способности электрической сети;

в) процедура по 8.5—8.8 в совокупности — при сочетании вариантов строительства генерирующих мощностей и увеличения пропускной способности электрической сети (при необходимости и наличии исходной информации о затратах на сооружение генерирующих мощностей и электросетевых объектов).

8.10 По результатам выбора варианта по 8.9 необходимо выполнить повторный расчет показателей балансовой надежности зон надежности.

8.11 Расчеты балансовой надежности и выполнение требований настоящего раздела осуществляют до момента обеспечения уровня балансовой надежности энергосистемы не ниже установленной нормативной величины во всех зонах надежности.

8.12 По результатам выполнения 8.11 формируют технические решения по объему и местам размещения дополнительных генерирующих мощностей или параметрам (класс напряжения, номинальные параметры) и местам размещения ЛЭП и электротехнического оборудования.

9 Оформление результатов расчетов балансовой надежности

9.1 Результаты расчетов балансовой надежности оформляют в виде пояснительной записки и приложений к ней.

9.2 Пояснительная записка в обязательном порядке должна содержать следующие разделы:

- введение (цель проведения расчетов);
- краткое описание использованных исходных данных и примененных программных средств;
- результаты расчетов показателей балансовой надежности и их анализ с приведением расчетных показателей балансовой надежности, перечисленных в разделе 5;
- результаты определения рекомендуемых технических решений по объему и местам размещения дополнительных генерирующих мощностей или по параметрам и местам размещения ЛЭП и электротехнического оборудования (в случае проведения такого анализа и разработки соответствующих предложений);
- заключение.

Библиография

[1] Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики (утверждены приказом Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013)

[2] Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (утверждены приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630)

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010

Ключевые слова: методические указания, балансовая надежность, показатель балансовой надежности

БЗ 1—2020/82

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *О.В. Лазарева*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 11.12.2019. Подписано в печать 27.01.2020. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,10.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов, 117418 Москва. Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
www.gostinfo.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru