

На правах рукописи



Беляев Николай Александрович

ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВОЙ НАДЁЖНОСТИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРОИЗВОЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2017

Работа выполнена в федеральном государственном
автономном образовательном учреждении высшего образования
«Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Коровкин Николай Владимирович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, ректор
ФГАОУ ДПО «ПЭИПК»
Назарычев Александр Николаевич

кандидат технических наук, научный
сотрудник кафедры
«Электроэнергетические системы»
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»
Ванин Артем Сергеевич

Ведущая организация: ФГБУН Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения
Российской академии наук

Защита состоится «31» марта 2017 г. в 14.00 на заседании диссертационного совета Д212.229.11 при федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» по адресу: 195251, Санкт-Петербург, Политехническая улица, д. 29, Главное здание, ауд. 118.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» www.spbstu.ru.

Автореферат разослан «___» _____ 2017 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д212.229.11
к.т.н., доцент



Попов Максим Георгиевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность и степень разработанности темы

Планирование развития электроэнергетических систем (ЭЭС) требует решения комплекса задач, включающих прогноз сценарных условий функционирования ЭЭС на среднесрочную и долгосрочную перспективу, анализ основных параметров, характеризующих режимы работы ЭЭС, и разработку технических и организационных решений, направленных на обеспечение требуемых уровней надёжности и качества электроснабжения потребителей и повышения эффективности ЭЭС. Одной из важнейших задач планирования развития ЭЭС является анализ соответствия планов развития генерирующих мощностей и основной (системообразующей) электрической сети прогнозируемому спросу на электроэнергию и мощность в ЭЭС. Данная задача решается посредством разработки перспективных балансов электроэнергии и мощности ЭЭС и анализа надёжности обеспечения баланса мощности.

Под надёжностью обеспечения баланса мощности (балансовой надёжностью) понимается способность ЭЭС обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов ЭЭС, а также ограничений на поставку энергоресурсов. Необходимость исследований балансовой надёжности (БН) обусловлена, в первую очередь, высокой экономической и социальной значимостью бесперебойного электроснабжения потребителей. При этом анализ БН выполняется не только в рамках оценки надёжности электроснабжения потребителей, но и в целях определения объема резервов генерирующих мощностей и пропускной способности основной электрической сети, в том числе в целях обоснования сооружения отдельных энергообъектов. Это обуславливает высокую техническую и экономическую значимость исследований БН. Актуальность исследований БН связана также с рядом современных тенденций в развитии ЭЭС, в частности либерализацией электроэнергетики, развитием генерирующих мощностей на базе нетрадиционных возобновляемых источников энергии, не имеющих гарантированной располагаемой мощности, внедрением накопителей энергии и технологий управляемого потребления.

Задачам анализа БН уделено большое внимание в отечественных и зарубежных научных публикациях. В разные годы исследованиями в области БН занимались И.М. Маркович, М.Н. Розанов, Г.А. Волков, Н.И. Воропай, В.А. Непомнящий, Ю.Б. Гук, И.М. Волькенау, Л.Д. Хабачев, Н.А. Манов, Ю.Я. Чукреев, Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева, В.А. Обоскалов, за рубежом Р. Алан, Р. Биллinton и др.

Для количественной оценки и сопоставления уровней БН используются показатели балансовой надёжности (ПБН), расчёт которых требует специальных моделей и методов. Расчётные модели ЭЭС для анализа БН должны предусматривать при оценке ПБН учёт всех влияющих на БН факторов, что необходимо для обеспечения требуемой точности расчёта ПБН и корректности принимаемых по его результатам решений. Разработанные к настоящему времени модели и методы анализа БН позволяют учитывать указанные факторы и с высокой точностью выполнять расчёты ПБН для ЭЭС, характеризующихся относительно плотной структурой электрических сетей с небольшим количеством ограничений на передачу мощности, что позволяет выполнять анализ БН таких ЭЭС на основе моделей малой размерности.

Несмотря на высокую степень проработки методов анализа БН в целом, в настоящее время не нашел своего решения круг проблем, связанных с анализом БН ЭЭС со сложной структурой электрической сети, характеризующейся наличием слабых протяжённых связей. К таким ЭЭС, в том числе, относится Единая энергетическая система (ЕЭС) России. При расчёте ПБН данных ЭЭС необходим учёт влияния топологии и параметров электрической сети на уровне БН, что существенно увеличивает требования к детализации расчётных моделей ЭЭС. При высокой вычислительной сложности задач анализа БН повышение детализации расчётных моделей и учёт в них дополнительных параметров требуют разработки новых высокопроизводительных подходов к анализу БН ЭЭС. Решению указанных проблем, актуальных для исследований надёжности в ЕЭС России на среднесрочную перспективу, посвящена данная работа.

Цель и задачи работы

Цель работы – разработка комплексного метода оценки показателей балансовой надёжности электроэнергетических систем произвольной структуры, позволяющего выполнять формирование расчётных моделей ЭЭС для анализа БН и расчёт ПБН ЭЭС с учётом топологии и параметров электрической сети, ограничений на передачу мощности, параметров генерирующего оборудования, данных о надёжности элементов ЭЭС и режимах потребления электроэнергии.

Достижение цели предполагает решение следующих задач:

1. Формализация формирования зон надёжности в ЭЭС и разработка методов построения многозонных расчётных моделей ЭЭС для анализа БН.
2. Разработка методов оценки влияния ограничений на передачу мощности в ЭЭС на уровне БН.
3. Разработка методов моделирования потоков мощности в многозонных моделях ЭЭС, позволяющих корректно учитывать в задачах анализа БН ограничения на передачу мощности и параметры сети.
4. Развитие методов оценки распределения дефицита мощности в расчётах ПБН ЭЭС в направлении повышения точности учета всех влияющих на значение дефицита мощности факторов, в том числе параметров и надёжности элементов электрической сети, при приемлемом уровне вычислительных затрат.
5. Тестирование и апробация предложенных методов, разработка соответствующих алгоритмов и решение задач оценки ПБН для отдельных ЭЭС в составе ЕЭС России.

Методы исследования

Исследования проводились на основе математического моделирования в программной среде MATLAB с применением методов теории вероятностей, теории надёжности, оптимизации, кластерного анализа.

Научная новизна работы

1. Впервые разработана формализованная методика разбиения ЭЭС на концентрированные подсистемы – зоны надёжности, состав которых является основой для моделирования ЭЭС в расчётах ПБН.
2. Предложены и обоснованы методы учёта ограничений на передачу мощности в расчётах ПБН ЭЭС, позволяющие учитывать параметры электрической сети и ограничения на передачу мощности по выделенным (контролируемым) сечениям электрической сети любой конфигурации.

3. Разработана новая методика учёта вариативности топологии и параметров электрической сети в расчётах ПБН, позволяющая повысить точность оценки ПБН без существенного увеличения вычислительных затрат.

Практическая значимость работы

1. Разработан универсальный и высокопроизводительный алгоритм, позволяющий выполнять расчёт ПБН ЭЭС произвольной структуры, цифровые модели которых содержат до 10^4 узлов и ветвей, с учётом всех влияющих на уровни БН факторов. Предложенный алгоритм может быть использован, в том числе, при разработке специализированного программного обеспечения.

2. Разработаны подходы к решению задач планирования развития ЭЭС, в том числе определению энергорайонов с повышенными рисками дефицита мощности, выявлению участков сети с недостаточной пропускной способностью, оцениванию эффективности технических мероприятий по повышению БН.

3. Выполнены расчёты ПБН объединённых энергосистем (ОЭС) Востока, Сибири и Урала, входящих в состав ЭЭС России, по результатам которых выявлены зоны с низким уровнем БН и рассмотрены мероприятия по повышению ПБН в отдельных энергосистемах и энергорайонах.

Положения, выносимые на защиту

1. Методика формирования расчётных моделей ЭЭС для анализа БН, позволяющая разрабатывать многозонные модели и формализовать анализ БН для ЭЭС произвольной структуры.

2. Методика расчёта ПБН ЭЭС, позволяющая учитывать ограничения на передачу мощности в виде максимально допустимых потоков мощности по выделенным (контролируемым) сечениям электрической сети произвольной конфигурации, а также вариативность топологии и параметров сети.

3. Результаты расчётов ПБН ОЭС Востока, Сибири и Урала, входящих в состав ЭЭС России.

Достоверность результатов

Достоверность научных положений и результатов исследований подтверждается корректным использованием теоретических положений, математических методов исследования электроэнергетических систем, методов вероятностного анализа надёжности.

Апробация работы

Положения работы обсуждались на международных конференциях и семинарах:

1. Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики», Иркутск, 2013; Минск, 2015; Сыктывкар 2016.

2. Научно-практическое совещание «Современные подходы к обеспечению надёжности электроэнергетических систем», Сыктывкар, 2013.

3. Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодёжи», Новочеркасск, 2013; Томск, 2014.

4. Международная конференция «International Conference on Mathematical Models and Methods in Applied Sciences», Санкт-Петербург, 2014.

Результаты работы также неоднократно рассматривались на заседаниях научно-технического совета АО «НТЦ ЭЭС», семинарах кафедры «Теоретическая электротехника и электромеханика» ФГАОУ ВО «СПбПУ». Результаты работы реализованы при

выполнении научно-исследовательских работ ОАО «НТЦ ЕЭС» по разработке моделей ЕЭС России для анализа балансовой надёжности.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 11 печатных работ, в том числе 3 научные статьи в рецензируемых изданиях, входящих в перечень рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка использованных источников и приложений.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность исследования, сформулированы цели и задачи работы.

В первой главе представлены описание БН как свойства ЭЭС и основные подходы к нормированию БН. Рассмотрены основные существующие модели и методы анализа БН. Определены проблемы анализа БН ЭЭС сложной структуры с протяженными связями ограниченной пропускной способности.

Для расчёта ПБН применяются концентрированные или многозонные модели ЭЭС, примеры которых представлены на рисунках 1,а и 1,б соответственно. Концентрированная модель используется для анализа БН ЭЭС, в которых ограничения на передачу мощности (сетевые ограничения) не влияют на дефицит мощности в отдельных узлах ЭЭС, и предполагает моделирование ЭЭС одним узлом, содержащим полный состав генерирующего оборудования и потребителей ЭЭС. Наличие дефицита мощности в такой ЭЭС определяется только соотношением спроса на мощность и рабочей мощности электростанций.

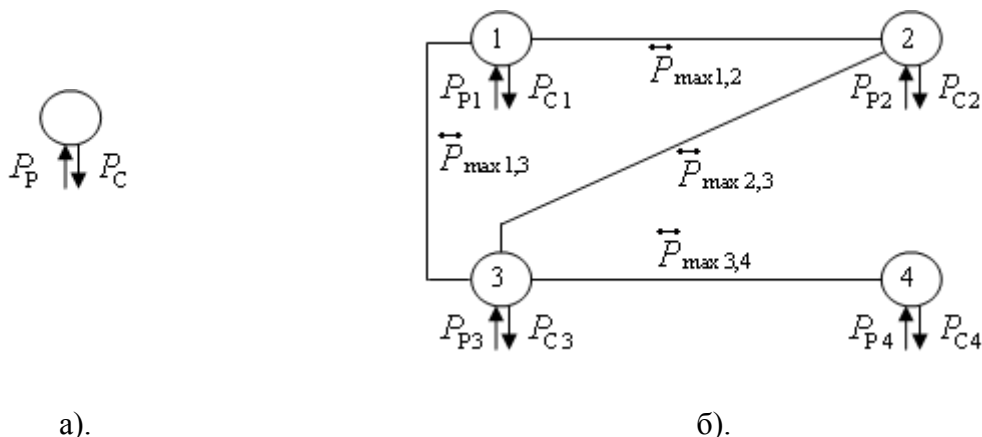


Рисунок 1 – Концентрированная (а) и многозональная (б) модели ЭЭС

Многозональная модель ЭЭС используется для анализа БН ЭЭС, в которой пропускная способность электрической сети ограничивает возможности взаимного резервирования узлов, обуславливая тем самым различную вероятность дефицита мощности и, соответственно, различные уровни БН в узлах ЭЭС. Такая структура соответствует ЕЭС России, электрические сети которой содержат протяжённые связи ограниченной пропускной способности. Многозональная расчётная модель ЭЭС для анализа БН представляет собой совокупность концентрированных подсистем (зон надёжности) и связей между ними заданной пропускной способности. Каждая зона надёжности

представляет собой часть ЭЭС, внутри которой сетевые ограничения отсутствуют и, соответственно, все узлы взаимно резервируемые. В зависимости от детализации исходной модели сети и учитываемых сетевых ограничений для одной и той же ЭЭС могут быть предложены многозонные модели разной размерности.

При расчёте ПБН в качестве исходных данных задают параметры многозонной модели ЭЭС: состав, располагаемая мощность, параметры надёжности генерирующего оборудования, характеристики режимов потребления мощности по каждой зоне надёжности и пропускные способности связей. Для каждой зоны многозонной модели определяется значение искомого ПБН. Таким образом, расчёт ПБН требует предварительного создания многозонной расчётной модели исследуемой ЭЭС и определения её параметров.

Разработка многозонной расчётной модели, обеспечивающей точность и адекватность значений искомого ПБН, является самостоятельной трудоёмкой задачей, не имеющей однозначного решения. Построение многозонной расчётной модели выполняется на основе анализа электрической модели ЭЭС с учётом ограничений на передачу мощности, которые задаются в виде максимально допустимых потоков активной мощности (МДП) в контролируемых сечениях. Для многозонной модели должны быть определены состав зон надёжности и пропускная способность связей. Основными проблемами разработки многозонных расчётных моделей и определения их параметров для ЭЭС сложной структуры являются:

1. Определение границ зон надёжности – сложно формализуемый процесс, основанный на решении задачи кластеризации и требующий разработки соответствующих критериев (мер близости) и алгоритмов. К настоящему времени формализованных методов решения данной задачи не разработано.

2. Границы зон надёжности в общем случае не соответствуют конфигурации контролируемых сечений, что требует выполнения расчётов по приведению МДП в контролируемых сечениях к ограничениям на передачу мощности между зонами надёжности. Данные расчеты сопровождаются большими вычислительными затратами. Это затрудняет расчёт пропускных способностей связей для различных ремонтных схем сети, количество которых для реальных ЭЭС весьма велико.

3. Отключение сетевого элемента может приводить к изменению МДП в нескольких контролируемых сечениях и, соответственно, влиять на пропускную способность нескольких связей в многозонной модели, что требует при расчёте ПБН учёта взаимосвязи ограничений на передачу мощности.

4. В многозонных моделях сложной структуры для расчёта потоков мощности по связям может требоваться учёт топологии и параметров электрической сети, которые с учётом ремонтных схем сети являются вариативными.

Указанные проблемы требуют разработки формализованной методики формирования многозонных расчётных моделей ЭЭС для анализа БН, в том числе определения состава зон надёжности и ограничений на передачу мощности между ними, а также совершенствования существующих методов расчёта ПБН с целью учёта влияния параметров и топологии электрической сети на уровни БН ЭЭС.

Во второй главе представлены результаты разработки и исследования метода формирования многозонных расчётных моделей ЭЭС для анализа БН. Предложенный порядок формирования многозонных моделей формализован и содержит три основные этапа.

На первом этапе выполняется расчёт матрицы сетевых коэффициентов (коэффициентов потокораспределения), позволяющих определять потоки мощности в ЭЭС, в том числе в контролируемых сечениях, как линейные функции генерации и потребления мощности в узлах.

При расчёте ПБН стандартные методы расчёта установившихся режимов, как правило, не находят применения по двум основным причинам. Во-первых, итерационные методы, используемые для расчёта режима, не обеспечивают требуемого быстродействия при анализе большого числа состояний ЭЭС при расчёте ПБН методом статистических испытаний. Во-вторых, итерационные методы могут не обеспечивать сходимости режима, что необязательно связано с наличием дефицита активной мощности. В связи с этим для расчёта потоков мощности в рассматриваемых задачах должны рассматриваться иные методы.

Расчёт потоков активной мощности в заданных контролируемых сечениях ЭЭС может быть выполнен в соответствии с выражением:

$$\vec{P} = \mathbf{K}\mathbf{P}, \quad (1)$$

где \vec{P} – вектор потоков мощности в контролируемых сечениях, \mathbf{P} – вектор активных мощностей узлов, \mathbf{K} – матрица сетевых коэффициентов, определяемая в соответствии с выражением:

$$\mathbf{K} = \mathbf{D}\mathbf{B}_v\mathbf{A}^T\mathbf{B}^{-1}, \quad (2)$$

где \mathbf{D} – матрица $S \times V$ контролируемых сечений, S – число контролируемых сечений, V – общее число ветвей, \mathbf{B}_v – диагональная матрица $V \times V$ реактивных проводимостей ветвей, \mathbf{A} – матрица инцидентности, \mathbf{B} – $N \times N$ матрица узловых проводимостей, N – общее число узлов (исключая балансирующий). Таким образом, потоки мощности в контролируемых сечениях могут быть представлены в виде линейной функции мощностей узлов с коэффициентами пропорциональности (сетевыми коэффициентами), зависящими от проводимости ветвей и топологии схемы.

Использование сетевых коэффициентов значительно упрощает расчёт потоков активной мощности в сравнении с расчётом установившегося режима стандартными методами и обеспечивает получение решения, в том числе для дефицитных состояний ЭЭС. По результатам исследований, проведённых с использованием моделей реальных ЭЭС, погрешность значений потоков мощности, вызванная допущениями, использованными при выводе (1), не превысила 45 МВт, при этом в 95 % расчётов погрешность не превысила 10 МВт, что соответствует точности задания МДП мощности в контролируемых сечениях.

На втором этапе определяются сетевые ограничения на передачу мощности, подлежащие учёту при формировании многозонной модели. К данным сетевым ограничениям относятся ограничения, которые могут обуславливать возникновение дефицита мощности в различных частях ЭЭС и, соответственно, влияют на уровни БН (далее – активные сетевые ограничения).

Задача определения активных сетевых ограничений сводится к построению рядов распределения потоков мощности $\vec{P}_s \in \vec{P}$ в заданных контролируемых сечениях и определению вероятности δ превышения МДП, которое не может быть устранено без ограничения потребителей, для каждого сечения. При этом учитываются ограничения на

генерацию и потребление мощности в узлах и пропускную способность других сечений. Для решения данной задачи предложено два подхода:

1. Приближённый аналитический метод. С использованием метода сетевых коэффициентов и рекуррентной процедуры для каждого сечения выполняется построение рядов распределения \vec{P}_s , на основе которых определяется искомая вероятность. Метод обладает высокой вычислительной эффективностью, но является приближённым, поскольку не учитывает ряд ограничений. Вследствие этого полученная вероятность оказывается, как правило, завышенной.

2. Метод статистических испытаний. Определение искомой вероятности для каждого сечения производится посредством моделирования большого количества случайных состояний ЭЭС, для каждого из которых рассчитываются \vec{P}_s с учётом ограничений. Данный метод позволяет получить наиболее точное решение, но требует больших вычислительных затрат.

По результатам решения данной задачи в качестве активных сетевых ограничений принимаются МДП в контролируемых сечениях, для которых искомая вероятность δ превысила пороговое значение $\delta_{пр}$, величина которого принимается в соответствии с требуемой точностью расчётов. На рисунке 2, в качестве примера, представлено распределение потока мощности, полученное для контролируемого сечения «Урал – Тюменская энергосистема», с указанием значений МДП в прямом и обратном направлениях. Вероятность превышения МДП в прямом направлении для данного сечения относительно велика и составляет $6 \cdot 10^{-3}$ (площадь под кривой правее линии «МДП пр.»). Для разгрузки сечения в соответствующих состояниях необходимо ограничить потребителей Тюменской энергосистемы. Вероятность превышения МДП в обратном направлении, наоборот, практически равна нулю, то есть данное сечение в обратном направлении можно считать неактивным ограничением.

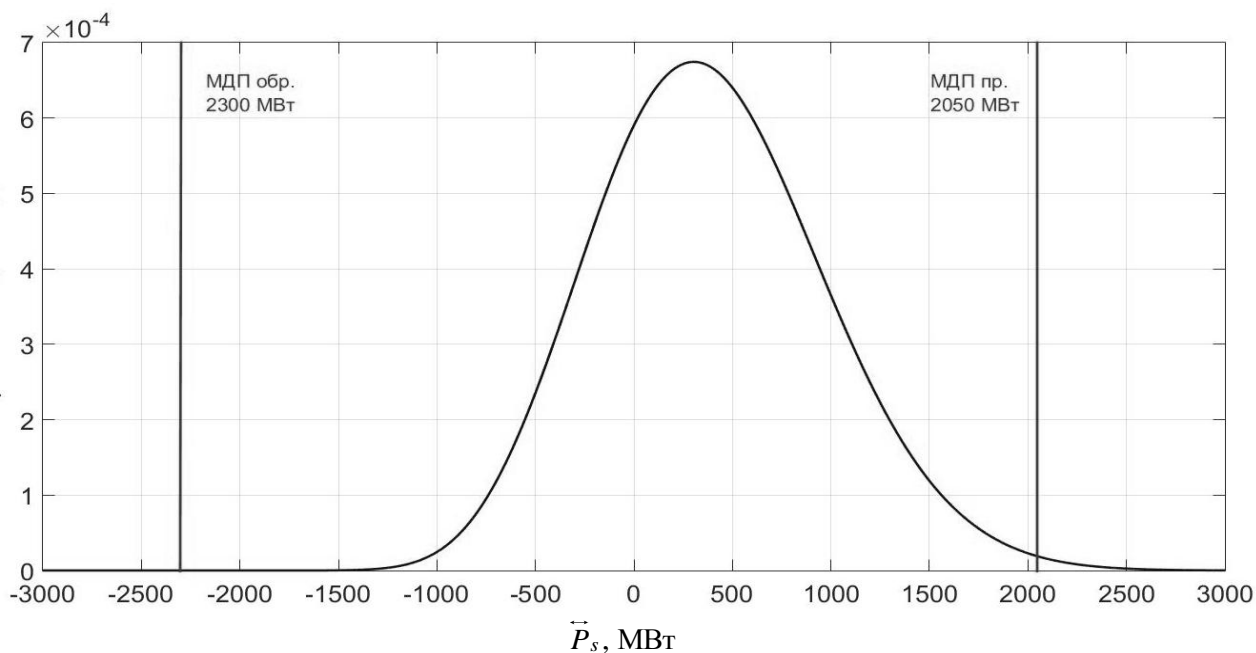


Рисунок 2 – Распределение потока мощности в контролируемом сечении «Урал – Тюменская энергосистема» ОЭС Урала

На третьем этапе с учётом полученного состава активных сетевых ограничений выполняется формирование зон надёжности. Предварительно из матрицы \mathbf{K} исключаются строки, которые соответствуют контролируемым сечениям, не являющимся активными ограничениями. Каждому узлу $n = \overline{1, N}$ соответствует столбец \mathbf{k}_n в матрице \mathbf{K} , который можно рассматривать как некоторую характеристику узла и использовать при формировании зон надёжности.

В соответствии с вышеизложенным зона надёжности представляет собой совокупность Z узлов, между которыми ограничения на передачу мощности отсутствуют. Данное условие может быть записано в общем виде с использованием соответствующих \mathbf{k}_n :

$$\|\mathbf{k}_i - \mathbf{k}_j\| = 0, \quad \forall i, j \in Z.$$

При выполнении данного равенства передача мощности между узлами i и j не влияет на потоки мощности в контролируемых сечениях и, соответственно, не ограничена МДП. Но на практике добиться строгого выполнения указанного условия проблематично с учётом сложной структуры сетевых ограничений и конечной точности сетевых коэффициентов. Кроме того, данное условие не учитывает фактически возможный объём передачи мощности между узлами. В связи с этим для формирования зон надёжности целесообразно принять следующий критерий:

$$P_{i,j} \|\mathbf{k}_i - \mathbf{k}_j\|_{\infty} = \Delta_{i,j} < \varepsilon, \quad \forall i, j \in Z, \quad (3)$$

где $P_{i,j}$ – максимальная мощность, которую возможно передать (перераспределить) между узлами i и j в соответствии с составом генерирующего оборудования и спросом на мощность в них, $\Delta_{i,j}$ – функция расстояния между узлами i и j , ε – допустимое (пороговое) значение $\Delta_{i,j}$ между узлами одной зоны надёжности. Функция $\Delta_{i,j}$ характеризует максимальное значение потока мощности в контролируемом сечении, которое может быть обусловлено передачей (перераспределением) мощности между узлами i и j . Выполнение условия (3) при достаточно малом ε означает, что узлы i и j одинаковы по отношению к сетевым ограничениям, то есть перераспределение мощности между узлами i и j не приводит к существенному изменению потоков мощности в контролируемых сечениях. Соответственно, передача мощности между данными узлами не ограничена МДП. Значения $\Delta_{i,j}$ могут быть сведены в $N \times N$ матрицу Δ , которая представляет собой матрицу расстояний между узлами.

Распределение узлов по зонам надёжности по условию (3) может быть выполнено с использованием методов иерархического кластерного анализа. Для этого целесообразно использовать метод полных связей (алгоритм «дальнего соседа»). Данный метод заключается в последовательном объединении кластеров, имеющих минимальное расстояние между наиболее удалёнными узлами, то есть два кластера, представляющих собой группы узлов N_1 и N_2 , объединяются при условии:

$$\max_{i \in N_1, j \in N_2} (\Delta_{i,j}) \xrightarrow{N_1, N_2} \min.$$

Таким образом, объединение узлов в кластеры и дальнейшее объединение кластеров производится в порядке увеличения максимального $\Delta_{i,j}$ внутри кластера. В данном алгоритме может быть учтено пороговое расстояние ε , при достижении которого

объединение кластеров прекращается. Тогда для узлов каждого из полученных кластеров выполняется (3), и, соответственно, данные кластеры являются зонами надёжности. На рисунке 3 представлена дендрограмма, построенная по матрице Δ при определении расстояний между кластерами методом полных связей для цифровой модели ОЭС Урала.

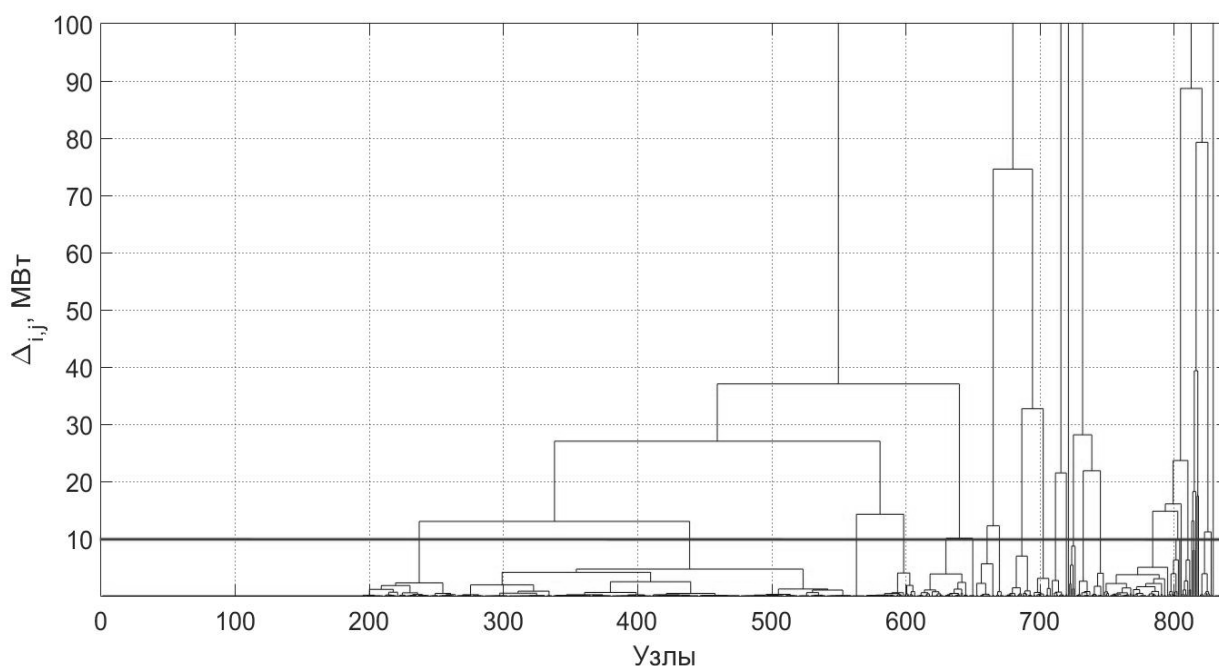


Рисунок 3 – Дендрограмма, построенная по матрице расстояний для узлов ОЭС Урала

По результатам кластеризации определяется поузловой состав каждой зоны надёжности, на основе которого формируется состав генерирующих мощностей, объём и параметры спроса на мощность в каждой зоне надёжности.

В третьей главе рассмотрены вопросы расчёта ПБН на базе разработанного метода формирования многозонных расчётных моделей ЭЭС. Для расчёта ПБН применяются как аналитические, так и статистические методы. При использовании аналитических методов выполняют сложение функций распределения вероятностей рабочей мощности электростанций и спроса на мощность и определяют ПБН по результирующим распределениям вероятностей дефицита. Данные методы характеризуются высокой вычислительной эффективностью, однако их применение ограничено радиально-магистральными схемами. В связи с этим наибольшее распространение получил метод статистических испытаний, базирующийся на анализе большого количества случайных состояний ЭЭС, по результатам которых рассчитываются ПБН зон надёжности.

В методе статистических испытаний для каждого случайного состояния ЭЭС выполняется решение задачи распределения дефицита мощности, то есть расчёт дефицита мощности в зонах надёжности. Данная задача сводится к покрытию спроса на мощность с учётом ограничений на рабочую мощность генерирующего оборудования и передачу мощности между зонами. Определение пропускной способности связей между зонами, как было отмечено, трудоёмкая вычислительная процедура. Предлагаемое применение сетевых коэффициентов позволяет определять потоки мощности в контролируемых сечениях в зависимости от мощностей зон и использовать в записи ограничений на передачу мощности непосредственно значения МДП, что не требует дополнительных

расчётов пропускной способности связей в многозонной модели. С учётом этого предложена новая формулировка задачи распределения дефицита мощности в виде:

$$\begin{aligned}
 d &= \sum_{j=1}^{j=Z} D_j \xrightarrow{P_{\Gamma j}} \min \\
 \forall j: D_j &\geq 0, \\
 P_{\Gamma j} &\leq P_{P j}, \\
 \forall s: \sum_{j=1}^{j=N} k'_{s,j} \cdot P_{\Gamma j} - P_{C j} + D_j &\leq \bar{P}_{\max s}, \\
 \sum_{j=1}^{j=Z} P_{C j} - D_j - P_{\Gamma j} &= 0,
 \end{aligned} \tag{4}$$

где d – суммарный дефицит мощности в ЭЭС, D_j , $P_{\Gamma j}$, $P_{P j}$, $P_{C j}$ – соответственно дефицит, генерация мощности, рабочая мощность электростанций и спрос на мощность в зоне надёжности j , $k'_{s,j}$ – коэффициент пропорциональности между потоком мощности в сечении s и мощностью зоны j (сетевой коэффициент), $\bar{P}_{\max s}$ – МДП в контролируемом сечении s . Дефицит мощности в зоне надёжности определяется как:

$$D_j = P_{C j} - P_{H j},$$

где $P_{H j}$ – фактическое потребление мощности в зоне надёжности j , которое обеспечивается с учётом ограничений на генерацию и передачу мощности.

При решении (4) заданными являются $P_{P j}$, $P_{C j}$, $k'_{s,j}$ и $\bar{P}_{\max s}$. Значения $P_{P j}$ и $P_{C j}$ определяются при формировании случайного состояния в соответствии с параметрами и показателями надёжности генерирующего оборудования и характеристиками режимов потребления электроэнергии. Значения $k'_{s,j}$ и $\bar{P}_{\max s}$ определяются при формировании случайного состояния на основе матрицы \mathbf{K} и заданных значений МДП в зависимости от состава отключенных сетевых элементов. При этом для определения $k'_{s,j}$ предложено применение метода пополнения обратной матрицы, позволяющего не рассчитывать \mathbf{K} для каждого случайного состояния и существенно сократить тем самым вычислительные затраты, поскольку расчёт \mathbf{K} в соответствии с (2) требует обращения матрицы \mathbf{B} . Таким образом, переменными в задаче (4) являются D_j и $P_{\Gamma j}$.

Задача (4) сводится к минимизации линейного функционала при ограничениях – линейных неравенствах и равенстве и представляет собой задачу линейного программирования, методы решения которой известны. В результате решения (4) определяются значения дефицитов мощности D_j , $j = \overline{1, Z}$ в зонах надёжности. Случайное состояние является для зоны j бездефицитным, если $D_j = 0$, или дефицитным, если $D_j > 0$. По результатам расчёта D_j для большого количества случайных состояний ЭЭС для каждой зоны надёжности определяются искомые ПБН.

В четвертой главе представлен алгоритм расчета ПБН, разработанный на основе предложенных в данной работе методов. Тестирование алгоритма проводилось с использованием цифровых моделей энергообъединений, входящих в состав ЭЭС России: ОЭС Востока, ОЭС Сибири и ОЭС Урала. Для данных ОЭС выполнено разбиение на зоны надёжности и расчёт вероятности J бездефицитной работы по зонам надёжности, а также

математического ожидания суммарного по ОЭС годового недоотпуска электроэнергии $W_{\text{нед}}$. Результаты расчета ПБН указанных ОЭС представлены на рисунках 4 – 6 соответственно. На данных рисунках представлен полученный состав зон надежности и значения рассчитанных ПБН. Для каждой связи указан номер контролируемого сечения, МДП в котором ограничивает передачу мощности между соответствующими зонами надежности.

Для каждой из рассмотренных ОЭС определены зоны с низким уровнем БН, вероятность бездефицитной работы в которых ниже нормативного значения, равного 0,996. В ОЭС Востока к таковым относится зона «Якутская» (Южно-Якутский энергорайон), в ОЭС Сибири – зона «Забайкальская» (ЭЭС Забайкальского края), в ОЭС Урала – зоны «Нижневартовская» и «Северная» (Нижневартовский и Надымско-Уренгойский энергорайоны Тюменской ЭЭС). Рассмотрены возможные технические мероприятия по повышению уровней БН в данных зонах. Погрешность рассчитанных значений J составляет не более 10^{-4} .

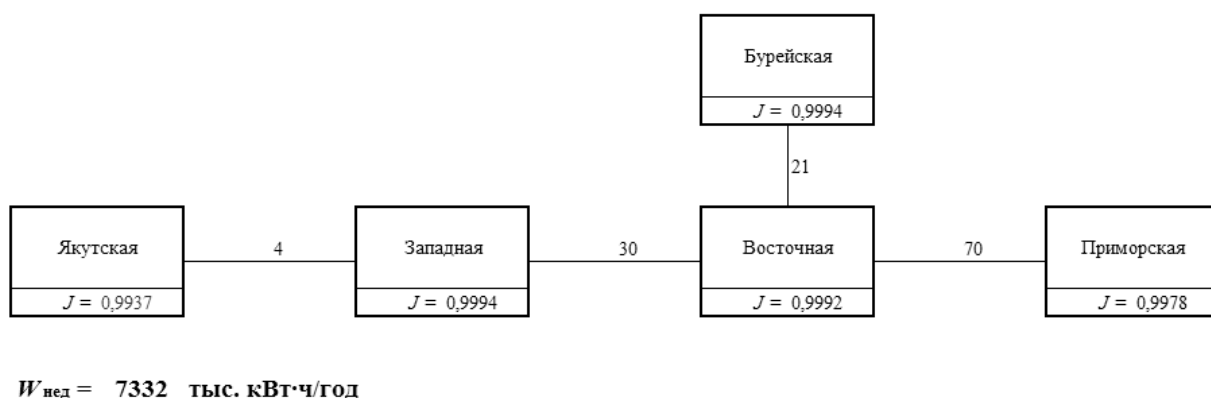


Рисунок 4 – Результаты расчета ПБН ОЭС Востока



$W_{\text{нед}} = 70265$ тыс. кВт·ч/год

Рисунок 5 – Результаты расчета ПБН ОЭС Сибири



$W_{\text{нед}} = 29162$ тыс. кВт·ч/год

Рисунок 6 – Результаты расчета ПБН ОЭС Урала

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации предложены и исследованы методы расчета балансовой надёжности электроэнергетических систем произвольной структуры. По результатам исследований разработан комплексный метод оценки ПБН ЭЭС, позволяющий формализовать формирование расчётных моделей ЭЭС для анализа БН и учесть при расчёте ПБН все влияющие на уровни БН факторы. Исходными данными для метода являются параметры и показатели надёжности генерирующего и электросетевого оборудования ЭЭС, топология сети, значения МДП в контролируемых сечениях. В результате применения метода определяются зоны надёжности исследуемой ЭЭС и искомые ПБН для каждой зоны. Основными научными и практическими результатами работы являются:

1. Метод формирования многозонных расчётных моделей ЭЭС для анализа БН, позволяющий формализовать разбиение ЭЭС на зоны надёжности при заданных топологии, параметрах электрической сети и ограничениях на передачу мощности. С использованием метода сетевых коэффициентов введена функция влияния передачи мощности между узлами ЭЭС на потоки мощности в контролируемых сечениях, на основе которой предложен критерий формирования зон надёжности. Введение данного критерия позволило формализовать разбиение ЭЭС на зоны надёжности, применив для этого методы и алгоритмы кластерного анализа.

2. Постановка и метод решения задачи оценки влияния ограничений, накладываемых на передачу мощности, на уровни БН ЭЭС. Предложено среди заданных ограничений на передачу мощности (контролируемых сечений) выделять активные ограничения, которые могут требовать ограничения потребителей и, соответственно, влияют на уровни БН ЭЭС. Определение активных ограничений существенно снижает размерность многозонной модели, не увеличивая погрешность в оценке искомых ПБН. Решение данной задачи имеет самостоятельное значение, поскольку позволяет количественно оценить степень влияния каждого из ограничений на БН и определить, таким образом, сечения с недостаточной пропускной способностью.

3. Для расчёта потоков мощности в многозонных моделях ЭЭС предложено использование метода сетевых коэффициентов, позволяющего представить потоки мощности в контролируемых сечениях как линейные функции узловых мощностей. Использование сетевых коэффициентов не усложняет задачу распределения дефицита мощности, позволяя при этом учитывать параметры сети при расчёте потоков мощности в моделях, содержащих контуры, что, в свою очередь, позволяет корректнее учитывать ограничения на передачу мощности по сравнению с транспортными моделями сети, наиболее распространёнными для расчёта ПБН.

4. Новый метод оценки распределения дефицита мощности в ЭЭС, позволяющий повысить точность и снизить трудоёмкость расчёта ПБН для ЭЭС сложной структуры. Предложено учитывать ограничения на передачу мощности непосредственно на основе заданных МДП в контролируемых сечениях, что не требует трудоёмких расчётов пропускных способностей связей многозонной модели. Расчёт сетевых коэффициентов и задание МДП производятся с учётом изменений топологии и параметров электрической сети, связанных с плановыми и аварийными отключениями её элементов. В целях сокращения вычислительных затрат предложено выполнять корректировку матрицы сетевых коэффициентов для ремонтных схем сети методом пополнения обратной матрицы, что позволяет рассчитывать матрицу сетевых коэффициентов для каждого

случайного состояния без решения системы уравнений. Предложена предварительная оценка состояний ЭЭС, характеризующихся большими резервами мощности. Предварительная оценка состояний позволяет сократить объём вычислений при анализе большого количества бездефицитных состояний ЭЭС.

5. Новый алгоритм расчета ПБН ЭЭС, позволяющий формировать многозонные модели и рассчитывать ПБН для ЭЭС произвольной структуры. Выполнена оценка вычислительной трудоёмкости и успешно проведена апробация разработанного алгоритма с использованием цифровых моделей ОЭС, входящих в состав ЕЭС России. Время, затраченное алгоритмом на оценку ПБН для рассмотренных ОЭС, составило от 26 до 74 минут, при погрешности вычислений не более 10^{-4} .

6. Результаты расчётов ПБН для ОЭС Востока, Сибири и Урала, входящих в состав ЕЭС России. Для каждой из данных ОЭС выполнено разбиение на зоны надёжности, рассчитаны вероятности бездефицитной работы и математическое ожидание недоотпуска электроэнергии и выявлены зоны с низким уровнем БН. Для ОЭС Востока вероятность бездефицитной работы составила от 0,9937 до 0,9994, для ОЭС Сибири – от 0,9871 до 0,9999. На примере ОЭС Сибири рассмотрены различные варианты детализации многозонных моделей и её влияние на результаты оценки ПБН. Для зон ОЭС Урала вероятность бездефицитной работы составила от 0,9866 до 0,9999. Для ОЭС Урала предложены мероприятия по повышению уровня БН как посредством увеличения резерва мощности, так и посредством увеличения пропускной способности электрической сети. Для повышения уровня БН в зонах с низкими значениями ПБН предложено сооружение дополнительных резервных генерирующих мощностей в объёме 100 МВт и 200 МВт на Уренгойской и Нижневартовской ГРЭС соответственно или увеличение пропускной способности контролируемых сечений 613 и 607 (см. рисунок 6) также на 100 МВт и 200 МВт соответственно.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Анализ балансовой надёжности как актуальная задача развития электроэнергетических систем ЕЭС России / Н.А. Беляев, А.Е. Егоров, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2013. – № 2. – С. 44–51.

2. Разработка моделей электроэнергетических систем для анализа надёжности обеспечения баланса мощности / Н.А. Беляев, А.Е. Егоров, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный // Электрические станции. – №11. – 2015. – С. 47–53.

3. Беляев, Н.А. Расчёт показателей балансовой надёжности энергосистем с учётом переменной топологии электрической сети / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный // Электричество. – 2016. – № 4. – С. 4–10.

Публикации в других изданиях:

4. Использование билинейной теоремы для решения задач оптимизации потоков мощностей в энергосистемах / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, О.В. Фролов, В.С. Чудный // Электротехнические комплексы и системы управления. – 2012. – № 1. – С. 77–80.

5. Беляев, Н.А. Влияние точности прогноза и режимов потребления электроэнергии на величину оперативного резерва мощности в энергосистеме / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный // Научные труды 4-й Международной научно-технической

конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» в 2-х т. (14-18 октября 2013, Новочеркасск). – Новочеркасск: Лик, 2013. – Т.1. – С. 295–298.

6. Расчёт оперативного резерва мощности в энергосистемах / Н.А. Беляев, А.Е. Егоров, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2013. – № 2(69). – С. 50–67.

7. Анализ эффективности размещения резерва мощности в энергосистемах / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, О.В. Фролов, В.С. Чудный // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Вып. 64: Надёжность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / отв. ред. Н.И. Воропай – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – С. 463–471.

8. Беляев, Н.А. Разработка балансов мощности для перспективных расчётных моделей ЕЭС России / Н.А. Беляев, А.Е. Егоров, В.С. Чудный // Современные подходы к обеспечению надёжности электроэнергетических систем / отв. ред. Н.А. Манов. – Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН. – 2014. – С.20–25.

9. Беляев, Н.А. Разработка моделей энергосистем для расчёта балансовой надёжности / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный // Научные труды 5-й Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» в 2-х т. (10-14 ноября 2014, Томск). – Томск: Томский политехнический университет, 2014. – Т.1. – С. 80–84.

10. Исследование методов расчёта балансовой надёжности / Н.А. Беляев, А.Е. Егоров, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2014. – № 2(71). – С. 57–77.

11. Алгоритм формирования расчётных моделей электроэнергетических систем для анализа балансовой надёжности / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, О.В. Фролов, В.С. Чудный // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Вып. 66. Актуальные проблемы надёжности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. – Минск: БНТУ, 2015. – С. 351–355.