

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения Российской академии наук

На правах рукописи



ГЛАЗУНОВА АННА МИХАЙЛОВНА

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ СВОБОДНОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ
КОНТРОЛИРУЕМЫХ ЛИНИЙ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО
УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
доктора технических наук

Иркутск - 2018

Оглавление

Оглавление	2
Введение	6
Актуальность темы	6
Апробация работы.....	20
Характеристика работы	21
Глава 1. Характеристика СПС, МДП. Обзор современного состояния проблемы вычисления МДП, СПС и получение исходной информации при диспетчерском управлении ЭЭС	24
1.1. Определение понятия свободной пропускной способности.....	24
1.2. Теоретические сведения о МДП	25
1.3. Методы определения МДП.....	32
1.3.1. Российские методы определения предельных режимов по статической устойчивости	32
1.3.2. Современные методы вычисления пропускной способности межсистемных линий в зарубежных странах	40
1.4. Характеристика исходной информации об ЭЭС.....	76
1.5. Краткий обзор методов оценивания состояния.....	81
1.6. Выводы	89
Глава 2. Разработка метода оценивания режима с МДП с применением искусственных нейронных сетей для использования в реальном времени. Вычисление СПС и УВ	92
2.1. Метод оценивания МДР.....	92
2.1.1. Главная идея метода оценивания МДР.....	92
2.1.2. Исходная информация для формирования результирующего вектора измерений	97
2.1.3. Формы записи критериев и методы оценивания МДР. Учет статических характеристик нагрузки при оценивании МДР	99
2.1.4. Вычисление весовых коэффициентов ПИ МДП	113
2.1.5. Критерий качества оценивания МДР.....	120
2.1.6. Сопоставление предложенного метода оценивания МДР с методами, представленными в научной литературе.....	121
2.2. Применение искусственных нейронных сетей для распознавания условий работы ЭЭС.....	124

2.2.1.	Общие сведения об ИНС	124
2.2.2.	Формирование ИНС для решения задачи классификации	125
2.3.	Вычисление СПС и выработка управляющих воздействий	132
2.4.	Практические результаты	133
2.4.1.	Учет статических характеристик нагрузки	133
2.4.2.	Увеличение нагрузки в одном из узлов отдельной ЭЭС	136
2.5.	Выводы	140
Глава 3.	Динамическое оценивание состояния для обработки измерительной информации и для краткосрочного прогнозирования параметров режима	143
3.1.	Псевбодинамическое оценивание состояния	143
3.2.	Динамическое оценивание состояния	144
3.2.1.	Существующие способы формирования фильтра Калмана	144
3.2.2.	Построение модели расширенного фильтра Калмана	147
3.2.3.	Применение расширенного фильтра Калмана для ДиОС	152
3.2.4.	Формирование расширенного разделенного фильтра Калмана	154
3.2.5.	Настройка фильтра Калмана для ДиОС	154
3.3.	Фильтрация случайных ошибок в измерениях	157
3.3.1.	Вычисление матрицы перехода Φ	158
3.3.2.	Алгоритм динамического оценивания состояния на базе расширенного фильтра Калмана	160
3.3.3.	Критерий качества фильтрации	164
3.4.	ДиОС для прогнозирования измерительной информации	165
3.4.1.	Критерий качества прогноза	167
3.5.	Примеры фильтрации и прогнозирования	168
3.6.	Выводы	173
Глава 4.	Обнаружение грубых и систематических ошибок в измерительной информации	175
4.1.	Современное состояние проблемы исследования качества измерительной информации	175
4.1.1.	Общие сведения об ошибках, модель измерений, классификация методов достоверизации	175
4.1.2.	Априорные методы исследования качества измерительной информации	177
4.1.3.	Апостериорные методы исследования качества измерительной информации	189

4.1.4. Анализ рассмотренных методов.....	198
4.2. Обоснование необходимости разработки новых методов достоверизации измерений.....	201
4.3. Разработанный метод обнаружения грубых ошибок.....	204
4.3.1. Идея метода	204
4.3.2. Меры по уменьшению ошибок первого и второго рода.....	206
4.3.3. Подробное описание метода.....	208
4.4. Разработанный метод идентификации систематических ошибок.....	212
4.4.1. Идея метода	212
4.4.2. Формирование базы данных критериев (off-line).....	214
4.4.3. Определение ошибочного измерения (on-line).....	216
4.5. Анализ работоспособности методов.....	218
4.5.1. Обнаружение грубых ошибок	218
4.5.2. Обнаружение систематических ошибок.....	221
4.5.3. Анализ результатов на примере 3-х узловой схемы	222
4.6. Выводы	227
Глава 5. Описание методологии мониторинга режимов с МДПр, СПС и выработки УВ для использования СПС.....	229
5.1. Информация об ЭЭС, необходимая для реализации методов и методик	229
5.2. Описание мониторинга режимов ЭЭС	233
5.3. Разработка компромиссного подхода к определению режима с МДПр и СПС в нескольких межсистемных контролируемых сечениях одновременно	236
5.3.1. Предварительные шаги для применения методики 2 в конкретной ЭЭС	237
5.3.2. Вычисление СПС межсистемных контролируемых линий.....	238
5.4. Программно-вычислительный комплекс State+.....	243
5.4.1. Предпосылки создания и основной функционал ПВК	243
5.4.2. Описание алгоритма работы программы	244
5.4.3. Программное приложение State	244
5.4.4. Программное приложение StateEstimation.....	248
5.5. Выводы	253
Заключение	255
Сокращения.....	259
Список литературы	261
Приложение А. Описание расчетных схем	280

Приложение Б. Использование контрольных уравнений для достоверизации измерений.....	285
Приложение В. Таблицы базы данных критериев для 3-х узловой схемы	288
Приложение Г. Таблицы критических значений коэффициентов Стьюдента и значений функции Лапласа	291
Приложение Д. Анализ метода обнаружения систематических ошибок на примере 13-и узловой схемы	294
Приложение Е. Расчет МДП в контролируемых сечениях.....	300
Приложение Ж. Пример использования методики оценивания режима с МДПр	309

Введение

Актуальность темы

Надежность и экономичность функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС) обеспечивается использованием современного оборудования, передовых технологий, новых средств измерений и способов управления.

Для повышения качества управления всё усложняющимися ЭЭС необходимо совершенствовать системы управления режимами единой энергосистемы (ЕЭС) [1], [2], [3]. Переход к рыночным отношениям диктует новые требования к ведению режимов ЭЭС. Одним из таких требований является повышение экономичности функционирования ЭЭС без снижения её надежности. Для достижения указанной цели в службах Системного оператора решается ряд задач, среди них:

- передача активной мощности из одного района, где есть избыток мощности или где расположены электростанции, вырабатывающие электроэнергию по относительно низкой цене, в другие районы, где имеется недостаток мощности или где местные электростанции вырабатывают мощность по более высокой цене;
- передача активной мощности от распределенных источников энергии.

Объединение ЭЭС на параллельную работу также увеличивает эффективность функционирования ЭЭС. Основные плюсы объединения перечислены в [4].

Корректность результатов, полученных при решении задач по управлению режимами с целью обеспечения эффективного функционирования ЭЭС, зависит от многих факторов, в том числе от степени использования пропускных способностей связей. величиной, характеризующей пропускную способность линии электропередачи, является максимально допустимый переток (МДП) активной мощности. Разность между значением МДП и величиной текущего перетока, определяемая недоиспользованием пропускной способности линии, называется свободной пропускной способностью (СПС).

При вычислении МДП и СПС необходимо учитывать мощность генерации, которая вносит некоторую неопределенность в работу ЭЭС в связи с ее зависимостью от природных условий, и принимать во внимание нестационарное поведение электрической нагрузки. Вследствие изменения условий функционирования ЭЭС передаваемая по линии мощность и значение МДП оказываются непостоянными в различные промежутки времени. Поэтому величины МДП и СПС контролируемых линий необходимо вычислять (оценивать) в режиме реального времени по измерительной информации.

Главным условием получения корректных результатов при решении задач, исходными данными для которых служит измерительная информация, является полнота и достоверность этой информации. Высокое качество исходных данных достигается с помощью процедуры оценивания состояния (ОС), которая, в свою очередь, вычисляет истинные оценки параметров режима (адекватно отражающие текущее состояние ЭЭС) только при отсутствии грубых ошибок в обрабатываемых данных. Неправильное представление о состоянии ЭЭС, в том числе и из-за неточного определения значений МДП и СПС контролируемых линий, может привести к неверным решениям при управлении режимами ЭЭС и быть причиной серьезных аварий. Поэтому обнаружение ошибочных измерений с целью уменьшения их влияния на процесс вычисления оценок параметров режима ЭЭС является одной из наиболее актуальных проблем при решении задачи ОС [5], [6], [7] и вычислении МДП. В режиме реального времени наиболее ценными являются алгоритмы, с помощью которых ошибочные измерения обнаруживаются до решения задачи ОС (априорные алгоритмы) [5], [8], [9].

Планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется на основе не только фактических, но и прогнозируемых параметров режима с использованием математического моделирования [10]. Процесс выработки управляющих воздействий (УВ) увеличивает время принятия решения по корректировке режима. Знание величин перетоков, МДП и СПС с некоторым упреждением дает возможность заранее вычислять УВ, что способствует ускорению реакции системы управления. По этой причине задача

краткосрочного прогнозирования параметров режима, МДП и СПС является актуальной.

Использование СПС контролируемых линий в реальном времени предполагает увеличение загрузки рассматриваемых линий за короткий промежуток времени. В этом случае, с целью принятия оптимального решения по корректировке режима, диспетчерам необходимо не только предоставить информацию о величине СПС, но и предложить управляющие воздействия, направленные на использование СПС. Реализация предложенных УВ должна обеспечить наибольшую выгоду всем заинтересованным субъектам и не причинить ущерб соседним энергосистемам. Быстрая выработка управляющих воздействий возможна при применении быстродействующих алгоритмов для вычисления текущих перетоков активной мощности, режима с МДП и СПС. При оценивании режима с МДП значения максимально допустимых перетоков в контролируемых линиях определяются с некоторыми допущениями и поэтому являются максимально допустимыми только в рассматриваемом режиме при выполнении текущих схемно-режимных ограничений. Для отличия МДП, полученных по строгим правилам, от оценок МДП, последние будут называться максимально допустимыми перетоками в текущем режиме (МДПр).

Актуальность работы определяется необходимостью:

- создания новой методологии, которая объединяет все этапы вычисления текущих параметров режима, параметров режима с МДПр и СПС, начиная с получения измерительной информации от систем сбора данных, обработки этой информации и заканчивая вычислением УВ, которые необходимо предпринять для максимального использования пропускной способности заданных линий конкретной ЭЭС. Существующие в настоящее время методы вычисления текущих параметров режима и МДП не объединены общей методологией, позволяющей обрабатывать измерительную стохастическую информацию, оценивать режим с МДПр и вычислять значения СПС;
- разработки методов, алгоритмов и методики вычисления режимов с МДПр и СПС контролируемых линий по измерительной стохастической информации;

- разработки методов обнаружения ошибок в измерительной информации для случаев, в которых отмечается низкая работоспособность известных методов (при интеграции данных, полученных от системы SCADA и СМНР и при низкой информационной избыточности). Разработка новых методов необходима для обеспечения системного оператора достоверной и полной информацией о текущем и заблаговременном состояниях ЭЭС, что включает текущие и прогнозные параметры режима, параметры режима с МДПр и СПС в текущий и в предстоящий моменты времени;
- создания методики достоверизации измерений по ретроспективной, текущей и прогнозной информации;
- вычисления управляющих воздействий, направленных на использование СПС в реальном времени.

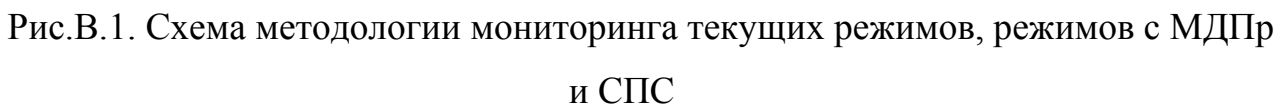
Степень изученности проблемы. Вопросами расчета МДП занимаются многие российские и зарубежные ученые. В России это: Б.И. Аюев, А.С. Александров, П. И. Бартоломей, А.В. Данилин, А.В. Жуков, А.Т. Демчук, В.П. Закарюкин, А.В. Крюков, А.М. Конторович, В. Г. Неуймин А.В., Паздерин, А.Г. Фишов и их коллеги. Зарубежные ученые это: Ghawghawe N.D., Thakre K.L. Kowshik Mushfiq-Ur-Rahman, Md. Saiduzzaman, Md. Naieem Mahmood, Md. Rokunuzzaman, Yunfei Chu, Zhinong Wei, Guoqiang Sun, Yichi Li, Xiaochen Zhang, Kumar, A. K. Sinha Liang Min, and Ali Abur, Aghaebrahimi M. R. Kazemi R., Ahmadnia S. и др.

Большой вклад в развитие методов оценивания состояния внесли А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб, Ю.А. Гришин, И.Н. Колосок, В. Л. Прихно, М.В. Хохлов, J.F. Dopazo, F.C. Schweppe, E.Handshin и их коллеги.

Концепция работы и описание методологии

В диссертации разработана методология мониторинга текущих режимов, режимов с МДПр, СПС и использования СПС в реальном времени.

На рисунке В.1 представлена схема методологии.



По измерительной достоверной информации решаются задачи оценивания состояния, динамического оценивания состояния и оценивания режима с МДПр. На временной диаграмме этапов управления режимами ЭЭС [11] перечисленные задачи стоят на одном уровне. В результате оценивания состояния определяется текущий установившийся режим. Итогом оценивания режима с МДПр является результирующий установившийся режим с МДПр в контролируемых линиях

(или: режим с МДПр, а вместо оценивания режима с МДПр далее используется термин: оценивание МДР).

Для определения СПС необходимы значения перетоков в контролируемых линиях в текущий момент времени и значения МДПр, соответствующие данным условиям работы ЭЭС. Режим с МДПр в контролируемых линиях вычисляется по определенным сценариям, для текущих и прогнозных условий функционирования ЭЭС. Под сценарием понимается задание контролируемых линий, определение регулируемых параметров режима, задание диапазона изменения регулируемых параметров режима. Распознавание условий, для которых вычисляется режим с МДПр (режим, ограничения на параметры режима) выполняется с помощью ИНС. Конфигурация расчетной схемы распознается по параметрам режима.

При вычислении МДПр в диссертации были учтены все необходимые условия [12], которые указывают на то, что режим является допустимым. В табл. В1 в первом столбце показаны критерии из [12], во втором столбце указаны условия и действия, при осуществлении которых допускается, что критерий выполнен.

Таблица В1. Критерии и действия для их выполнения

Критерий по обеспечению	Условия и действия для выполнения критерия
статической аperiodической устойчивости	сходимость итерационного процесса предложенного метода
термической стойкости	соблюдение заданных схемно-режимных ограничений
нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности	
нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению	
нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме	перерасчет значений допустимого перетока по измерительной информации в цикле поступления измерений в диспетчерский пункт (такая частота расчетов позволяет ввести допущение о малой вероятности аварийных ситуаций за рассматриваемый отрезок времени)
нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в послеаварийном режиме	

Критерий динамической устойчивости в данной работе не рассматривается, поэтому полученные значения МДПр рекомендуется использовать для сечений, в которых МДП определяется статической устойчивостью.

Доказательством того, что в полученном режиме перетоки в контролируемых линиях являются максимально возможными, служит факт нарушения заданных ограничений в случае незначительного увеличения перетоков.

С целью ускорения реакции системы управления параметры текущего режима, параметры режима с МДПр и величины СПС, по значениям которых принимается решение о дополнительной загрузке контролируемых линий, необходимо вычислять с некоторым упреждением. Проблема определения текущих и прогнозных оценок параметров режима решается с помощью динамического оценивания состояния (ДиОС). Прогнозные данные используются для получения оперативного прогноза параметров результирующего режима, включая значения МДПр в контролируемых линиях (рис.В.1, пунктирные линии).

В диссертации определены цель, объект и предмет исследования, разработаны методы решения каждой задачи, методика достоверизации измерений, методика оценивания текущих режимов, режимов с МДПр, СПС.

Применение методов и методик, используемых в рамках разработанной методологии, позволяет повысить управляемость ЭЭС и эффективность функционирования ЭЭС за счет:

- учета требований всех заинтересованных в определении и использовании СПС контролируемых линий сторон;
- максимального использования пропускных способностей линий;
- кратковременного прогнозирования параметров режима, параметров режима с МДПр и СПС в контролируемых линиях.

Предложенные методы и алгоритмы реализованы в ПБК STATE+, который разработан с участием автора.

Целью работы является разработка методологии определения свободной пропускной способности контролируемых линий, направленной на повышение эффективности оперативного управления режимами ЭЭС путем:

- предоставления Системному оператору достоверной и полной информации о параметрах текущего и предстоящего режимов;
- оценивания режима с максимально допустимым перетоком активной мощности в контролируемых линиях по оперативной и оперативно-прогнозной информации с учетом текущих схемно-режимных ограничений и заданного сценария;
- вычисления величины свободной пропускной способности в контролируемых линиях и выработки управляющих воздействий для ее использования в режиме реального времени.

Для достижения этих целей были поставлены и решены задачи:

1. Анализ современных методов вычисления максимально допустимого перетока и свободной пропускной способности контролируемых линий при оперативном управлении энергосистемой.
2. Анализ современных методов оценивания состояния и обнаружения ошибок в измерениях.
3. Разработка метода и алгоритма оценивания режима с МДПр в контролируемых линиях по измерительной информации с использованием искусственных нейронных сетей (ИНС), включающего:
 - модификацию метода нормальных уравнений и метода контрольных уравнений, используемых для оценивания состояния ЭЭС;
 - выбор способа задания псевдоизмерений максимально допустимых перетоков (ПИ МДП);
 - разработку алгоритма подбора весовых коэффициентов для ПИ МДП;
 - формирование окружения ИНС и обучение ИНС идентифицировать текущие условия функционирования ЭЭС для определения весовых коэффициентов ПИ МДП.
4. Исследование результатов оценивания МДР, полученных с учетом и без учета регулирующего эффекта нагрузки.

5. Модификация алгоритма формирования фильтра Калмана при наличии измерений напряжений не во всех узлах схемы ЭЭС с целью ускорения получения прогнозов напряжения в заданных узлах.

6. Вычисление управляющих воздействий, направленных на использование СПС в контролируемых линиях.

7. Разработка методики оценивания режима с МДПр и СПС на базе измерительной и прогнозной информации.

8. Разработка методики достоверизации измерений по ретроспективной, текущей и прогнозной информации, включающей:

- разработку методов и алгоритмов достоверизации измерительной информации на базе динамического оценивания состояния при интеграции данных SCADA и СМПП;
- разработку методов и алгоритмов достоверизации измерительной информации на базе динамического оценивания состояния в условиях низкой информационной избыточности.

9. Разработка и построение имитационных математических моделей системы сбора данных на основе приближенных к действительности условий функционирования ЭЭС (учет разнообразных режимов, имеющих место в ЭЭС) для создания множества срезов измерений, в том числе срезов, измерения которых содержат ошибки.

Объектом исследования является система оперативного управления режимами ЭЭС.

Предметом исследования являются методы расчета свободной пропускной способности контролируемых ЛЭП в реальном времени, методы достоверизации измерений, методы оценивания текущих и прогнозных режимов.

Научная новизна

1. *Разработана* методология мониторинга текущих и прогнозных режимов ЭЭС, позволяющая выявить по достоверным измерениям наличие свободных пропускных способностей контролируемых линий при текущих схемно-режимных ограничениях по заданным сценариям. В рамках методологии

созданы методика оценивания режимов с МДПр и СПС и методика повышения качества (достоверизации) измерений. Задача вычисления СПС и управляющих воздействий, направленных на использование СПС, является частью методологии.

2. *Предложен* новый подход к решению задачи мониторинга режимов ЭЭС, который заключается в модификации традиционных методов статического и динамического ОС и интеграции этих методов для решения поставленной задачи. Для этого в диссертации:

- выполнена интеграция методов динамического и статического оценивания состояния на основе расширенного разделенного фильтра Калмана, в результате чего часть параметров режима оценивается с учетом динамики во времени и может быть экстраполирована, остальные параметры режима оцениваются без учета их значений в предыдущие моменты времени;
- разработан метод, в результате которого оценивается не только текущее состояние ЭЭС, но и режим с максимально допустимыми перетоками в контролируемых линиях (результатирующий режим) в рассматриваемый момент времени для заданного сценария. Предложенный подход имитирует проведение натурных испытаний по определению режима с МДПр в момент получения нового среза измерений по заданному сценарию.

3. *Предложен* оригинальный метод обнаружения систематических ошибок в измерениях, который основан на анализе векторов статистических критериев для группы измерений вместо анализа критерия для каждого измерения отдельно.

4. *Разработан* метод обнаружения грубых ошибок в измерениях, достоинством которого является *уменьшение* противоречия в процессе нахождения компромисса между обнаружением ошибок первого и второго рода в измерениях при использовании статистических методов.

Практическая значимость

Идея работы базируется на знании о существующей практике проведения натурных испытаний по определению режимов с МДПр контролируемой линии в реальном времени и переводе этой практики в цифровой формат. В рамках

разработанной методологии возможны проведение мониторинга режима с МДПр, СПС в заданные моменты времени по достоверной информации и выработка управляющих воздействий с целью использования СПС контролируемых линий в реальном времени. Корректные результаты гарантируются при условии тщательной настройки параметров разработанных программ при решении конкретной задачи.

Методики, методы и алгоритмы, разработанные в диссертации, могут быть рекомендованы для использования в службе электрических режимов Системного Оператора любого уровня, где есть необходимость в получении полной и достоверной информации о состоянии ЭЭС, в максимальном использовании пропускных способностей ЛЭП и в мониторинге степени загруженности ЛЭП. Методика оценивания МДПр и СПС, адаптированная к решению конкретной задачи, может быть рекомендована для использования в службе оперативно–диспетчерского управления Системного Оператора.

При использовании методики оценивания режима с МДПр и СПС контролируемых линий для разных сценариев и с учетом параметров режима соседних ЭЭС, диспетчер будет иметь значения МДПр и СПС, адекватные текущему режиму при разных ситуациях в ЭЭС. Знание этих величин способствует повышению эффективности управления режимами.

Возможно применение отдельных методик и отдельных программ методик. Использование методики достоверизации измерений повышает качество исходной информации в условиях низкой информационной избыточности и при интеграции измерений, полученных от регистраторов векторных электрических величин и от системы SCADA. Программа ДиОС позволяет выполнять оперативный прогноз параметров режима.

Отдельные результаты исследований вошли в отчеты:

- интеграционного партнерского проекта президиума сибирского отделения РАН № 95 «Методы оценивания состояния интеллектуальных электроэнергетических систем со сложной иерархической структурой»;

- гранта Минобрнауки РАН – Европейской комиссии «Intelligent Coordination of Operation and Emergency Control of EU and Russia Power Grids», выполненного в ИСЭМ СО РАН совместно с университетами европейских стран;
- ОАО «НТЦ Электроэнергетики» (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»); договор № 36/10у «Разработка методов оценивания состояния ЭЭС, прогнозирования параметров предстоящего режима и выбора управляющих воздействий для целей координированного адаптивного оперативного и противоаварийного управления режимами»;
- ОАО НТЦ «Электроэнергетики» (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»); договор № И-11-42/10 "Разработка разделов теоретических основ управления большими системами энергетики с неоднородными субъектами с учетом скорости протекания процессов в разных режимах, согласование и распределение между уровнями зон, объемов и объектов управления";
- базового проекта III.17.1 «Теоретические основы исследования инновационного развития ИЭС и управление ими», 2014–2017;
- базового проекта III.17.4.2 «Теория и методы обоснования развития и управления режимами интеллектуальных электроэнергетических систем», 2017–2020.

Личный вклад автора состоит в том, что:

Выполнен анализ

- современных методов вычисления максимально допустимого перетока и свободной пропускной способности контролируемых линий для целей оперативного управления энергосистемой;
- современных методов оценивания состояния и обнаружения ошибок в измерениях;
- способов формирования фильтров Калмана.

Предложены и реализованы идеи

- метода оценивания режимов с МДПр в контролируемых линиях (оценивание МДР),

- создания методологии для мониторинга режимов с МДПр, СПС и выработки управляющих воздействий, направленных на использование СПС, по достоверной измерительной информации с использованием ИНС;

- модификации методов нормальных уравнений, контрольных уравнений, модификации алгоритма расширенного фильтра Калмана;

- методов обнаружения грубых и систематических ошибок в измерениях в условиях интеграции данных SCADA и PMU и в условиях низкой информационной избыточности;

- вычисления управляющих воздействий для использования СПС контролируемой линии;

- использования компромиссного подхода к вычислению режимов с МДПр, СПС и управляющих воздействий, с целью использования СПС в нескольких сечениях одновременно.

Разработаны

- алгоритмы для всех предложенных методов;
- алгоритмы формирования архивов измерений, максимально приближенных к реальным условиям эксплуатации.

В соавторстве с Е.С. Аксаевой

- разработан и реализован алгоритм подбора весовых коэффициентов ПИ МДП;

- созданы обучающие задачки для обучения ИНС распознавать текущие условия функционирования ЭЭС, выполнено обучение, тестирование ИНС;

- проведены расчеты и выполнен сравнительный анализ результатов вычисления режимов с МДПр, полученных по предложенному методу и по известным методам;

- выполнены расчеты по определению режимов с МДПр на реальной схеме.

В соавторстве с Е.С. Съемщиковым выполнены расчеты по обнаружению грубых ошибок в измерениях на тестовых данных, доказана достоверность полученных результатов.

В соавторстве с Е.С. Аксаевой и с Е.С. Съемщиковым разработан ПБК STATE+.

Методы исследований. В работе используются методы математической статистики, теории вероятности, решения систем нелинейных уравнений, оценивания состояния электроэнергетических систем, а также методы обучения нейронных сетей. Для проверки работоспособности разработанных методов и алгоритмов применяются методы имитационного моделирования для тестовых схем ЭЭС. Предлагаемые подходы, методы и алгоритмы базируются на разработках авторского коллектива (при участии автора данной работы), реализованных в программно-вычислительных комплексах ОЦЕНКА, STATE+. Численные эксперименты проводились в среде Matlab, где были использованы функции из стандартных библиотек и разработанные автором.

На защиту выносятся

Методология мониторинга текущих параметров режима, режима с МДПр и СПС, в которой реализованы:

1. Метод оценивания режима с МДПр в контролируемых линиях для текущих или прогнозных условий функционирования ЭЭС.
2. Метод формирования расширенного разделенного фильтра Калмана.
3. Метод вычисления управляющих воздействий, направленных на использование СПС контролируемых линий в реальном времени.
4. Методы обработки измерительной информации с учетом ретроспективной информации о поведении ЭЭС – обнаружение ошибочных измерений в условиях:
 - низкой информационной избыточности;
 - совместного использования данных SCADA и PMU в задачах оценивания состояния и оценивания МДР.
5. Методика определения режима с МДПр и СПС в контролируемых линиях по текущим и прогнозным значениям параметров режима и методика достоверизации измерительной информации.
6. Реализация разработанных методов в виде алгоритмов и программ.

Достоверность результатов гарантируется тем, что метод оценивания режима с МДПр базируется на следующем известном факте: при применении метода взвешенных наименьших квадратов за счет подбора соотношения между весовыми коэффициентами измерений можно получить допустимое решение, максимально приближенное к заданному недопустимому с определенной точностью [13].

Для сравнительного анализа использованы данные из научных статей и расчеты, выполненные по известным программам. Установлено количественное совпадение значений МДПр, полученных по разработанным в диссертации методикам, с результатами, взятыми из независимых источников, и с результатами, вычисленными по известным программам; показано, что значения МДПр, полученные с помощью разработанного метода оценивания МДР соответствуют значениям МДП, которые используются диспетчерским персоналом.

Достоверность результатов задач прогнозирования и обнаружения грубых ошибок в измерениях подтверждается на тестовых схемах при использовании эталонных срезов измерений.

Апробация работы. Основные положения диссертации и отдельные её разделы докладывались на:

Международной конференции Power Tech: Румыния 2009, Норвегия 2011, Франция 2013, Голландия 2015, Великобритания 2017.

Международной конференции EnergyCon: Россия 2010, Хорватия 2014, Бельгия 2016.

Международной конференции PMAPS. Турция 2012.

Международной научно-технической конференции. Электротехника. Болгария 2010.

IFAC CIGRE/CIRED Workshop on control of transmission and distribution smart grid (CTDSG). Чехия 2016.

17th IFAC Workshop on Control Applications of Optimization (CAO). Россия 2018.

Международном научном семинаре им. Ю.Н. Руденко “Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики”: Иркутск 2008, Ялта 2010, Иваново 2011, Баку 2012, Иркутск 2013, Санкт-Петербург 2014, Сыктывкар 2016.

Международной конференции «Liberalization and Modernization of Power Systems» (LMPS): Иркутск 2006, 2009, 2012, Санкт-Петербург 2015.

Всероссийской конференции «Энергетика 21 века». Иркутск, 2015.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 90 работ, в том числе главы в 5 коллективных монографиях, 14 статей в журналах, включенных в текущий перечень ВАК, и 22 работы в зарубежных изданиях, входящих в Web of Science и Scopus.

Соответствие диссертации паспорту специальности. Диссертационное исследование соответствует паспорту научной специальности 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы»:

П.6. Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике.

П.5. Разработка методов расчета установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем.

П.13. Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике.

Структура и объём работы. Работа состоит из введения, пяти глав, семи приложений и заключения. В конце второй, третьей и четвертой глав представлены примеры, подтверждающие корректность применения теории на практике. Диссертация изложена на 324 страницах, включая 7 приложений, 84 рисунка, 36 таблиц, список литературы, состоящий из 242 источников.

Характеристика работы

В первой главе дано определение свободной пропускной способности линий электропередачи. Выполнен анализ современных методов вычисления МДП и

представлен обзор методов статического и динамического оценивания состояния. Дана краткая характеристика систем сбора данных в ЭЭС.

Во второй главе представлен метод оценивания режима с МДПр активной мощности контролируемых линиях (оценивание МДР). Корректное вычисление режима с МДПр в любых условиях работы ЭЭС достигается за счет применения ИНС. Обученная ИНС достаточно быстро идентифицирует текущие условия, что позволяет правильно вычислить режим с МДПр с помощью предложенного метода в режиме реального времени.

В третьей главе выполнен краткий обзор способов формирования фильтра Калмана. Для решения задачи ДиОС предлагается формирование расширенного разделенного фильтра Калмана. Такой способ формирования фильтра позволяет распараллелить некоторые процессы в ДиОС и сократить размерности части массивов, что уменьшает время работы алгоритма.

В четвертой главе предоставлены методы достоверизации измерений на базе динамического оценивания состояния, которые способны обнаруживать грубые ошибки в измерениях в условиях интеграции данных SCADA и PMU и в случае низкой избыточности измерений.

В пятой главе представлена методология мониторинга текущих и прогнозных режимов ЭЭС, режимов с МДПр и СПС, позволяющая рассчитать и, при необходимости, использовать свободную пропускную способность контролируемых линий. Разработанная методология включает две методики, задачу вычисления управляющих воздействий, направленных на использование СПС, в реальном времени.

Апробация предложенных методов и методик была выполнена с помощью ПВК State+ и ИНС в среде Матлаб.

В приложении А даны расчетные схемы, используемые в работе.

В приложении Б представлен алгоритм достоверизации измерений по контрольным уравнениям на примере 3-х узловой схемы.

В приложении В размещены таблицы базы данных критериев для 3-х узловой схемы.

В приложении Г приведены таблицы критических значений коэффициентов Стьюдента и значений функции Лапласа.

В приложении Д выполнен анализ работы метода обнаружения систематической ошибки в измерении на примере 13-ти узловой схемы.

В приложении Е вычислены значения МДПр в двух сечениях реальной ЭЭС по трем сценариям.

В приложении Ж представлено решение задачи оценивания режима с МДПр по разработанной методике на примере тестовой схемы.

В заключении представлены основные результаты, полученные в работе.

Работа выполнена в отделе Электроэнергетических систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН.

Глава 1. Характеристика СПС, МДП. Обзор современного состояния проблемы вычисления МДП, СПС и получение исходной информации при диспетчерском управлении ЭЭС

1.1. Определение понятия свободной пропускной способности

Пропускная способность линии электропередачи может быть поделена на две составляющие: зарезервированная и свободная. Зарезервированная часть пропускной способности определяется долгосрочными контрактами на поставку электроэнергии. Свободная составляющая распределяется на краткосрочной основе и называется свободной пропускной способностью (СПС).

Свободная пропускная способность (от английского ATC – Available transfer capability) – это мощность, которая может быть передана по линии сверх зарезервированной мощности, т.е. после того, как выполнены существующие обязательства перед потребителями [14], [15], [16]. СПС вычисляется как разность между значениями максимально допустимого перетока (МДП), вычисленного с учетом критерия по надежности и перетока в текущем режиме.

СПС рассматривается как дополнительная мощность, которая может быть передана из одной области в другую в течение ограниченного времени и при определенных системных условиях. Величина СПС меняется в зависимости от

- условий функционирования ЭЭС,
- активной мощности, которая может быть выработана (от величины неиспользуемой мощности),
- пропускной способности сети.

По истечении времени, на которое вычислялись СПС в n линиях или при изменении условий функционирования ЭЭС, СПС вычисляется заново с учетом новых зависимостей между параметрами режима и параметрами схемы. Кроме того, значение СПС меняется при изменении потоков мощности, идущих по рассматриваемой линии транзитом (в соответствии с законом физики) из одной области в другую, не принимающих участие в вычислении СПС в указанной линии.

Величина СПС является очень важной информацией при управлении рынком энергии с технической и экономической точек зрения. Завышенные оценки СПС ведут к перегрузке линий, а, следовательно, к снижению надежности энергосистемы. Заниженные оценки величины СПС уменьшают эффективность работы рынка.

При наличии регистраторов комплексных электрических величин по обоим концам линии появляется возможность мониторинга величины СПС в режиме реального времени [17]. В случае отсутствия таких регистраторов величины СПС контролируемых линий могут быть рассчитаны по специальным алгоритмам. В [18] определен порядок вычисления СПС:

1. Определяется каждая линия, для которой вычисляется СПС. Вычисляется МДП с учетом критерия по надежности.
2. Распределяются транзитные перетоки, основываясь на заранее подготовленных соглашениях.
3. Вычисляется величина СПС как разность между МДП и текущим перетоком (существующими обязательствами).

Ключевой функцией, обеспечивающей корректное вычисление СПС контролируемых линий, является определение МДП этих линий.

1.2. Теоретические сведения о МДП

Определение понятия МДП

Под пропускной способностью электропередачи понимается максимальная мощность, которая передается без ограничения длительности такого режима. При этом должны соблюдаться следующие требования:

- ограничение плотности тока в проводах;
- ограничение колебаний напряжения;
- обеспечение устойчивости режима [19], [20].

Удовлетворение первого требования достигается корректным выбором активного сечения проводов при проектировании линии. Выполнение второго требования осуществляется при правильном подборе параметров линии и состава

компенсирующих устройств, обеспечивающих баланс реактивной мощности. В нормальном режиме колебание напряжения допускается в пределах от номинального $U_{ном}$ до наибольшего рабочего $U_{н.р.}$.

Третье требование определяет необходимость дополнительного регулирования параметров линии и компенсирующих устройств. Обеспечение этого требования возможно при положительном значении производной передаваемой активной мощности P_{1-2} по углу между векторами напряжения по концам линии δ_{1-2} [21]

$$\frac{\partial P_{1-2}}{\partial \delta_{1-2}}. \quad (1.2.1)$$

При отсутствии промежуточных присоединений предел передаваемой мощности по устойчивости определяется выражением

$$P_{пред} = \frac{3U_1 U_2}{z_g \sin \lambda} = P_n \frac{U_1}{U_2} \frac{1}{\sin \lambda}, \quad (1.2.2)$$

где U_1 , U_2 – фазные напряжения в начале и в конце линии, z_g – волновое сопротивление, λ – волновая длина, P_n – натуральная мощность линии.

В режиме, когда мощность равна предельной, небольшой наброс мощности может нарушить устойчивость работы электропередачи. Чтобы избежать этого в нормальных режимах предусмотрен 20% запас по отношению к предельной мощности

$$P_{макс} = 0.8 P_{пред}. \quad (1.2.3)$$

Это значение и является пропускной способностью нормального режима работы электропередачи, которая характеризуется максимально допустимым перетоком.

Теоретические сведения о предельных режимах

Предельные режимы работы ЭЭС разделяют на предельные по мощности и предельные по устойчивости режимы. Под предельными по мощности понимают режимы, в которых выдача мощности электростанций, передача мощности по

линиям электропередачи, прием мощности ограничен пропускной способностью сетевых элементов ЭЭС [22] .

Режимы, со значениями мощностей и напряжений, при превышении которых уравнения установившегося режима не разрешимы, называются предельными по существованию (по мощности) [23].

Под предельными по устойчивости понимают режимы, в которых выдача мощности электростанций ограничена условиями устойчивости параллельной работы синхронных машин, работающих на общую нагрузку [21], [22] .

Движение любого объекта описывается системой дифференциальных уравнений. Исследование проблемы устойчивости его движения заключается в исследовании устойчивости режимов, описанных дифференциальными уравнениями. Для определения предельных режимов по статической устойчивости формируются дифференциальные уравнения движения энергосистемы [24]. Эти уравнения линеаризуются в точке положения равновесия. Из линеаризованных уравнений составляется характеристическое уравнение, с помощью которого исследуется устойчивость колебательных процессов, происходящих в ЭЭС. Критерием нарушения устойчивости является смена знака старшего члена характеристического уравнения.

Для определения предельных режимов по мощности формируются более простые математические модели системы по сравнению с моделями, используемыми при определении предельных режимов по устойчивости. Синхронная машина представляется постоянными активной мощностью и напряжением. Регулирование реактивной мощности осуществляется в заданных пределах [22], [25].

Форма записи матрицы Якоби, вычисленной при решении уравнений установившегося режима, может не совпадать с формой записи матрицы, полученной из дифференциальных уравнений. Это происходит по двум причинам:

- уравнения установившегося режима отличаются от записи дифференциальных уравнений;

- поведение генераторов и нагрузок при утяжелении режима и при малых возмущениях режима может быть различным [23]. При утяжелении режима, несмотря на снижение напряжения на высокой стороне, мощность нагрузки остается неизменной вследствие регулировки коэффициентов трансформации понизительных трансформаторов. В отличие от этого при неконтролируемых малых возмущениях режима коэффициенты трансформации остаются постоянными, и мощность нагрузки изменяется с изменением напряжения в соответствии со статическими характеристиками [23].

При отсутствии АРВ (автоматического регулирования возбуждения) генератора или при малых коэффициентах усиления предел устойчивости наступает раньше предела передаваемой мощности [23]. В [26], [27] описаны условия, при которых старший член характеристического уравнения a_0 совпадает с определителем матрицы Якоби, используемой при решении системы уравнений установившегося режима методом Ньютона. Связь якобиана со свободным членом характеристического уравнения равносильна связи существования единственного решения уравнений установившегося режима с апериодической устойчивостью режима энергосистемы. Условия совпадения следующие:

- генерация в схеме должна быть представлена PU-узлами [28]. При достижении ими ограничений по реактивной мощности изменяется уставка напряжения;
- базисный узел должен быть совмещен с балансирующим;
- при формировании свободного члена характеристического уравнения и якобиана статические характеристики нагрузки должны быть одинаковыми.

При выполнении этих условий область координат апериодически устойчивых режимов совпадает с областью координат режимов, где якобиан больше нуля. То есть, при утяжелении режима невыполнение условия решения установившегося режима означает отсутствие апериодической устойчивости режима. Поэтому о нарушении устойчивости режима можно судить по

нарушению сходимости решения системы узловых уравнений методом Ньютона без определения свободного члена характеристического уравнения.

В реальных энергосистемах вычисление предельного по статической устойчивости перетока в сечении выполняется утяжелением режима (увеличением перетока). Рассматриваемые траектории утяжеления режима представляют собой ряд установившихся режимов. При изменении некоторых параметров режима достигается граница области статической устойчивости [12] (2.6.2). Рассматривается увеличение перетока в сечении для нескольких характерных для данной энергосистемы видов траекторий. Значение предельного перетока определяется по траектории, которой соответствует наименьшая предельная мощность. В эксплуатации для контроля соблюдения нормативных запасов устойчивости следует, как правило, использовать значения перетоков активной мощности. При необходимости допустимые и аварийно допустимые перетоки задаются как функции от режимных параметров (загрузки отдельных электростанций, перетоков в других сечениях, напряжений в узловых точках и др.). Такие параметры включаются в число контролируемых. Допустимые значения контролируемых параметров устанавливаются на основе расчетов [12] (2.6.4). Предельный переток может быть представлен в виде функции влияющих режимных параметров. При этом рассчитывается предел при различных фиксированных значениях указанных параметров [12] (пункт 4.3).

Понятие режима натуральной мощности

Воздушные линии электропередачи являются протяженным токопроводом, создающим электрическое и магнитное поля [20]. Электрическое поле линии в течение суток мало изменяется вследствие малого изменения напряжения. Магнитное поле изменяется в широких пределах в соответствии с изменением тока в линии. Из-за большой протяженности линии фазы напряжения и тока изменяются вдоль линии. Фазовый сдвиг определяется скоростью распространения электромагнитной волны v_B

$$v_B = 1 / \sqrt{LC}, \quad (1.2.4)$$

где L , C – погонные индуктивность и емкость линии.

Разность мощностей электрического и магнитного полей определяет реактивную мощность линии:

$$Q = Q_{эл} - Q_{маг} = 3\omega l C U_{\Phi}^2 \left(1 - \frac{L}{C} \frac{I^2}{U_{\Phi}^2}\right). \quad (1.2.5)$$

Из (1.2.5) следует, что реактивная мощность равна нулю если

$$I = U_{\Phi} \sqrt{\frac{C}{L}} = I_n, \quad (1.2.6)$$

где $\sqrt{\frac{L}{C}}$ – волновое сопротивление линии

$$\sqrt{\frac{L}{C}} = z_B. \quad (1.2.7)$$

Протекающий при этом ток называется натуральным током линии. Он соответствует току бесконечно длинной линии, подключенной к источнику напряжения, когда отсутствуют отраженные волны и соответственно распространяется только прямая волна. Похожие условия создаются на линии конечной длины, если активная нагрузка равна волновому сопротивлению линии z_B . Режим называется натуральным.

С учетом активного сопротивления и активной проводимости

$$\dot{z}_B = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}}, \quad (1.2.8)$$

где r_0 – погонное активное сопротивление провода, x_0 – погонное реактивное сопротивление провода, g_0 – погонная активная проводимость провода, b_0 – погонная емкостная проводимость провода.

МДП для коротких и длинных линий

Пропускная способность относительно коротких линий ограничивается допустимым перепадом напряжения и активным сопротивлением проводов. Регулировать передаваемую мощность можно путем изменения перепада

напряжения использованием средств регулирования напряжения на генерирующей станции [29] .

Пропускная способность длинных линий косвенно характеризуется натуральной мощностью [21]. Пропускная способность линий высокого напряжения увеличивается при увеличении сечения провода, растет пропорционально квадрату номинального напряжения и обратно пропорциональна длине линии [26]. К резкому уменьшению пропускной способности линии приводит наличие даже небольшой реактивной составляющей в токе [19] .

При фиксированном перепаде напряжения вдоль линии передаваемая по линии мощность пропорциональна синусу угла между векторами напряжений по концам линий. В этом случае имеется электромагнитный предел передаваемой мощности, соответствующий углу $\pi / 2$ [19].

При допущении изменения перепада напряжения в процессе набора нагрузки передаваемая по линии мощность пропорциональна тангенсу угла между векторами напряжений по концам линии. В этом случае электромагнитный предел передаваемой мощности определяется только допустимым перепадом напряжения вдоль линии [19].

Пропускная способность ЛЭП зависит от следующих параметров [30], [31] .

- значения передаваемой реактивной мощности;
- предельно допустимого тока по проводам линии, определяемого условием нагрева;
- запаса по устойчивости и предела передаваемой мощности (по существованию режима);
- предельных значений напряжений по концам линии.

Если реактивной мощностью в конце линии можно управлять, то пропускная способность будет определяться по току для воздушных линий с $U_{ном} \leq 220кВ$ или пределом по устойчивости для линий с $U_{ном} \geq 330кВ$.

Пути повышения пропускной способности длинных линий

В [32] рассматриваются три пути увеличения предела передаваемой мощности длинных линий:

- Деление линии на части путем установки в середине линии статического теристорного компенсатора реактивной мощности (СТК). Существенное повышение пропускной способности ЛЭП происходит в зоне искусственной устойчивости ($90 \leq \delta_{1-2} \leq 180$), в которой из-за аварийного отключения СТК устойчивость может нарушиться.
- Введение в линию устройства продольной компенсации (УПК) с емкостным сопротивлением x_c .
- Применение фазоповоротных устройств (ФПУ) для перераспределения мощности между параллельными линиями неодинаковой длины или разных классов напряжения.

Все эти устройства изменяют мощность передачи воздействием на один из трех параметров: СТК – на напряжение, УПК изменяет сопротивление линии, ФПУ изменяет угол передачи. Авторы [33] показали, что применение ФПУ позволяет увеличить МДП в контролируемых сечениях за счет перераспределения потоков активной мощности между параллельно работающими ЛЭП различных уровней напряжения. В [32] решается проблема изменения передаваемой по линии мощности с помощью гибких передающих систем переменного тока. В работах [34], [35] решается проблема увеличения пропускной способности сети за счет оптимизации распределения реактивной мощности и за счет корректного выбора мест установки УПК соответственно.

1.3. Методы определения МДП

1.3.1. Российские методы определения предельных режимов по статической устойчивости

Характер малых колебаний энергосистемы может быть определен по алгебраическому критерию устойчивости. Исследование системы на устойчивость выполняется в следующем порядке:

- Описание движения системы $W(x_1, x_2, \dots, x_n)$, где $x_1, x_2, \dots, x_n$ – координаты системы, где n – порядок системы. Движение (качение) системы описывается дифференциальными уравнениями.
- Исследование этих уравнений на предмет устойчивости системы. При исследовании устойчивости по Ляпунову составляется характеристическое уравнение. Анализируются корни этого уравнения. Если все вещественные корни отрицательны, то система устойчива. Известно, что первым меняет свой знак свободный член характеристического уравнения. Свободный член – это детерминант матрицы Якоби. Следовательно, необходимо следить за знаком детерминанта в выражении:

$$a_n = (-1)^n \det \frac{\partial W}{\partial x} . \quad (1.3.1)$$

- Утяжеление режима до тех пор, пока детерминант матрицы Якоби не поменяет свой знак.

В [36], [37], [38] предлагается утяжеление и проверку (1.3.1) заменить на решение системы уравнений предельных режимов, состоящих из двух групп уравнений. Первая группа уравнений представляет собой уравнения установившегося режима. Вторую группу образуют уравнения вида

$$V = \frac{\partial W}{\partial x} S = 0 , \quad (1.3.2)$$

где V – n мерная вектор-функция, n – количество узлов, $S = [S_1 \ S_2 \dots S_n]$ – собственный вектор матрицы $\frac{\partial W}{\partial x}$, отвечающий нулевому собственному значению. Одна из координат, например координата n , рассматривается заданной. На основе уравнения (1.3.1) выводятся уравнения предельных режимов (УПР):

$$\begin{aligned} F[X, Y(T)] &= 0 \\ V[X, S, Y(T)] &= \frac{\partial W}{\partial X} S = 0 , \end{aligned} \quad (1.3.3)$$

где $F[X, Y(T)]$ – нелинейные уравнения УР, T – скалярная переменная, определяющая траекторию утяжеления режима. Система уравнений (1.3.3)

решается итерационным методом и результатом является предельный по устойчивости режим. Для определения режима, предельного по передаваемой мощности, матрица $\frac{\partial W}{\partial x}$ заменяется на $\frac{\partial F}{\partial x}$.

Узел, в котором происходит утяжеление, ставится на последнее место в матрице и ему присваивается номер n . Система (1.3.3) записывается следующим образом:

$$F_1 [x, Y(T)] = 0 ; \quad (1.3.4)$$

$$V_1 [x, S, Y(T)] = 0 ; \quad (1.3.5)$$

$$V_2 [x, S, Y(T)] = 0 ; \quad (1.3.6)$$

$$F_2 [x, Y(T)] = 0 ; \quad (1.3.7)$$

где F_1 , V_1 – уравнения для $n-1$ компонент, F_2 , V_2 – уравнения для последней компоненты вектор – функции F , V .

Данные уравнения линеаризуются, и на каждой итерации метода Ньютона вектор S вычисляется из уравнения (1.3.6). Далее определяются значения x и T . Задача определения параметров предельного режима на основе уравнений предельного режима решается как задача с неособенной матрицей. Точность решения УПР контролируется по невязкам УУР и по параметру T . Дополнительная проверка достижения предельного режима выполняется по знаку якобиана, вычисленного на каждой итерации.

В [39], [40] предлагается метод, который позволяет определить кратчайшее расстояние до границы области существования режима. Это становится возможным из-за наличия некоторых свойств целевой функции и организации определенной сходимости метода. В качестве целевой функции используется сумма квадратов невязок уравнений узловых напряжений (УУН):

$$F(x, y)^T F(x, y), \quad (1.3.8)$$

где x – вектор искомых переменных (модули и углы напряжения), y – вектор заданных переменных (напряжение PU – узлов, мощности в узлах). Невязки УУН определяют запас по устойчивости. Для нахождения искомой точки необходимо,

чтобы метод сходился не в минимум целевой функции, а в седловую точку. Задача записывается следующим образом:

$$F(x, y)^T F(x, y) \rightarrow \underset{\min x}{\overset{\max P}{saddle-node}} \text{ (седловая точка)} . \quad (1.3.9)$$

УУН для простейшей модели PU –узел – шины бесконечной мощности записываются:

$$f(\delta) = P_0 - \frac{U_\Gamma U_{\text{БМ}}}{x} \sin \delta . \quad (1.3.10)$$

Задача (1.3.9) решается обобщенным методом Ньютона следующим образом:

$$x_{i+1} = x_i + \Delta x_i , \quad \Delta x_i = -G^{-1} \text{grad}(F^T F) , \quad (1.3.11)$$

где G – матрица Гессе целевой функции, $\text{grad}(F^T F)$ – градиент.

Минимизация в (1.3.9) решается относительно x . Процедура максимизации по P целевой функции (1.3.9) и сходимость итерационного процесса к желаемому режиму в [39] достигается двумя путями: контролем знака определителя матрицы Гессе и изменением длины шага.

В [41], [42], [43] предлагается метод непрерывного утяжеления, который не требует вычисления промежуточных режимов и обходится без выбора величины шага утяжеления. Сначала вычисляется заведомо неустойчивый режим, затем определяются параметры предельного режима путем уменьшения утяжеленных параметров на величину появившихся небалансов в этих узлах. На каждой итерации вычисляются зависимые переменные по следующим формулам:

$$x^{k+1} = x^k - \lambda_k \left[\frac{\partial W}{\partial x}(x^k) \right]^{-1} W(x^k) , \quad (1.3.12)$$

где λ_k – коэффициент, который определяет величину шага. Величина коэффициента зависит от некоторого значения B :

$$\lambda_k = \begin{cases} 1 / B_k & \text{if } B_k > 1 \\ 1 & \text{if } B_k < 1 \end{cases} , \quad (1.3.13)$$

где

$$B_k = \frac{1}{\|W_i(x^k)\|} \left\| \sum_i \sum_j \frac{\partial^2 W_i(x^k)}{\partial x_i \partial x_j} \Delta x_j^k \right\| . \quad (1.3.14)$$

Последовательность работы метода следующая:

1. Выбор параметров утяжеления P_0 , из-за которых режим выходит за пределы области устойчивости (точка Y_0). Коэффициент B_k в полученной точке начинает расти.

2. Ввод режима в область устойчивости. Параметры утяжеления P_0 уменьшаются на величину небалансов мощности W_n в утяжеляемых узлах:
 $P_1 = P_0 - W_n$.

3. Расчет режима от точки Y_0 с полученным шагом утяжеления P_1 .

4. Анализ значений небалансов W_n в точке P_1 . Если W_n меньше некоторого порога, который устанавливает точность вычисления параметров предельного режима ΔP , то параметры утяжеления увеличиваются на величину ΔP :
 $P_2 = P_1 + \Delta P$.

5. Анализ B_k

а) при $B_k > 1$ параметр P_1 принимается в качестве предельного;

б) при $B_k < 1$ вычисляется следующий шаг утяжеления $P_2 = P_1 + 2\Delta P$.

6. Если W_n больше некоторого порога, который устанавливает точность вычисления параметров предельного режима ΔP , то параметры утяжеления уменьшаются $P_2 = P_1 - W_n$ и описанная процедура повторяется.

Метод непрерывного утяжеления применяется только, когда предел по передаваемой мощности совпадает с пределом по устойчивости. В окрестности, близкой к решению, решаются плохо обусловленные системы линейных уравнений.

Авторы [44], [45] определяют предельный режим оптимизационным методом. Они утверждают, что критерий предельного режима находится в самой вычислительной модели УР. Рассматривается задача условной оптимизации

$$f(X, Y) \rightarrow \min \quad (1.3.15)$$

при ограничениях в виде равенства

$$\Delta F(X, Y) = 0 . \quad (1.3.16)$$

Разделение оптимизируемых параметров на зависимые и независимые делит задачу на две подзадачи, тем самым уменьшает её сложность. Сначала решается система уравнений (1.3.16), затем выполняется оптимизация в пространстве независимых переменных.

Рассматривается типовая задача оптимизации режима электроэнергетической системы

$f(P, Q) \rightarrow \min$, например

$$f = \sum_m C_m P_m \rightarrow \min , \quad (1.3.17)$$

при условии

$$\begin{bmatrix} \Delta P(P, \delta, U) \\ \Delta P_b(P_b, \delta, U) \\ \Delta Q(Q, \delta, U) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} . \quad (1.3.18)$$

где C_m – заявочная цена m -й станции за 1 кВт*ч отпущенной электроэнергии, индексом b обозначен балансирующий узел.

Составляется функция Лагранжа, где отдельно учитываются параметры активной мощности, реактивной мощности и балансирующего узла. Выводятся выражения, связывающие множители Лагранжа для составляющих активной λ_m^P , реактивной λ_m^Q мощности и балансирующего узла λ_b^P .

$$\lambda_m^P = \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_m} \right) \lambda_b^P , \quad (1.3.19)$$

$$\lambda_m^Q = \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial Q_m} \right) \lambda_b^P , \quad (1.3.20)$$

где π – потери активной мощности в энергосистеме; P_m , Q_m – независимые переменные. Выражения (1.3.19), (1.3.20) вместе с уравнениями, отражающими

равенство нулю градиента функции Лагранжа по всем оптимизируемым переменным, дают критерий оптимальности режима. Полученный режим является предельным режимом при условии отсутствия активной мощности балансирующего узла в целевой функции (1.3.15) и при выполнении условия (1.3.18).

В [46], [47] предлагается проводить оценку допустимости по результатам анализа изменения вторых частных производных суммарных потерь активной и реактивной мощностей в сети по активному перетоку в контролируемой линии. Производные по абсолютной величине практически постоянны в далеких от пределов режимах и возрастают при приближении к пределу. Предлагается следующая формула, по которой вычисляется оценка коэффициента запаса:

$$k_{эл} = \frac{P_{np} - P_{zp}}{P_{zp}} 100\% , \quad (1.3.21)$$

где P_{np} – предельное значение перетока активной мощности в контролируемом сечении; P_{zp} – величина, разделяющая области изменения вторых производных в ходе утяжеления режима.

Авторы [48], [49] используют векторные измерения для мониторинга запаса устойчивости и допустимости параметров режимов ЭЭС.

В таблицу 1.1 сведены основные методы, предложенные российскими учеными.

Таблица 1.1. Основные методы, предложенные российскими учеными

Метод	Достоинства	Недостатки
Метод последовательного утяжеления	Получение точных результатов. Получение предельного режима (ПР) за счет утяжеления Критерий: знак детерминанта.	Нужны промежуточные расчеты. Игнорируется оптимальное распределение генерации, нагрузки и реактивной мощности в системе
Уравнения Предельных Режимов	Справляется с проблемой вырожденности матрицы около точки бифуркации. Получение ПР	Нужно хорошее приближение

	за счет дополнительного уравнения. Критерий: малое изменение параметра утяжеления и знак Якобиана	
Поиск седло узловой точки обобщенным методом Ньютона	Определяет кратчайшее расстояние до границы ПР. Получение ПР за счет свойств целевой функции и особой организации итерационного процесса. Критерий: контроль знака определителя матрицы Гессе.	Начальные приближения должны быть близки к предельному режиму
Оптимизационные модели	Определяется оптимальное решение в соответствии с заданным критерием. Целевая функция: минимизация цены электрической энергии на оптовом рынке. Получение ПР при отсутствии балансирующей станции (БС) в целевой функции. Критерий: увеличение мощности на БС тратится только на потери.	Предельный режим, определяемый в процессе вычисления, зависит от выбранного балансирующего узла
Метод непрерывного утяжеления	Не требует определения промежуточных расчетов. Получение заведомо неустойчивого режима и последующее приближение к устойчивому. Критерий: величины небалансов в узлах	Выполнение требования совпадения пределов по передаваемой мощности и по устойчивости. Проблемы с решением систем линейных уравнений с плохо обусловленными матрицами.

В работах [50], [51], [52], [53], [54], [55], [56], [57] представлены программно вычислительные комплексы, разработанные для расчета МДП контролируемых линий. Авторы [55], [56] подробно описывают систему мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), которая предназначена для определения МДП в реальном времени. Авторы [58] описывают применение технологии векторного измерения параметров для управления режимами Тюменской энергосистемы. Анализ

достоинств и недостатков программ, использующихся в России и за рубежом для расчета установившихся режимов ЭЭС, представлен в [59], [60].

1.3.2. Современные методы вычисления пропускной способности межсистемных линий в зарубежных странах

С реструктуризацией электроэнергетической отрасли и с внедрением новых средств генерации – возобновляемых источников энергии – появились проблемы при управлении электроэнергетическими системами во всем мире. В энергосистемах с ветровыми станциями для соблюдения баланса между выработкой и потреблением электроэнергии необходимо уточнять величину пропускной способности линий, которая может быть использована после передачи плановой мощности (свободная пропускная способность – СПС).

Методы вычисления СПС должны учитывать возможное изменение полной пропускной способности (ППС) во времени и влияние транзитных потоков на величину СПС для сохранения надежности. Разрабатываются методы для уточнения пределов, ограничивающих ППС. В [61] вычисляется значение теплового предела в зависимости от температуры окружающего воздуха, скорости и направления ветра, солнечного излучения.

1.3.2.1. Общее описание методов

Огромное количество методов и алгоритмов существует для вычисления ППС. Большинство алгоритмов, разработанных за рубежом, основано на одном из четырех методов вычисления установившегося режима (УР). Среди них: метод анализа чувствительности и коэффициентов распределения потоков мощности, повторяющийся УР (RPF), прогрессивный УР (CPF), оптимальный УР (OPF).

Метод анализа чувствительности и коэффициентов распределения потоков мощности [62], [63], [64], [65], [66], [67], [68]. В методе вычисляется ППС с использованием анализа коэффициентов чувствительности без решения уравнений УР. Метод дает быстрые, но приблизительные результаты по следующему алгоритму:

1. Расчет установившегося режима базового случая методом Ньютона - Рафсона.
2. Заявка на передачу мощности (транзакцию) между узлами m и n .
3. Вычисление изменения в значениях потоков мощности в линиях методом анализа чувствительности (или расчетом УР).
4. Вычисление коэффициентов распределения перетоков мощности во всех линиях (PTDF) для данной транзакции

$$PTDF_{ij(mn)} = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta T_{mn}}, \quad (1.3.22)$$

где ΔT_{mn} – транзакция между узлами m и n ; ΔP_{ij} – изменение величины потока активной мощности в линии $(i - j)$ при транзакции в линии $(m - n)$.

5. Вычисление ППС (TTC_{mn})

$$TTC_{mn} = \min \left(\frac{P_{ij}^{\max} - P_{ij}^0}{PTDF_{ij(mn)}}, ij \in B \right), \quad (1.3.23)$$

где $P_{ij}^{\max}$ – термический предел мощности линии $(i - j)$; P_{ij}^0 – переток мощности в линии $(i - j)$ в базовом режиме; B – множество линий.

При использовании модели постоянного тока, изменение потока активной мощности в каждой передающей линии линейно зависит от размера транзакции мощности.

Метод утяжеления (RPF) [63], [69], [70], [71], [72], [73] (повторяющееся потокораспределение). Для вычисления ППС выполняется утяжеление режима, например постепенным увеличением нагрузки в одной части ЭЭС и увеличением мощности генератора в другой части ЭЭС. УР рассчитывается методом Ньютона. Процесс утяжеления режима и вычисления УР повторяется до тех пор, пока не нарушатся заданные ограничения.

Метод прогрессивного УР (CPF) [67], [74], [75] используется для вычисления точки коллапса напряжения (точки бифуркации) в случае увеличения нагрузки в системе. В методе CPF имеются шаги предсказания и коррекции. На

первом шаге предсказания оцениваются параметры режима в случае увеличения нагрузки. Затем методом Ньютона-Рафсона вычисляется точное решение. Эти шаги повторяются до тех пор, пока не будет достигнута критическая точка. В CRF в уравнения УР добавляется параметр нагрузки λ .

Оптимальный УР [76], [77], [78], [79], [80], [81]. Выполняется оптимизационная задача со следующим критерием оптимизации: определить максимальное значение передачи мощности по заданным линиям с учетом ограничений. Для решения задачи используются разные методы оптимизации: метод дифференциальной эволюции [82], алгоритм колонии пчел [83], метод внутренней точки [84], [85] и др.

Вычисление ППС всеми описанными методами может быть выполнено при **детерминистическом или вероятностном** подходах к учету случайных изменений нагрузки и генерации в энергосистеме и к учету стохастического характера поведения ветра и солнца в случае наличия возобновляемых источников энергии. Для учета стохастического характера скорости ветра в одних работах используется метод Монте-Карло в других метод незапланированных преобразований.

1.3.2.2 Подробное описание методов

Авторы [62] пишут, что одна из главных проблем, которая появилась в дерегулируемой электроэнергетической отрасли – это вычисление СПС. В [62] применяются объединенные методологии для вычисления СПС во взаимосвязанной сети в Бангладешской энергосистеме. Система имеет энергостанции, работающие на газе, нефти, угле и гидроэлектростанции. Схема Бангладеш включает 121 нагрузочных, 50 генераторных узлов и 53 узла, где установлены шунтирующие конденсаторы. Авторы [62] используют три метода вычисления АТС в Бангладешской системе:

1. Метод отклика сети.
2. Модель анализа потока сети.
3. Метод анализа линейной чувствительности и коэффициентов распределения потоков мощности.

Метод отклика сети хорошо работает там, где передающая система сильно взаимосвязана. В этом методе не учитываются ограничения по термической стойкости. С течением времени изменяются условия, в которых функционирует система и как следствие изменяется СПС. Кроме того, ограничения при определении СПС могут изменяться при изменении состояния системы, особенно в сильно связанной сети. Следовательно, результаты зависят от времени.

Модель анализа потока сети применяется к электрическим, энергетическим, телекоммуникационным сетям для прокладывания путей самолетам, газовым трубам и т.д. Во всех этих задачах целью является переместить что-то из одной точки в другую, используя существующую сеть и сделать это как можно эффективнее, с соблюдением, с одной стороны, хорошего обслуживания пользователей сети и, с другой стороны, эффективного использования сети. Модель решает такие проблемы, как выбор наиболее короткого расстояния, обеспечение максимального потока, наименьшая цена.

Алгоритм.

Пусть $G = (N, A)$ – это сеть, определяемая множеством N с n узлами и множеством A с m направленными дугами. Каждой дуге $(i, j) \in A$ соответствует максимальная величина мощности P_{ij} , которая может быть передана по данной дуге. В сети есть два специальных узла: генерирующий s и потребляющий узел t . Математически задача записывается следующим образом:

$$\text{maximize}_x \nu \quad (1.3.27)$$

$$\sum_{(j:(i,j) \in A)} x_{ij} - \sum_{(j:(j,i) \in A)} x_{ji} = \begin{cases} \nu & \text{for } i = s \\ 0 & \text{for } i \in N \\ -\nu & \text{for } i = t \end{cases} \quad (1.3.28)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq P_{ij} \text{ для каждой } (i, j) \in A. \quad (1.3.29)$$

Вектор, удовлетворяющий уравнениям (1.3.28) и (1.3.29), называется потоком и соответствующее значение скалярной переменной ν называется значением потока. Уравнения ограничений (1.3.28) называется ограничением баланса. Первый термин – это общий поток, исходящий из узла, второй термин –

это общий входящий поток. Ограничение баланса устанавливает, является ли рассматриваемый узел генерирующим или потребляющим. Если узел нагрузочный, то выход превышает вход. Ограничения (1.3.29) – это ограничения по потоку. Поток ограничивается физическими и эксплуатационными возможностями. Задача определения максимального потока описывается уравнением (1.3.27) и является задачей обычного линейного программирования.

Метод анализа линейной чувствительности является одним из ранних методов, используемых для вычисления СПС. Существующее допущение о линейном увеличении потока мощности делают модель линейной и безытерационной. Линейные методы, основанные на вычислении УР по модели постоянного тока, широко используются для вычисления СПС. При вычислении СПС учитывают ограничения только по термической стойкости.

Алгоритм.

1. Вычисление коэффициентов передачи мощности для всех линий сети

$$PTDF_{l,a \rightarrow b} = \frac{\text{Текущий переток} - \text{переток в базовом режиме}}{\text{Объём передачи}}, \quad (1.3.30)$$

где l – номер линии.

2. Вычисление СПС ($ATC_{a \rightarrow b}^{HY}$)

$$ATC_{a \rightarrow b}^{HY} = \min_{i=1:n} (T_{a \rightarrow b}^i) \quad (1.3.31)$$

$ATC_{a \rightarrow b}^{HY}$ – СПС в нормальных условиях между областями а и b, минимум максимально возможной передачи по n линиям.

3. Вычисление LODFs в случае перерыва в работе линии k с учетом всех линий сети

$$LODFs = \frac{\text{Изменение перетока в линии } l \text{ после отключения линии } k}{\text{Поток в линии перед отключением}} \quad (1.3.32)$$

4. Вычисление отключенного потока

$$\text{Оключенный поток}_{l,k} = \text{Первоначальный}_l + LODF_{l,k} \times \text{Первоначальный}_k \quad (1.3.33)$$

5. Вычисление OTDF

$$OTDF_{l,k} = PTDF_l + LODF_{l,k} \times PTDF_k \quad (1.3.34)$$

6. Вычисление максимального предела, ограничивающего передачу

$$T_{a \rightarrow b}^{l,k} = \frac{\text{Термический предел линии} - \text{Отключенный переток}_{l,k}}{OTDF_{l,k}} \quad (1.3.35)$$

7. Вычисление наименьшего значения СПС, соответствующего каждому аварийному случаю

$$ATC_{a \rightarrow b}^{HY} = \min \{ ATC_{a \rightarrow b}, \min_{k, l=l \wedge n, l \neq k} (T_{a \rightarrow b}^{i,k}) \} \quad (1.3.36)$$

8. Определение минимального значения СПС, вычисленных с учетом всех аварий и ограничений.

В [63] выполняется точное определение СПС для оптимальной работы рынка в Индии. Краткосрочные энергетические рынки в Индии работают, основываясь на значениях СПС, установленных Национальным диспетчерским центром по управлению нагрузкой. В [63] обсуждаются различные проблемы при вычислении СПС. Представлен модифицированный метод утяжеления для вычисления ППС. Метод был проверен на 3771 узловой схеме и время вычисления сравнимо с немодифицированным методом. Авторы подробно описывают метод анализа коэффициентов чувствительности. Чувствительность передачи мощности может быть определена с помощью коэффициентов распределения мощности передачи (PTDF). Для определенного соотношения между нагрузкой и генерацией, изменение в потоке мощности по различным линиям вычисляется по формуле:

$$PTDF_{ij} = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta T}, \quad (1.3.37)$$

где $PTDF_{ij}$ – чувствительность передающей линии между узлом i и узлом j , ΔP_{ij} – изменение в потоке мощности в линии между узлом i и узлом j , ΔT – запланированная передача между регионами.

Для уменьшения времени, необходимого для вычисления УР, выполняется анализ чувствительности с целью определения минимального наброса нагрузки, которое приведет к нарушению термической стойкости:

$$L_{ij} = \frac{P_{ratedi,j} - P_{flowi,j}}{PTDF_{ij}}, \quad (1.3.38)$$

где L_{ij} – предел (наброс) нагрузки в линии $i-j$; $P_{ratedi,j}$ – номинальный поток мощности в линии $i-j$; $P_{flowi,j}$ – текущий поток в линии $i-j$.

L_{ij} используется как размер первого шага в RPF методе, а следующая последовательность расчетов УР выполняется при маленьком размере шага (25 МВт).

При вычислении СПС в Индии учитываются следующие факты.

1. Необходимость учитывать реакцию всей взаимосвязанной сети при торговле между двумя регионами.

2. Для точного вычисления СПС должны быть учтены кольцевые потоки. Кольцевой поток – это мощность, которая течет из соседних регионов к нагрузке. Например, если генерирующая станция планирует передать мощность из восточного региона в северный и некоторая мощность передается по западному региону, то путь мощности записывается как восток–запад–север.

3. Наличие прогнозов на неделю или день вперед помогут учесть неопределенность генерации и нагрузки и отрегулировать значение СПС. В настоящее время величина СПС объявляется за 3 месяца до её использования. Это приводит к несоответствию между объявленной СПС и фактической и может привести к недоиспользованию пропускной способности.

4. При вычислении СПС генераторные и нагрузочные узлы обозначаются как PU и PQ узлы соответственно. Пространственное распределение нагрузки и генерации существенно отличается от смоделированного. В реальной жизни возникают проблемы, отличающиеся от смоделированных.

5. СПС должны быть вычислены в нескольких линиях при наличии торговли между несколькими регионами, а не только между двумя.

В [63] приведен подробный алгоритм определения СПС и даны численные результаты.

Индийская система включает 5 регионов: северный, восточный, западный, южный, северо-восточный. Взаимосвязанные северная, западная, восточная и северо-восточная системы называются N-E-W системой. СПС вычисляется между различными регионами NEW системы. NEW система состоит из 3771 узлов, 8003 связей, 1650 взаимосвязывающих трансформаторов, 6057 передающих линий, 428 *PU* узлов и 238 шунтирующих элементов.

СПС в NEW системе вычисляется в нормальных условиях для февраля 2012 года на платформе PSS/E и питон (python) платформе. При вычислении ППС учитываются только ограничения по термической стойкости линии.

При передаче мощности между восточным (ER) и северным (NR) регионами, некоторая доля перетока пойдет через западный регион (ER–WR–NR). На рисунке 1.3.1 показано, что при ER–NR сделке 65.8% потока идет по взаимосвязанной линии между ER–NR, а оставшаяся мощность идет по пути ER–WR–NR. Анализ этих результатов показывает наличие кольцевых потоков во взаимосвязанной сети и существующие методологии, в соответствии с которыми проверяются ограничения, только участвующего в сделке района, не совсем правомерны при вычислении СПС. Если в соседних регионах ограничения не проверяются, то может быть вычислено некорректное значение СПС.

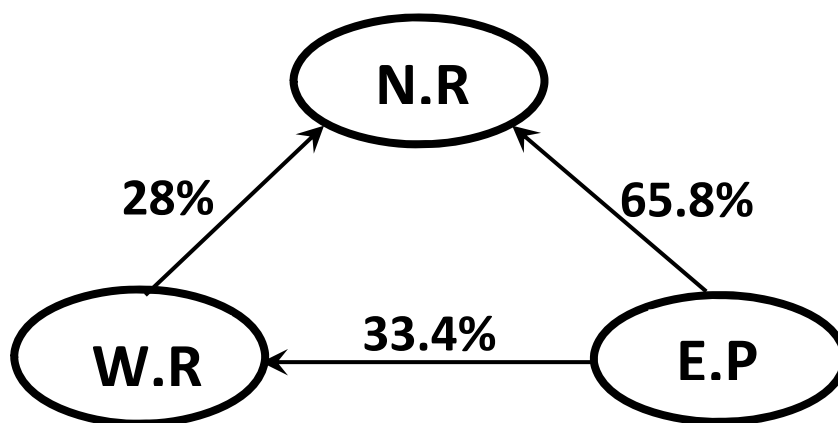


Рис.1.3.1. Распределение потоков активной мощности

С появлением возобновляемых источников энергии появляется необходимость в более сложном управлении и в координации между соседними системами. В [64] разработан алгоритм для децентрализованного вычисления ППС методом декомпозиции области. Метод апробирован на 118 узловой тестовой схеме IEEE. ППС вычисляется с учетом ограничений по теплу и с учетом критерия по надежности $N - 1$.

Децентрализованное вычисление ППС имеет следующие преимущества:

1. Защита частной информации участников рынка.
2. Отсутствие необходимости в строительстве центрального координатора, суперкомпьютеров или центров данных.
3. Продвижение параллельных вычислений, которые эффективнее централизованного вычисления.
4. Способность координации зон управления, имеющих различные модели.
5. Демонстрация (наличие) более низкой вероятности системных сбоев.

В [64] преобразуется сам алгоритм вычисления ППС, используя метод декомпозиции области (МДО). Согласно алгоритму МДО инверсия матрицы проводимости системы вычисляется децентрализованно без формирования полной матрицы проводимости и не требуется построения мегасистемы или формирования эквивалентов. Алгоритм МДО идентифицирует наименьшее количество необходимой информации, которой должны делиться зоны управления, что обеспечивает и эффективное вычисление ППС и защиту частной информации каждой зоны управления.

Вычисление ППС выполняется параллельно благодаря свойству МДО и упрощенно благодаря применению правила по специальному упорядочиванию узлов и связей, которое учитывает особую структуру топологии реальной энергосистемы.

Метод декомпозиции области МДО разработан для структурного инжиниринга, основанного на принципе «разделяй и властвуй». Благодаря

развитию многопроцессорных компьютерных технологий, применение МДО очень эффективно в больших системах для решения систем линейных уравнений

$$AX = R . \quad (1.3.39)$$

Для применения МДО необходимо разделить рассматриваемую систему A на несколько подсистем. Для данной объединенной системы допускается, что система делится на k подсистем. После упорядочивания узлов и связей система (1.3.39) переписывается в (1.3.40) и решается относительно x и y .

$$AX = \begin{pmatrix} B & E \\ F & C \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} = R = \begin{pmatrix} f \\ g \end{pmatrix} , \quad (1.3.40)$$

где F , E , C , y , g относятся к граничным узлам каждой подсистемы k ,

$$B = \begin{pmatrix} B_1 & & \\ & B_2 & \\ & & B_k \end{pmatrix} .$$

Все рассматриваемые системы должны быть разделены и упорядочены. В [64] рассматривается декомпозиция, основанная на анализе вершин.

После декомпозиции упорядочиваются узлы и связи всех зон управления для того, чтобы записать систему в виде блочной матрицы, как показано в (1.3.40). Сначала записываются зоны управления в произвольном порядке A , B , C и т.д. В процессе упорядочивания все узлы и связи классифицируются в соответствии с их зонами управления соответственно. Узлы и связи, принадлежащие к одной зоне управления, всегда классифицируются последовательно. Затем все узлы классифицируются на две категории: внутренние узлы и граничные узлы, все связи делятся на внутренние связи и межсистемные связи.

После декомпозиции системы и упорядочивания узлов и связей можно применять метод МДО для вычисления матрицы чувствительности H (матрица коэффициентов распределения потоков мощности – PTDF). В [64] подробно расписывается алгоритм.

По известной матрице чувствительности вычисляется ППС каждой зоны. Глобальное ППС – это минимальное значение среди ППС каждой области. Матрица чувствительности изменяется при изменении топологии системы.

Итоговая информация, которой обмениваются зоны управления при вычислении ППС:

1. Информация о передаче мощности T .
2. Вычисленные матрицы $F_i E_i^T$, E_i^T .
3. Значение ППС каждой зоны.

В отличие от других децентрализованных методов этот метод не требует обмена важной информацией между зонами управления. Поэтому при использовании предложенного метода частная информация каждой зоны управления полностью защищена.

Другим преимуществом предложенного метода является то, что в вычислительном плане он не сложнее других методов, включая Гауссовское исключение, LU декомпозицию, факторизацию по Холецкому и итерационные методы, такие как градиентный метод.

Для того чтобы декомпозиция была эффективной необходимо соблюдать два ключевых правила:

- соблюдение баланса между количеством зон управления и числом граничных узлов. Если количество зон управления зафиксировано, то наиболее эффективной декомпозицией оказывается та, которая имеет наименьшее количество граничных узлов;
- сбалансированность размеров зон управления.

В [65] предлагается быстрый вероятностный метод оценки ППС, который учитывает плохо прогнозируемую природу ветровых станций. Результатом работы метода является величина ППС, которая является случайной переменной с определенным распределением плотности вероятности. Результаты существующих вероятностных методов определения ППС зависят от количества моделирований с помощью Монте-Карло и алгоритмов создания исходной

выборки. Процесс моделирования состоит из двух шагов: выбор состояния системы и вычисление ППС для выбранного состояния. С увеличением энергосистемы увеличивается количество расчетов. Авторы [65] получают результаты аналитически, путем сопоставления распределения вероятности выходных параметров ветровой станции с распределением вероятности ППС передачи мощности, полученной с помощью PTDFs.

Величина СПС, вычисляется методом PTDFs, который является широко распространенным детерминистическим методом определения ППС. При составлении модели для постоянного тока изменение потока активной мощности в каждой передающей линии линейно зависит от величины транзакции мощности T , которая определяется как:

$$T = T_{\text{источник}} + T_{\text{потребление}}. \quad (1.3.41)$$

PTDF отражает влияние определенной транзакции мощности на передающие линии следующим образом:

$$PTDF_{l,T} = \frac{\Delta \rho_l}{\Delta \rho_T}, \quad (1.3.42)$$

где $PTDF_{l,T}$ – коэффициент распределения передачи мощности передающей линии l при передаче T , $\Delta \rho_l$ – изменение активного потока в линии l , $\Delta \rho_T$ – изменение величины передачи мощности T .

ППС определяется

$$TTC_{l,T} = \begin{cases} \frac{\bar{\rho}_l - \rho_l}{PTDF_{l,T}} & PTDF_{l,T} > 0 \\ \frac{-\bar{\rho}_l - \rho_l}{PTDF_{l,T}} & PTDF_{l,T} < 0 \end{cases}, \quad (1.3.43)$$

где $\bar{\rho}_l$ – термический предел линии.

В [65] допускается, что все изменения в генерации на ветровых станциях балансируются на балансирующих станциях. Это может соответствовать распределению генерации в соответствии с коэффициентами участия, моделируя

распределенный балансирующий узел. Описанный в [65] метод состоит из 5 шагов:

1. Вычисление PTDF в базовом случае для всех линий при всех заданных транзакциях T . В базовом сценарии отсутствуют ветровые станции, и PTDF вычисляется по (1.3.42).

2. Вычисление PTDF с ветровыми станциями при определенной транзакции мощности T_{wind} , где генерирующий узел – это ветровая станция и потребляющий узел – это балансирующий узел. PTDF с ветровыми станциями для линии l обозначается $PTDF_{l,T_{wind}}$.

3. Вычисление вероятностного потока мощности $\hat{p}_l$ для каждой передающей линии

$$\hat{p}_l = PTDF_{l,T_{wind}} \times \hat{p}_{wind}, \quad (1.3.44)$$

где $\hat{p}_{wind}$ – случайная переменная выхода ветровой станции с распределением плотности вероятности $p_{\hat{p}_{wind}}(x)$, $\hat{p}_l$ – случайная переменная потока мощности с распределением плотности вероятности $p_{\hat{p}_l}$. При наличии нескольких ветровых станций $\hat{p}_l$ вычислить сложно.

4. Коррекция определенной детерминистическим путем величины ППС

$$T\hat{T}C_{l,T} = \begin{cases} \frac{\bar{\rho}_l - \rho_l - \hat{p}_l}{PTDF_{l,T}} & PTDF_{l,T} > 0 \\ \frac{-\bar{\rho}_l - \rho_l - \hat{p}_l}{PTDF_{l,T}} & PTDF_{l,T} < 0 \end{cases}, \quad (1.3.45)$$

где $T\hat{T}C_{l,T}$ – случайная величина ППС в линии l , распределение плотности вероятности которой $p_{T\hat{T}C_{l,T}}$.

5. Определение ППС системы для транзакции T .

Целью работы [70] является разработка метода для максимального использования пропускной способности линии с сохранением уровня надежности системы. Основой предложенного метода является компьютерное моделирование

различных сценариев, которые представляют собой постепенное изменение мощности в заданном нагрузочном узле и соответствующем генераторном узле. Для расчета установившегося режима применяется усовершенствованный метод Ньютона–Рафсона. Одной из важных задач работы [70] является усовершенствование программы УР. Программа УР реализуется в модульном виде и имеет две версии. В первой версии учитываются ограничения на реактивную мощность генератора, во второй не учитываются. В результате работы программы УР определяются угол и модуль напряжения в каждом нагрузочном узле, угол напряжения и реактивная мощность в каждом генераторном узле.

Метод состоит из двух шагов:

1. Выполняется расчет УР базового случая. Многие существующие программы очень сложные. Чтобы преодолеть эту трудность в [70] все программные части представляются отдельными функциями (m-файлами). В результате программа поделена на 8 функций.

2. Вычисляется пропускная способность.

Данная программа может быть использована для вычисления пропускной способности линий даже при отсутствии математических знаний со стороны пользователя.

Под базовым случаем понимается отсутствие перетока из энергосистемы. УР базового случая дает информацию о текущих условиях системы.

Величина пропускной способности определяется в MATLAB по следующему алгоритму.

1. Считываются данные в формате IEEE.
2. Выбираются генераторный и нагрузочный узлы случайным образом. Значение приращения активной мощности dp также может быть выбрано случайным образом

$$P = P + dp . \quad (1.3.46)$$

3. Вычисляется УР.

Процесс увеличения выбранных нагрузки и загрузки генератора продолжается до тех пор, пока существует решение, т.е. пока не будет достигнута максимальная мощность передачи. Окончательное значение пропускной способности вычисляется по формуле

$$TC = P - dp. \quad (1.3.47)$$

В [70] описаны имитационные результаты расчета УР базового случая и пропускной способности для 20-ти узловой схемы IEEE и для 225 узловой схемы Стамбульского региона. Представлены главные результаты по вычислению пропускной способности. Для каждого сценария передачи мощности было выбрано два узла, один из которых генераторный узел, а другой – нагрузочный. Было создано 5 сценариев для 225-узловой системы и 3 сценария для 20-узловой системы. Чтобы вычислить максимальное значение мощности передачи между этими узлами, запускается программа УР с различным шагом изменения активной мощности (100 МВт, 10 МВт, 1 МВт). Использование трех различных шагов необходимо, чтобы показать, что чем больше шаг, тем меньше точность. Результаты подтвердили, что предложенная методология эффективна для определения максимального перетока мощности между выбранными узлами.

В [71] представлен метод вычисления ППС в Индийской энергосистеме с учетом ограничений по току передающих линий, вычисленных при разных температурах окружающей среды. Термический предел голого проводника был определен по стандартам IEEE. Значения ППС, полученные с учетом разной температуры, сравнивались со значениями ППС, вычисленными при стандартной температуре.

Термические пределы передающей линии вычисляются при температуре 45 градусов по Цельсию. Так как температура воздуха в разных районах Индии разная, вычисление СПС при одинаковой температуре не позволяет определить оптимальное значение СПС. Для коротких линий температура окружающей среды может не сильно изменяться, но для длинных линий изменение температуры может быть большим. Если температура на конечном узле передающей линии известна, то можно вычислить предельную по термической стойкости передачу

активной мощности по линии. В [71] для вычисления ППС используется повторяющийся УР (RPF) .

В [73] выполнено предсказание ППС с помощью искусственной нейронной сети (ИНС) при нормальной работе энергосистемы и при выходе из строя одной линии. Нейронная сеть прямого распространения с 14 нейронами в скрытом слое используется для прогнозирования пропускной способности в модифицированной 14 узловой тестовой схеме IEEE. Входами для ИНС служат статус линии, нагрузка и первоначальное значение модуля напряжения в 14 узлах. Выходные данные – это ППС. Введен индекс устойчивости линии как одно из ограничений вместе с модулем напряжения, пределом по реактивной мощности и устойчивостью по углу. Результаты, предсказанные ИНС, сравниваются с традиционным методом вычисления (повторяющееся потокораспределение).

Значение полной пропускной способности ограничено физическими и электрическими пределами, включая следующие факторы:

1. Ограничения по теплу.
2. Ограничения по напряжению. Значения напряжения в системе и его изменения не должны выходить из заданного диапазона.
3. Ограничения по устойчивости. Передающая сеть должна быть способна выдержать небалансы, связанные с переходным периодом и с динамическим поведением системы (от миллисекунд до нескольких минут соответственно).

При изменении текущих условий ограничения в части или во всей передающей сети могут быть нарушены. Это усложняет вычисление пределов пропускной способности.

Задача вычисления пропускной способности линии формулируется следующим образом: необходимо вычислить величину передачи активной мощности между генерирующей и потребляющей областями по межсистемной линии. Вычисление выполняется методом утяжеления. Значение нагрузки увеличивается, до тех пор, пока какое-нибудь из заданных ограничений не нарушится.

ППС вычисляется по формуле

$$TTC = \sum_{i \in sink} P_{Li}(\lambda_{\max}) - \sum_{i \in sink} P_{Li}^0 \quad (1.3.48)$$

где $\sum_{i \in sink} P_{Li}(\lambda_{\max})$ – сумма общей нагрузки при $\lambda = \lambda_{\max}$, $\sum_{i \in sink} P_{Li}^0$ – сумма общей нагрузки при $\lambda = 0$.

Скорость изменения напряжения в нагрузочном узле – это важный параметр, определяющий «здоровье» системы. Критерий устойчивости используется, чтобы найти индекс устойчивости для каждой линии, связывающей два узла во взаимосвязанной системе. Анализ индекса устойчивости линии L_{mn} позволяет предсказать коллапс напряжения. При $L_{mn} < 1$ система рассматривается устойчивой, а когда этот индекс превышает 1, вся система теряет устойчивость и это может привести к коллапсу напряжения. Индекс устойчивости линии определяется по следующему уравнению:

$$L_{mn} = \frac{4xQ_x}{(U_s \sin(\theta - \delta))^2}, \quad (1.3.49)$$

где x – реактивное сопротивление, Q_x – реактивная мощность, U_s – напряжение в начальном узле линии, θ – фазовый угол сопротивления, δ – разница между фазовыми углами напряжений в узлах, ограничивающих линию.

Авторы [73] утверждают, что разница углов не должна превышать 30 градусов. Величина ППС вычисляется методом утяжеления (RPF) с учетом ограничений и анализа индекса чувствительности линий.

Значение ППС используется при формировании ИНС. *Входной вектор* ИНС состоит из трех частей:

1. Статус линии.
2. Нагрузка в процентах в потребляющей области.
3. Первоначальные модули напряжения во всех узлах.

Выходной слой имеет только один нейрон, представляющий собой ППС.

Для исследований была использована 14 узловой схеме IEEE, при допущении о равномерности нагрузки. Всего 16 входных данных (14 узлов). Метод показал точные результаты.

В [72] описывается использование ИНС для выработки корректирующих мер, применяемых для исправления нежелательных ситуаций в энергосистеме. Целями исследования [72] являются определение значимых управляющих воздействий, направленных на уменьшение отклонения напряжения в узле энергосистемы и демонстрация возможности применения ИНС для оптимального распределения нагрузки между генераторами и для вычисления количества мощности, которую необходимо отключить. Выработка корректирующих действий основывается на оценке надежности установившегося режима энергосистемы. В разработанной авторами [72] умной системе управляющие воздействия вырабатываются нейронной сетью, для обучения которой используются результаты анализа аварий и ретроспективные данные о состоянии ЭЭС. Обученная ИНС учитывает нелинейные изменения в системе и вырабатывает оптимальный ответ по распределению нагрузки между генераторами и, при необходимости, по сбросу нагрузки.

В этом исследовании моделировались перегрузка линии или нарушение напряжения в узле в разных условиях работы системы. Вычисления выполнялись методом Ньютона–Рафсона. Из этих данных составляются примеры для обучения ИНС. Каждой аварии из входных данных соответствуют управляющие действия (выходные данные ИНС), которые должны быть предприняты при этой аварии. Напряжения во всех узлах и перетоки во всех линиях являются входными данными для ИНС. Рассматриваются три разных графика нагрузки (легкая, средняя и тяжелая (+10% от общей нагрузки)).

В [72] работа ИНС показана на примере 9-ти узловой схемы. Все нагрузки поддерживаются определенным количеством, находящихся в работе, генераторов. Результаты показывают хорошую способность ИНС вырабатывать соответствующее решение для поддержания надежности функционирования энергосистемы, так как корректирующие действия, предложенные ИНС,

уменьшают количество узлов с нарушенным ограничением по напряжению. Результаты сравниваются с традиционными методами. Описанный подход может быть использован в любой энергосистеме.

В [74] представлен метод для вычисления полной пропускной способности в энергосистеме с множеством областей. Это вычисление учитывает ограничения на потоки в линиях, модуль напряжения в узле, реактивную мощность генератора и непредвиденную потерю линии. Задача определения ППС между областями решается с помощью подхода декомпозиции сети, основанного на эквивалентах сети типа REI. Каждая область использует REI эквиваленты внешних областей для вычисления её ППС методом, называемым прогрессивным установившимся режимом (CPF – continuation power flow). Процедура выбора и обновления прогрессивного параметра, используемого при вычислении УР, реализуется в распределенной, но в скоординированной манере. Вычислительная эффективность предложенного метода увеличивается при ограничении обменом данными между областями. CPF состоит из двух шагов – предсказания и коррекции.

Проблема вычисления ППС в условиях нежелания индивидуальных областей делиться текущей (эксплуатационной) информацией друг с другом в [74] решается с помощью декомпозиционной версии CPF метода. ЭЭС представлены в виде децентрализованной структуры, где каждая область – это эквиваленты сети типа REI, которые предоставляются соседним областям. Главное преимущество предложенного метода – это вычисление оператором каждой области величины ППС без наличия детальной информации о состоянии соседних областей, что позволяет сократить время вычисления.

Децентрализованный метод CPF

Уравнения установившегося режима записываются следующим образом:

$$P_i = P_{i0} + \lambda K_{Pi}, \quad (1.3.50)$$

$$Q_i = Q_{i0} + \lambda K_{Qi}, \quad (1.3.51)$$

где P_i, Q_i – инъекции активной и реактивной мощности, λ – параметр, контролирующий величину инъекции; P_{i0}, Q_{i0} – активная и реактивная инъекция в базовом режиме в узле i ; K_{Pi}, K_{Qi} – коэффициенты распределения нагрузки.

Уравнения УР записываются как:

$$f(\delta, U, \lambda) = 0, \quad (1.3.52)$$

где δ – вектор фазовых углов напряжений, U – вектор модулей напряжений.

Для базового случая $\lambda = 0$.

Шаг предсказания. Следующая точка решения предсказывается изменением режима в направлении касательной $t = [\Delta\delta, \Delta U, \Delta\lambda]^T$, которая вычисляется по формуле:

$$d[f(\delta, U, \lambda)] = f_\delta \Delta\delta + f_U \Delta U + f_\lambda \Delta\lambda. \quad (1.3.53)$$

Ранг системы уравнений, показанной в правой части (1.3.53) является неопределенным, поэтому в вектор касательных вводится так называемый прогрессивный параметр произвольной величины, например 1.

$$\begin{bmatrix} f_\delta & f_U & f_\lambda \\ 0 & e_k & 0 \end{bmatrix} [t] = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix}, \quad (1.3.54)$$

где e_k – вектор столбец с нулевыми элементами, кроме k -го элемента. На первом шаге прогрессивным параметром назначается λ . Затем в качестве прогрессивного параметра выбирается наибольший элемент из вектора касательных t

$$x_k = \max(|t_1|, |t_2|, \dots, |t_n|). \quad (1.3.55)$$

Далее определяется следующая точка решения

$$\begin{bmatrix} \delta^* \\ U^* \\ \lambda^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta \\ U \\ \lambda \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U \\ \Delta\lambda \end{bmatrix}, \quad (1.3.56)$$

где σ – скаляр, используемый для регулирования размера шага.

Шаг коррекции. Для решения данной задачи используется модифицированный метод Ньютона. Модификация метода заключается в добавлении к уравнениям УР уравнения, учитывающего прогрессивный параметр:

$$\begin{bmatrix} f(x) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = [0], \quad (1.3.57)$$

где $x = [\delta \ U \ \lambda]^T$, x_k – прогрессивный параметр, η – предсказанная величина этого параметра.

При практическом применении метода CPF для вычисления ППС учитываются непредвиденные ситуации и наличие физических и эксплуатационных пределов. Программа CPF получает текущий режим от оценивания состояния. Список непредвиденных ситуаций формируется в функции «анализ надежности». График генерации, прогноз нагрузки, список вышедшего из работы оборудования берутся из документа текущей эксплуатации. Подготовленные данные передаются в информационную систему открытого доступа.

Декомпозиция системы

Главной проблемой в декомпозиции системы, состоящей из множества областей, в систему, состоящей из одной области, является определение значимых ограничений, связывающих эти области.

В многообластной системе все области работает автономно под руководством собственного оператора. В каждой области выполняется расчет УР по методу CPF и поддерживается подробная модель системы. Каждая область использует эквиваленты сети для представления узлов в других областях за исключением граничных узлов, узла продавца и узла покупателя, чьи идентичности поддерживаются исключением их из эквивалентов.

Идея REI эквивалента заключается в объединении инъекции групп узлов в один узел. Агрегированная инъекция распределяется к этим узлам через радиальную сеть, которая называется REI сеть. После агрегации все узлы с

нулевыми инъекциями исключаются, получая эквивалент. Процедура получения эквивалента состоит из двух шагов:

1. Конструируется сеть REI из базового UP и прикрепляется к узлам, которые должны быть исключены. Значение полной проводимости, инъекция полной мощности в узле R и напряжение в этой сети вычисляются по формулам.

2. Исключаются узлы $1, 2, \dots, n$, а узел G обрабатывается и получается модель эквивалентной сети. Исключенные пассивные узлы будут представлены одним REI узлом, эти узлы группируются по типу (PQ или PU). В [74] все PQ и PU узлы, за исключением продавца и покупателя узлов внешней области, группируются в две разные сети (два REI эквивалента), которым присваиваются два типа: PQ или PU соответственно.

Используя вышеописанный метод декомпозиции, операторы всех областей могут вычислять ППС между областями без обмена информацией. Однако полное сопротивление сети REI есть функция от текущего состояния системы, для которого строится эквивалент. В [74] предлагается:

- метод корректировки REI сети. Критерий для изменения REI сети – максимальное соответствие перетоков межсистемной линии и напряжений в узлах– покупателях в различных областях. Для того чтобы реализовать этот метод, необходимо: обеспечить синхронизированное вычисление во всех областях. В случае применения CPF в мульти областях, каждая область выполняет её собственное CPF, и прогрессивный параметр для каждой области должен отличаться на каждом шаге. С целью сохранения синхронизации разработана стратегия, обеспечивающая выбор и изменение прогрессивного параметра.

- контроль пределов по выработке генератором реактивной мощности. По мере увеличения мощности передачи от шин выбранного PU узла, генераторные узлы будут достигать своих пределов по реактивной мощности. В этом случае данный узел переходит в категорию PQ узла и размер матрицы Якоби увеличивается. Изменение эквивалента означает, что вновь появившиеся PQ узлы группируются с уже существующими PQ узлами в каждой области. Это продолжается до тех пор, пока все узлы не будут проверены.

Аварийные ситуации на межобластных линиях должны контролироваться всеми областями. Однако непредвиденные ситуации, причиной которых является изменение топологии внутри области, не моделируются непосредственно в других областях. Это приведет к тому, что перетоки межобластных линий и напряжения в узлах–покупателях, вычисленные в различных областях, не будут синхронизированы между собой. В этой ситуации область, имеющая непредвиденную ситуацию, меняет эквивалент. Таким образом, учитывается факт наличия аварии в одной области другими областями. Непредвиденные ситуации, случившиеся в межобластной линии, анализируются и контролируются всеми областями.

Согласно предложенному методу в [74], области не делятся их сетевыми данными, а сотрудничают друг с другом, например для вычисления ППС, с помощью центрального координатора.

Центральный координатор не знает и ему не надо знать подробную оперативную информацию каждой области. Центральный координатор выполняет следующие пять функций.

1. Запускает расчет потокораспределения для базового случая, передает для построения расчетной модели каждой области REI эквиваленты.
2. Формирует список аварий межсистемных линий и распределяет его между всеми областями.
3. Сравнивает информацию о межсистемной линии и о получающем узле из каждой области и посылает сигнал об изменении (флаг) в каждую область.
4. Распределяет изменение нагрузки каждого шага в области потребления другим областям.
5. Распределяет эквиваленты, если произошло изменение флагов.

Полученные данные:

- изменение нагрузки области потребления на каждом шаге;
- реальные перетоки всех межсистемных линий;
- напряжение получающего узла;
- эквиваленты измененных областей, в случае изменения флага.

Отправленные данные:

- список аварийных нарушений на межсистемных линиях;
- базовая расчетная модель для каждой области;
- пределы изменения мощности передачи;
- изменение нагрузки области потребления на каждом шаге;
- изменение флага;
- эквиваленты измененных областей в случае изменения флага.

Каждая область вычисляет потокораспределение, используя эквиваленты систем других областей. Вычисления в каждой области должны быть синхронизированы.

Данные, полученные каждой областью.

- список аварийных нарушений на межсистемных линиях;
- базовая расчетная модель;
- пределы изменения мощности передачи;
- изменение нагрузки области потребления;
- изменение флага;
- эквиваленты REI измененных областей в случае изменения флага.

Отправленные данные:

- изменение нагрузки области потребления;
- реальные перетоки всех межсистемных линий;
- модуль напряжения получающего узла;
- эквивалент REI измененной области в случае изменения флага.

В [75] разработан быстрый вероятностный метод (SVSR – Регион Статической Устойчивости по Напряжению) для оценки ППС с учетом ограничений по статической устойчивости и по напряжению. Граница SVSR при базовой конфигурации системы описывается множеством гиперповерхностей. SVSR определяется как множество рабочих точек, являющихся статически устойчивыми по напряжению. Граница SVSR уникальна для данной конфигурации системы и не меняется при изменении инъекций мощности. Если

границы SVSR определяются быстро, то определяются значения ППС для всех векторов инъекций при одинаковой конфигурации. Поэтому быстрое получение приблизительной границы SVSR является ключевой задачей для быстрого вычисления ППС.

Примеры, полученные с помощью Монте-Карло, классифицируются. Затем для каждого класса с помощью CPF ищется седлоузловая точка. В каждой точке определяется касательная гиперповерхности по выведенной в [75] формуле. Комбинация этих касательных гиперповерхности есть примерная аппроксимация границы региона в вероятностном вычислении ППС. Используя формулу пересечения точки на линии и гиперповерхности, можно получить точку коллапса напряжения каждого примера для базовой конфигурации.

Аварии изменяют конфигурацию системы и, следовательно, изменяют границу SVSR, тем не менее, для этих примеров, даже с учетом ограничений, необходимо вычислять послеаварийную точку коллапса напряжения. Из-за необходимости быстрого расчета, можно вычислить частичную границу SVSR для послеаварийного случая непосредственно от точки коллапса напряжения в условиях базовой конфигурации, которая была получена заранее, вместо вычисления каждого аварийного примера методом прогрессивного УР от первоначальной точки.

В [76] предлагается метод дифференциального изменения (генетический алгоритм) для вычисления ППС в дерегулируемом рынке. Задача формулируется как оптимизационная задача, целью которой является максимизировать передачу мощности без нарушения системных ограничений. Максимум мощности достигается путем постепенного изменения параметров режима. Алгоритм основывается на вычислении оптимального потокораспределения, выполненного по полной модели, которая позволяет учесть влияние активного и реактивного потоков мощности, пределов по напряжению, пределов потоков в линии на величину ППС. При этом регулируется активная генерация в генерирующей области и активная нагрузка в потребляющей области для получения максимального потока мощности с соблюдением баланса между максимальным

потоком мощности и пределом по устойчивости системы. Авторы [76] вычисляют ППС с учетом аварии на одной или на нескольких линиях. Сначала вычисляется УР базового случая, в котором нет нарушений. Затем увеличивается генерация в одной из областей и в то же время увеличивается нагрузка в другой области. Этот процесс продолжается до тех пор, пока не нарушится одно из ограничений (по напряжению, по термической стойкости, по устойчивости). Минимальная величина мощности передачи при соблюдении всех ограничений рассматривается как ППС

$$TTC = \min(TTC_o, TTC_k), \quad (1.3.58)$$

где TTC_o – максимальная величина мощности передачи без непредвиденных ситуаций, TTC_k – максимальная величина мощности передачи в условиях k -ой непредвиденной ситуации.

В [77] ППС 30-ти узловой тестовой схемы IEEE между различными зонами управления в системе нерегулируемой мощности вычисляется в Матлаб с учетом ограничений по теплу (току), по напряжению и по статической устойчивости. Тестовая схема делится на три зоны управления. Для каждой зоны управления вычисляется ППС с целью обеспечения доступа к передающей сети путем подачи сигнала на рынок о способности передающей сети передать электрическую энергию. Значение ППС вычисляется методом OPF. Целевая функция – максимизировать генерацию и нагрузку в заданных узлах.

УР вычисляется в Matlab7.1 методом Гаусса–Зейделя или методом Ньютона–Рафсона.

Утяжеление режима для вычисления ППС выполняется следующим образом:

1. Увеличением нагрузки активной мощности в одной из областей, вычисляется ППС линии, связывающей данную область с другой.
2. Отключением межсистемной связи.
3. Заданием нулевой генерации в рассматриваемой области.

Далее вычисляется CBM как разность между активной нагрузкой, полученной для первого случая и активной нагрузкой, полученной после отключения линий между областями. CBM – это пропускная способность, зарезервированная для обеспечения гарантии доступа мощности из взаимосвязанной системы. CBM может быть использована только во время аварийного дефицита генерации.

В [79] разработан метод вычисления ППС в энергосистеме с ветровыми станциями, в котором для имитации множества режимов энергосистемы используется вероятностный метод (Монте–Карло). Режимы отличаются мощностью ветровых станций и наличием или отсутствием аварий. В каждом режиме вычисляется ППС методом оптимального потокораспределения. Подходящее значение ППС определяется методом анализа риска.

Модели ветровой станции создаются на основании знаний о скорости ветра и модели ветровой турбины. Во многих работах используются модели скорости ветра, созданные на базе скользящего среднего, авторегрессии. В [79] скорость ветра в данный момент времени зависит от скорости ветра в предыдущий момент времени. Так как данные о скорости ветра доступны за продолжительный период времени, то в [79] используется непосредственно дискретное распределение вероятности ретроспективных данных. Чтобы построить распределение скорости ветра, все данные о скорости ветра делятся на множество диапазонов с шириной равной 0.5 м/сек. Затем вычисляется вероятность возникновения каждого уровня ветра делением данных о скорости ветра в соответствующем диапазоне на общее число данных.

Зависимость генерации мощности на ветровой станции от скорости ветра нелинейная. Полученная мощность может быть вычислена из кривой «скорость–мощность». На рисунке 1.3.2 показана типичная кривая мощности ветровой турбины. Из рисунка 1.3.2 видно, что ветровая турбина сконструирована таким образом, что начинает работать при скорости ветра V_{cin} и достигает номинальной

мощности при скорости ветра V_r . И после этого, несмотря на увеличение ветра, мощность турбины не увеличивается вплоть до V_{co} .

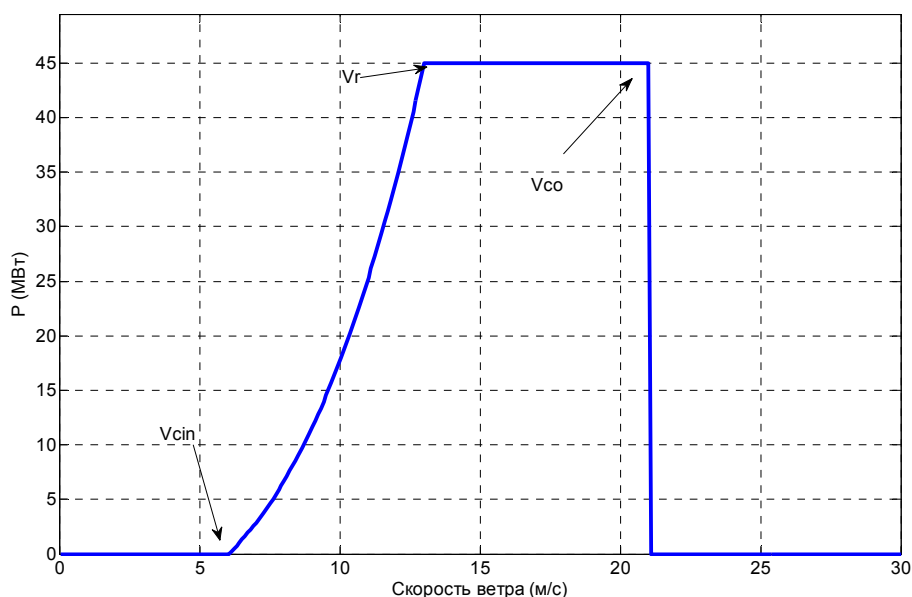


Рис.1.3.2. Типичная кривая мощности ветровой турбины

Зависимость мощности турбины от скорости ветра в математическом виде записывается следующим образом:

$$P_{WT} = \begin{cases} 0, & x < V_{cin} \\ P_r (A + Bx + Cx^2), & V_{cin} \leq x < V_r \\ P_r, & V_r \leq x < V_{co} \\ 0, & x \geq V_{co} \end{cases} \quad (1.3.59)$$

A , B , C – константы, определяемые параметрами ветровой турбины.

Уравнения (1.3.59) используются, чтобы вычислить величину вырабатываемой мощности. Реактивная мощность ветровой турбины зависит от типа турбины. Ветровые турбины могут работать с фиксированной или переменной скоростью. Турбины с фиксированной скоростью и ограниченной скоростью используют батареи конденсаторов для компенсации реактивной мощности, а турбины с переменной скоростью умеют управлять напряжением, активной и реактивной мощностью. Турбина с фиксированной скоростью рассматривается как обычный PQ узел, в котором активная и реактивная

мощности постоянные. Активная мощность определяется по кривой «скорость–мощность», а реактивная мощность вычисляется с помощью коэффициента или по кривой “P–Q”. Ветровые турбины переменной скорости могут быть рассмотрены как PU или PQ узлы из-за возможности контролировать напряжение, активную и реактивную мощность. В [79] используется PQ модель с постоянным коэффициентом мощности.

Мощность ветровой станции вычисляется следующим образом:

$$P_{WF} = \alpha \sum_{i=1}^{NT} \beta_i P_{WT,i} , \quad (1.3.60)$$

где $P_{WT,i}$ – мощность i -ой ветровой турбины, β_i указывает на наличие (отсутствие) данной ветровой турбины, α – постоянная величина, учитывающая моделирование дисперсии ветровой турбины. В этой статье $\alpha = 0.97$, NT – количество ветровых турбин на ветровой станции, P_{WF} – мощность ветровой станции.

При вычислении ППС между двумя взаимосвязанными областями все области делятся на три категории: генерирующая, потребляющая и внешняя.

ППС вычисляется при увеличении генерации в генерирующей области и увеличении нагрузки в потребляющей области с помощью оптимального УР с учетом ограничений только по напряжению и по термической стойкости.

Среднее значение ППС ($\overline{TTC}$) и дисперсия ППС $Var(TTC)$ вычисляются для примеров, полученных методом Монте-Карло, по формулам:

$$\overline{TTC} = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} TTC(k); \quad (1.3.61)$$

$$Var(TTC) = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} (TTC(k) - \overline{TTC})^2, \quad (1.3.62)$$

где NS – количество итераций, $TTC(k)$ – это ППС на k -ой итерации.

Расчет останавливается при выполнении условия

$$\frac{\sqrt{Var(TTC)}}{\sqrt{NS \times \overline{TTC}}} \leq \sigma , \quad (1.3.63)$$

в [79] $\sigma = 0.0025$.

Другой ценной информацией, полученной в результате моделирования Монте-Карло, является распределение вероятности ППС. Для построения распределения все данные, относящиеся к ППС, делятся на несколько секций равной ширины, затем вычисляется вероятность каждого сектора по формуле

$$\text{Pr ob} (i) = \frac{N_i}{NS}, \quad (1.3.64)$$

где N_i – количество значений ППС в секторе i .

Вероятностные методы предлагают интервал значений ППС и их вероятность. Системные операторы выбирают значение ППС из заданного интервала. Существует несколько вероятностных методов выбора ППС. В [79] используется анализ рисков. Риск определяется в соответствии с двумя правилами.

1. Получение любых значений ниже, чем выбранное значение ППС (TTC_T) рассматривается риском. Риск недостижения определенного значения ППС равен вероятности того, что максимальная пропускная способность будет меньше или равна TTC_T :

$$\text{Risk}_1 (TTC_T) = \frac{N(TTC \leq TTC_T)}{NS}, \quad (1.3.65)$$

где $N(TTC \leq TTC_T)$ показывает количество итераций в моделировании Монте-Карло, на которых полученная ППС равна или меньше TTC_T . С этой точки зрения значение риска равно от 0 до 1.

2. В добавлении к рассмотрению вероятности получения ППС меньше, чем TTC_T , рассматривается количество изменений ППС ($TTC_T - TTC$). Значение риска может быть вычислено следующим образом:

$$\text{Risk}_2 (TTC_T) = \frac{1}{NS} \sum_{TTC \leq TTC_T} \frac{(TTC_T - TTC)}{TTC_T}. \quad (1.3.66)$$

В [78] выполняются вероятностные вычисления пропускной способности линий при наличии ветровых станций с применением эволюционного алгоритма.

Для кластеризации выходных данных ветровых станций применяется кластерный анализ. Затем имитационные результаты, полученные от применения эволюционного алгоритма, сравниваются друг с другом. Постановка задачи такая же, как в [79].

Эксперименты по вычислению ППС были выполнены на 30-ти узловой тестовой схеме IEEE. Система имеет 41 связь, 6 генераторов, 22 нагрузки. Узел 1 – балансирующий узел, узлы 2, 132, 22, 23, 27 – это PU узлы, а оставшиеся узлы – PQ узлы. Схема делится на 2 части. В каждой части есть 3 генератора и 7 межсистемных линий. Узел 17 – это ветровая станция. На этой станции есть 25 ветровых турбин по 2 МВт. Выход ветровой станции классифицирован на 5, 10, 15 кластеров. Для вычисления ППС между рассматриваемыми генерирующим и потребляющим регионами были использованы эволюционные алгоритмы. Среди них: генетический алгоритм, оптимизация пчелиного роя, оптимизация получения меда.

В [80] предлагается метод вычисления СПС, основанный на технологии незапланированных преобразований. Незапланированное преобразование (НП) – это нелинейный метод преобразования, который успешно применяется в нескольких областях исследования энергосистемы, таких как вероятностное потокораспределение, вероятностное оптимальное потокораспределение, динамическое оценивание состояния и др. НП применяется во всех областях, особенно в тех областях, где необходимо учесть корреляцию случайных переменных, в частности скорость ветра. Поэтому этот метод может быть использован при вычислении СПС в энергосистеме, имеющей ветровую станцию.

При моделировании мощности, полученной на ветровых станциях, учитывается, что мощность ветровой станции зависит от скорости ветра, от типа ветрового генератора и от размера станции. Скорость ветра моделируется распределением Вейбула, используя большое количество измеренных данных. Распределение функции скорости ветра записывается следующим образом:

$$F_w(v) = 1 - \exp[-(v/q)^k], \quad (1.3.67)$$

где диапазон коэффициента формы $k=1,8\sim 2,3$. Коэффициентом q описывается средняя скорость ветра в определенном районе. Отношение между изменением скорости ветра и генерацией представлено в [79]. Случайные изменения нагрузки моделируется нормальным распределением. СПС вычисляется в результате оптимизации режимов (метод оптимального потокораспределения). Оптимизация выполняется методом внутренней точки.

Технологии НП используют, чтобы упростить процесс линеаризации. НП определяются как вид метода, позволяющего получить случайные выходные переменные, используя нелинейные преобразования статической информации о входных случайных переменных. Исходят из того, что легче аппроксимировать распределение вероятности, чем произвольную нелинейную функцию. Основная идея использования техники НП – это получить точки примеров как объясняется на рисунке 1.3.3.

Ожидание $\bar{x}$ и ковариационная матрица C_{xx} входных случайных переменных задается заранее. В соответствии с определенным правилом, несколько представительных точек в пространстве примера устанавливаются как заданное значение (идеальная точка – сигма точка). Нелинейное преобразование применяется к каждой сигма – точке, и после трансформации получается ожидание $\bar{z}$ и ковариационная матрица C_{zz} .

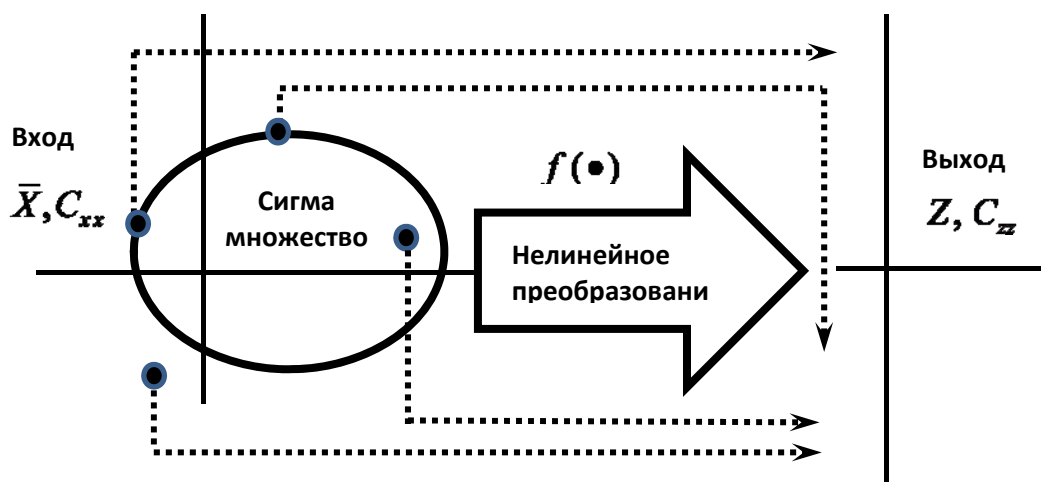


Рис.1.3.3 Основной принцип преобразования НП

Алгоритм вычисления СПС, основанный на технологии НП, следующий:

1. Задаются входные параметры системы, такие как ожидание $\bar{x}$ и ковариационная матрица функции распределения случайной переменной C_{xx} .

2. В соответствии со стратегией формирования выборки, утверждается количество примеров и состояние выборки, и затем определяются точки выборки $\{x_i\}$ и веса этих точек W_i .

3. Полученные точки закладываются в модель вычисления СПС, и после нелинейного преобразования получают новые сигма точки.

4. Сигма точки преобразуются с помощью технологии незапланированного преобразования. Преобразованные сигма точки умножаются на веса и получают искомые среднее значение $\bar{z}$ и ковариационная матрица C_{zz} .

В [86] дан подробный обзор оптимизационных методов, которые используются в методе OPF.

В таблицы 1.2, 1.3, 1.4, 1.5 сведены результаты анализа рассмотренных методов. В первой строчке каждой таблицы представлены номера статей, которые им присвоены в списке литературы. В строке «подход» буква В означает вероятностный подход, буква Д – детерминированный.

При выполнении расчетов по всем перечисленным методам в качестве исходной информации используются параметры установившегося режима, для вычисления которых необходимо определенное время. В диссертации разработан метод, с помощью которого ППС вычисляется по измерительной информации.

Таблица 1.2. Методы вычисления УР по коэффициентам потоков мощности

	[62]	[63]	[64]	[65]	[66]
Авторы	Kowshik Mushfiq-Ur-Rahman, Md. Saiduzzaman, Md. Naieem Mahmood, Md. Rokunuzzaman khan	Piyush Warhad Pande; Sachin Kumar; A. K. Sinha	Xiaochen Zhang; Santiago Grijalva	Xiaochen Zhang; James Jamal Thomas; Santiago Grijalva	N.D. Ghawghawe, K.L. Thakre
Характеристика	Приведены вычисления по трем методам. Метод отклика сети, Модель анализа потока сети, Метод анализа линейной чувствительности (Бангладеш)	Представлен модифиц. метод утяжеления. Для ускорения работы метода утяжеления используются коэффициенты чувствительности передающих линий	Для вычисления матрицы чувствительности H (коэффициенты PTDF) предлагается DDM (метод декомпозиции)	Вычисляется TTC вероятностным способом	Подробно описывается метод распределения по коэффициентам PTDF (определение чувствительности по напряжению в узлах и по току в линиях)
Подход	Д	Д	Д	В	Д
Достоинства	Приведены вычисления по трем методам	Модиф. метод работает быстрее классического. Учитываются транзитные потоки. Учитываются ограничения по устойчивости, току, напряжению	Защита частной информации, возможность параллельных вычислений, возможность выбора каждой зоной своей модели вычисления	Отсутствие моделирования большого числа состояний ЭЭС. Результаты получаются аналитически. Моделируется распределенный балансирующий узел	Метод может применяться на стадии планирования передающей сети и на стадии управления передающей сетью в режиме реального времени
Недостаток	Учитываются ограничения только по теплу; допускается линейная зависимость	Необходимо выбирать базовый режим	Необходимость координировать действия всех зон управления	Составление модели постоянного тока	Не вычисляется УР

Таблица 1.3. Методы утяжеления

	[69]	[72]	[70]	[73]	[71]
Авторы	Chun-Lien Su, Chan-Nan Lu	A. N. AL-Masri, M. Z. A. Ab. Kadir, H. Hizam, N. Mariun, S. Yusof	Mutlu Yilmaz, Bulent Bilir	Hitarth Buch; Kalpesh K Dudani; Dinesh P Pipalava	Piyush Warhad Pande; A. K. Sinha
Характеристика	RPF для постоянного тока. Вычисляется TRM (оценки неопределенности пропускной способности)	Вырабатываются УВ для уменьшения отклонения U с помощью ИНС с учетом ограничений	выполнено усовершенствование программы УР (Стамбул)	RPF используется для создания задачника для ИНС, которая прогнозирует TTC	вычисляется TTC с учетом уточнения пределов по теплу в зависимости от температуры окружающей среды (Индия)
Подход	В		Д		Д
Достоинство	Оцениваются неопределенности параметров линий и инъекций. Отсутствие моделирования большого числа состояний ЭЭС.	Предложенный подход может быть использован в любой энергосистеме	Пользователь может вычислить пропускную способность не обладая математическими знаниями	Введено дополнительное ограничение – индекс устойчивости линии, который показывает приближение к коллапсу U.	Уточняются тепловые пределы линии
Недостаток	Составление модели постоянного тока	Пример показан на 9-ти узловой схеме	Нагрузочные и генераторные узлы для утяжеления выбираются случайным образом	Исследования проведены на 14-узловой тестовой схеме	При вычислении УР учитываются ограничения только по теплу

Таблица 1.4. Метод прогрессивного УР

	[74]	[75]
Авторы	Liang Min, , and Ali Abur	Chengshan Wang, Xinggang Wang, Pei Zhang
Характеристика	Задача TTC между областями решается с помощью подхода декомпозиции сети, основанного на эквивалентах сети типа REI	Строятся гиперповерхности. Модель основана на SVSR
Подход	Д	В
Достоинство	Уменьшается время, требующееся для вычисления	Учет ограничений по устойчивости и по напряжению. Быстро вычисляется послеаварийная точка коллапса U
Недостаток	Необходимо вычислять эквиваленты	Необходимо online идентифицировать доаварийный режим

Таблица 1.5. Метод оптимального УР

	[76]	[77]	[79]	[78]	[80]
Авторы	R. Rajathy, R. Gnanadass, V. Vincy, Shaliney Esther Ambroise, Harish Kumar	Priti Kachore, M. V. Palandurkar	Hamid Falaghi, Maryam Ramezani, Chanan Singh, and Mahmood-Reza Haghighifam	M. R. Aghaebrahimi, R. Kazemi Golkhandan, and S. Ahmadnia	Yunfei Chu; Zhinong Wei; Guoqiang Sun; Yichi Li
Характеристика	В качестве метода оптимизации используется генетический алгоритм	Матлаб. Рассмотрены три пути утяжеления при вычислении ППС для 30 узловой тестовой системы IEEE. Максимизация генерации и нагрузки в специальных узлах	Система с ветровыми станциями. Вероятностное поведение ветровых станций и вероятность аварии системных компонент учитывается с помощью метода Монте Карло. Для выбора оптимального ППС применяется анализ риск.	Постановка задачи как в [79], используют три эволюционных алгоритма. Утяжеление типа генерация – нагрузка	Система с ветровыми станциями. Скорость ветра вычисляется с помощью метода незапланированных преобразований. Метод оптимизации – метод внутренней точки
Подход	Д	Д	В	В	В
Достоинства	Учет ограничений по устойчивости, напряжению, теплу. критерий N-R	Приведены вычисления для трех путей утяж. Учет ограничений по устойчивости, напряжению, теплу. Вычисляется СВМ	Учет ограничений по напряжению, теплу	Учет ограничений по напряжению, теплу.	АТС по разработанному методу вычисляется быстро. Учитывается корреляция среди входных данных
Недостаток	Точка утяжеления (режим) выбирается заранее	Не вычисляется пропускная способность каждой линии (всей области)	Не вычисляется точное значение ППС. Определяется вероятности величины ППС		

1.4. Характеристика исходной информации об ЭЭС

Вся измерительная информация об ЭЭС является исходной информацией, используемой для определения состояния ЭЭС в рассматриваемый момент времени. Исходная информация о состоянии ЭЭС в диспетчерский пункт поступает от системы SCADA и СМПП (WAMS).

Краткая характеристика измерительных систем

Решение задач управления энергосистемами возможно только с помощью информационных технологий (ИТ). Одним из направлений, использующих информационную технологию, является сбор и обработка исходных данных технического и коммерческого учета [87]. Технический учет электроэнергии выполняется с помощью системы сбора и обработки данных – оперативно-информационного комплекса (ОИК). Целью ОИК является получение оперативной информации о состоянии системы в каждый момент времени. На энергообъектах устанавливаются измерительные приборы, которые имеют функцию передачи информации об измеренных величинах в концентратор данных телеметрии. Концентратор передаёт собранную информацию в центр обработки информации, например, по кабельным каналам или модемам. В центре обработки выполняется первичная обработка данных, где отсеиваются недостоверные значения, из секундных срезов формируются срезы другой длины (минутные, часовые...). Далее эти обработанные данные поступают в различные приложения и, прежде всего, в задачу оценивания состояния.

В конце восьмидесятых годов появились SCADA/EMS – системы, которые имеют мощные базы данных, включающие информацию обо всем энергетическом оборудовании, измерениях, сигналах, режимах и его состоянии [88]. SCADA (сокр. от англ. Supervisory Control And Data Acquisition) — система диспетчерского контроля и сбора данных реального времени. Основная задача SCADA – это сбор информации о множестве удаленных объектов, поступающей с пунктов контроля, и отображение этой информации в едином диспетчерском

центре [89]. Существующая сегодня автоматизированная система поддерживает функциональность SCADA.

В начале двадцать первого века была разработана другая система сбора и обработки информации – СМПР (Система Мониторинга Переходных Режимов). Авторы [90] пишут, что СМПР отличается от существующей системы телеметрии высокой дискретностью регистрации параметров и наличием синхронизации параметров режима с помощью GPS или ГЛОНАСС.

СМПР

С 2005 года внедряется система мониторинга переходных режимов СМПР (зарубежный термин WAMS – Wide Area Measurement System). Инициатором внедрения является ОАО «СО– ЦДУ ЕЭС». СМПР обеспечивает синхронизированными во времени измерениями параметров, характеризующих режим работы энергосистемы в различных её точках, с высокой дискретностью. Синхронизация выполняется с помощью GPS или ГЛОНАСС с точностью до 1 мкс [91]. Основными элементами СМПР ЕЭС являются [17].

- векторные измерительные преобразователи (PMU–Phasor measurement unit);
- концентраторы векторных данных (PDC – Phasor data concentrator);
- каналы передачи данных между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС»;
- средства обработки полученной информации.

В [17] перечислены технологии, которые сконцентрированы в СМПР. Эти технологии следующие:

- измерение и вычисление параметров электрического режима с высоким разрешением и привязкой измерений к меткам единого времени с точностью до 1 мкс;
- доставка данных с высокой надежностью в автоматизированную систему сбора диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС»;
- обработка и архивирование данных большого объема;
- анализ данных;

- функционирование расчетных алгоритмов, предназначенных для выявления некорректной работы энергетического оборудования;
- визуализация динамики изменения режимных параметров в масштабе реального времени;
- визуализация результатов расчетных задач.

Устройства синхронизированных векторных измерений создавались для целей мониторинга параметров переходных режимов в ЭЭС (СМНР – WAMS). В настоящее время разрабатываются технические комплексы, использующие векторные измерения для управления и защиты ЭЭС (WACS – Wide Area Control System; WAPS – Wide Area Protection System). В мире существуют более 130 производителей PMU, PDC, стендового оборудования и программного обеспечения для WAMS, WACS, WAPS [17].

По данным [92], [93] в настоящее время в качестве векторных измерителей в СМНР в основном используются многофункциональные измерительные преобразователи МИП–01 и МИП –02 компании ЗАО «РТСофт». Другие российские компании также выпускают векторные измерители. ООО «ПАРМА» выпускают регистраторы аварийных процессов ПАРМА РП4.11, ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис»» выпускает векторные измерители ЭНИП–3, «Прософт–Системы» выпускает регистраторы переходных режимов РЭС–3 СМНР и ТПА–02.

Важными направлениями по применению технологий векторных измерений являются «создание системы автоматического сбора информации в режимах on и offline для задач оперативно–диспетчерского и автоматического управления ЭЭС» и «развитие технологий оперативно–диспетчерского и автоматического управления ЭЭС на базе векторных измерений» [17], [94]. Работы [95], [96], [97] посвящены развитию возможностей векторных измерений. Об устройствах PMU и об их использовании достаточно подробно написано в работах [98], [99].

Математическое представление измерительной информации о параметрах режима ЭЭС

Информация о параметрах режима (измерения) собирается с помощью системы SCADA и WAMS.

В задаче оценивания состояния используется измерительная информация, которая представляется в виде вектора измерений и записывается следующим образом:

$$\bar{y} = (U_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, \delta_i), \quad (1.4.1)$$

где U_i – модуль напряжения; P_i , Q_i – инъекции активных и реактивных мощностей в узлах; P_{ij} , Q_{ij} – перетоки мощностей в трансформаторах и линиях, δ_i – фазы напряжений в тех узлах схемы, где установлены регистраторы (PMU).

Вектор измерений $\bar{y}$, поступающий на диспетчерский пункт, может быть представлен суммой векторов истинных значений измеряемых величин $y_{ист}$ и случайных ошибок ξ_y :

$$\bar{y} = y_{ист} + \xi_y. \quad (1.4.2)$$

Случайные ошибки измерений распределяются по нормальному закону

$$\xi_y \in N(0, \sigma_y^2), \quad (1.4.3)$$

где σ_y^2 – дисперсия измерения, которая определяется исходя из характеристики метрологического тракта.

Измерения, полученные в один момент времени, называются срезом измерений.

Характеристика измерительной информации

Измерительная информация, используемая при оценивании состояния, классифицируется на несколько видов в зависимости от качества измерений, количества и расположения датчиков [5].

Классификация по качеству:

Каждое измерение принадлежит к одному из видов, характеризующих качество измерений:

1. Достоверное.
2. Ошибочное.
3. Сомнительное.
4. Непроверенное.

Достоверным измерением рассматривается измерение, которое признано таковым в результате проверки выбранным методом.

Ошибочным измерением рассматривается измерение, которое признано таковым в результате проверки выбранным методом.

Измерение становится *сомнительным*, если в результате проверки выбранным методом, оно не может быть признанным достоверным или ошибочным.

Измерения, которые невозможно проверить выбранным методом остаются *непроверенными*.

Классификация с точки зрения наблюдаемости ЭЭС

Каждое измерение принадлежит к одному из видов в зависимости от количества и расположения датчиков с точки зрения наблюдаемости ЭЭС.

1. Избыточное.
2. Критическое.
3. Критическая группа.

Для формирования полной информации о режиме ЭЭС необходимо оснастить ЭЭС датчиками, которые обеспечат её наблюдаемость.

Избыточным измерением рассматривается измерение, исключение которого из состава измерительной информации не приведет к потере наблюдаемости.

Критическим измерением является измерение, удаление которого из состава измерительной информации приведет к потере наблюдаемости.

Все некритические измерения образуют группу измерений (например, измерения, составляющие уравнение баланса мощности в узле, баланса в линии, баланса по контуру). Если при устранении из группы одного из измерений все остальные измерения или часть из них становится критическими, то эта группа измерений (вместе с удаленным измерением) называется *критической группой*.

Классификация измерений с точки зрения наличия возможности определить качество измерения.

Каждое измерение принадлежит к одному из видов с точки зрения возможности определения качества измерения, который определяется количеством и расположением датчиков.

1. Избыточное.
2. Критическое.
3. Группа измерений с низкой избыточностью.

Избыточное измерение всегда входит не менее, чем в два балансовых соотношения. Поэтому в большинстве случаев качество таких измерений определяется со 100% уверенностью. Критическое измерение всегда остается непроверенным. Некритические измерения, которые входят в состав только одного уравнения (или не входят ни в одно) образуют группу измерений с низкой избыточностью. Часть ЭЭС, оснащенная измерениями с низкой избыточностью, рассматривается как ЭЭС с низкой информационной избыточностью.

1.5. Краткий обзор методов оценивания состояния

Основные определения

Оценивание состояния – это расчет установившегося режима электроэнергетической системы по данным измерительной информации. Полученные параметры установившегося режима являются исходными данными для задач анализа, управления и планирования режимов. Из-за недостаточной оснащенности ЭЭС измерениями и из-за возможных ошибок в них перечисленные задачи не могут использовать необработанные измерения в качестве исходных данных. Обработка измерений – фильтрация ошибок в измерениях и расчет неизмеренных параметров режима – выполняется с помощью методов оценивания состояния.

По способу обработки данных методы оценивания состояния могут быть поделены на статические и динамические.

Статическое оценивание состояния – это расчет установившегося режима по данным измерительной информации без учета взаимосвязи между изменяющимися во времени параметрами режима.

Динамическое оценивание состояния – это расчет установившегося режима по данным измерительной информации с учетом взаимосвязи между изменяющимися во времени параметрами режима. Главным преимуществом ДиОС является его способность прогнозировать параметры режима на короткий срок времени, т.е. способность заранее оценивать режим ЭЭС. Кроме того, повышается устойчивость к сбоям и потерям данных в измерительной информации.

Работы по оцениванию состояния появились в конце 60–х годов двадцатого века одновременно в нашей стране и за рубежом [100], [101], [102]. Основателем методов оценивания состояния в нашей стране является А.З. Гамм [103], [104]. В 1976 году вышла первая монография, посвященная вопросам оценивания состояния [105].

Методы решения задачи оценивания состояния

Задача ОС для наблюдаемой ЭЭС может быть сформулирована как задача решения переопределенной системы уравнений [106] относительно оценок $\hat{y}$. Все измерения $\bar{y}$ содержат погрешности, определяемые точностью измерительного тракта. В процессе оценивания состояния вычисляются оценки параметров режима. Значения полученных оценок должны быть максимально близкими к измеренным значениям $\bar{y}$ в смысле некоторого критерия и должны удовлетворять уравнениям электрической цепи

$$w(y, z) = 0, \quad (1.5.1)$$

связывающими измеренные y и неизмеренные z параметры режима. В качестве критерия в задаче ОС обычно используется сумма взвешенных наименьших квадратов отклонений оценок от измерений:

$$J(y) = (\bar{y} - \hat{y})^T R_y^{-1} (\bar{y} - \hat{y}), \quad (1.5.2)$$

где R_y – ковариационная матрица ошибок измерений.

В задаче ОС имеется понятие вектора состояния x размерностью $2n - 1$ (где n - число узлов расчетной схемы). Вектор состояния необходим для вычисления всех параметров режима и включает модули U и фазовые углы δ напряжений $x = (\delta, U)$. В качестве уравнений (1.5.1) используются явные зависимости измеренных и неизмеренных параметров режима от x :

$$y = y(x), \quad (1.5.3)$$

$$z = z(x). \quad (1.5.4)$$

При использовании вектора состояния критерий ОС записывается следующим образом:

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)). \quad (1.5.5)$$

Уравнения (1.5.3) используются для определения компонент вектора состояния x по измеренным параметрам режима, и задача ОС сводится к минимизации критерия (1.5.5) и решению системы нелинейных уравнений:

$$-2(\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} H = 0, \quad (1.5.6)$$

где

$$H = \frac{\partial y}{\partial x} \text{ – матрица Якоби.} \quad (1.5.7)$$

Другие подходы к выбору критерия ОС предложены в [107], [108], [109], [110].

Уравнение (1.5.6) решается методом Ньютона. Вследствие нелинейной зависимости $y(x)$, задача является итерационной, при этом на каждой итерации решается нормальная система уравнений, где поправки к вектору состояния определяются по формуле:

$$\Delta x^i = [H^{T(i)} R_y^{-1} H^i]^{-1} H^{T(i)} R_y^{-1} [\bar{y} - y(x^i)], \quad (1.5.8)$$

здесь H^i матрица Якоби, вычисленная на i -той итерации.

Если $\Delta x > \xi_x$ (ξ_x – некоторый порог), то вычисляются компоненты вектора состояния по формуле

$$x^{i+1} = x^i + \Delta x^i . \quad (1.5.9)$$

и итерации продолжаются.

В противном случае процесс расчета оценок компонент вектора состояния рассматривается завершенным, и по (1.5.4) вычисляются оценки неизмеренных параметров режима. В такой формулировке метода Ньютона переопределенная система уравнений приводится к нормальному виду, и данный метод решения задачи оценивания состояния называется методом нормальных уравнений [110].

Другую группу методов оценивания состояния создают методы, в которых выбираются базисные измерения и по ним вычисляется вектор состояния. Впервые такой подход был использован в методе сканирования [103], [111] и далее использовался в динамической постановке оценивания состояния [112], [113]. В работах [111], [114], [115] было выполнено разделение измерений на базисные и избыточные, что является усовершенствованием метода сканирования. Исходная система уравнений (1.5.3) записывается в виде:

$$\bar{y}_o - y(x) = 0 , \quad (1.5.10)$$

$$\bar{y}_u - y(x) = 0 . \quad (1.5.11)$$

В состав базисных измерений, прежде всего, включаются абсолютно точные измерения и затем дополняются измерениями, обеспечивающими наилучшую обусловленность системы (1.5.10).

В ИСЭМ СО РАН разработан метод ОС, на основе уравнений, включающих только измеренные переменные (контрольные уравнения (КУ)), [116], [117]. Задача ОС решается в координатах вектора измеренных переменных. В этом методе минимизируется критерий

$$\|\bar{y} - \hat{y}\|^2 \rightarrow \min \quad (1.5.12)$$

при ограничениях в виде равенств, которыми являются контрольные уравнения:

$$w_k(y) = 0 . \quad (1.5.13)$$

Критерий (1.5.12) может быть записан как (1.5.2).

Для вычисления оценок измеренных параметров режима составляется функция Лагранжа

$$L = (\bar{y} - \hat{y})R_y^{-1}(\bar{y} - \hat{y}) + \Lambda w_k(y). \quad (1.5.14)$$

Система (1.5.14) линеаризуется в точке $y = \bar{y}$ и приравнивается нулю. После некоторых преобразований выводится формула для получения поправок к вектору измеренных переменных:

$$\hat{y}^{(i+1)} = \hat{y}^{(i)} - R \left(\frac{\partial w}{\partial y} \right)^T \left[\left(\frac{\partial w}{\partial y} \right) R \left(\frac{\partial w}{\partial y} \right)^T \right]^{-1} w(\hat{y}^{(i)}), \quad (1.5.15)$$

где i – номер итерации. Задача решается итеративно до тех пор, пока не выполнится условие:

$$\Delta w_k < \xi_w, \quad (1.5.16)$$

где ξ_w – некоторый порог.

Для вычисления неизмеренных переменных выбираются базисные измерения $\bar{y}_\delta$, и составляется система нелинейных уравнений (1.5.10), которая решается методом Ньютона. На каждой итерации (1.5.10) линеаризуется и система линейных уравнений имеет вид

$$H_\delta \Delta x = \hat{y}_\delta - y(x), \quad (1.5.17)$$

Поправки к компонентам вектора состояния вычисляются по формуле:

$$\Delta x = H_\delta^{-1}(\hat{y}_\delta - y(x)), \quad (1.5.18)$$

вектор состояния определяется следующим образом:

$$x^{i+1} = x^i + \Delta x. \quad (1.5.19)$$

По вектору состояния вычисляются неизмеренные параметры режима.

Авторы [118] в качестве контрольных уравнений используют уравнения режима для измеренных параметров, которые выглядят следующим образом:

$$\bar{y} - y(x) + \delta y = 0, \quad (1.5.20)$$

где δy – погрешность измерения.

В [119] разработаны алгоритмы робастного ОС с использованием неквадратичных критериев. Одной из важных задач, которая была решена в

[119]– это определение свойств порогов неквадратичных критериев и путей их улучшения.

В [120], [121], был предложен метод динамического оценивания состояния – метод Допазо. В данном методе используется специальная форма уравнений установившихся режимов для связей, которая при определенных допущениях может быть представлена в виде системы линейных уравнений. Задача ОС становится линейной.

Для увеличения точности результатов при наличии больших ошибок в измерениях в [122], [123] предлагается робастный метод оценивания состояния, который использует более пологую функцию. Предложенный алгоритм состоит из трех частей: моделирование динамики системы, моделирование измерений, робастная фильтрация.

При составлении динамики системы допускается, что вектор напряжения в любом узле и в любой момент времени зависит не только от предыдущего состояния, но и от последнего изменения напряжения во всех узлах, с которыми связан данный узел.

Большинство робастных регрессионных методов являются задачами минимизации целевой функции. М-оценивание Хубера минимизирует функцию, благодаря которой игнорируются выбросы (грубые ошибки в измерениях). Выбирается порог. Если правая часть получается больше этого порога, то вместо реальной правой части записывается константа. Недостатками данного метода является ухудшение сходимости, отсутствие четкого критерия определения порога и возможность неправильной интерпретации резкого изменения режима.

В [124] предлагается алгоритм для ДиОС с экспоненциальным сглаживанием (робастный), в котором весовые коэффициенты измерений не остаются постоянными. В качестве весовых коэффициентов используется матрица $R_k e^{-|y_k - h(x_k)|}$ вместо R_k^{-1} , где x_k – прогноз вектора состояния, y_k – измерения. Если вектор абсолютных остатков увеличивается из-за большого небаланса, то экспоненциальная весовая функция уменьшает влияние соответствующего этому

небалансу измерения на результат оценивания. Таким образом, в принятии решения участвует часть измерений, а часть измерений игнорируется. Недостатком данного метода является отбрасывание хороших измерений в случае ошибочного прогноза.

Основным достоинством использования алгоритмов динамического оценивания состояния является его способность работать в условиях плохих и неполных данных.

Главным недостатком алгоритмов ДиОС является их громоздкость из-за появления дополнительных уравнений, учитывающих историю процесса. Громоздкость проявляется в увеличении времени расчета по сравнению с алгоритмами статического ОС, что замедляет процесс принятия решений по управлению режимами на основе результатов ДиОС. Для устранения этого недостатка разрабатываются способы, позволяющие распараллелить некоторые процессы в ДиОС. Авторы [125] представляют задачу ДиОС в виде трех подзадач: идентификация параметров, предсказание, фильтрация. В первых двух подзадачах есть независимые процессы, которые могут быть решены одновременно. На этапе идентификации параллельно вычисляются параметры, определяющие тренд процесса и ковариационная матрица ошибок модели. На этапе предсказания одновременно могут быть вычислены прогнозы компонент вектора состояния и ковариационная матрица ошибок прогноза. В [125] разработана программа параллельного динамического оценивания состояния, работающая на графическом процессоре (GPU), который сконструирован специально для обработки большого количества данных.

Авторы [126] провели исследования по использованию (и неиспользованию) измерений, полученных от PMU, в задаче динамического оценивания состояния, и сделали вывод, что наличие векторных измерений улучшают точность результатов. В [127] расширенный фильтр Калмана положен в основу метода калибровки, использующегося для тестирования оборудования.

В [128] кратко описаны методы ОС, разработанные в ИСЭМ СО РАН. В [129] подробно описаны проблемы, связанные с оцениванием состояния ЭЭС, и

пути их решения. Работы [130], [131], [132], [133] посвящены проблеме усовершенствования методов ОС. Авторы [134], [135] описали методы оценивания состояния, использующиеся в зарубежных странах.

1.6. Выводы

1. Приведено определение свободной пропускной способности, используемого в документах национального совета по надёжности энергоснабжения США. Для вычисления этой величины необходимо знать значение максимально допустимого перетока в контролируемых линиях. С целью структурирования существующей информации о МДП в начале работы приведены основные теоретические положения:

- по определению понятия максимально допустимого перетока и натуральной мощности линии;
- по определению предельных режимов по существованию и по статической устойчивости; представлен критерий определения предельных режимов; описаны условия, при которых предельные режимы совпадают;
- об условиях, ограничивающих пропускную способность длинных и коротких линий, представлены способы повышения пропускной способности линий.

2. Проанализированы российские методы вычисления предельных по статической устойчивости режимов. В результате анализа сделан вывод, что методы, представленные в литературе, следующие:

- последовательное утяжеление режима и анализ знака Якобиана,
- непрерывное утяжеление режима,
- составление уравнений предельного режима,
- применение обобщенного метода Ньютона,
- оптимизационная постановка.

В трудах российских ученых не разрабатываются методы вычисления свободной пропускной способности.

3. Проанализирован опыт зарубежных ученых по определению ППС и СПС в линиях ЭЭС. В результате анализа сделаны выводы о том, что методы, представленные в литературе, могут быть поделены на 4 основные группы:

- метод анализа коэффициентов распределения потоков мощности,

- повторяющееся потокораспределение (RPF),
- прогрессивное потокораспределение (CPF) ,
- оптимальное потокораспределение (OPF).

При вычислении ППС и СПС используются детерминистические и вероятностные подходы к учету случайных изменений нагрузки и генерации в энергосистеме и к учету стохастического характера поведения ветра и солнца в случае наличия возобновляемых источников энергии.

4. Российские и зарубежные методы вычисления МДП, рассмотренные в диссертации, не учитывают стохастический характер измерительной информации. В качестве исходных данных используются значения величин, полученные из расчета установившегося режима. Для вычисления МДП в режиме реального времени используется метод утяжеления, который требует большого количества промежуточных расчетов.

5. В диссертации предлагается метод вычисления режима с МДПр по измерительной информации. В связи с этим в главе приведены краткие характеристики систем сбора данных: системы SCADA и СМПР. Главные отличия СМПР от системы SCADA заключаются в синхронизации параметров режима с помощью космических спутников, в высокой дискретности регистрации параметров и в точности измерений. Приведена система классификации измерительной информации по признакам: качества измерений; обеспечения наблюдаемости узла с помощью рассматриваемого измерения; наличия возможности определить качество измерений.

6. Выполнен краткий обзор методов статического и динамического оценивания состояния. Более подробно представлены методы, разработанные в ИСЭМ СО РАН, и являющиеся базовыми для разработанного в диссертации метода оценивания режима с МДПр:

- метод нормальных уравнений;
- метод контрольных уравнений.

7. Анализ методов, представленных в научных статьях, показал, что существует необходимость разработки метода оценивания режима с максимально

допустимыми перетоками в контролируемых линиях с целью вычисления свободной пропускной способности контролируемых линий в реальном времени.

Глава 2. Разработка метода оценивания режима с МДПр с применением искусственных нейронных сетей для использования в реальном времени. Вычисление СПС и УВ

В данной главе представлен метод оценивания режима с МДПр активной мощности контролируемых линий (или короче: метод оценивания МДР), работающих в заданных условиях [136], [137]. Корректное вычисление МДПр в любых условиях работы ЭЭС достигается за счет применения искусственных нейронных сетей (ИНС). Обученные ИНС достаточно быстро идентифицируют текущие условия, что позволяет правильно оценить режим с МДПр в режиме реального времени.

2.1. Метод оценивания МДР

2.1.1. Главная идея метода оценивания МДР

Разработан метод оценивания режима с МДПр, в основе которого лежит идея использования метода взвешенных наименьших квадратов для приведения заведомо недопустимого режима к ближайшему допустимому режиму варьированием соотношений между весовыми коэффициентами измерений. При этом определенное количество оцениваемых параметров режима должны быть равны значениям измерений (в пределах точности измерений), остальные параметры могут изменяться в пределах регулирования. Весовые коэффициенты выступают в качестве управляемых параметров для достижения желаемого режима [13].

Каждая линия электропередачи имеет физическое ограничение, которое представляет собой предельную величину мощности, разрешенную для прохождения по рассматриваемой линии в каждый момент времени. Величина ограничения отдельно взятой линии – идеальный предел мощности – отличается от значения МДП линии, которая принадлежит ЭЭС. Определение идеального предела мощности передачи [138] по сравнению с вычислением реального значения МДП является не трудной задачей. В диссертации предлагается метод оценивания режима с МДПр во всех контролируемых линиях, итогом которого

является результирующий режим, представляющий собой совокупность скорректированных предельных режимов по условию нагрева или статической устойчивости для каждой линии заданных контролируемых сечений. Результирующий режим – это установившийся режим, в котором по всем указанным линиям передается мощность, являющаяся максимально допустимой в данных условиях функционирования ЭЭС без нарушения схемно-режимных ограничений (максимально допустимый переток активной мощности в текущем режиме –МДПр).

Определение режима с МДПр рассматриваемой (реальной) ЭЭС выполняется в следующем порядке. Определяются идеальные пределы мощности передачи в n контролируемых линиях. Затем n предельных режимов корректируются с целью сведения их к одному (результирующему) режиму, в котором по всем контролируемым линиям передается мощность, являющаяся максимально допустимой для данных условий работы ЭЭС. При этом соблюдаются все заданные ограничения. Задача решается с помощью метода взвешенных наименьших квадратов. Схема получения результирующего установившегося режима показана на рисунке 2.1.1.

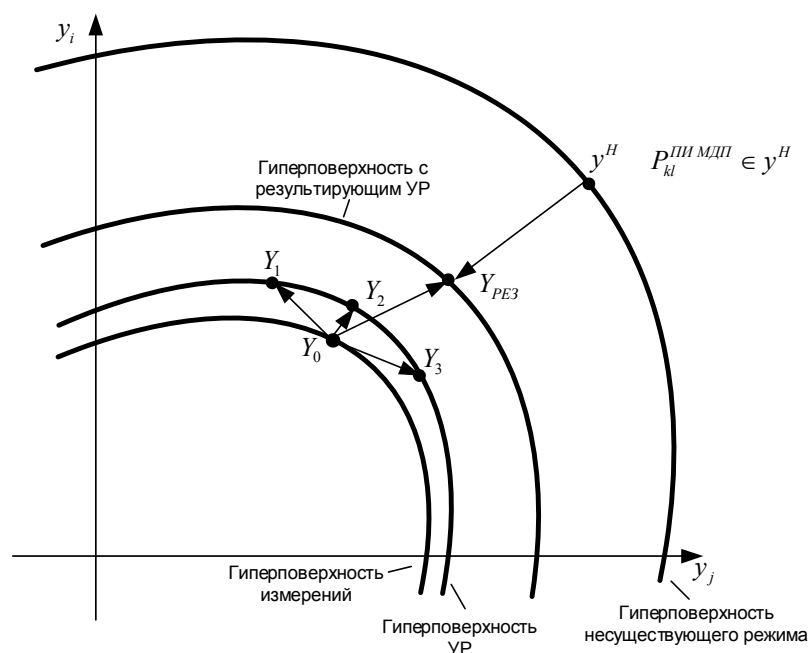


Рис.2.1.1. Схема получения результирующего УР

Если представить множество возможных срезов измерений, получаемых по каналам передачи данных системы SCADA и СМПП (WAMS), в n -мерном евклидовом пространстве в виде гиперповерхности, то текущий срез измерений может быть определен в любой точке гиперповерхности измерений (например, точка $Y_0 = \bar{y}$, $n=2$). Для расчета параметров установившегося режима по полученным измерениям решается задача оценивания состояния. С целью регулирования влияния измерения на качество полученного установившегося режима каждому измерению присваивается вес, значение которого вычисляется в соответствии с заданным правилом. С разными значениями весовых коэффициентов измерений вычисляются разные УР, которые образуют гиперповерхность (точки Y_1, Y_2, Y_3). Вычисление установившегося режима, соответствующего фактическим эксплуатационным условиям ЭЭС, возможно только при корректной настройке весовых коэффициентов измерений.

Предельная активная мощность передачи каждой контролируемой линии (точка $P_{\text{лк}}^{\text{ПИ МДП}}$) принадлежат режиму, который в реальной ЭЭС не существует. Этот режим представлен на гиперповерхности несуществующих режимов точкой y^H . Для оценивания состояния результирующего режима ЭЭС используются измерения текущего режима Y_0 и идеальные пределы мощности каждой контролируемой линии. Далее эти значения называются псевдоизмерениями максимально допустимых перетоков (ПИ МДП). С помощью разработанного в диссертации метода реальные значения перетоков в контролируемых линиях «подтягиваются» к идеальному пределу мощности (к ПИ МДП) настолько, насколько это возможно при текущих схемно-режимных ограничениях. Множество точек таких режимов составляет гиперповерхность результирующих УР. Для определения искомого результирующего режима необходима соответствующая настройка весовых коэффициентов ПИ МДП, которая выполняется для каждого режима заранее (off-line). Подобранный набор весовых коэффициентов записывается в базу данных. При вычислении режима с МДП on-line значения весовых коэффициентов измерений ПИ МДП считываются из

базы данных. Выбранные весовые коэффициенты, определяемые срезом измерений и текущими ограничениями, смещают режим в сторону установившегося режима, в котором перетоки активной мощности контролируемых линий оказываются максимально-допустимыми в существующих условиях работы ЭЭС.

При решении задачи оценивания МДР параметры режима делятся на регулируемые и нерегулируемые. Регулируемыми параметрами являются активные мощности в узлах; модули напряжения и реактивные мощности в узлах, в которых возможно регулирование этих величин. Значения регулируемых параметров режима могут изменяться в определенном диапазоне и их отклонения рассматриваются как управляющие воздействия, применяемые для достижения желаемых результатов. Нерегулируемые параметры режима выдерживаются в пределах точности измерений. Измерения регулируемых и нерегулируемых параметров режима называются корректируемыми $\bar{y}^k$ и некорректируемыми $\bar{y}^n$ измерениями соответственно. Кроме измерений текущих параметров режима, в вектор исходных данных $\bar{y}_{\text{рез}}$, должны быть введены измерения МДПр. Эти величины заранее неизвестны и вместо их реальных значений используются псевдоизмерения максимально допустимых перетоков $P_{lk}^{\text{ПИ МДП}}$.

Замена измерений активной мощности в контролируемых линиях на ПИ МДП в исходной информации, рассматривается алгоритмом оценивания МДР как изменение одной или нескольких координат вектора измерений вследствие появления данных с грубой ошибкой. Алгоритм оценивания МДР распределяет эти ошибки на все измерения и ПИ МДП в разных пропорциях, определяемых весовыми коэффициентами измерений и ПИ МДП. В процессе балансировки результирующего режима происходит поворот векторов напряжений и изменение модулей напряжений в пределах регулировочного диапазона. Значения напряжений и ПИ МДП меняются вследствие приведения в соответствие ПИ МДП в контролируемых линиях с измерениями напряжений в узлах, ограничивающих данную линию, и с измерениями инъекций в узлах. При этом

допускается изменение инъекции реактивной мощности в регулируемых узлах. Нагрузки и генерации в узлах в ОС вычисляются как сумма перетоков в линиях, отходящих от этих узлов. Перетоки являются функциями от напряжения, следовательно, инъекции в узлах меняются при изменении напряжения.

Для общности используемых моделей величина ПИ МДП представляется моделью вида (1.4.2)

$$P_{lk}^{ПИ\ МДП} = P_{ист} + \xi_{ПИ\ МДП}, \quad (2.1.1)$$

$$\xi_{ПИ\ МДП} \in N(\mu_{ПИ}, 0), \quad (2.1.2)$$

где $\mu_{ПИ}$ – отклонение ПИ МДП от истинного значения (грубая ошибка), lk – любая контролируемая линия, $\sigma_{ПИ\ МДП}^2 = 0$, т.к. значение ПИ МДП является точной (неслучайной) величиной. Этот случай рассматривается как вырожденный предельный случай и называется несобственным нормальным распределением [139].

Величина $\mu_{ПИ}$ будет причиной возникновения небаланса активной и реактивной мощности в контролируемых линиях, прилегающих к ним узлах, а также возможно отклонение напряжений в некоторых узлах. Задачей оценивания МДР является распределение большей части этого небаланса между корректируемыми измерениями и ПИ МДП ($P_{lk}^{МДП}$), модель которого может быть записана следующим образом:

$$P_{lk}^{МДП} = P_{ист} + \xi_{lk}^{МДП}, \quad \xi_{lk} \in N(\mu_1, \sigma_{lk}^2), \quad (2.1.3)$$

где σ_{lk}^2 – дисперсия ошибки $P_{lk}^{МДП}$, μ_1 – математическое ожидание ошибки величины МДПр в результирующем режиме. Процесс уточнения режима продолжается до получения баланса мощности в узлах и в линиях. Полученный режим называется результирующим установившимся режимом. Значение МДПр в результирующем режиме (оценка МДПр $\hat{P}_{lk}^{МДП}$) находится между величинами перетоков в текущем и несуществующем режимах, и модель $P_{lk}^{МДП}$ записывается в виде модели (1.4.2)

$$P_{lk}^{МДП} = P_{ист}^{МДП} + \xi_{PE3}^{МДП}, \quad \xi_{PE3}^{МДП} \in N(0, \sigma_{МДП}^2), \quad (2.1.4)$$

где $P_{ист}^{МДП}$ – истинный переток активной мощности (истинная величина МДПр) в результирующем режиме.

При оценивании МДР в качестве весовых коэффициентов измерений и ПИ МДП используются значения, обратные дисперсиям ошибок этих величин:

$$\sigma_{PE3}^2 = (\sigma_n^2, \sigma_k^2, \sigma_{МДП}^2). \quad (2.1.5)$$

σ_n^2, σ_k^2 определяются метрологическими характеристиками измерительного тракта рассматриваемого параметра режима, для определения $\sigma_{МДП}^2$ решается оптимизационная задача off line.

Вектор оценок параметров результирующего режима имеет вид:

$$\hat{y}^{PE3} = (\hat{y}^n, \hat{y}^k, \hat{P}_{lk}^{МДП}), \quad (2.1.6)$$

где $\hat{y}^n$ – оценки некорректируемых параметров режима, $\hat{y}^k$ – оценки корректируемых параметров режима, $\hat{P}_{lk}^{МДП}$ – оценки максимально допустимого перетока в контролируемых линиях.

2.1.2. Исходная информация для формирования результирующего вектора измерений

Исходной информацией для формирования результирующего вектора измерений, по которому вычисляются оценки МДПр, является измерительная (on-line) и расчетная информация.

2.1.2.1. Измерительная информация

Измерительная информация – это данные, полученные от системы SCADA и СМНР. Вектор измерений выглядит следующим образом:

$$\bar{y} = (\bar{y}^n, \bar{y}^k). \quad (2.1.7)$$

2.1.2.2. Расчетная информация

ПИ МДП в контролируемых линиях и их весовые коэффициенты называются расчетной информацией. Величины ПИ МДП являются постоянной расчетной информацией, т.к. не зависят от схемно-режимных ситуаций ЭЭС, они могут быть вычислены заранее. Весовые коэффициенты ПИ МДП ($1/\sigma_{МДП}^2$)

меняются при изменении режимной ситуации в ЭЭС и, поэтому относятся к переменной расчетной информации. Правильное задание весовых коэффициентов ПИ МДП, в смысле соответствия весовых коэффициентов ПИ МДП условию работы ЭЭС, обеспечивает получение корректных оценок МДП и, следовательно, гарантирует надежность электроснабжения.

Вычисление ПИ МДП

При вычислении ПИ МДП каждая контролируемая линия представляется простейшей ЭЭС.

ПИ МДП для коротких линий – это максимальный переток, который может передать линия без нарушения термической стойкости. В этом случае значение ПИ МДП определяется следующим образом:

$$P_{lk}^{ПИ\ МДП} = P_{дон}, \quad (2.1.8)$$

где $P_{дон}$ берется из справочника [140].

ПИ МДП для длинных линий – это максимальный переток, который может передать линия без нарушения статической устойчивости или величина равная натуральной мощности. Активная мощность, выдаваемая генератором, вычисляется по формуле:

$$P_r = \frac{EU}{x_c} \sin \delta, \quad (2.1.9)$$

где x_c – индуктивное сопротивление системы, представляющее собой индуктивное сопротивление генераторов, трансформаторов и линий электропередачи [138].

При заданном значении э.д.с. E генератора и напряжении на конце линии передаваемая мощность зависит только от изменения угла δ . Максимум активной мощности достигается при $\sin \delta = 1$ и вычисляется по формуле

$$P_{\max} = \frac{EU}{x_c}. \quad (2.1.10)$$

В [138] эта величина называется идеальным пределом мощности простейшей электрической системы.

ПИ МДП для длинных линий определяется следующим образом

$$P_{lk}^{ПИ \text{ МДП}} = P_{\max} . \quad (2.1.11)$$

Вектор измерений, по которому оценивается результирующий режим, выглядит следующим образом:

$$\bar{y}^{PE3} = (\bar{y}^n, \bar{y}^k, P_{lk}^{ПИ \text{ МДП}}) = (\bar{y}, P_{lk}^{ПИ \text{ МДП}}) . \quad (2.1.12)$$

2.1.3. Формы записи критериев и методы оценивания МДР. Учет статических характеристик нагрузки при оценивании МДР

В процессе оценивания режима с МДП_р выполняется поиск допустимых значений перетоков активной мощности в контролируемых линиях максимально приближенных к заданным недопустимым $P_{lk}^{ПИ \text{ МДП}}$. Для решения поставленной задачи минимизируется целевая функция взвешенных наименьших квадратов отклонений оценок от измерений и оценок от ПИ МДП:

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)) + (P_{lk}^{ПИ \text{ МДП}} - P_{lk}(x))^T R_P^{-1} (P_{lk}^{ПИ \text{ МДП}} - P_{lk}(x)), \quad (2.1.13)$$

или

$$J = (\bar{y}^{PE3} - y^{PE3}(x))^T R_{PE3}^{-1} (\bar{y}^{PE3} - y^{PE3}(x)) , \quad (2.1.14)$$

где $\bar{y}$ – вектор измерений, R_y^{-1} – диагональная матрица весовых коэффициентов измерений, $P_{lk}^{ПИ \text{ МДП}}$ – вектор ПИ МДП контролируемых линий, R_P^{-1} – диагональная матрица весовых коэффициентов ПИ МДП. R_{PE3}^{-1} выглядит следующим образом:

$$R_{PE3}^{-1} = \begin{bmatrix} R_y^{-1} & 0 \\ 0 & R_P^{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/\sigma_y^2 & 0 \\ 0 & 1/\sigma_{МДП}^2 \end{bmatrix} . \quad (2.1.15)$$

При решении задачи оценивания МДР соблюдаются следующие условия:

- оценки $\hat{y}$ должны быть наиболее близки к измеренным значениям $\bar{y}$ согласно критерию (2.1.13 первое слагаемое);

- оценки $\hat{y}$ не должны нарушать границы точности, с которой измеряются данные параметры режима;
- корректируемые параметры режима y^k должны оставаться в заданных пределах;
- оценки МДПр должны быть наиболее близки к ПИ МДП согласно критерию (2.1.13 второе слагаемое).

Для вычисления режима с МДПр были выполнены модификации метода нормальных уравнений и метода контрольных уравнений, которые используются при решении задачи оценивания состояния ЭЭС.

2.1.3.1. Метод нормальных уравнений

Расчет параметров результирующего режима выполняется следующим образом:

- вычисление оценок вектора состояния $x = (U, \delta)$ по всем измеренным параметрам режима $\bar{y}$;
- вычисление всех параметров режима по вектору состояния.

Для определения оценок результирующего режима минимизируется критерий (2.1.14) и решается система нелинейных уравнений

$$H^T R_{PE3}^{-1} [\bar{y}^{PE3} - y^{PE3}(x)] = 0 \quad (2.1.16)$$

итеративным методом. На каждой итерации система линеаризуется в точке решения и решается нормальная система уравнений, в которой вектор поправок вычисляется по формуле

$$\Delta x^l = [H^{T(l)} R_{PE3}^{-1} H^l]^{-1} H^{T(l)} R_{PE3}^{-1} [\bar{y}^{PE3} - y^{PE3}(x^l)], \quad (2.1.17)$$

где H^l – матрица Якоби, вычисленная на l -той итерации.

Компоненты вектора состояния вычисляются по формуле:

$$x^{l+1} = x^l + \Delta x^l. \quad (2.1.18)$$

Система уравнений (2.1.16) решается до тех пор, пока не будет соблюдаться условие

$$\Delta x^l < \xi_x, \quad (2.1.19)$$

или

$$l > l_{\max}, \quad (2.1.20)$$

где ξ_x – заданная точность вычисления компонент вектора состояния, $l_{\max}$ – максимальное количество итераций. Завершение итерационного процесса по (2.1.20) означает, что процесс не сошелся.

По полученному вектору состояния вычисляются перетоки активной и реактивной мощности

$$P_{ij} = U_i^2 \left(Y_a - \frac{g}{2} \right) k_{TT} + U_i U_j k_T (\cos \delta_{ij} Y_a + \sin \delta_{ij} Y_r), \quad (2.1.21)$$

$$Q_{ij} = U_i^2 \left(Y_r + \frac{b}{2} \right) k_{TT} + U_i U_j k_T (\cos \delta_{ij} Y_r - \sin \delta_{ij} Y_a), \quad (2.1.22)$$

где U_i и U_j – напряжение в узлах i и j ; Y_a – продольная активная проводимость линии; Y_r – продольная реактивная проводимость линии; $\frac{g}{2}$ – поперечная активная проводимость линии; $\frac{b}{2}$ – поперечная реактивная проводимость линии; $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ – разность между фазами напряжений в узлах, ограничивающих линию; k_{TP} – коэффициент трансформации ($k_T = k_{TT} = 1$ для линий без трансформаторной связи; $k_T = k_{TT} = k_{TP}$ при условии, что трансформатор стоит у данного узла; $k_{TT} = 1$, $k_T = k_{TP}$ при условии, что трансформатор стоит у смежного узла).

Затем вычисляется инъекция активной и реактивной мощности в каждом узле

$$P_i = \sum_{j=1}^k P_{ij} + U_i^2 G_i, \quad (2.1.23)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^k Q_{ij} + U_i^2 B_i. \quad (2.1.24)$$

где k – количество линий, отходящих от узла i , G_i , B_i – активная и реактивная проводимости шунта в узле i .

2.1.3.2. Метод контрольных уравнений

Для вычисления оценок результирующего режима минимизируется критерий

$$J = (\hat{y} - \bar{y})^T R_y^{-1} (\hat{y} - \bar{y}) + (\hat{P}_{lk}^{МДП} - P_{lk}^{ПИ \quad МДП})^T R_P^{-1} (\hat{P}_{lk}^{МДП} - P_{lk}^{ПИ \quad МДП}) \quad (2.1.25)$$

или

$$J = (\hat{y}^{PE3} - \bar{y}^{PE3})^T R_{PE3}^{-1} (\hat{y}^{PE3} - \bar{y}^{PE3}) \quad (2.1.26)$$

при ограничениях в виде контрольных уравнений, где $\hat{y}$ – вектор оценок измерений, $\hat{P}_{lk}^{МДП}$ – вектор оценок ПИ МДП.

Формирование контрольных уравнений

При получении системы КУ используется теорема о том, что каждый вектор n -мерного пространства E_n может быть представлен в виде линейной комбинации векторов базиса единственным образом [141]. Любая совокупность n линейно независимых векторов n -мерного пространства называется базисом этого пространства. Линейная комбинация векторов базиса может быть получена методом Краута.

Система КУ получается в результате решения системы нелинейных уравнений

$$\hat{y}^{PE3} - y^{PE3}(x) = 0, \quad (2.1.27)$$

которая после линеаризации в точке $x = x_0$ имеет вид:

$$H \Delta x = \hat{y}^{PE3} - y^{PE3}(x_0), \quad (2.1.28)$$

где $H = \frac{\partial y^{PE3}}{\partial x}$ – прямоугольная матрица Якоби.

К матрице H , которая является прямоугольной, применяется треугольное разложение Краута. В результате, матрица H раскладывается на нижнюю L_{11} , верхнюю U_{11} треугольные матрицы и прямоугольную матрицу L_{21} (рисунок

2.1.2). Размерность матрицы L_{21} $((m - (2n - 2)) * n)$, где n – количество узлов, m – количество измерений.

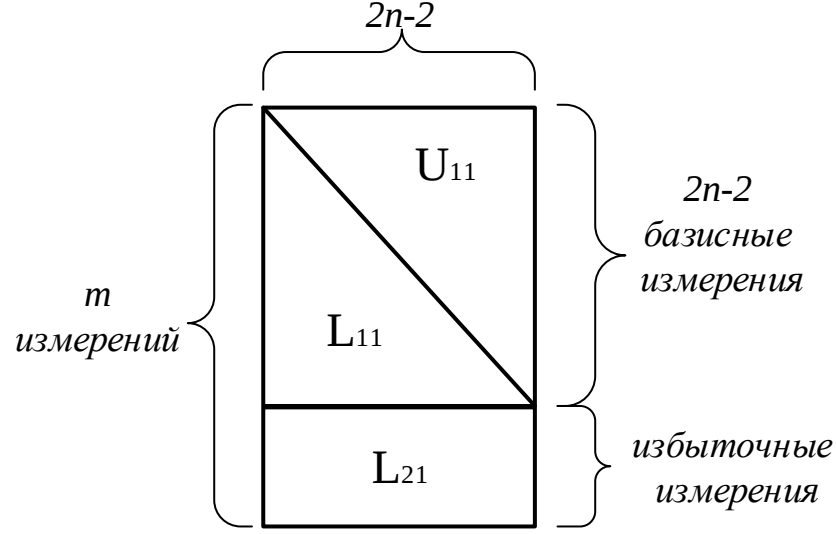


Рис. 2.1.2. Триангуляция прямоугольной матрицы H по Крауту

Измерения, вошедшие в квадратную матрицу, называются базисными y_i^δ . Остальные измерения являются избыточными $y_k^{изб}$. Каждое избыточное измерение представляется в виде линейной комбинации базисных измерений.

$$\Delta y_k^{изб} = \sum_{j=1}^{2n-2} d_{kj} \Delta y_j^\delta, \quad (2.1.29)$$

где коэффициенты вычисляются по формуле [5]:

$$D = L_{21} L_{11}^{-1}. \quad (2.1.30)$$

Количество избыточных измерений определяет число КУ, которые выглядят следующим образом:

$$\Delta w^H = (\hat{y}_k^{изб} - y_k^{изб}(x)) - \sum_{j=1}^{2n-2} d_{kj} (\hat{y}_j^\delta - y_j^\delta(x)), \quad (2.1.31)$$

где коэффициенты в КУ для базисных измерений равны коэффициентам, полученным при составлении линейной комбинации, коэффициент для избыточного измерения равен единице.

Вычисление параметров результирующего режима выполняется в следующем порядке:

- вычисление оценок параметров режима, входящих в вектор измерений, с учетом ограничений в виде контрольных уравнений;
- выбор измерений, образующих базис;
- вычисление вектора состояния по базисным измерениям;
- вычисление всех параметров режима по вектору состояния.

Для вычисления оценок параметров режима, входящих в вектор измерений с учетом ограничений в виде равенств, составляется функция Лагранжа

$$J = (\hat{y}^{PE3} - \bar{y}^{PE3})^T R_{PE3}^{-1} (\hat{y}^{PE3} - \bar{y}^{PE3}) + \lambda^T w^II(y^{PE3}), \quad (2.1.32)$$

где w^II – контрольные уравнения, в которые входят $P_{lk}^{III \text{ МДП}}$ и они не могут быть использованы для достоверизации измерений, λ – вектор неопределенных множителей Лагранжа.

В результате некоторых преобразований [5] выводится формула для определения искомых оценок

$$\hat{y}^{PE3(l+1)} = \hat{y}^{(l)} - R_{PE3} \left(\frac{\partial w^II}{\partial y} \right)^T \left[\left(\frac{\partial w^II}{\partial y} \right) R_{PE3} \left(\frac{\partial w^II}{\partial y} \right)^T \right]^{-1} w^II(y^{(PE3)}), \quad (2.1.33)$$

$$\text{где } l - \text{ номер итерации, } \lambda = \left[\left(\frac{\partial w^II}{\partial y} \right) R_{PE3} \left(\frac{\partial w^II}{\partial y} \right)^T \right]^{-1} w^II(y^{(PE3)}).$$

По оценкам базисных измерений (рисунок 2.1.2) определяется вектор состояния. Вычисляются поправки к вектору состояния по

$$\Delta x^{(l)} = U_{11}^{-1} L_{11}^{-1} \Delta y_b^{(l-1)}, \quad (2.1.34)$$

$$\text{где } \Delta y_b^{(l-1)} = \hat{y}^{(l-1)} - y^{(l-1)}(x),$$

и определяются компоненты вектора состояния

$$x^{l+1} = x^1 + \Delta x^l. \quad (2.1.35)$$

По полученному вектору состояния вычисляются все параметры режима.

На рисунке 2.1.3 показан алгоритм решения задачи оценивания МДПр, в котором выделены модифицированные блоки. Решение выполняется в следующем порядке:

1. Задаются исходными приближениями вектора состояния $x = (U, \delta)$ и значениями весовых коэффициентов измерений и ПИ МДП. В качестве исходного приближения U, δ используются измерения. При отсутствии этой информации могут быть использованы оценки, полученные при оценивании МДР по предыдущему срезу или номинальные значения модуля напряжения и нулевые углы. Весовые коэффициенты измерений задаются, исходя из метрологической характеристики измерительного тракта. Весовые коэффициенты ПИ МДП выбираются из базы данных с помощью обученных искусственных нейронных сетей (ИНС).

2. Формируется результирующий вектор измерений. Измерения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях заменяются на ПИ МДП.

3. Вычисляются значения параметров режима, входящих в y^{PE3} через вектор состояния $y^{PE3}(x)$ по формулам (2.1.21) – (2.1.24).

4. Линеаризуется система нелинейных уравнений (2.1.27). Вычисляется матрица производных $H = \frac{\partial y^{PE3}}{\partial x}$.

5. Выполняется триангуляция по Крауту прямоугольной матрицы H .

6. Вычисляются коэффициенты базисных измерений для системы контрольных уравнений по (2.1.30).

7. Формируется матрица коэффициентов контрольных уравнений

$$\frac{\partial w^H}{\partial y} = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ 0 & D \end{vmatrix}. \quad (2.1.36)$$

8. Формируется система контрольных уравнений $w^H(y^{PE3})$. Несколько КУ этой системы состоят из измерений и ПИ МДП.

9. Вычисляются невязки контрольных уравнений по (2.1.31).

10. Проверяется условие $w_k < \xi_w$, где ξ_w - заданная точность вычисления невязки КУ; если нет, то п.12.

11. Вычисляются параметры результирующего режима через вектор состояния. Перетоки в контролируемых линиях оказываются максимально допустимыми для текущих условий. Конец работы алгоритма.

12. Вычисляются оценки параметров режима, входящих в $\hat{y}^{PE3}$. На этом этапе происходит распределение полученной невязки между компонентами КУ обратно пропорционально их весовым коэффициентам. Благодаря заранее подобранным весовым коэффициентам ПИ МДП увеличиваются активные перетоки в контролируемых линиях до максимально допустимых значений с учетом текущих ограничений. Остальные параметры режима, включая корректируемые параметры, изменяются в заданных пределах.

13. Вычисляются поправки к вектору состояния по (2.1.34).

14. Вычисляются компоненты вектора состояния по (2.1.35). Переход на п. 3.

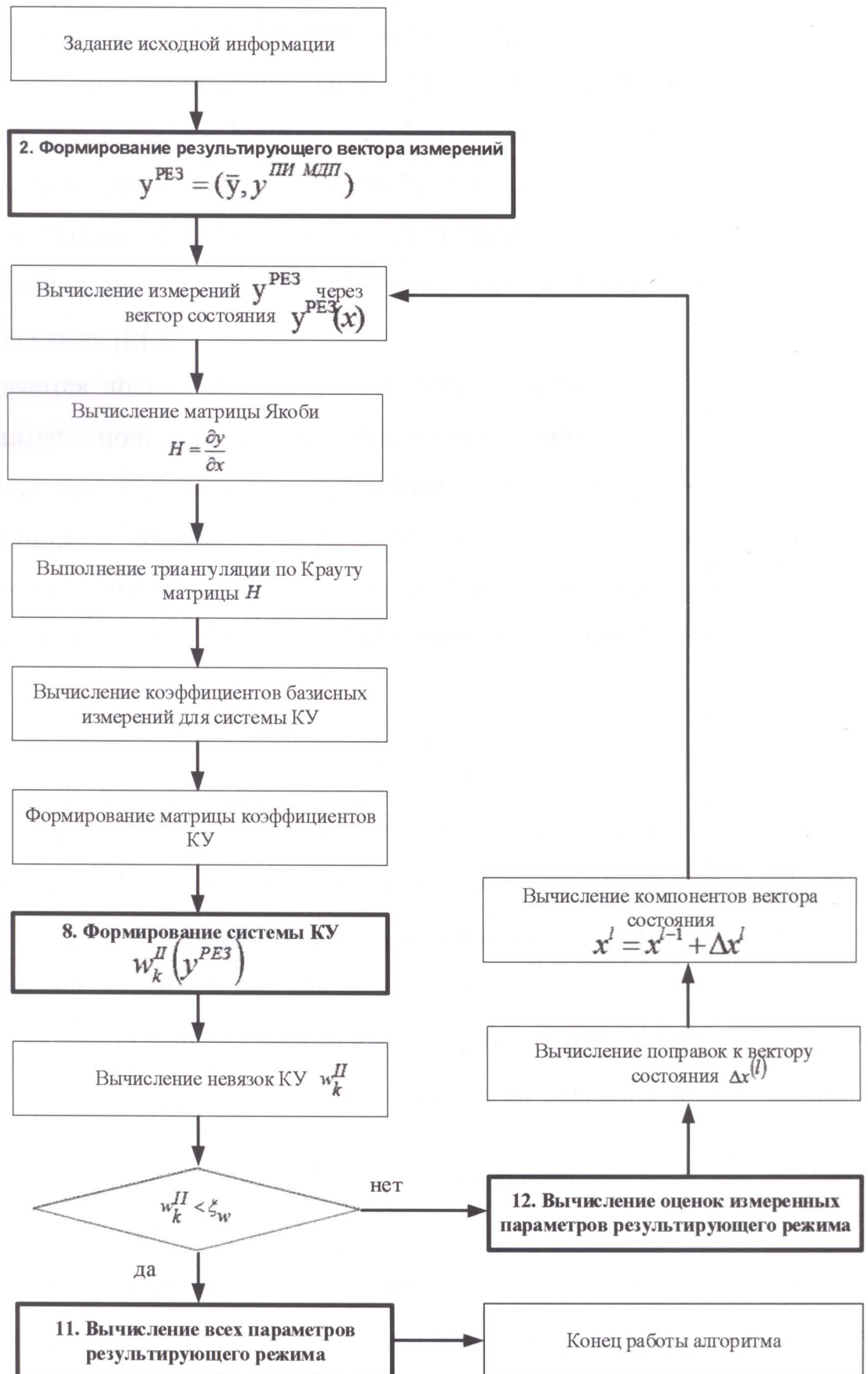


Рис.2.1.3. Блок-схема алгоритма оценивания МДР

2.1.3.3. Учет ограничений на измеренные параметры режима

При решении задачи расчета УР необходимо выдерживать все параметры режима в заданных пределах в соответствии с указанными ограничениями. Набор ограничений, используемых при ОС для вычисления текущего УР, отличается от ограничений, используемых при поиске УР для других целей. Вследствие того, что задачей ОС является получение реального режима, а не желаемого (оптимального), параметры режима ограничиваются только исходя из физических характеристик оборудования. Например, выработка активной и реактивной мощности на электростанции не может превышать заданное значение из-за отсутствия физической возможности генерировать больше. Выработка реактивной мощности компенсирующими устройствами не может быть меньше или больше определенных величин. В задаче ОС можно рассматривать два вида ограничений: количественные ограничения, которые задаются физическими характеристиками оборудования и качественные ограничения, которые используются только в задаче ОС. Например, активная мощность на станции не может быть отрицательной, нагрузочный узел не может вырабатывать активную мощность и т.д.

В математическом виде ограничения на измеренные параметры режима, включая компоненты вектора состояния, записываются следующим образом:

$$y_{\min} < y(x) < y_{\max} . \quad (2.1.37)$$

В диссертации учет ограничений на измеренные параметры режима в задаче ОС и на измеренные нерегулируемые параметры режима в задаче оценивания МДР выполняется в соответствии со следующим правилом: сначала анализируются количественные ограничения, затем качественные. Количественные ограничения являются исходной информацией для обеих задач. При нарушении граничного значения оценка j -го параметра режима на i -ой итерации вычисляется по формуле:

$$\hat{y}_j^{(i)} = y_{\max} - 3\sigma \text{ или } \hat{y}_j^{(i)} = y_{\min} + 3\sigma . \quad (2.1.38).$$

Существуют качественные ограничения, которые в задачах ОС и оценивания МДР проверяются по умолчанию. Корректируются оценки параметров режима, вышедших за границу, определяемую дисперсией измерения, в случае если:

- активная мощность на электростанции отрицательная;
- активная мощность на электростанции больше установленной мощности;
- в нагрузочном узле вырабатывается активная мощность;
- активная мощность в нагрузочном узле превышает мощность генерации в рассматриваемой части ЭЭС;
- знак реактивной мощности не соответствует типу компенсирующего устройства, установленного в узле.

Корректировка оценки j -го параметра режима на i -ой итерации выполняется в соответствии с формулой:

$$y_j^{(i)}(x) = \bar{y} . \quad (2.1.39)$$

Величина дисперсии j – го измерения увеличивается. Корректировка дисперсии выполняется только на первой итерации.

Действия по корректировке оценок параметров режима, выполняемых при нарушении ограничений, сведены в табл. 2.1.1.

Таблица 2.1.1. Действия по корректировке оценки и дисперсии j – го измерения при нарушении ограничения

Вид ограничения		
Количественное		Качественное
условие	корректировка	корректировка
$y_{\min} < y_j^{(i)}(x)$	$\hat{y}_j^{(i)} = y_{\min} + 3\sigma$	$y_j^{(i)}(x) = \bar{y}$ $\sigma_j^2 = 2\sigma_j^2$
$y_j^{(i)}(x) > y_{\max}$	$\hat{y}_j^{(i)} = y_{\max} - 3\sigma$	

2.1.3.4. Учет статических характеристик нагрузки при вычислении режима с МДПр

При вычислении предельного режима необходимо учитывать, что при изменении напряжения и частоты изменяется мощность нагрузки. Это явление, называемое регулирующим эффектом нагрузки, моделируется с помощью

статических характеристик нагрузки (СХН). С наибольшей точностью статические характеристики могут быть получены по данным натурных испытаний в электрических системах для тех или иных характерных видов нагрузки [142]. В данной работе речь идет об эквивалентной (комплексной) нагрузке (бытовые потребители, двигатели (в большинстве случаев асинхронные), освещение, выпрямительная нагрузка и др). Статические характеристики комплексной нагрузки определяются реакцией всех ее составляющих и в расчетах установившихся режимов описываются полиномами [143].

Упрощенным способом моделирования регулирующего эффекта нагрузки, обеспечивающим качественное соответствие с действительной статической характеристикой, является представление нагрузки проводимостью.

В данном разделе выполняется анализ результатов оценивания МДР с учетом регулирующего эффекта нагрузки по напряжению, моделируемого разным представлением нагрузки.

Частота рассматривается постоянной величиной, и статические характеристики нагрузок по частоте не принимаются во внимание.

В таблице 2.1.2 показана укрупненная схема алгоритмов оценивания состояния по методу контрольных уравнений и оценивания МДР с разными моделями нагрузок. Таблица состоит из трех столбцов. Каждый столбец описывает принципиальные моменты вычисления текущего и результирующего установившихся режимов. Результирующий режим вычисляется без учета и с учетом регулирующего эффекта нагрузки. Отличающиеся моменты вычисления результирующего режима представлены в отдельных колонках столбцы 3.

При оценивании состояния режимов модель нагрузки – это модель измерения. Для вычисления оценок измеренных параметров режима минимизируется критерий, показанный в четвертой строке, втором столбце при ограничениях в виде контрольных уравнений. В математическом виде контрольные уравнения представлены в пятой строке, втором столбце.

Таблица 2.1.2. Укрупненная схема алгоритмов вычисления текущего и результирующего режимов

Режим 1	Текущий 2	Результирующий 3		
Вектор измерений	$\bar{y} = (U_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, \delta_i)$	$\bar{y}^{PE3} = \left(\bar{y}, P_{lk}^{III \text{ МДП}} \right)$		
Модель нагрузки	$\bar{y} = y_{uct} + \xi_y$	$\bar{y} = y_{uct} + \xi_y$	$g_i = \bar{P}_i / \bar{U}_i^2$ $b_i = \bar{Q}_i / \bar{U}_i^2$	$P_{cхн} = \hat{P}_{н0} \left(a_0 + a_1 \frac{U}{U_n} + a_2 \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \right)$ $Q_{cхн} = \hat{Q}_{н0} \left(b_0 + b_1 \frac{U}{U_n} + b_2 \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \right)$
Целевая функция	$J = \begin{bmatrix} (\bar{y} - \hat{y})^T * \\ R_y^{-1} (\bar{y} - \hat{y}) \end{bmatrix}$	$J = (\bar{y}^{PE3} - \hat{y}^{PE3}) R_{PE3}^{-1} (\bar{y}^{PE3} - \hat{y}^{PE3})$		
Ограничения	$w_k(y) = 0$	$w_k^{II}(y^{PE3}) = 0$		
Действие	Составление функции Лагранжа для вычисления оценок измерений			
Действие	Выбор базисных измерений и формирование системы нелинейных уравнений для вычисления вектора состояния			
Нелинейная система уравнений	$\hat{y} - y(x) = 0$	$\hat{y}^{PE3} - y^{PE3}(x) = 0$	$\hat{y}^{PE3} - y^{PE3}(x) = 0$ $g\hat{U}^2 - P(x) = 0$ $b\hat{U}^2 - Q(x) = 0$	$\hat{y}^{PE3} - y(x) = 0$ $P_{cхн} - P(x) = 0,$ $Q_{cхн} - Q(x) = 0$
Действие	Вычисление всех параметров режима			
Результат	Текущий УР	Результирующий УР без учета СХН	Результирующий УР с учетом СХН	

Оценивание состояния результирующего режима (третий столбец, табл. 2.1.2). Целью решения задачи оценивания МДР является вычисление режима с МДПр в заданных линиях. Вектор измерений, по которым вычисляется результирующий режим, имеет вид (2.1.12). Модель нагрузки описывается формулой (1.4.2), целевая функция оценивания МДР имеет вид (2.1.26) при ограничениях в виде контрольных уравнений (2.1.31).

Оценивание состояния результирующего режима с учетом СХН. При решении задачи оценивания состояния текущего режима ЭЭС модель измерения нагрузки представляется в виде суммы истинного значения активной (реактивной) мощности и случайной ошибки. В процессе балансировки текущего режима модуль и фаза напряжения во всех узлах изменяются в небольшом диапазоне, поэтому допущение о независимости мощности нагрузки от напряжения является корректным.

При вычислении результирующего режима модуль напряжения изменяется в пределах регулировочного диапазона. Представление нагрузки моделью измерения в условиях значительного изменения напряжения приводит к искажению результатов. В этой ситуации лучшим решением является использование СХН. Идентификация статических характеристик для обобщенной нагрузки – задача сложная. Качественное соответствие с действительной СХН достигается при представлении нагрузки проводимостью, так как при снижении напряжения уменьшается потребляемая мощность.

Представление нагрузки проводимостью (третий столбец, вторая колонка табл. 2.1.2). Значения активной и реактивной проводимости нагрузки в узле i вычисляются таким образом, чтобы определяемая ими мощность при напряжении текущего режима была равна измеренной мощности нагрузки:

$$g_i = \bar{P}_i / \bar{U}_i^2, \quad b_i = \bar{Q}_i / \bar{U}_i^2, \quad (2.1.40)$$

где $\bar{P}_i$, $\bar{Q}_i$, $\bar{U}_i$ – измерения.

При вычислении результирующего режима с использованием модели нагрузки в заданных узлах в виде проводимости минимизируется критерий 2.1.26. Система нелинейных уравнений 2.1.27 выглядит следующим образом [144]:

$$\hat{y}_\delta^{PE3} - y_\delta^{PE3}(x) = 0, \quad (2.1.41)$$

$$g\hat{U}^2 - P(x) = 0, \quad (2.1.42)$$

$$b\hat{U}^2 - Q(x) = 0, \quad (2.1.43)$$

где (2.1.42), (2.1.43) – нелинейные уравнения для рассматриваемых нагрузочных узлов.

Представление нагрузки статическими характеристиками (третий столбец, третья колонка табл. 2.1.2). Статические характеристики комплексной нагрузки в расчетах установившихся режимов описываются полиномами

$$P_{схн} = \hat{P}_{н0} \left(a_0 + a_1 \frac{U}{U_{ном}} + a_2 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right), \quad (2.1.44)$$

$$Q_{схн} = \hat{Q}_{н0} \left(b_0 + b_1 \frac{U}{U_{ном}} + b_2 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right). \quad (2.1.45)$$

Коэффициенты полиномов подбираются так, чтобы получить совпадение аналитической характеристики с реальной. При типовой характеристике активной мощности $a_0 = 0.83$, $a_1 = -0.3$, $a_2 = 0.47$. При типовой характеристике реактивной мощности напряжением 110 – 220 кВ $b_0 = 3.7$, $b_1 = -7.0$, $b_2 = 4.3$. $\hat{U}_{ном} = \bar{U}$, $U = \hat{U}$. На первой итерации $\hat{P}_{н0} = \bar{P}$, $\hat{Q}_{н0} = \bar{Q}$.

При оценивании результирующего режима с использованием статических характеристик нагрузки в заданных узлах минимизируется критерий (2.1.26). Система нелинейных уравнений (2.1.27) выглядит следующим образом:

$$\hat{y}_o^{PE3} - y_o^{PE3}(x) = 0, \quad (2.1.46)$$

$$P_{схн} - P(x) = 0, \quad (2.1.47)$$

$$Q_{схн} - Q(x) = 0. \quad (2.1.48)$$

По найденному вектору состояния вычисляются все параметры результирующего режима, в том числе МДПр в контролируемых линиях с учетом регулирующего эффекта нагрузки в заданных узлах.

2.1.4. Вычисление весовых коэффициентов ПИ МДП

Вычисление весовых коэффициентов ПИ МДП для заданного условия работы ЭЭС

Вычисление весовых коэффициентов ПИ МДП – это оптимизационная задача со следующим критерием оптимизации:

$$\phi_{k(g)} = \sum_1^{kol} (P_{lk}^{ПИ-МДП} - P_{lk}(x))^2 \rightarrow \min, \quad (2.1.49)$$

с учетом заданных ограничений

$$y_{(i)\min} < y_i(x) < y_{(i)\max}, \quad z_{(i)\min} < z_i(x) < z_{(i)\max} \quad (2.1.50)$$

$$U_r^{\min} \leq U_r \leq U_r^{\max}, \quad (2.1.51)$$

$$P_l \leq P_l^{nped}, \quad (2.1.52)$$

$$Q_j^{\min} \leq Q_j \leq Q_j^{\max}, \quad (2.1.53)$$

где $\phi_{k(g)}$ – значение критерия на k –м срезе с g –м набором весовых коэффициентов ПИ МДП, kol – количество контролируемых линий; i – номер некорректируемого измерения, r – номер узла, в котором контролируется напряжение, $U_r^{\min}$ определяется условием устойчивой работы электроэнергетических систем; $U_r^{\max}$ определяется условием работы электрической изоляции [19]; P_l – активная мощность в узле, $P_i^{nped} = P_i^{pab} + P_i^{pez}$; P_i^{pab} – располагаемая мощность электростанции минус мощность оборудования, находящегося в ремонте; P_i^{pez} – оперативный резерв мощности; j, r – узлы, в которых есть возможность регулировать реактивную мощность или напряжение соответственно. В процессе решения задачи достигается минимум суммы квадратов невязок, представляющих собой разницу между ПИ МДП и значениями перетоков, полученными в процессе оценивания МДП, во всех контролируемых линиях.

Для решения данной задачи разрабатывается линейка возможных значений весовых коэффициентов ПИ МДП и из этой линейки выбираются те значения весовых коэффициентов, которые удовлетворяют критерию оптимизации (2.1.49) при выполнении ограничений (2.1.50) – (2.1.53).

Задача решается в два этапа N раз, где N – заданное число комбинаций весовых коэффициентов. В данной работе используется метод равномерного поиска.

На первом этапе вычисляется результирующий режим путем минимизации критерия (2.1.13) с проверкой качественных ограничений, но без учета ограничений (2.1.50) – (2.1.53). Погрешности всех измерений, в том числе и

грубая ошибка, заложенная в ПИ МДП, распределяются между оценками измерений и $\hat{P}_{lk}^{МДП}$ в зависимости от значений весовых коэффициентов.

На втором этапе проверяются следующие ограничения:

- Для измеренных нерегулируемых параметров режима (неконтролируемые измерения) проверяется выражение (2.1.50).
- Для контролируемых измерений проверяются выражения (2.1.51) – (2.1.53).

В случае выполнения всех ограничений вычисляется критерий (2.1.46) и анализируется неравенство:

$$\phi_{k(g)} < \phi_{k(g-1)}. \quad (2.1.54)$$

Выполнение (2.1.54) означает, что при данном наборе весовых коэффициентов результаты оценивания МДР более корректные, чем при использовании предыдущего набора весовых коэффициентов. Поэтому при выполнении (2.1.54) весовые коэффициенты сохраняются в базе данных, иначе в базе данных остаются записанные ранее весовые коэффициенты. Если $g < N$, то из линейки весовых коэффициентов берётся следующий набор весовых коэффициентов, и задача решается заново.

Если $g \geq N$, решение найдено, то есть из линейки весовых коэффициентов ПИ МДП выбраны те значения, которые обеспечат оптимальный результат оценивания МДР при функционировании ЭЭС в рассматриваемых условиях.

Для учета всех возможных условий функционирования ЭЭС необходимо исследовать множество различных режимов и ограничений.

Вычисление весовых коэффициентов ПИ МДП для всех условий работы ЭЭС

Быстрое определение режима с МДПр в контролируемых линиях требует быстрого определения весовых коэффициентов ПИ МДП для любого условия работы ЭЭС. Это становится возможным при заблаговременном определении весовых коэффициентов ПИ МДП для каждого режима ЭЭС. Рассмотрение всех состояний работы ЭЭС является неподъемной задачей и может быть решена только при некотором её упрощении. Предлагается следующий путь решения.

Пространство рассматриваемых состояний ЭЭС разбивается на два множества: Y – множество срезов измерений, Z – множество ограничений. Затем размерность каждого множества сокращается за счет выделения похожих векторов в одну группу. Множества Y и Z могут быть сформированы из ретроспективной информации или смоделированы. В данной работе множества Y и Z создаются имитационным способом. Для формирования множеств Y и Z необходима информация:

1. Графики нагрузок типовые или заданные пользователем. Для построения конкретного графика нагрузки на любой интервал времени задается максимальная нагрузка и график нагрузки на указанный интервал в относительных единицах. Максимальная суточная нагрузка в выбранном графике принята за единицу, а остальные нагрузки выражены в долях единицы.
2. Список измеряемых параметров режима.
3. Точность, с которой измеряются параметры режима (дисперсии измерений).
4. Количество срезов (l_1), в которых измерения отличаются друг от друга значениями случайных ошибок. Эта информация необходима для увеличения количества срезов по сравнению с количеством точек в графике нагрузки.

2.1.5.1. Формирование срезов измерений

Формирование срезов измерений (множество Y) выполняется в следующем порядке:

1. Задаются максимальные значения нагрузок в каждом нагрузочном узле. Эти значения могут быть взяты из контрольного замера.
2. Выбираются графики активной и реактивной нагрузки для каждого нагрузочного узла (например, из архива данных) или конфигурация графика задается пользователем.
3. Вычисляется установившийся режим для каждой точки выбранного графика нагрузки. Пример одного из смоделированных графиков нагрузки

активной мощности представлен на рисунке 2.1.4, где максимальная нагрузка равна 300 МВт.

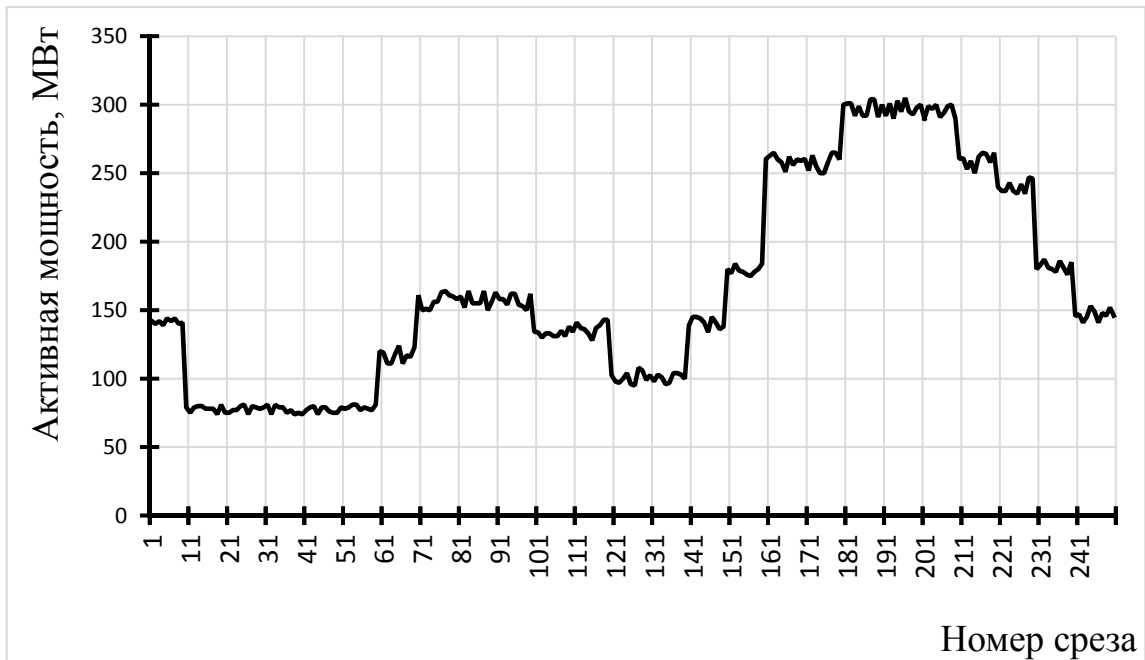


Рис. 2.1.4. График нагрузки активной мощности в узле

4. Полученные установившиеся режимы записываются в базу данных УР.

5. Из базы данных УР выбираются измеряемые параметры режима, которые рассматриваются как истинные значения в модели измерения $y_{ист}$. Одно и то же значение выбирается l_1 раз.

6. Выполняется моделирование среза измерений. К $y_{ист}$ добавляются погрешности измерения $x_{сл}$, полученные с помощью датчика случайных чисел:

$$\bar{y} = y_{ист} + x_{сл} \sigma_y, \quad (2.1.55)$$

где $x_{сл} \in N(0,1)$, σ_y^2 – дисперсия измерения. Для одной и той же точки УР моделируется l_1 срезов, измерения которых отличаются друг от друга величиной случайной ошибки измерений.

7. Полученные срезы измерений сохраняются в базе данных срезов измерений. Количество срезов измерений равно $l_1 \times l_2$, где l_2 – количество точек в графике нагрузки.

2.1.5.2. Формирование архива ограничений

Разнообразие ограничений (множество Z) составляется путем варьирования пределов изменения регулируемых параметров режима. Граничные значения регулируемых параметров режима определяются системными ограничениями, которые могут изменяться по следующим причинам:

- увеличение (уменьшение) располагаемой активной мощности в регулируемых генераторных узлах;
- изменение диапазона регулирования мощности компенсирующих устройств;
- увеличение (уменьшение) пределов отклонения модуля напряжения.

Системные ограничения определяются условиями надежности режима энергосистемы, допустимостью режима работы оборудования, линий электропередачи и сечений электрической сети [145].

Важным показателем режима, влияющим на надежность электроснабжения, является *напряжение*. Величина модуля напряжения в любых точках ЭЭС не должна превышать или быть ниже определенных допустимых значений в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах [142]. Допустимые понижения напряжений определяются условиями устойчивости параллельной работы генераторов на электростанциях и двигателей в узлах нагрузки. В качестве критического напряжения в узлах 110 кВ и выше принимается большее из двух величин: $0,7U_{ном}$ и $0,75U_{ном}$, где $U_{ном}$ – напряжение, в случае нормального режима работы ЭЭС [138].

Допустимые повышения напряжений обуславливаются надежностью работы изоляции электроустановок и нормируются в пределах от +20% до +5%.

Для целей обеспечения допустимых уровней напряжения в контрольных точках ЭЭС производят регулирование напряжения с помощью регулирующих устройств. В качестве контрольных точек выбираются шины высокого и среднего напряжения крупных станций и подстанций, а также наиболее ответственные

потребители. Вопросы, связанные с регулированием напряжения, решаются при управлении режимами и при проектировании.

При оперативном управлении режимами напряжений проверяется выполнение условия (2.1.51).

Обеспечение технического резерва генерирующих мощностей электрических станций является важным критерием надежной работы ЭЭС.

По функциональному назначению резерв генерирующей мощности делится на две составляющие: ремонтный и оперативный. Ремонтный резерв предназначается для выработки активной мощности во время предупредительного или планового ремонта генерирующего оборудования. Оперативный резерв предназначается для поддержания баланса между генерацией и потреблением активной мощности, в случае отказа элементов оборудования или в случае непредвиденного увеличения нагрузки. Оперативный резерв включает вращающийся резерв и некоторые резервы более низкого качества [146]. Формирование этих резервов происходит за счет генерирующих агрегатов, которые загружены ниже максимального уровня мощности. Они уже синхронизированы с системой переменного тока. Другими видами оперативного резерва являются не включенные генерирующие агрегаты, но способные быстро запуститься и набрать необходимую мощность.

Ограничения, накладываемые на располагаемую активную мощность электростанции, отражаются выражением (2.1.52).

Электроэнергетическая система должна располагать достаточными для обеспечения надежности электроснабжения потребителей резервами регулируемой реактивной мощности. Для коротких линий реактивная мощность может быть отрегулирована с помощью генератора. При наличии длинных линий в качестве регулируемых устройств реактивной мощности используются синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы, синхронные двигатели, шунтирующие реакторы (источник с отрицательным знаком), батареи конденсаторов [20]. Ограничения, накладываемые на выработку реактивной мощности, записываются выражением (2.1.53).

Для создания архива ограничений (множество Z) величины располагаемой активной мощности и располагаемой реактивной мощности в регулируемых узлах изменяются в заданных диапазонах.

2.1.5.3. Создание базы данных весовых коэффициентов ПИ МДП

Для каждого сочетания векторов из двух множеств Y и Z определяются весовые коэффициенты по алгоритму, описанному в 2.1.4, и записываются в базу данных.

База данных весовых коэффициентов ПИ МДП для одного сценария представляет собой трехмерный массив размерностью $[l_1 \times l_2 \times l_3]$, где l_1 – количество классов, на которые поделены режимы, l_2 – количество классов на которые поделены ограничения, l_3 – количество контролируемых линий.

С целью сокращения времени, необходимого для заполнения базы данных весовых коэффициентов ПИ МДП, используется следующий подход:

- Выполняется грубая подборка весовых коэффициентов. Алгоритм, показанный в 2.1.4, выполняется N раз, при достаточно большом шаге и большом диапазоне линейки весовых коэффициентов (большой разнице между минимальным и максимальным значениями весовых коэффициентов). Шаг представляет собой разницу между последовательно расположенными в линейке значениями весовых коэффициентов. На этом этапе отбрасываются все весовые коэффициенты, при которых нарушаются около 90% ограничений.
- Выполняется точная подборка весовых коэффициентов. Диапазон рассматриваемой линейки весовых коэффициентов и размер шага уменьшаются.
- При необходимости повторяется предыдущий пункт.

2.1.5. Критерий качества оценивания МДР

Качество оценивания МДР определяется критерием:

$$\phi = \sum_1^{k_0} \frac{(P_{lk}^{ПИ\ МДП} - P_{lk}(\hat{x}))^2}{(P_{lk}^{ПИ\ МДП})^2} + \sum_1^{k_1} \frac{(\bar{y}_i - y(x))^2}{\sigma_y^2} + Ak, \quad (2.1.56)$$

где k_0 – количество измерений, замененных на ПИ МДП ; $k_1 = m - k_2 - k_0$, m – количество измерений; k_2 – количество корректируемых измерений, A – штраф за нарушение ограничений, k – количество нарушенных ограничений. Чем меньше ϕ , тем лучше качество результатов оценивания МДР.

2.1.6. Сопоставление предложенного метода оценивания МДР с методами, представленными в научной литературе

В данном разделе выполнен сравнительный анализ разработанного метода с методами, описанными в научных статьях и подробно представленными в главе 1. Целью анализа является определение места разработанного метода оценивания МДР среди известных методов, путем выявления подобных действий, предпринимаемых для достижения поставленной цели. Результаты представлены в табл. 2.1.3.

Таблица. 2.1.3. Сопоставление действий для вычисления МДП разными методами

Методы, описанные в научных статьях	Разработанный метод оценивания МДР
Определение предельного режима на основе обобщенного метода Ньютона Целевая функция: метод наименьших квадратов В качестве УУН используется $f(\delta) = P_0 - \frac{U_g U_{sb}}{x} \sin \delta$ Чтобы попасть в заданную точку, особым образом организуется итерационный процесс (контроль знака матрицы Гессе, изменение длины шага)	Целевая функция: метод наименьших квадратов Для контролируемых линий решаются уравнения $P_{lk}^{ПИ МДП} - P(x) = 0$ $P_{lk}^{ПИ МДП} = \frac{U_g U_{sb}}{x} \sin \delta \text{ — для длинных}$ линий $P_{lk}^{ПИ МДП} = P_{дон} \text{ — для коротких линий}$ Чтобы получить желаемый режим, используются заранее подобранные весовые коэффициенты ПИ МДП
Метод прогрессивного УР К уравнениям УР $f(x) = 0$ вводится дополнительное уравнение $\begin{bmatrix} f(x) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \end{bmatrix}$	Решение уравнения $P_{lk}^{ПИ МДП} - P(x) = 0$ может быть рассмотрено как дополнительное уравнение $\begin{bmatrix} \bar{y} - y(x) \\ P_{lk}^{ПИ МДП} - P(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$
Метод непрерывного утяжеления Расчет начинается с заведомо неустойчивого режима, и далее определяются параметры предельного режима путем уменьшения мощностей электростанций, выступающих в	Оценивание МДР начинается с заведомо несуществующего режима, и далее определяется режим с МДП в контролируемых линиях с помощью заранее подобранных весовых

качестве параметров утяжеления, на величину небалансов мощностей в этих узлах	коэффициентов ПИ МДП
Оптимизационный метод Критерий оптимальности: максимизировать передачу активной мощности по контролируемому сечению без нарушения системных ограничений	Оптимизация выполняется дважды. Первый раз при подборе весовых коэффициентов. Критерий оптимальности: подобрать весовые коэффициенты ПИ МДП, которые обеспечат максимальную передачу активной мощности по контролируемыми линиям без нарушения системных ограничений Второй раз определяется оптимальный предельный режим в соответствии с заданными весовыми коэффициентами ПИ МДП.
Метод анализа распределения потоков мощностей Для каждой транзакции вычисляются коэффициенты, определяющие влияние данной транзакции на величину потоков активной мощности в каждой линии	Для каждого сценария заранее вычисляются весовые коэффициенты ПИ МДП
SVSR (используются свойства собственных векторов) • формируется множество путей утяжеления; • полученное множество классифицируется; • для центрального вектора каждого класса вычисляется точка бифуркации с помощью метода CPF; • в полученных точках строятся гиперповерхности. Комбинация этих гиперповерхностей является аппроксимацией границы SVSR, используемая при вычислении TTC; • используя построенную кривую, вычисляется точка коллапса напряжения для каждой точки множества путей утяжеления.	• формируется множество сценариев; • формируется множество режимов; • формируется множество ограничений; • классифицируется множество режимов; • классифицируется множество ограничений; • для каждого сочетания режимов и ограничений и для каждого сценария подбираются весовые коэффициенты ПИ МДП.
Метод оценивания состояния Выполняется оценивание состояния по измерительной информации	Для оценивания МДР используется измерительная информация

В результате выполненного анализа можно сделать выводы о том, что

1. Разработанный метод (оценивание МДР) основан на методах оценивания состояния с внесением в него некоторых свойств известных методов вычисления МДП.

2. Оценивание МДР является нетрадиционным подходом к методам оценивания состояния ЭЭС. Отличительными чертами метода оценивания МДР и методов оценивания состояния ЭЭС являются:

- расчет начинается с заведомо несуществующего режима. Это достигается введением расчетной информации;
- вводится дополнительное нелинейное уравнение (второе слагаемое в целевой функции);
- дважды решается оптимизационная задача;
- требуется предварительный этап для каждой схемы и для каждого сценария.

2.2. Применение искусственных нейронных сетей для распознавания условий работы ЭЭС

Задача оценивания МДР решается в режиме реального времени. Главным условием получения корректных величин МДПр во всех контролируемых сечениях является правильное задание весовых коэффициентов ПИ МДП, значения которых определяются текущими условиями функционирования ЭЭС.

Под условиями работы ЭЭС понимается

- текущие характеристики параметров установившегося режима;
- системные ограничения на режимные параметры;
- текущая конфигурация схемы.

В режиме реального времени вычисление весовых коэффициентов ПИ МДП, адекватных текущим условиям, не представляется возможным вследствие требуемой скорости выполнения расчетов. Поэтому предлагается вычислять весовые коэффициенты ПИ МДП в разнообразных условиях работы ЭЭС заранее и хранить их в базе данных. В режиме online из базы данных выбираются те значения весовых коэффициентов ПИ МДП, которые обеспечат корректный результат оценивания МДР в текущих условиях работы ЭЭС. Для решения данной задачи необходимы быстросействующие алгоритмы идентификации характеристик условий функционирования ЭЭС. В качестве таких алгоритмов могут быть использованы ИНС, обладающие способностью анализировать большой объем информации и определять существующие закономерности между данными.

2.2.1. Общие сведения об ИНС

ИНС – это объединение нейронов, представляющих собой элементарный преобразователь информации, соединенных между собой синапсами, по которым происходит обмен информации [147], [148]. Существует большое число способов соединения нейронов между собой. В зависимости от способа соединения образуются разнообразные ИНС, например многослойный персептрон, сети Хопфилда, сети Кохонена [149], [150], [151] .

Функционирование нейронов и синапсов может быть реализовано в виде программ или на микросхемах. При решении задач с помощью ИНС процесс программирования заменяется обучением ИНС, для которого создаются обучающие задачки. Вместо написания подробных алгоритмов, требующихся для обычных компьютерных программ, для ИНС создается «образовательная среда» [152], [153]. Применение ИНС особенно эффективно при решении задач, результаты которых во многом зависят от человеческой интуиции, например при распознавании образов. Реакция обученной ИНС достаточно быстрая, и это позволяет применять нейронную сеть в реальном времени.

Для решения электроэнергетических задач ИНС начали использоваться в конце прошлого века. В ИСЭМ СО РАН (1995) [154] было предложено использовать трехслойный персептрон и ИНС Кохонена для сверхсрочного прогнозирования нагрузки. Задачи прогнозирования электрической нагрузки решаются в работах [155], [156], [157], [158], [159], [160], [161], [162], [163], [164]. Работы [165], [166] посвящены прогнозированию перетоков активной мощности. Кроме прогнозирования, ИНС используются для решения таких задач как анализ надежности [167], [168], [169]; расчет установившегося режима [170], [171]; локализация и обработка информации об авариях [172], [173]; предотвращение крупных аварий [174], [175], обнаружение ошибочных данных в исходной информации в [176], [177], [178], [179], [180], [181], [182] и др.

Для обучения ИНС может использоваться ретроспективная информация о параметрах режима или данные, полученные в результате имитационного эксперимента.

2.2.2. Формирование ИНС для решения задачи классификации

Для решения задачи с помощью ИНС необходимо сформировать ИНС и окружение ИНС (обучающая и тестовая выборки, способ интерпретации ответов и др.) [183], [184], [185].

Формирование ИНС и ее окружение выполняется в следующем порядке.

Постановка задачи. Определяется цель использования ИНС, формы представления ответа (классификация, предсказание и т.д.). Целью обучения

ИНС, формируемой в настоящей работе, является научиться идентифицировать характеристики условий, в которых функционирует ЭЭС. Данная задача решается как задача классификации множества разнообразных условий на несколько похожих друг на друга ситуаций.

Выбор типа ИНС. В зависимости от поставленной задачи выбирается тип и конфигурация нейронной сети. Для решения задач классификации выбираются ИНС Кохонена, которые в процессе обучения выделяют статистические свойства примеров обучающей выборки, и сходные примеры группируют в классы. Преимуществами данной ИНС являются:

- простота;
- способность дать хорошую статистическую модель для своей среды входных векторов [185];
- быстрое обучение ИНС.

Формирование обучающего и тестового задачников. Для обучения нейронной сети, формируется обучающая выборка, которая представляет собой набор примеров, состоящих из входных и выходных данных. Выходные данные – заранее известный ответ – используются при обучении с учителем. В случае обучения без учителя (ИНС Кохонена) обучающая выборка состоит только из входных данных. Информация, с которой оперирует ИНС, представляется в виде чисел, сохраняющих смысл и внутренние взаимосвязи данных.

Задачник для ИНС или обучающая выборка – это большой объем данных, описывающий разные условия работы ЭЭС. Обучающая выборка состоит из множества примеров, каждый из которых представляет собой набор параметров. Для идентификации текущего режима и текущих ограничений формируются два обучающих задачника (далее, задачник 1 и задачник 2), на которых обучаются ИНС1 и ИНС2 идентифицировать параметры режима и ограничения соответственно. Каждый пример задачника 1 состоит из измеренных параметров режима

$$\bar{y} = (U, \delta, Q, P, Q_{nc}, P_{nc}) . \quad (2.2.1)$$

Примеры задачника 2 состоят из величин, ограничивающих корректируемые параметры режима:

$$y = (U_i^{\max}, U_i^{\min}, P_j^{\max}, Q_k^{\max}, Q_k^{\min}) , \quad (2.2.2)$$

где $U^{\max} = (U_1^{\max}, U_2^{\max}, \dots, U_{k_1}^{\max})$, $U^{\min} = (U_1^{\min}, U_2^{\min}, \dots, U_{k_1}^{\min})$,

$P^{\max} = (P_1^{\max}, P_2^{\max}, \dots, P_{k_2}^{\max})$, $Q^{\max} = (Q_1^{\max}, Q_2^{\max}, \dots, Q_{k_3}^{\max})$, $Q^{\min} = (Q_1^{\min}, Q_2^{\min}, \dots, Q_{k_3}^{\min})$,

k_1 – количество узлов с регулируемым напряжением, k_2 – количество узлов, где возможно быстрое изменение активной мощности, k_3 – количество узлов с регулированием реактивной мощности.

Для тестирования ИНС создаётся тестовая выборка, с помощью которой определяется качество обучения ИНС – способность обученной ИНС к обобщению. Степень качества обучения ИНС устанавливается в процессе обработки нейронной сетью примеров из тестовой выборки, так как ИНС «видит» эти примеры впервые. Чем точнее распознаются тестовые примеры, тем выше качество обучения ИНС. Данные тестовой выборки не должны противоречить обучающей выборке.

Обучающие и тестовые выборки для ИНС1 создаются из срезов измерений (множество Y). Обучающие и тестовые выборки для ИНС2 создаются из ограничений (множество Z).

Инициализация ИНС. Инициализация ИНС выполняется с целью определения начальных условий, под которыми понимается задания:

- векторов весов синапсов (связи между нейронами первого и второго слоя);
- величины смещений;
- количество классов, на которые классифицируются примеры обучающей выборки;
- количество циклов (эпох) обучения.

Начальные значения весов и смещений задаются случайными числами из определенного диапазона. Случайные числа всегда оказываются разными, поэтому каждая ИНС уникальна. Количество классов и количество эпох определяются на основе эксперимента. Количество циклов обучения задается таким, чтобы с одной стороны каждый нейрон настраивался правильно, с другой стороны, чтобы время обучения не оказывалось слишком затратным. Выбор количества классов выполняется в соответствии со следующими правилами:

- отсутствие классов, в которые не попадают ни один из примеров обучающей выборки (отсутствие пустых классов);
- объединение примеров с похожими свойствами в один класс;
- недопущение попадания примера в чужой класс.

Обучение ИНС. Алгоритмы обучения делятся на алгоритмы обучения с учителем и без учителя.

ИНС Кохонена обучаются без учителя, в основе алгоритма обучения положен механизм конкуренции. Принцип обучения называется «победитель забирает все», где побеждает тот нейрон, вектор весов которого в наименьшей степени отличаются от входного вектора. Целью обучения является классификация примеров из обучающей выборки на заданное количество классов.

В результате обучения ИНС формируется набор классов (кластеров). Каждый класс состоит из примеров и характеризуется своим опорным вектором. После предъявления ИНС определенного количества примеров ИНС приобретает свойства к обобщению, т.е. приобретает способность правильно обрабатывать примеры, отсутствующие в обучающей выборке, но в какой-то степени, обладающие теми же свойствами.

В [153] описан алгоритм обучения ИНС Кохонена, который состоит в следующем.

Пусть (x^p) – векторы значений признаков для рассматриваемых объектов, $p(x, w)$ – мера близости этих векторов. Требуется разделить эти векторы на k классов. Для каждого класса формируется типичный объект, называемый ядром

класса. Необходимо определить набор из k ядер $w^1, w^2, \dots, w^k$ и разбиение (x^p) на классы:

$$(x^p) = Y_1 \cup Y_2 \cup \dots \cup Y_m, \quad (2.2.3)$$

в соответствии с условием:

$$\sum_{i=1}^k \sum_{x^p \in Y_i} p(x^p, w^i) \rightarrow \min, \quad (2.2.4)$$

где m – количество векторов в одном классе.

Рассматриваются все возможные положения ядер (w^i) и все разбиения (x^p) на k классов (Y_i) .

В результате обучения ИНС1, множество срезов измерений Y сокращается и обозначается Y_g . В процессе обучения ИНС2, множество ограничений Z сокращается и обозначается Z_q .

Тестирование ИНС.

Тестирование ИНС проводится для того чтобы:

- проверить точность обучения. Для этого ИНС предъявляются примеры из обучающей выборки, и вычисляется относительная ошибка тестирования;
- проверить способность ИНС к обобщению, т.е. к распознаванию входных сигналов, отличающихся от тех, которые были в обучающей выборке. С этой целью ИНС предъявляются примеры из специально созданной тестовой выборки, отсутствующие в обучающей выборке.

Относительная ошибка тестирования вычисляется по формуле:

$$\Delta_{отн} = \frac{\Delta_{абс}}{M} 100\%, \quad (2.2.5)$$

где M – количество примеров в тестовой выборке, $\Delta_{abc} = \frac{1}{M} \sum \Delta_{i(abc)}$,

$$\Delta_{i(abc)} = \begin{cases} 0 & \text{при } y_{\text{выход}} - y_{\text{эталон}} = 0 \\ 1 & \text{при } y_{\text{выход}} - y_{\text{эталон}} \neq 0 \end{cases} \quad y_{\text{эталон}}, y_{\text{выход}} - \text{правильный ответ и ответ}$$

ИНС.

При обучении ИНС главной целью является уменьшение ошибки обобщения. Наличие множества неправильных ответов может быть вызвано следующими причинами:

- в обучающей выборке недостаточно примеров, и ИНС не может найти закономерности;
- обучающая выборка составлена тенденциозно, т.е. в выборку включены только самые яркие примеры;
- параметры ИНС выбраны не оптимально (число нейронов, количество эпох);
- задано неверное число классов.

Сохранение ИНС. Обученная ИНС представляет собой массив весов синапсов, массив о структуре ИНС и файл с дополнительной информацией о ИНС. Массивы сохраняются в заданном формате. При необходимости использования обученной ИНС вне оболочки MATLAB, ИНС записывается в текстовых форматах.

Решение задач с помощью обученной ИНС. С математической точки зрения функционирование ИНС заключается в последовательном умножении входного вектора на матрицу весов синапсов. В случае использования ИНС Кохонена выбирается нейрон-победитель в процессе минимизации эвклидова расстояния между входным вектором и опорным вектором каждого класса, которые были получены в процессе обучения:

$$\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^m (y_i w_{ij}) \rightarrow \min, \quad (2.2.6)$$

где m – количество параметров в одном примере, k – количество классов, w_{ij} – массив опорных векторов каждого класса, представляющих собой массив весов синапсов.

Запись полученных решений и интерпретация ответов ИНС

Ответы ИНС могут быть представлены в текстовом формате. Для задач классификации ответом ИНС является номер класса, к которому принадлежит входной вектор. При необходимости выполняется интерпретация ответов. В этом случае ответ ИНС представляется в удобном или наглядном для пользователя виде. В диссертации ответ ИНС1 соответствует номеру строки в базе данных весовых коэффициентов ПИ МДП (описание формирования базы данных весовых коэффициентов ПИ МДП дано в 2.1).

Формирование, обучение и тестирование ИНС в MatLab

В данной работе для формирования ИНС используются функции пакета Neural Networks Toolbox MatLab [186]. Toolbox включает более 160 различных функций, предназначенных для создания, обучения и исследования ИНС. Нейронная сеть Кохонена формируется с помощью функции `news`.

```
net = news(minmax(InputY),{6}, 'hextop', 'dist') ,
```

где `InputY` – входные данные, 6 – количество классов, на которые ИНС учится классифицировать входные векторы, `dist` – функция евклидова расстояния, `hextop` – функция описания топологии.

ИНС обучается с помощью функции

```
net.trainParam.epochs = 1000;
```

```
net = train(net,InputY),
```

где 1000 – количество циклов обучения.

Остальные функции, характеризующие слой Кохонена, задаются по умолчанию: функция инициализации `initwb`, функция обработки входов `netsum`, функция активации `compet`.

2.3. Вычисление СПС и выработка управляющих воздействий

СПС и управляющие воздействия вычисляются по результатам программ оценивания состояния и оценивания МДР. Результаты ОС сообщают о текущем состоянии ЭЭС, результаты оценивания МДР представляют информацию о параметрах режима с МДПр в контролируемых линиях при существующих системных ограничениях. Свободная пропускная способность вычисляется как разность между параметрами текущего и результирующего режимов. Отклонения регулируемых параметров режима являются управляющими воздействиями для использования СПС в контролируемых линиях.

Свободная пропускная способность контролируемой линии $P_{lk}^{СПС}$ и управляющие воздействия V , направленные на использование СПС в реальном времени для сценария i , вычисляются по формулам:

$$P_{lk(i)}^{СПС} = \hat{P}_{lk(i)}^{МДП} - \hat{P}_{lk}, \quad (2.3.1)$$

$$V_i = \hat{y}_i^{k(PEЗ)} - \hat{y}^k, \quad (2.3.2)$$

где $\hat{P}_{lk(i)}^{МДП}$ – оценка перетока активной мощности в результирующем режиме для сценария i (МДП), $\hat{P}_{lk}$ – оценка перетока активной мощности в текущем режиме, $\hat{y}_i^{k(PEЗ)}$ – оценки корректируемых параметров результирующего режима для сценария i , $\hat{y}^k$ – оценки корректируемых параметров текущего режима.

2.4. Практические результаты

2.4.1. Учет статических характеристик нагрузки

Расчеты были выполнены на схеме, показанной в приложении А на рисунке П1.2, состоящей из 13 узлов и 12 связей. Для проверки алгоритмов был разработан следующий сценарий: необходимо передать дополнительную мощность из узла 8 в узел 1. В промежуточном узле 10 снижается напряжение в случае увеличения перетока активной мощности в линиях номер 5 (8–10), номер 9(10–1). С целью выполнения анализа зависимости напряжения в узле 10 от способа представления нагрузки в этом узле, нагрузка в узле 10 представляется разными способами.

По заданному сценарию были выполнены следующие расчеты.

1. Оценивание состояния текущего режима. Нагрузка в узле 10 представлена моделью измерения (формула 1.4.2).

2. Оценивание МДР без учета регулирующего эффекта нагрузки. Нагрузка в узле 10 представлена моделью измерения.

3. Оценивание МДР с учетом регулирующего эффекта нагрузки. Нагрузка в узле 10 представлена проводимостью.

4. Оценивание МДР с учетом регулирующего эффекта нагрузки. Нагрузка в узле 10 представлена в виде СХН. В данном расчете используются СХН для нагрузок, в составе которых имеются крупные промышленные предприятия.

Коэффициенты полиномов равны $a_0 = 0.4$, $a_1 = 0.6$, $a_2 = 0$; $b_0 = 4.2$, $b_1 = -9.5$, $b_2 = 5.3$.

Результаты расчетов продемонстрированы в графическом виде. Первый, второй, третий и четвертый столбики (на рисунках – ряд1, ряд2, ряд3, ряд4) отражают результаты первого, второго, третьего и четвертого расчетов соответственно. На рисунках 2.4.1, 2.4.2, 2.4.3 представлены величины напряжений, инъекций реактивной и активной мощностей в узлах. По горизонтали показаны номера узлов. На рисунке 2.4.4 представлены величины

перетоков активной мощности в связях в разных режимах. По горизонтали показаны номера связей.

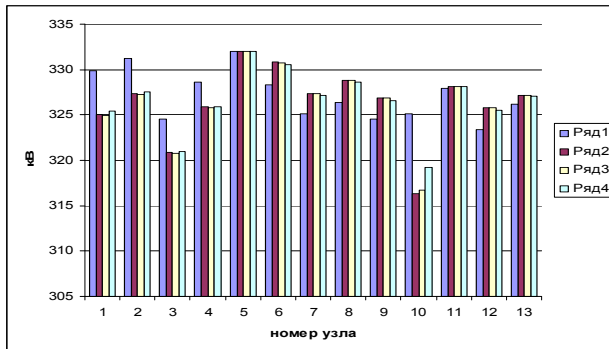


Рис.2.4.1. Напряжение

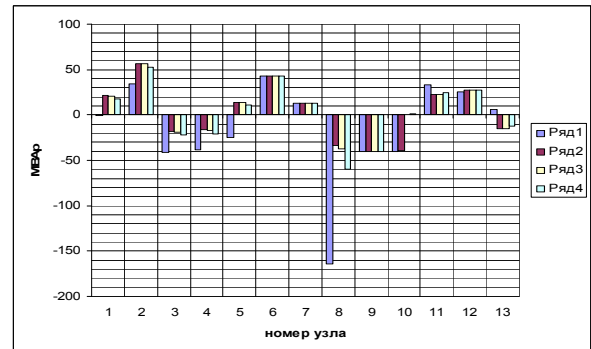


Рис. 2.4.2. Реактивная мощность

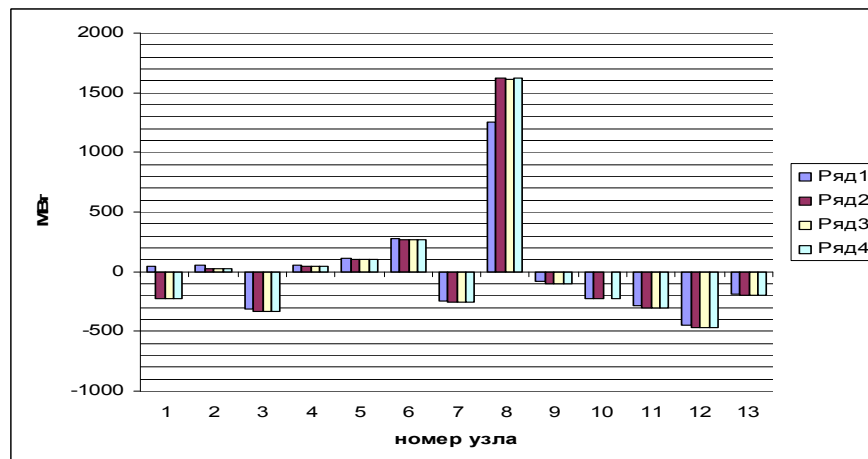


Рис. 2.4.3. Активная мощность

Анализ графиков показывает, что при передаче дополнительной мощности из узла 8 в узел 1:

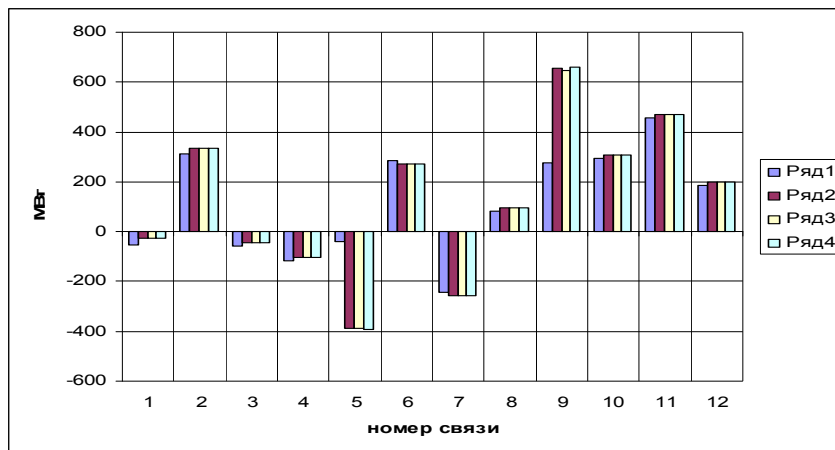


Рис. 2.4.4. Переток активной мощности

- напряжение в узле 8 повышается на 2.3 кВ (рисунок 2.4.1). Напряжение в узле 10 понижается на 8 кВ (ряд 2). Представление нагрузки проводимостью незначительно увеличивает напряжение (ряд 3). Незначительное увеличение напряжения в третьем расчете (ряд 3) по сравнению со вторым может быть объяснено, во-первых, способностью методов оценивания состояния и оценивания МДР в некоторой степени учитывать регулирующий эффект нагрузки и, во-вторых, правильно подобранными весовыми коэффициентами ПИ МДП. При вычислении установившегося режима методами оценивания состояния все параметры режима, в том числе и нагрузка, являются функциями от напряжения. При оценивании текущего режима по точным измерениям оценка измерения напряжения, а следовательно, и оценка нагрузки будет практически равна измерению ($\bar{U}_{10} = 326 \text{ кВ}$, $\hat{U}_{10} = 326 \text{ кВ}$). При оценивании МДР напряжение изменяется, поэтому изменяется и нагрузка. В четвертом расчете (ряд 4) напряжение в узле 10 уменьшается на 6 кВ. Меньшее понижение напряжения объясняется представлением нагрузки в виде статической характеристики нагрузки, которая учитывает регулирующий эффект нагрузки. Во всех случаях разного представления нагрузки напряжение в узле 10 остается в заданных пределах регулирования;

- потребление реактивной мощности в узле 8 уменьшается (рисунок 2.4.2) на 130 МВАр, в узлах 1, 2, 5 реактивная мощность увеличивается на 25 МВАр. В

узлах 3, 4 сокращается потребление реактивной мощности на 18 МВАр. В четвертом расчете потребление реактивной мощности в узле 10 уменьшается на 50 МВАр;

- инъекция активной мощности изменилась только в узлах 1 и 8 (рисунок 2.4.3). Это означает, что все потребители получили необходимую мощность;
- перетоки активной мощности (рисунок 2.4.4) увеличились в линиях 5 (8–10) , 9 (10–1). Значения МДП в 5 и 9 линиях во втором, третьем и четвертом расчетах примерно одинаковые и находятся в пределах точности измерений.

2.4.2. Увеличение нагрузки в одном из узлов отдельной ЭЭС

Расчеты были выполнены на схеме, представляющей собой объединение пяти ЭЭС (рисунок П1.3) по следующему сценарию:

В ЭЭС №1 необходима дополнительная мощность 400 МВт. ЭЭС №5 готова предоставить эту мощность.

Для передачи дополнительной мощности из ЭЭС №5 (узел 26) в ЭЭС №1 (узел 14) необходимо, чтобы линии, связывающие эти ЭЭС имели свободную пропускную способность. Для рассматриваемого сценария линии 26–28 и 28-14 являются контролируемыми. Генерирующим узлом является узел 26. Решение данной задачи требует подготовительного этапа.

2.4.2.1 Подготовительный этап (off-line)

Определение ПИ МДП для контролируемых линий. Значения ПИ МДП для линий 26–28 и 28-14 берутся из [19] и равны 930 МВт.

Весовые коэффициенты ПИ МДП в линиях 26–28 и 28-14 вычисляются по алгоритму, представленному в п. 2.1.4 при соблюдении ограничений

$$\hat{P}_{26} \leq 1700 \text{ МВт}, \quad (2.4.1)$$

$$297 \text{ кВ} < U_i < 363 \text{ кВ}, \quad (2.4.2)$$

$$-100 \text{ МВАр} < Q_j < 100 \text{ МВАр} \quad (2.4.3)$$

где i – номера узлов в ЭЭС №1 и ЭЭС №5, в которых допускается изменение напряжения в заданных пределах; j – номера узлов в ЭЭС №1 и ЭЭС №5, в которых возможно регулирование реактивной мощности.

Полученная расчетная информация записывается в базу данных.

2.4.2.2. Решение задачи в режиме реального времени (on-line)

Передача дополнительной мощности выполняется по схеме, показанной на рисунке П.1.3. В диспетчерский пункт приходит информация о параметрах режима (on-line информации). Измерения поступают в блок достоверизации, где выполняется отбраковка ошибочных измерений. Далее формируется результирующий вектор измерений из достоверных измерений и расчетной информации, согласно формуле 2.1.12. On-line информация – это 100 измерений. Расчетная информация подгружается из базы данных. Выполняется оценивание МДР.

На рисунках 2.4.5, 2.4.6 соответственно показаны отклонения измерения инъекции активной мощности и перетоков активной мощности от оценок во всех узлах схемы.

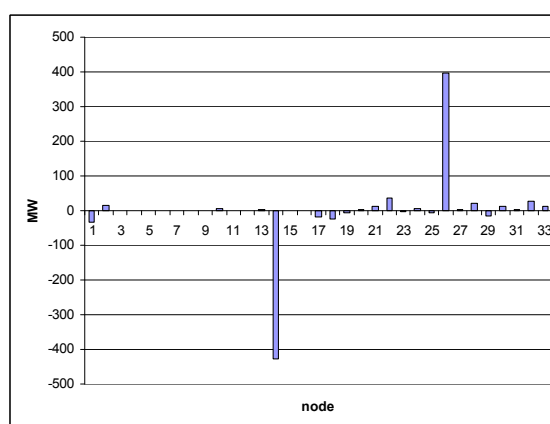


Рис. 2.4.5. Отклонения инъекции активной мощности в узлах

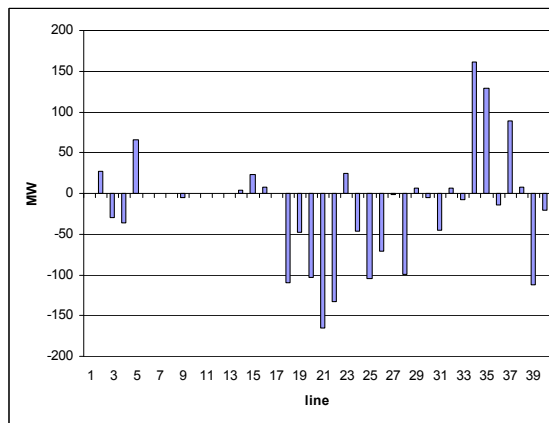


Рис. 2.4.6. Отклонения перетоков активной мощности

Из рисунка 2.4.5 видно, что значения активной мощности изменились в двух узлах. Активная мощность увеличилась в узлах 14 и 26, в узлах которому была необходима дополнительная мощность и который предоставил эту мощность соответственно. Активная мощность во всех остальных узлах схемы в двух режимах (результатирующем и текущем) остались в пределах точности. Это означает, что обязательства перед всеми потребителями выполнены. Из рисунка 2.4.6 видно, что произошло перераспределение перетоков по линиям. Неизменными остались перетоки по линиям, которые связывают рассматриваемые системы с системами, не участвующими в сценарии. Дополнительная мощность в ЭЭС № 1 передается несколькими путями. Наибольший переток передается по контролируемым линиям.

По линиям 26-28 и 28-14 может быть передано 160 и 164 МВт соответственно. Потребление реактивной мощности уменьшилось на 50 МВАр в узле 26. Генерация увеличилась (уменьшилась) на 50, (30) МВАр в узлах 28, 29 (рисунок 2.4.7). На рисунке 2.4.8 показана диаграмма значений модуля напряжения для узлов с наибольшим отклонением модуля. В узле 14 модуль напряжения изменился на 4 кВ (наибольшее отклонение). Следовательно, ограничения по напряжению не нарушены.

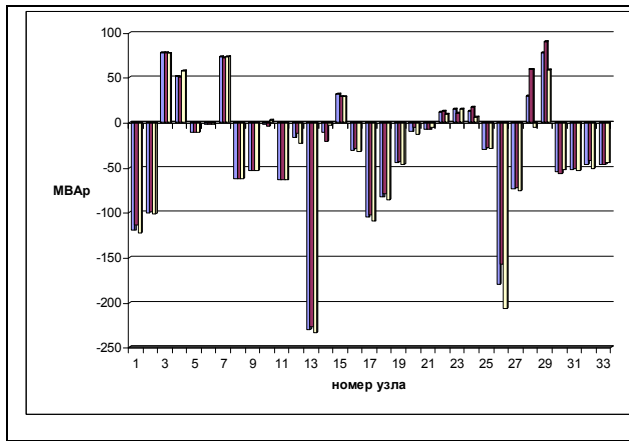


Рис. 2.4.7. Реактивная мощность в узлах

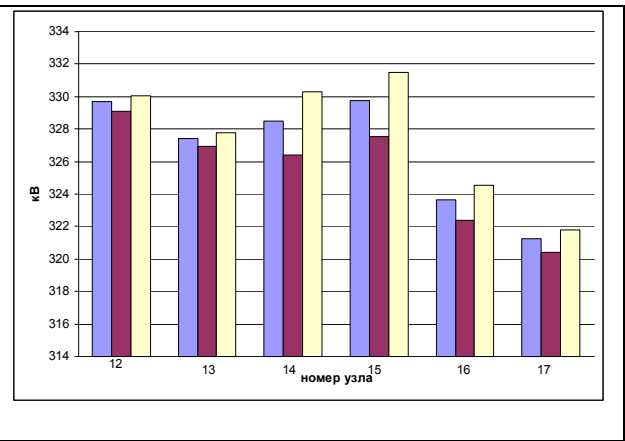


Рис. 2.4.8. Модуль напряжения

В процессе выполнения сценария было передано 400 МВт мощности из системы ЭЭС №2 (узел 26) в систему ЭЭС № 1 (узел 14) без нарушения режимных ограничений.

В [187] представлены результаты использования ИНС для распознавания характеристик условий функционирования ЭЭС. Расчетная схема данной ЭЭС показана на рисунке П1.3. ИНС обучилась распознавать срезы измерений с точностью 1.6% (из 240 примеров 4 примера были распознаны неверно).

2.5. Выводы

1. Разработан метод оценивания МДР контролируемых линий по измерительной информации и по ПИ МДП с применением ИНС. Итогом оценивания МДР является результирующий режим, представляющий собой установившийся режим с МДПр в контролируемых линиях, при вычислении которого соблюдаются все схемно-режимные ограничения. Оценивание МДР выполняется одновременно с оцениванием состояния ЭЭС. Корректность результатов оценивания МДР определяется правильным подбором весовых коэффициентов ПИ МДП. Значения весовых коэффициентов ПИ МДП различаются для разных условий работы ЭЭС.

Допустимость полученного режима гарантируется выполнением необходимых условий: сходимостью итерационного процесса метода оценивания МДР; соблюдением заданных схемно-режимных ограничений; выполнением процедуры оценивания МДР в цикле поступления измерительной информации. Доказательством того, что полученные перетоки в контролируемых линиях являются максимально возможными для рассматриваемых условий работы ЭЭС, служит факт нарушения заданных ограничений в случае незначительного увеличения перетоков в контролируемых линиях.

2. Введены понятия корректируемых и некорректируемых измерений, псевдоизмерения МДП. Исходная информация, используемая для реализации метода, делится на измерительную (корректируемые и некорректируемые измерения) и расчетную (ПИ МДП, весовые коэффициенты ПИ МДП) информацию. Отклонения полученных оценок корректируемых измерений от значений измерений рассматриваются как управляющие воздействия, направленные на достижение МДПр в контролируемых линиях. Приводится способ определения ПИ МДП для линий разного напряжения.

3. Приведены две формы записи критериев, которые положены в основу оценивания МДР – метод нормальных уравнений и метод контрольных уравнений. В методе нормальных уравнений вектор состояния вычисляется по всем измеренным параметрам режима. В методе контрольных уравнений вектор

состояния вычисляется по части измерений (базисные измерения). Количество остальных измерений (избыточные) определяют число контрольных уравнений, используемых в качестве ограничений. Представлены алгоритм формирования контрольных уравнений и алгоритм оценивания МДР, в котором учтены ограничения на измеренные параметры режима.

4. Разработан метод вычисления весовых коэффициентов ПИ МДП, в основе которого лежит метод равномерного поиска. Системные ограничения, которые учитываются при вычислении весовых коэффициентов ПИ МДП, представлены в виде неравенств.

5. Представлен алгоритм вычисления весовых коэффициентов ПИ МДП для разнообразных условий работы ЭЭС. Каждое условие описывается вектором измерений и вектором ограничений. Формирование базы данных измерений и базы данных системных ограничений выполняется в имитационном эксперименте. Главным условием имитационного эксперимента является максимальное приближение к действительным параметрам режима. Максимальное приближение достигается за счет использования типовых или реальных графиков нагрузки во всех нагрузочных узлах при моделировании функционирования ЭЭС. База данных весовых коэффициентов ПИ МДП создается в процессе выполнения оценивания МДР по каждому характерному срезу измерений.

6. Дано описание ИНС Кохонена, которые используются для уменьшения размерности множеств измерений и ограничений (off line) и для распознавания характеристик условий работы ЭЭС (on-line). Процесс формирования окружения ИНС: структуры ИНС, обучающего и тестового задачников, выбора начальных условий реализуется off line. Обучающий и тестовый задачники формируются из векторов срезов измерений и ограничений. В работе созданы две ИНС, одна из которых обучается классифицировать векторы измерений, а вторая обучается классифицировать векторы ограничений.

7. Выполнен сравнительный анализ разработанного метода оценивания МДР с методами вычисления МДП, описанными в научной литературе и подробно

представленными в главе 1 с целью определения места разработанного метода среди известных методов. Предложенный метод оценивания МДР основан на методе оценивания состояния с внесением в него некоторых свойств известных методов вычисления МДП.

8. Выполнены расчеты и проанализированы параметры результирующего режима с учетом и без учета регулирующего эффекта нагрузки. Регулирующий эффект нагрузки моделировался представлением нагрузки в виде проводимости и СХН. Значение проводимости нагрузки вычисляется по измеренным параметрам режима. Статические характеристики нагрузки описываются полиномами. При наличии точных измерений, по которым вычисляется проводимость, методы оценивания состояния позволяют учесть регулирующий эффект нагрузки. При выборе СХН для нагрузок, в составе которых имеются крупные промышленные предприятия, напряжение в рассматриваемом узле повышается за счет уменьшения потребления реактивной мощности. Значения максимально допустимых перетоков во всех расчетах оценивания МДР остаются в пределах точности измерений. Это означает, что в некоторых случаях рекомендации по управляющим воздействиям для получения максимально допустимых перетоков могут оказаться некорректными без учета регулирующего эффекта нагрузки.

9. Представлен пример использования разработанного метода для передачи дополнительной мощности из одной ЭЭС в другую. Показано, что передача дополнительной мощности была выполнена без нарушения режимных ограничений, при этом большая часть мощности была передана по контролируемым линиям. Задача решается для заданного условия работы ЭЭС.

Глава 3. Динамическое оценивание состояния для обработки измерительной информации и для краткосрочного прогнозирования параметров режима

3.1. Псевбодинамическое оценивание состояния

В псевбодинамическом ОС динамика процесса учитывается при использовании псевдоизмерений компонент вектора состояния, вычисленных на предыдущем цикле.

Преимущество псевбодинамического ОС перед статическим заключается в его устойчивости к сбоям и потерям данных в измерительной информации. При отсутствии изменений в конфигурации схемы и в составе измерений нет необходимости формировать расчетную схему и проверять наблюдаемость схемы. На рисунке 3.1.1 показан алгоритм псевдоДиОС

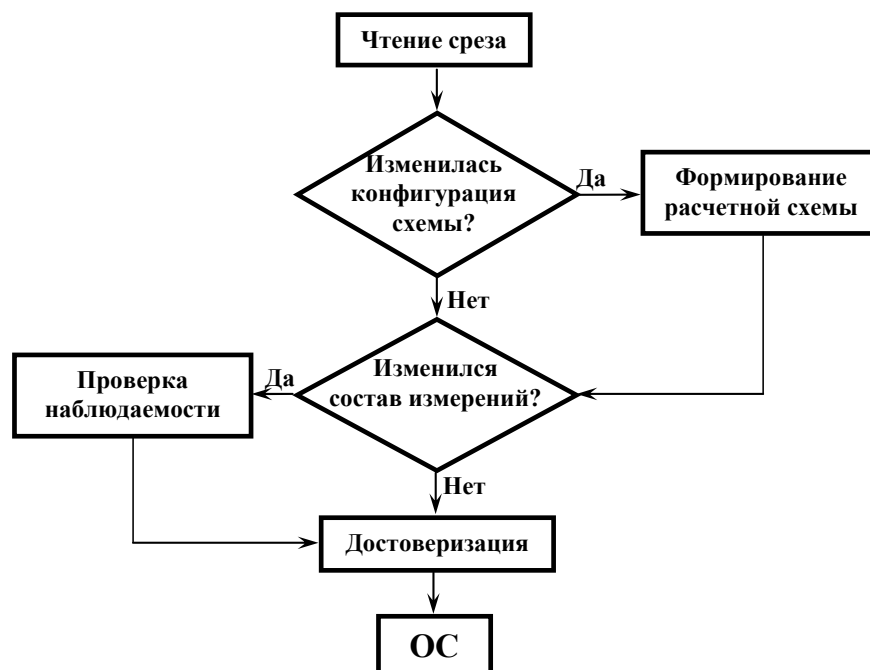


Рис.3.1.1. Схема алгоритма псевдо динамического оценивания состояния

3.2. Динамическое оценивание состояния

3.2.1. Существующие способы формирования фильтра Калмана

Повышение качества результатов задачи ОС, работающей в темпе процесса, возможно путем использования ретроспективной информации о параметрах режима. С этой целью алгоритмы ОС, использующие один срез, дополняются алгоритмами, способными учитывать взаимосвязи между изменяющимися во времени параметрами режима [105], [188], [189], [190], [191], [192], [193], [194]. Задача ОС, исходной информацией для которой является множество срезов, называется динамическим оцениванием состояния.

К настоящему времени разработаны разнообразные методы ДиОС, и большинство из них основаны на фильтре Калмана.

Фильтр Калмана был разработан Рудольфом Калманом для использования в линейных системах [195]. В настоящее время существует много публикаций, посвященных адаптации фильтра Калмана к нелинейным системам.

В [196] дан обзор четырех видов фильтров Калмана: расширенный (обобщенный) фильтр Калмана (EKF), незапланированный (unscented) фильтр Калмана (UKF), групповой (согласованный) фильтр Калмана (EnKF) и частичный фильтр (PF). Главное отличие между ними – это подходы к вычислению среднего значения и ковариационной матрицы ошибок прогнозов компонент вектора состояния. В расширенном фильтре Калмана линеаризация модели динамического процесса выполняется за счет аппроксимации первого порядка. Для вычисления средних значений исследуемых параметров и ковариационной матрицы ошибок прогнозов необходима матрица Якоби, которая получается в процессе линеаризации системы в текущей точке.

В незапланированном фильтре Калмана (UKF) [196], [197], [198] для получения средних значений и ковариационной матрицы ошибок прогноза используется детерминистки-дискретный подход, где сигма точки пропускаются через нелинейную систему. В основу метода положена идея о том, что функцию распределения вероятности случайной величины легче аппроксимировать, чем произвольную нелинейную функцию. Сначала создается множество сигма точек,

которое преобразуется с помощью нелинейной функции. Затем, вычисляются средние значения и ковариационная матрица ошибок оценок. В математическом виде данный метод записывается следующим образом.

Этап предсказания

Вычисляются сигма точки x_{k-1}^i , $i=1,...,2n$. В общем виде массив сигма точек записывается следующим образом

$$x_{k-1}^i = [x_{k-1}, x_{k-1} + (\gamma \sqrt{P_{k-1}}), x_{k-1} - (\gamma \sqrt{P_{k-1}})] \quad i=1,...,2n \quad (3.2.1)$$

$$\gamma = \sqrt{n+k}.$$

Преобразование сигма точек с помощью нелинейной функции

$$x_k^{i-} = f(x_{k-1}^i, u_{k-1}) \quad k \geq 1, i=0,...,2n. \quad (3.2.2)$$

Умножение сигма точек на весовые коэффициенты

$$x_k^- = \sum_{i=0}^{2n} W_i x_k^{i-}, \quad (3.2.3),$$

где весовые коэффициенты могут быть вычислены по формуле

$$W_i = \frac{1}{2(k+n)}. \quad (3.2.4)$$

Вычисление ковариационной матрицы

$$P_k^- = \sum_{i=0}^{2n} W_i (x_k^{i-} - x_k^-) (x_k^{i-} - x_k^-)^T + Q_d. \quad (3.2.5)$$

Этап коррекции

$$x_k = x_k^- + K_k \tilde{y}_k, \quad (3.2.6)$$

$$K_k = P_k^- H_k^T (H_k P_k^- H_k^T + R_d)^{-1}, \quad (3.2.7)$$

$$H_k = \sum_{i=0}^{2n} W_i \tilde{y}_k \tilde{y}_k^T, \quad (3.2.8)$$

$$\tilde{y}_k = z_k - z_k^- \quad k \geq 1, \quad (3.2.9)$$

$$z_k^- = \sum_{i=0}^{2n} W_i z_k^{i-}, \quad (3.2.10)$$

$$z_k^{i-} = h(x_k^{i-}, u_k) \quad k \geq 1, \quad i = 0, \dots, 2n, \quad (3.2.11)$$

$$P_k = (I - K_k H_k) P_k^-, \quad (3.2.12)$$

где x_k^{i-} , W_i – векторы сигма точек и их весов размерностью $2n+1$, k – параметр масштабирования, который управляет сигма точками, z_k – измерение.

В групповом фильтре Калмана [196], [199] используется группа примеров, случайные ошибки для которых формируются с помощью метода Монте-Карло. В математическом виде групповой фильтр записывается следующим образом

$$x_k^{i-} = f(x_{k-1}^i, u_{k-1}) + w_{k-1}^i \quad k \geq 1, \quad i = 1, \dots, n_{enKF}, \quad (3.2.13)$$

$$z_k^{i-} = h(x_k^{i-}, u_k) \quad k \geq 1, \quad i = 1, \dots, n_{enKF}, \quad (3.2.14)$$

$$x_k^- = \frac{1}{n_{enKF}} \sum_{i=1}^{n_{enKF}} x_k^{i-}, \quad (3.2.15)$$

$$z_k^- = \frac{1}{n_{enKF}} \sum_{i=1}^{n_{enKF}} z_k^{i-}, \quad (3.2.16)$$

$$x_k^i = x_k^{i-} + K_k (z_k^i - z_k^{i-}), \quad (3.2.17)$$

$$K_k = P_k^- H_k^T (H_k P_k^- H_k^T + R_d)^{-1}, \quad (3.2.18)$$

$$P_k^- H_k^T = \frac{1}{n_{enKF}} \sum_{i=1}^{n_{enKF}} (x_k^{i-} - x_k^-) (z_k^{i-} - z_k^-)^T, \quad (3.2.19)$$

$$H_k P_k^- H_k^T = \frac{1}{n_{enKF}} \sum_{i=1}^{n_{enKF}} (z_k^{i-} - z_k^-) (z_k^{i-} - z_k^-)^T, \quad (3.2.20)$$

$$z_k^i = z_k + v_k^i, \quad (3.2.21)$$

где n_{enKF} – это общее количество примеров.

Вычислять отдельно ковариационную матрицу P не надо.

Все вышеперечисленные фильтры строятся на допущении о гауссовском распределении измерений и динамического процесса.

В частичном фильтре (PF) [196], [200] реализуется более обобщенный байесовский подход, в котором отсутствует допущение о гауссовском распределении шумов. Подобно групповому фильтру (EnKF), в частичном

фильтре также используется множество примеров для получения распределения вероятности случайных переменных. Различие в том, что РФ применяется к системам не только с гауссовским, но и с другими распределениями. В математическом виде частичный фильтр записывается следующим образом.

$$p\left(x_k \mid u_{1:k-1}, y_{1:k-1}\right) = \sum_{i=1}^{n_{PF}} W_{k-1}^i \delta\left(x - x_{k-1}^i\right), \quad (3.2.22)$$

$$x_k^{i-} = f\left(x_{k-1}^i, u_{k-1}\right) + w_{k-1}^i, \quad (3.2.23)$$

$$\tilde{W}_k^i = W_{k-1}^i \cdot p_{v_k}\left(z_k \mid h\left(x_k^{i-}, u_k\right)\right), \quad (3.2.24)$$

$$W_k^i = \tilde{W}_k^i / \sum_{j=1}^{n_{PF}} \tilde{W}_k^j, \quad (3.2.25)$$

$$x_k = \sum_{i=1}^{n_{PF}} x_k^{i-} W_k^i, \quad (3.2.26)$$

$$N_{eff} \approx \frac{1}{\sum_{i=1}^{n_{PF}} \left(W_k^i\right)^2}. \quad (3.2.27)$$

В диссертационной работе динамическое оценивание состояние реализовано на основе расширенного фильтра Калмана. Выбор расширенного фильтра Калмана связан с тем, что ковариационная матрица ошибок оценивания, используемая в фильтре, вычисляется в процессе оценивания состояния. Далее формирование расширенного фильтра Калмана будет представлено подробно.

3.2.2. Построение модели расширенного фильтра Калмана

Модель измерения

Модель измерений представлена формулой (1.4.2). Для наглядности запишем ее еще раз

$$y = y_{uct} + \xi_y, \quad \xi_y \in N(0, \sigma_y^2), \quad (3.2.28)$$

Модель динамики

Для понимания сущности процесса необходимо определить лежащие в его основе закономерности и представить их в математическом виде. Важным шагом

в этом направлении является введение динамических моделей. Вместе с усовершенствованием математических моделей некоторых событий возрастают требования к точности процедур измерения, оценивания и экстраполяции исследуемых величин. Гаусс предложил рекуррентный вариант процедуры, позволяющий корректировать ранее полученную оценку с учетом вновь поступивших измерений без необходимости повторять все предшествующие вычисления. Гауссовская оценка была усовершенствована посредством введения весового множителя для достижения лучшей оценки по результатам измерений с различными дисперсиями ошибок (гауссовско-марковская оценка) [201].

Модель динамики – это описание реального процесса математическими уравнениями. Используемая модель динамики во многом определяет эффективность динамического ОС. Для короткого интервала прогнозирования параметров режима используются простые модели динамики, в которых случайные колебания параметров режима представляются в виде стационарного гауссовского процесса. Все изменения параметров режима рассматриваются как случайные колебания и относятся в вектор ξ_{ϕ_k} :

$$x_{k+1} = \Phi_k x_k + \xi_{\phi_k}, \quad (3.2.29)$$

где ξ_{ϕ_k} – шум модели, $M(\xi_{\phi_k}) = 0$, $\xi_{\phi_k} \in N(0, \sigma_{\phi_k}^2)$, $\sigma_{\phi_k}^2$ – дисперсия шума модели динамики, Φ_k – матрица перехода из k -ого состояния ЭЭС в $k+1$, H_k – матрица Якоби.

Упрощенная (линейная) модель (3.2.29) соответствует действительности если зависимость вектора состояния от времени достаточно гладкая, интервал упреждения короткий.

Фильтр Калмана

Фильтр Калмана является рекуррентным способом решения задачи ОС по методу наименьших квадратов. Строятся рекуррентные соотношения, в которых оценки k -го момента времени используются при получении оценок в $k+1$ момент времени.

Существуют такие рекуррентные решения, которые позволяют при незначительных изменениях использовать прежние оценки. Новые значения оценок компонент вектора состояния и матрицы ковариации получаются из старых при помощи несложных модификаций. Алгоритм фильтрации Калмана соответствует процедуре гауссовско-марковского рекуррентного оценивания.

Рассматривается линейная система с дискретным временем, и учитываются случайные возмущения входного воздействия (3.2.29) и случайные ошибки измерений.

$$y_k = H_k x_k + \xi_{y_k}, \quad (3.2.30)$$

где x_k – вектор состояния системы в k -ый момент времени (набор параметров режима, который однозначно определяет все остальные параметры режима), H_k – матрица Якоби, ξ_{y_k} – ошибка измерений.

Вектор x_k имеет размерность $2n - 2$, где n – число узлов в схеме. Вектор измерений y_k имеет размерность m . Φ_k представляет собой заданную матрицу известной размерности. Векторы возмущений ξ_{ϕ_k} размерности $2n - 2$ и ошибок измерений ξ_{y_k} размерности m представляют собой векторные случайные процессы типа белого шума. Симметричные, неотрицательно определенные матрицы ковариаций этих процессов заданы

$$E(\xi_{\phi_k} \xi_{\phi_k}^T) = W_k, \quad \xi_{\phi_k} \in (0, \sigma_{\phi_k}^2), \quad E(\xi_{y_k} \xi_{y_k}^T) = R_{y(k)}, \quad \xi_{y_k} \in (0, \sigma_y^2), \quad (3.2.31)$$

где $\sigma_{\phi_k}^2$ – дисперсия шума модели динамики. Случайные ошибки измерений характеризуются нулевым математическим ожиданием и дисперсией, равной σ_y^2 , которая остается постоянной при неизменении характеристики метрологического тракта. Поэтому $R_{y(k)}$ может быть записана как R_y .

Ошибки измерений и вектор возмущений взаимно не коррелированы. Ошибка оценивания вектора состояния определяется как разность истинной величины и полученной оценки

$$\Delta x = x - \hat{x}. \quad (3.2.32)$$

Матрица ковариации определяется соотношением

$$P = E(\Delta x \Delta x^T). \quad (3.2.33)$$

Для построения рекуррентных уравнений предполагается, что $\hat{x}_k$ и P_k в момент времени k известны. Далее величина x экстраполируется в соответствии с уравнением:

$$\tilde{x}_{k+1} = \Phi_k \hat{x}_k. \quad (3.2.34)$$

При этом возмущения $\xi_{\Phi k}$ остаются неучтенными. Для выяснения связи между экстраполированным значением $\tilde{x}$ и знаниями об интересующем векторе x в уравнение (3.2.34) $\hat{x}$ подставляется из (3.2.32)

$\tilde{x}_{k+1} = \Phi_k (\Delta x_k - x_k) = \Phi_k x_k - \Phi_k \Delta x_k$. Из уравнения (3.2.29) $\Phi x_k = x_{k+1} - \xi_{\Phi k}$, следовательно

$$\tilde{x}_{k+1} = x_{k+1} - \Phi_k \Delta x_k - \xi_{\Phi k}. \quad (3.2.35)$$

В правой части стоит искомый вектор x_{k+1} , сложенный с ошибками $\Phi \Delta x_k$, $\xi_{\Phi k}$. Обозначим матрицу ковариации этих ошибок через M

$$M_{k+1} = E(\Phi_k \Delta x_k + \xi_{\Phi k})(\Delta x_k^T \Phi_k^T + \xi_{\Phi k}^T),$$

$$M_{k+1} = E(\Phi_k \Delta x_k \Delta x_k^T \Phi_k^T + \xi_{\Phi k} \Delta x_k^T \Phi_k^T + \xi_{\Phi k}^T \Phi_k \Delta x_k + \xi_{\Phi k} \xi_{\Phi k}^T).$$

Ввиду некоррелированности ошибок оценивания и ошибок модели

$$E(\xi_k \Delta x_k^T \Phi_k^T) = 0; \quad E(\xi_{\Phi k}^T \Phi_k \Delta x_k) = 0 \quad (3.2.36)$$

получаем, что $M_{k+1} = \Phi_k E(\Delta x_k \Delta x_k^T) \Phi_k^T + E(\xi_{\Phi k} \xi_{\Phi k}^T)$.

Матрица M интерпретируется как матрица ковариации ошибок экстраполяции или матрица ковариации ошибок прогноза.

Уравнение (3.2.35) представляется уравнением, в котором учтена совокупность ранее полученных результатов наблюдений для определения x_{k+1} . Дополнительные измерения поступают в соответствии с уравнением наблюдения (3.2.30). Это уравнение используется, чтобы улучшить оценки вектора состояния.

Уравнения (3.2.29), (3.2.30) представим в виде системы :

$$\begin{bmatrix} \tilde{x}_{k+1} \\ y_{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ H_{k+1} \end{bmatrix} x_k + \begin{bmatrix} -\Phi_k \Delta x_k - \xi_{\Phi k} \\ \xi_y \end{bmatrix}$$

или

$$z = Dx_{k+1} + s$$

$$E\{ss^T\} = S = \begin{bmatrix} M_{k+1} & 0 \\ 0 & R_y \end{bmatrix}$$

$$\hat{x}_{k+1} = P_{k+1} D_{k+1} S^{-1} z, \quad (3.2.37)$$

$$\text{где } P = (D^T S^{-1} D)^{-1} \quad (3.2.38)$$

$$D' S^{-1} = \begin{bmatrix} I & H_{k+1}^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M_{k+1}^{-1} & 0 \\ 0 & R_y^{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{k+1}^{-1} & H_{k+1}^T R_y^{-1} \end{bmatrix}, \quad (3.2.39)$$

$$D' S^{-1} D = \begin{bmatrix} M_{k+1}^{-1} & H_{k+1}^T R_y^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ H_{k+1} \end{bmatrix}, \quad (3.2.40)$$

$$D' S^{-1} z = \begin{bmatrix} M_{k+1}^{-1} & H_{k+1}^T R_y^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{x}_{k+1} \\ y_{k+1} \end{bmatrix}. \quad (3.2.41)$$

Подстановка (3.2.40) в (3.2.37) дает

$$\hat{x}_{k+1} = P_{k+1} (M_{k+1}^{-1} \tilde{x}_{k+1} + H_{k+1}^T R_y^{-1} y_{k+1}). \quad (3.2.42)$$

Подстановка (3.2.39) в (3.2.38) дает

$$P_{k+1} = M_{k+1}^{-1} + H_{k+1}^T R_y^{-1} H_{k+1}. \quad (3.2.43).$$

Множитель в (3.2.41) перед y_{k+1} является коэффициентом усиления:

$$K_{k+1} = P_{k+1} H_{k+1}^T R_y^{-1}.$$

Уравнение (3.2.42) умножаем слева на P .

$$I = P_k M_k^{-1} + K_k H_k. \quad (3.2.44)$$

Уравнение (3.2.44) умножается на M справа

$$M_k = P_k + K_k H_k M_k. \quad (3.2.45)$$

Уравнение (3.2.45) умножаем на H^T и приписываем к первому слагаемому в правой части $R^{-1}R$:

$$M_k H_k^T = P_k H_k^T R_y^{-1} R_y + K_k H_k M_k H_k^T$$

$$M_k H_k^T = K_k R_y + K_k H_k M_k H_k^T = K_k (R_y + H_k M_k H_k^T). \quad (3.2.46)$$

Это уравнение решается относительно K

$$K_k = M_k H_k^T (R_y + H_k M_k H_k^T)^{-1}. \quad (3.2.47)$$

Таким образом, алгоритм рекуррентной гауссовско-марковской фильтрации системы (3.2.29), (3.2.30), находящейся под действием случайных возмущений, состоит в следующем:

Фильтр

$$\tilde{x}_{k+1} = \Phi \hat{x}_k,$$

$$\hat{x}_{k+1} = P_{k+1} (M_{k+1}^{-1} \tilde{x}_{k+1} + H_{k+1}^T R_y^{-1} y_{k+1}).$$

Матрицы ковариации ошибки и матрицы усиления

$$M_{k+1} = \Phi_k P_k \Phi_k^T + W_k, \quad (3.2.48)$$

$$K_k = M_k H_k^T (R_y + H_k M_k H_k^T)^{-1}, \quad (3.2.49)$$

$$P_k = M_k - K_k H_k M_k. \quad (3.2.50)$$

3.2.3. Применение расширенного фильтра Калмана для ДиОС

При формировании фильтра Калмана имеется допущение о наличии измерений всего вектора состояния. Это означает, что в ЭЭС должны быть измерены модули и фазы напряжений во всех узлах, что является невыполнимым условием в большинстве случаях.

Целевая функция динамического ОС выглядит следующим образом:

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)) + (\tilde{x} - x)^T M^{-1} (\tilde{x} - x), \quad (3.2.51)$$

где $\tilde{x}$ – прогноз компонент вектора состояния.

В соответствии с данным критерием определяются оценки компонент вектора состояния по измеренным и прогнозным значениям параметров режима. В целевой функции измеренные и прогнозные значения представлены разными слагаемыми. Второе слагаемое учитывает историю процесса. В качестве весовых

коэффициентов для прогнозов компонент вектора состояния используется матрица M^{-1} , обратная ковариационной матрице ошибок прогноза.

Для определения оценок наиболее близких к измеренным и прогнозным параметрам режима минимизируется критерий взвешенных наименьших квадратов суммы отклонений измерений от оценок и отклонений прогнозов измеряемых компонент вектора состояния от измерений (3.2.51) по вектору состояния:

$$\frac{\partial J}{\partial x} = 0 .$$

Задача ДиОС сводится к решению системы уравнений

$$H_k^T R_y^{-1} (\bar{y}_{(k)} - y_k(x)) = 0 ,$$

$$M_k^{-1} (\tilde{x}_k - x_k) = 0 ,$$

которая может быть записана в виде

$$H_{f(k)}^T R_{f(k)}^{-1} (\bar{y}_{f(k)} - y_{(k)}(x)) = 0 ,$$

где $H_{f(k)} = \begin{bmatrix} H_k \\ H_{m(k)} \end{bmatrix}$ размерностью $[m + 2n - 2 \times 2n - 2]$ в отличие от матрицы

Якоби, сформированной в статическом оценивании состояния размерностью $[m \times 2n - 2]$, $R_f = \begin{bmatrix} R_y & 0 \\ 0 & M_k \end{bmatrix}$ размерностью $[m + 2n - 2 \times m + 2n - 2]$, $\bar{y}_f = \begin{bmatrix} \bar{y} \\ \tilde{x} \end{bmatrix}$ размерностью $[m + 2n - 2 \times 1]$.

Вследствие нелинейной зависимости $y(x)$, задача решается итеративно методом Ньютона. На каждой итерации i система линеаризуется и решается система линейных уравнений, в которой вектор поправок вычисляется по формуле

$$\Delta x_k^i = P_{f(k)}^i H_{f(k)}^{T(i)} R_f^{-1} (\bar{y}_f - y(x_k^i)) , \quad (3.2.52)$$

$$P_{f(k)}^i = (H_{f(k)}^{T(i)} R_f^{-1} H_{f(k)}^i)^{-1} .$$

3.2.4. Формирование расширенного разделенного фильтра Калмана

Фильтр Калмана может быть сформирован только для измеренных (или указанных) компонент вектора состояния. В этом случае все компоненты вектора состояния делятся на измеренные $m1$ и неизмеренные ($[2n - m1]$) [202].

Факт отсутствия измерений всех компонент вектора состояния ($m1$ вместо $2n$) при использовании фильтра Калмана учитывается введением матриц H_n , H_{not} , P_n , P_{not} . Матрица H_n имеет размерность $[m \times m1]$, H_{not} имеет размерность $[m \times 2n - 2 - m1]$. Ковариационные матрицы ошибок оценивания компонент вектора состояния P_n размерностью $[m1 \times m1]$ и P_{not} размерностью $[2n - 2 - m1 \times 2n - 2 - m1]$ вычисляются по формулам

$$P_{not(k)} = (H_{not(k)}^T R_y^{-1} H_{not(k)})^{-1}, \quad (3.2.53)$$

$$P_{n(k)} = (H_{n(k)}^T R^{-1} H_{n(k)})^{-1}, \quad (3.2.54)$$

или при использовании рекуррентных соотношений:

$$P_{n(k)} = M_k - K_k H_{n(k)} M_k, \quad K_k = M_k H_{n(k)}^T (R + H_{n(k)} M_k H_{n(k)}^T)^{-1} \quad (3.2.55)$$

где M_k имеет размерность $[m1 \times m1]$, K_k имеет размерность $[m1 \times m]$.

3.2.5. Настройка фильтра Калмана для ДиОС

В процессе настройки фильтра Калмана первый срез обрабатывается с помощью статического оценивания состояния, $N1$ срезов обрабатываются с помощью псевбодинамического оценивания состояния и следующие срезы обрабатываются с помощью динамического оценивания состояния.

Задача динамического оценивания состояния может быть разбита на три ступени, на каждой из которых обрабатывается определенное количество срезов: задание начальных условий, обучение или регулировка фильтра Калмана, использование обученного фильтра Калмана для фильтрации ошибок в измерениях и для прогнозирования параметров режима.

Под *заданием начальных условий* понимается определение начальных параметров модели динамики. При решении задачи с помощью рекуррентных

соотношений данная процедура является обязательной. Из уравнений (3.2.48), (3.2.49) видно, что для вычисления ковариационной матрицы ошибок прогноза необходимы ковариационные матрицы P , W и матрица перехода Φ .

Матрица перехода может быть принята единичной матрицей вследствие малого времени между двумя состояниями системы или вычислена по ретроспективной информации.

Для определения ковариационной матрицы ошибок оценивания компонент вектора состояния выполняется статическое оценивание состояния, и данная матрица вычисляется по формуле [105]

$$P = (H^T R_y^{-1} H)^{-1}, \quad (3.2.56)$$

где H – матрица Якоби.

На рисунке 3.2.1 в схематическом виде показан процесс ДиОС с указанием двух ступеней (римские цифры) и трех этапов для второй ступени.

Процесс *регулировки фильтра Калмана* выполняется в три этапа. На первом и втором этапах накапливается информация для вычисления ковариационной матрицы ошибок модели ($\sigma_{\phi_k}^2$). С этой целью составляется выборка из k строк (где $k > 2$). Каждая строка состоит из mI элементов. В качестве элементов этой выборки используется разность между прогнозом и оценкой на срезе k $\Delta_{kj} = \tilde{x}_{kj} - \hat{x}_{kj}$, где j – номер измерения $\tilde{x}_{kj} = \hat{x}_{(k-1)j}$, если k является первым срезом, на котором начинается прогнозирование. Дисперсия шума модели определяется следующим образом:

$$\sigma_{\phi kij}^2 = E(\Delta_{kj}, \Delta_{ki}^T) \text{ при } i = j, \sigma_{\phi kij}^2 = \sigma_{\phi kij}^2 \text{ при } i \neq j, \sigma_{\phi kij}^2 = 0. \quad (3.2.57)$$

На первом этапе (рисунок 3.2.1, II(1)) выполняется псевбодинамическое оценивание состояния. Результатом работы первого этапа является, вычисленная за k (где $k > NI$, возможно $NI=2$) срезов матрица ковариации шума модели W , которая состоит из σ_{ϕ}^2 .

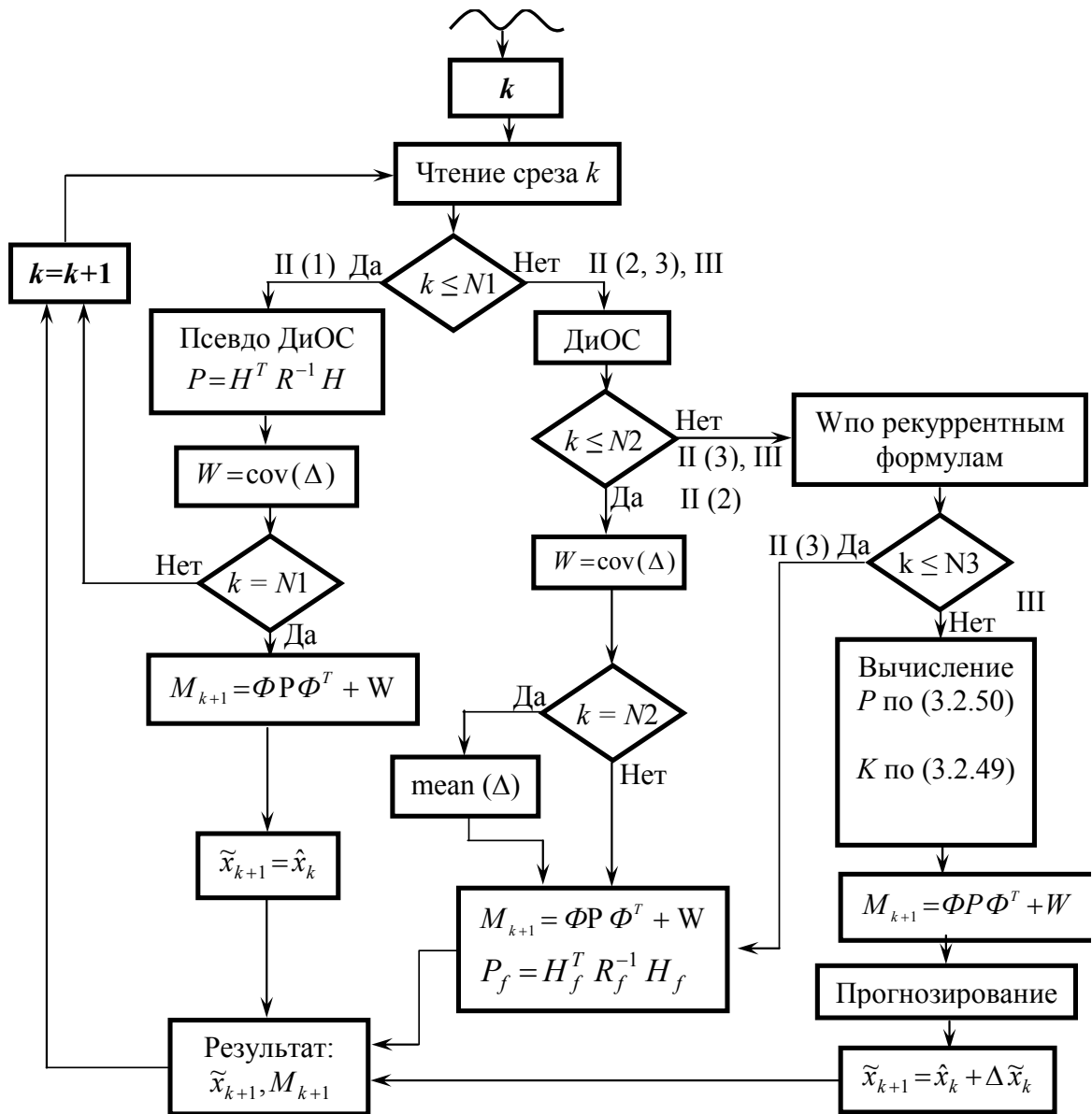


Рис. 3.2.1. Схема выполнения ДиОС (вторая и третья ступени)

На последнем срезе первого этапа (рисунок 3.2.1, $k=N1$) вычисляется ковариационная матрица ошибок прогноза по формуле

$$M_{k+1} = \Phi_k P_k \Phi_k^T + W_k, \quad (3.2.58)$$

где размерность матрицы Φ $[m + m1 * 2n - 2]$. Значения прогнозов компонент вектора состояния на следующем цикле обработки будут равны полученным на данном цикле оценкам.

Начиная со второго этапа второй ступени (рисунок 3.2.1., II, 2) выполняется динамическое оценивание состояния без деления на измеренные и

неизмеренные компоненты вектора состояния. Результатом работы второго этапа (3.2.1., $k=N2$) является вычисленная за k срезов матрица ковариации шума модели W , которая состоит из σ_{ϕ}^2 , и среднее значение разностей между оценкой и прогнозом измеряемого напряжения (модуля и фазы) $\mu_j = \sum_{r=1}^k \Delta_{rj}$.

На третьем этапе дисперсии шума модели динамики определяются по рекуррентным соотношениям:

$$\mu_{(k+1)j} = (1 - \alpha) \mu_{kj} + \alpha \Delta_{(k+1)j}, \quad (3.2.59)$$

$$\sigma_{\phi(k+1)j}^2 = (1 - \alpha) \sigma_{\phi kj}^2 + \alpha (\Delta_{(k+1)j} - \mu_{(k+1)j})^2, \quad (3.2.60)$$

где $0 < \alpha < 1$ – коэффициент забывания.

После стабилизации данной статистики (рисунок 3.2.1, III) фильтр Калмана считается настроенным и ковариационная матрица ошибок оценивания компонент вектора состояния вычисляется по (3.2.50).

Результатом динамического оценивания состояния, выполненного по измеренным и прогнозным параметрам режима, являются оценки всех параметров режима (УР), а также ковариационная матрица ошибок прогноза, экстраполированная на следующий цикл обработки данных. Таким образом, данная матрица используется для фильтрации случайных ошибок в измерениях, затем, после ее уточнения (экстраполяции) в конце итерационного процесса, применяется для прогнозирования измеряемых компонент вектора состояния.

3.3. Фильтрация случайных ошибок в измерениях

Фильтрация случайных ошибок в измерениях с помощью динамического оценивания состояния отличается от статического ОС наличием дополнительных уравнений, которые учитывают историю процесса и, тем самым, делают алгоритм более инерционным. Это свойство алгоритма способствует сглаживанию случайных ошибок. Дисперсии оценок измеряемых компонент вектора состояния, полученных с помощью ДиОС меньше дисперсий оценок, полученных с помощью статического ОС. При наличии измерений модуля и фазы напряжения на обоих концах линии дисперсии оценок перетоков также будут меньше.

В этом случае, важным является выбрать правильную длину истории, так чтобы, с одной стороны, история процесса не поглотила новые данные, а, с другой стороны, чтобы новые данные не подавили историю процесса. В данной работе величина α выбирается эмпирическим путем.

3.3.1. Вычисление матрицы перехода Φ

Элементы матрицы Φ вычисляются по ретроспективной информации. В [125], [126] матрица перехода Φ вычисляется заранее, используя экспоненциальное сглаживание Хольта. В диссертации формирование матрицы Φ выполняется по следующему алгоритму:

1. Ретроспективная информация об измеренных фазе и модуле напряжения представляется в виде массива размерности $[K \times ml \times G]$, где K – количество измерений компонент вектора состояния в сутки (число срезов за сутки), ml – количество измеряемых компонент вектора состояния, G – количество точек для момента времени, который анализируется (количество рассматриваемых суток). На рисунке 3.3.1 данная матрица показана в наглядном виде.

2. Определяются особые точки для каждой компоненты вектора состояния – номера срезов, на которых происходит изменение режима – по формуле

$$|x_{k+1} - x_k| < d, \quad d = 3\sqrt{2\sigma^2}, \quad (3.3.1)$$

где σ^2 – диагональный элемент матрицы R_y . Выполнение условия (3.3.1) означает, что при переходе ЭЭС из состояния k в состояние $k+1$ изменение режима не произошло и элемент матрицы Φ – f_{jki} – равен единице, где j – момент времени, когда выполнялось измерение напряжения, i – компонента вектора состояния.

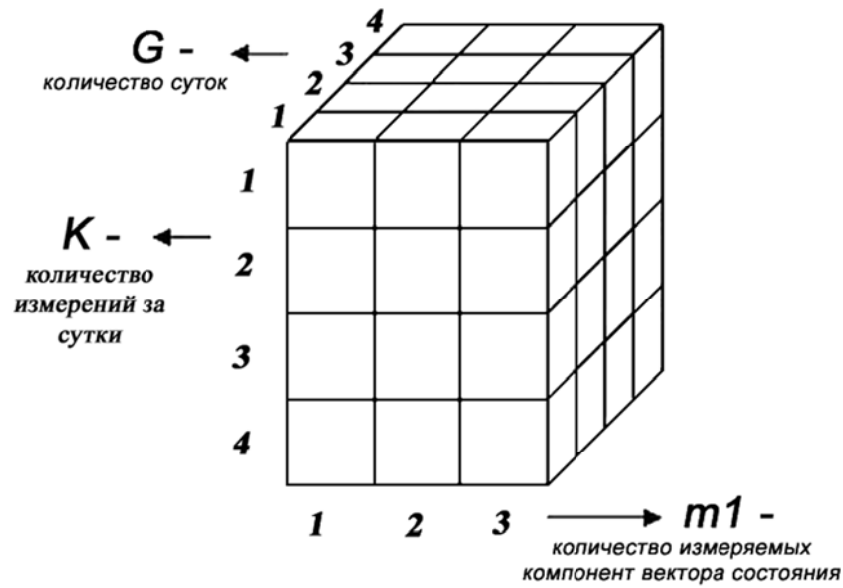


Рис.3.3.1. Вид матрицы перехода (первоначальный вариант)

3. Заполнение массива Φ для среза $k+1$ в соответствии с правилом

$$f_{jki} = 1 \text{ при выполнении условия (3.3.1)}$$

$$f_{jki} = \frac{x_{k+1}}{x_k} \text{ при невыполнении (3.3.1).}$$

4. Преобразование матрицы Φ размерности $[K \times m1 \times G]$ в матрицу Φ размерности $[K \times m1]$. Каждый элемент f_{ki} матрицы Φ вычисляется по формуле

$$f_{ki} = \frac{1}{G} \sum_{j=1}^G f_{jki} .$$

Полученная матрица Φ имеет вид:

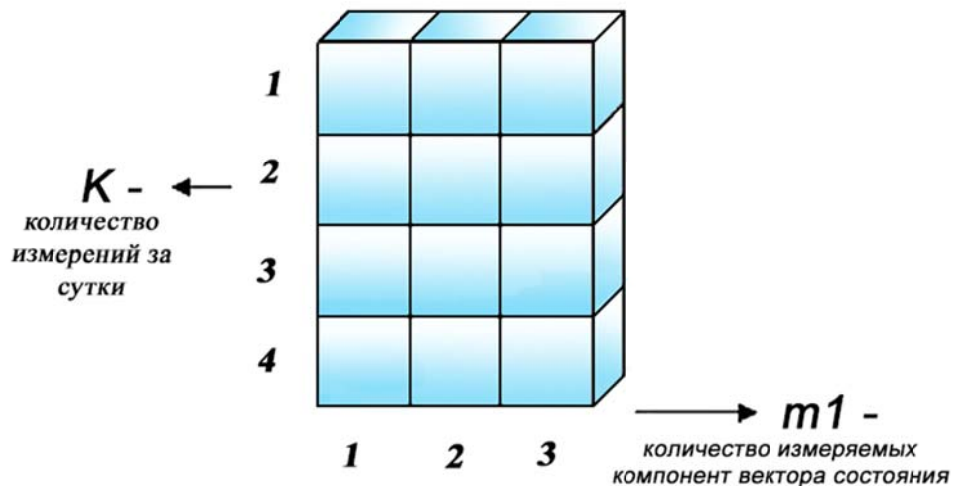


Рис.3.3.2. Вид матрицы перехода (промежуточный вариант)

5. Каждая строка матрицы Φ преобразуется в диагональную матрицу Φ размерностью $[m1 \times m1 \times K]$ (рисунок 3.3.3).

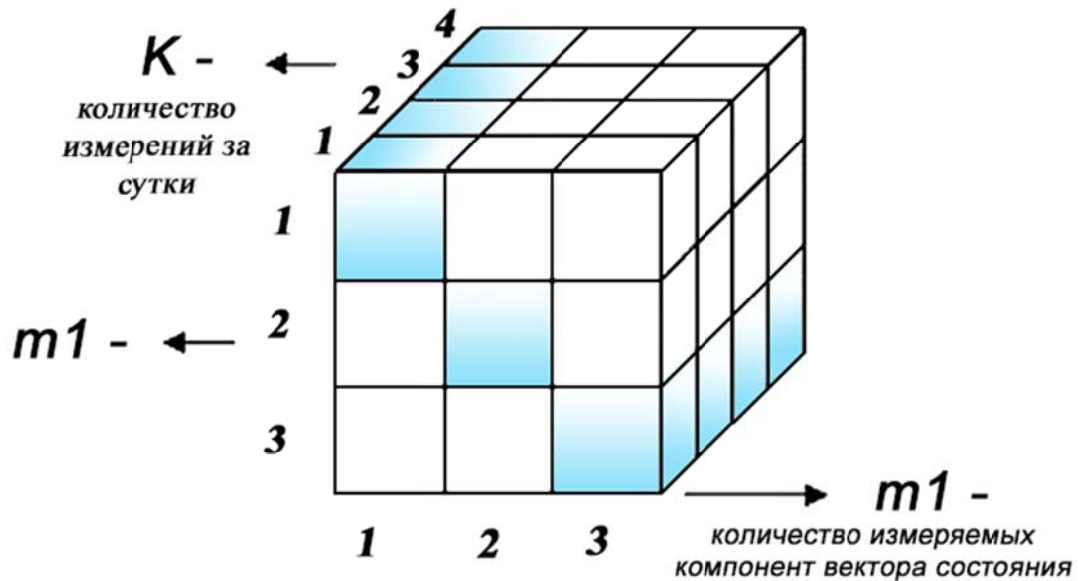


Рис.3.3.3. Вид матрицы перехода (окончательный вариант)

3.3.2. Алгоритм динамического оценивания состояния на базе расширенного фильтра Калмана

Алгоритм динамического оценивания состояния на базе расширенного фильтра Калмана

Динамическое оценивание состояния режима по срезу k , выполняется по следующему алгоритму.

1. Считывание среза k (вектор измерений $\bar{y}_k$). Задание начальных условий $\tilde{x}_k[2n-2]$, $M[2n-2 \times 2n-2]$, где $[2n-2]$ – количество вычисляемых компонент вектора состояния.
2. Задание исходных приближений компонент вектора состояния. В качестве исходных приближений используются измерения компонент вектора состояния, при отсутствии таковых берутся результаты ОС предыдущего среза ($\hat{x}_{k-1}$).
3. Вычисление матрицы производных H размерностью $[m \times 2n-2]$ в заданной точке.
4. Вычисление $y_f^i = \bar{y}_f - y_f(x^i)$, где i – номер итерации.

5. Вычисление ковариационных матриц P^i . При $k < N3$, где $N3$ определяет количество срезов, после которого используются рекуррентные соотношения

$$P^i = (H^{T(i)} R^{-1} H^i)^{-1},$$

при $k \geq N3$

$$P^i = M - K^i H^i M, \quad K^i = M H^{T(i)} (R + H^i M H^{T(i)})^{-1}.$$

6. Вычисление поправки к компонентам вектора состояния

$$\Delta x^{(i)} = P^i (H^{T(i)} R^{-1} (\bar{y} - y(x^i)) + M^{-1} (\tilde{x} - x^i)).$$

7. Вычисление значений компонент вектора состояния

$$x^{i+1} = x^i + \Delta x^i.$$

8. Если $\Delta x_k^{i+1} < \xi$, то переход на п.9. Иначе на 3.

9. Расчет параметров установившегося режима по вектору состояния.

10. Вычисление компонент ковариационной матрицы шума модели динамики W_k по (3.2.59), (3.2.60) или $W_k = \text{diag}(\text{var}(\hat{x}_{k-1} - \hat{x}_k))$ при $k < N2$.

11. Вычисление ковариационной матрицы ошибок прогноза M_{k+1}

$$M_{k+1} = \Phi_{k+1} P_k \Phi_{k+1}^T + W_k.$$

12. Проверка корректности работы фильтра. Если да, то переход на п.1.

13. Конец работы алгоритма.

Алгоритм динамического оценивания состояния на базе расширенного разделенного фильтра Калмана

Динамическое оценивание состояния режима по срезу k , где $k \leq N2$ ($N2$ – количество срезов, на которых не используются рекуррентные соотношения), выполняется по следующему алгоритму.

1. Считывание среза k ($\bar{y}_k$). Задание начальных условий $\tilde{x}_k[m1] = \hat{x}_{k-1}[m1]$, $M[m1 \times m1]$, где $m1$ – количество измеряемых компонент вектора состояния.

2. Задание исходных приближений компонент вектора состояния. В качестве исходных приближений используются измерения вектора состояния, при отсутствии таковых берутся результаты ОС предыдущего среза ($\hat{x}_{k-1}$).

3. Вычисление матрицы производных $H_f^i = \frac{\partial y_f}{\partial x}$ в заданной точке, где i – номер итерации.

4. Вычисление $y_f^i = \bar{y}_f - y_f(x^i)$.

5. Вычисление ковариационной матрицы $P^i = P_f^i$ по

$$P_f^i = (H_f^{T(i)} R_f^{-1} H_f^i)^{-1}.$$

6. Вычисление поправки к компонентам вектора состояния

$$\Delta x^i = P_f^i H_f^{T(i)} R_f^{-1} (\bar{y}_f - y_f(x^i)).$$

7. Вычисление значений компонент вектора состояния

$$x^{i+1} = x^i + \Delta x^i$$

8. Если $\Delta x^i < \xi$, то на п.9. Иначе 3.

9. Расчет параметров установившегося режима по вектору состояния.

10. Преобразование матрицы H_f размерностью $[(m + m1) \times (2n - 2)]$ в матрицу H_n размерностью $[m \times m1]$.

11. Вычисление ковариационной матрицы P_n^i

$$P_n^i = (H_n^{T(i)} R_n^{-1} H_n^i)^{-1}.$$

12. Вычисление компонент ковариационной матрицы шума модели динамики W_k по

$$W_k = \text{diag}(\text{var}(\hat{x}_{k-1} - \hat{x}_k))$$

13. Вычисление ковариационной матрицы ошибок прогноза M_{k+1}

$$M_{k+1} = \Phi_{k+1} P_{n(k)} \Phi_{k+1}^T + W_k$$

14. Проверка $k < N2$. Если да, то переход на п.1.

15. Переход на следующую ступень алгоритма.

Динамическое оценивание состояния режима по срезу k , где $k > N3$, выполняется по следующему алгоритму.

1 Считывание среза k ($\bar{y}_k$). Задание начальных условий $\tilde{x}_k[m1]$, $M[m1 \times m1]$, где $m1$ – количество измеряемых компонент вектора состояния.

2 Задание исходных приближений компонент вектора состояния. В качестве исходных приближений используются измерения вектора состояния, при отсутствии таковых берутся результаты ОС предыдущего среза ($\hat{x}_{k-1}$).

3 Вычисление матрицы производных H^i в заданной точке i .

4 Вычисление $y_f^i = \bar{y}_f - y_f(x^i)$.

5 Преобразование матрицы H^i размерностью $[m \times 2n - 2]$ в матрицу H_n^i размерностью $[m \times m1]$ и H_{not} размерностью $[m \times 2n - 2 - m1]$.

6 Вычисление ковариационных матриц P_n^i и P_{not}^i

$$P_{not}^i = (H_{not}^{T(i)} R^{-1} H_{not}^i)^{-1}$$

$$P_n^i = M - K^i H_n^i M, \quad K^i = M H_n^{T(i)} (R + H_n^i M H_n^{T(i)})^{-1}.$$

7 Вычисление поправки к компонентам вектора состояния

для неизмеряемых компонент $\Delta x^{n(i)} = P_{not}^i H_{not}^{T(i)} R^{-1} (\bar{y} - y(x^i))$,

для измеряемых компонент $\Delta x^{m(i)} = P_n^i (H_n^{T(i)} R^{-1} (\bar{y} - y(x^i)) + M^{-1} (\tilde{x} - x^i))$.

8 Вычисление значений компонент вектора состояния

$$x^{i+1} = x^i + \Delta x^i.$$

9 Если $\Delta x_k^{i+1} < \xi$, то переход на п.10. Иначе на 3.

10 Расчет параметров установившегося режима по вектору состояния.

11 Вычисление компонент ковариационной матрицы шума модели динамики W_k по (3.2.59), (3.2.60).

12 Вычисление ковариационной матрицы ошибок прогноза M_{k+1}

$$M_{k+1} = \Phi_{k+1} P_{n(k)} \Phi_{k+1}^T + W_k$$

13 Проверка корректности работы фильтра. Если да, то переход на п.1.

14 Конец работы алгоритма.

Разделение компонент вектора состояния по признаку измеренных и неизмеренных параметров создает расширенный разделенный фильтр Калмана, в котором вычисление поправок к измеренным и неизмеренным переменным является независимым процессом и, следовательно, может быть организовано параллельно (рисунок 3.3.4).

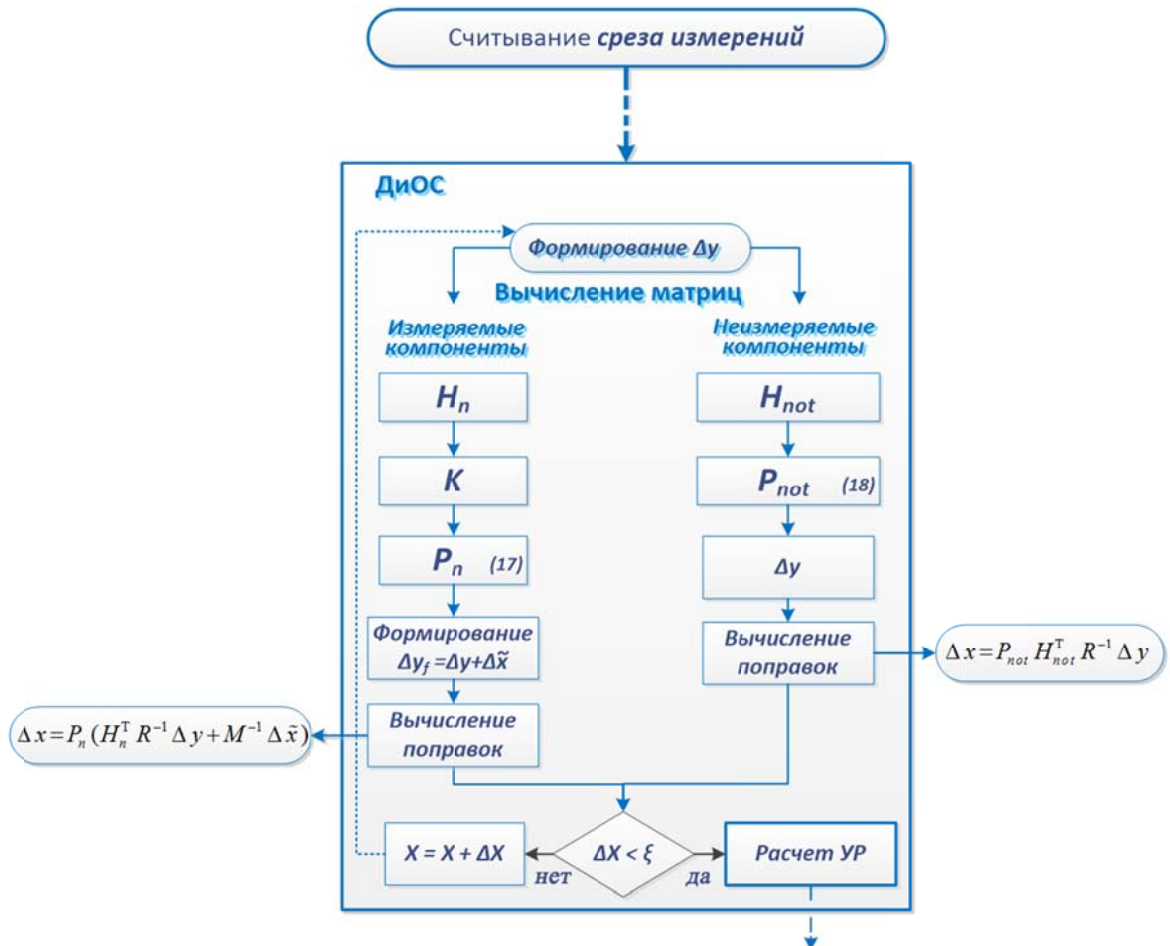


Рис. 3.3.4. Укрупненная схема алгоритма ДиОС

3.3.3. Критерий качества фильтрации

Точность оценивания определяется по формуле:

$$\phi_{оц} = \sum_{i=1}^m \frac{(\bar{y}_i - \hat{y}_i)^2}{\sigma_{(y)i}^2} + \sum_{j=1}^{m1} \frac{(\bar{x}_j - \tilde{x}_j)^2}{\sigma_{(M)j}^2}, \quad (3.3.2)$$

где $\sigma_{(y)i}^2$ – дисперсия i -го измерения (компонента матрицы R), $\sigma_{(M)j}^2$ – ковариация ошибки прогноза измерения j -ой компоненты вектора состояния (компонента матрицы M).

Одним из путей проверки корректности работы фильтра является использование в качестве измерений параметров установившегося режима. В этом случае увеличение ковариационной матрицы прогноза происходит из-за наличия ошибки в модели.

3.4. ДиОС для прогнозирования измерительной информации

Направление развития динамической системы может быть спрогнозировано при наличии математической модели этой системы. Заданная математическая модель динамики (3.2.29) и имеющиеся входные воздействия (3.2.30), с помощью которых данная модель уточняется на каждом цикле, позволяют построить инструмент – фильтр Калмана, способный экстраполировать процесс на короткое время вперед. В данной работе под экстраполированием процесса понимается прогнозирование компонент вектора состояния. Вектор состояния прогнозируется согласно выбранной модели динамики.

В диссертации рассматривается процесс прогнозирования, выполненный с помощью расширенного фильтра Калмана и расширенного разделенного фильтра Калмана. Расширенный фильтр Калмана используется для прогнозирования $2n-2$ компонент вектора состояния. При использовании ДиОС, реализованного на базе расширенного разделенного фильтра Калмана, выполняется прогнозирование только измеряемых компонент вектора состояния. В качестве прогнозов для неизменяемых компонент вектора состояния служат оценки, вычисленные по предыдущему срезу измерений. По прогнозному вектору состояния выполняется расчет всех параметров режима.

Прогнозирование компонент вектора состояния с помощью расширенного фильтра Калмана

Процесс прогнозирования компонент вектора состояния рассматривается как динамическое ОС (рисунок 3.2.1, $k > N_3$) при допущении, что дисперсии измерительной информации намного больше дисперсии ошибки прогнозирования. Этот случай может быть интерпретирован как отсутствие измерений. Следовательно, оценивание предстоящего состояния ЭЭС выполняется по прогнозным данным. Матрица, обратная ковариационной

матрице ошибок прогноза, используется в качестве весовых коэффициентов прогнозных компонент вектора состояния.

Компоненты вектора состояния вычисляются по формуле

$$\tilde{x}_{k+1} = \hat{x}_k + \Delta\tilde{x}_k, \quad (3.4.1)$$

или при учете матрицы перехода

$$\tilde{x}_{k+1} = \Phi\hat{x}_k + \Delta\tilde{x}_k, \quad (3.4.2)$$

где $\tilde{x}_{k+1}$ – прогноз компонент вектора состояния, $\Delta\tilde{x}_k$ – поправка, вычисленная по прогнозным данным.

Из сопоставления формул 3.4.1 и 3.2.29 видно, что поправка представляет собой ошибку прогнозирования ξ_Φ . При единичной матрице Φ , именно поправка включает в себя изменение в состоянии системы. Следовательно, для вычисления прогнозных значений главной задачей является определение поправки $\Delta\tilde{x}$. В данной работе эта проблема решается с помощью динамического оценивания состояния, где наличие экстраполированной матрицы M_{k+1} позволяет вычислить значение поправки в предстоящий момент времени.

Поправки к оценкам компонент вектора состояния вычисляются по формуле

$$\Delta\tilde{x}_k = P_k M_{k+1}^{-1} (\tilde{x}_k - \bar{x}_k), \quad (3.4.3)$$

где исходной информацией на срезе k являются прогнозы компонент вектора состояния $\tilde{x}_k$, ковариационная матрица ошибок прогноза M_{k+1} , ковариационная матрица ошибок оценивания вектора состояния P_k . Далее по (3.4.1) или по (3.4.2) вычисляются оценки компонент вектора состояния $\tilde{x}_{k+1}$, которые используются в качестве прогнозов на следующем цикле. По вектору состояния $\tilde{x}_{k+1}$ вычисляются все параметры режима.

Прогнозирование компонент вектора состояния с помощью расширенного разделенного фильтра Калмана

Для наглядности описания процесса прогнозирования компоненты вектора состояния делятся на две части измеряемые x^H и неизмеряемые x^H .

Измеряемые компоненты вектора состояния вычисляются по формуле

$$\tilde{x}_{k+1}^H = \hat{x}_k^H + \Delta\tilde{x}_k, \quad (3.4.4)$$

или при учете матрицы перехода

$$\tilde{x}_{k+1}^H = \Phi\hat{x}_k^H + \Delta\tilde{x}_k, \quad (3.4.5)$$

где $\tilde{x}^H$ – прогноз измеряемых компонент вектора состояния, $\Delta\tilde{x}_k^H$ – поправка, вычисленная по прогнозным данным

$$\Delta\tilde{x}_k^H = P_k M_{k+1}^{-1} (\tilde{x}_k^H - \bar{x}_k^H). \quad (3.4.6)$$

Прогноз неизмеряемых компонент вектора определяется следующим образом:

$$\tilde{x}_{k+1}^H = \hat{x}_k^H. \quad (3.4.7)$$

Вектор прогнозов компонент вектора состояния имеет вид:

$$\tilde{x}_{k+1} = (\tilde{x}_{k+1}^H, \tilde{x}_{k+1}^H).$$

По вектору состояния $\tilde{x}_{k+1}$ вычисляются все параметры режима.

3.4.1. Критерий качества прогноза

Точность прогнозирования каждой компоненты вектора состояния определяется по критерию

$$\phi_{x(i)} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \frac{|\tilde{x}_i - \hat{x}_i|}{\hat{x}_i}. \quad (3.4.8)$$

где k – количество срезов, i – номер компоненты вектора состояния.

Качество работы расширенного фильтра Калмана определяется следующим образом

$$\phi_x = \frac{1}{2n-2} \sum_1^{2n-2} |\phi_{x(i)}|. \quad (3.4.9)$$

Качество работы расширенного разделенного фильтра Калмана определяется следующим образом

$$\phi_x = \frac{1}{m1} \sum_1^{m1} |\phi_{x(i)}|. \quad (3.4.10)$$

3.5. Примеры фильтрации и прогнозирования

Проверка идентичности и оценка сложности работы двух фильтров (расширенный фильтр Калмана, расширенный разделенный фильтр Калмана) была выполнена на 7-ми (рисунок 3.5.1), 33-х и 100 узловых схемах. Совпадение результатов расширенного и расширенного разделенного фильтров на 7-ми узловой схеме является важным фактором, т. к. схема включает в себя все необходимые для проверки алгоритма оценивания состояния элементы: два трансформатора, присоединенные к разным сторонам линии расчетной схемы, компенсирующие устройства в двух узлах, узел с нулевыми активной и реактивной инъекциями (узел 3), три генераторных (узлы 4,5,6) и три нагрузочных (узлы 1,2,7) узла, замкнутый контур. На 100 узловой схеме показывается степень сложности формирования фильтра.

Для 7-ми, 33-х и 100 узловых схем были созданы архивы измерений, в которых присутствуют измерения модуля напряжения в пяти, пятнадцати и в 30-ти узлах соответственно. Другими словами, в 7-ми узловой схеме измеряется 41% компонент вектора состояния, в 33-х узловой схеме измеряется 48% компонент вектора состояния, в 100 узловой схеме измеряются 15%. По сформированным срезам были получены оценки режимов каждой схемы с помощью динамического оценивания состояния, выполненного на базе расширенного и расширенного разделенного фильтров Калмана. На рисунке 3.5.2. а, б показаны результаты прогноза и фильтрации ошибок в измерении модуля напряжения в узле 1 (рисунок 3.5.1) с помощью расширенного и расширенного разделенного фильтров Калмана соответственно.

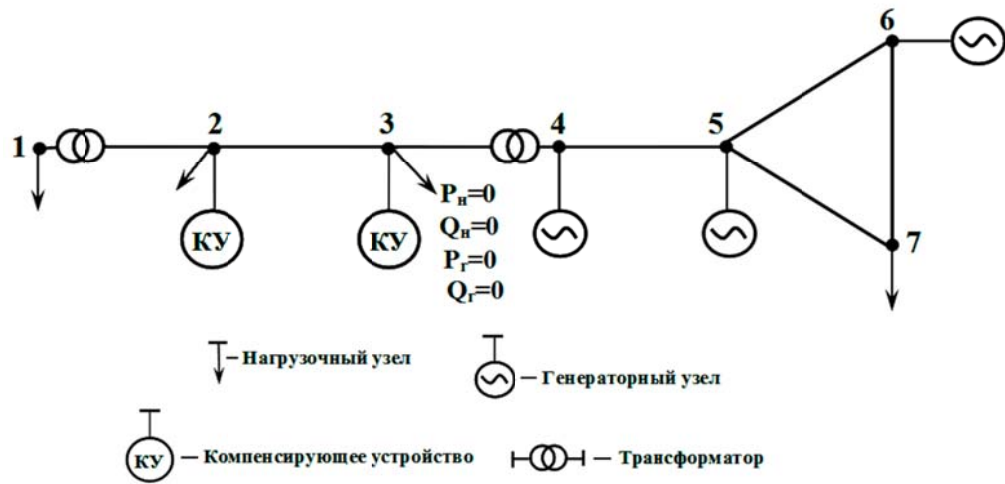
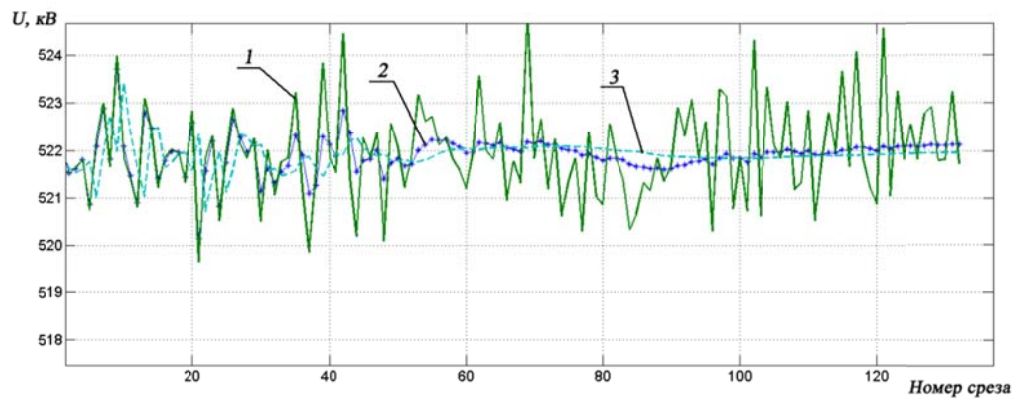
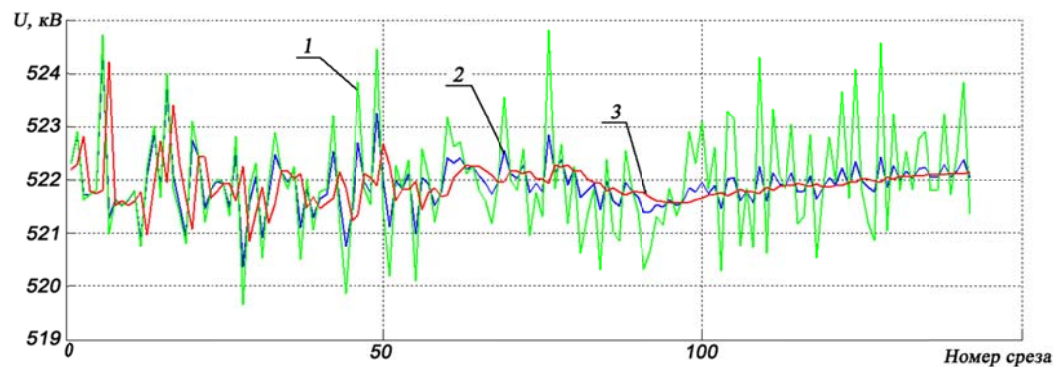


Рис. 3.5.1. Тестовая 7-ми узловая схема



а) классический фильтр Калмана (расширенный фильтр Калмана)



б) разделенный фильтр Калмана

Рис. 3.5.2. Результаты прогноза и фильтрации ошибок в измерении модуля напряжения в узле 1 (1– измерения, 2– оценки, 3– прогнозы)

Качество оценивания измерений и прогнозирования компонент вектора состояния было определено по формулам (3.4.9), (3.4.10) соответственно. Результаты сведены в таблицу.

Таблица 3.5.1. Значения критериев оценивания и прогнозирования

Число узлов	ϕ_{oc}		$\phi_{np} \%$	
	Классический	Разделенный	Классический	Разделенный
7	7	8	0,61	0,65
33	12	11	0,64	0,66
100	50	48	0,65	0,67

Из рисунка 3.5.2 видно, что результаты фильтрации случайной ошибки в измерении модуля напряжения в узле 1 и результаты прогноза этой величины с помощью разных фильтров получаются практически одинаковыми. Анализ таблицы 3.5.1 показывает, что разница в значениях критерия оценивания незначительна, а ошибка прогнозирования для разных фильтров меньше одного процента. В результате анализа рисунка 3.5.2 и таблицы 3.5.1 делается вывод, что нет необходимости для неизмеряемых компонент вектора состояния:

- формировать фильтр, что сокращает время, затрачиваемое на формирование;
- задавать и вычислять ковариационные матрицы ошибок прогноза.

Сложность алгоритмов анализируется с точки зрения размерности массивов. В таблице 3.5.2 показаны размерности массивов для классического и разделенного фильтров Калмана. В качестве примера вычисляется размерность указанных в первом столбце матриц для 100 узловой схемы. Количество измерений 440, количество измеряемых компонент вектора состояния 30.

Таблица 3.5.2. Размерности массивов для классического и разделенного фильтров Калмана ($n = 100$, $m = 440$, $m_1 = 30$)

Мат- рица	Классический		Разделенный			
			измеряемые		неизмеряемые	
Н	$[m \times (2n - 2)]$	$[440 \times 98]$	$[m \times m_1]$	$[440 \times 30]$	$[m \times (2n - 2)]$	$[440 \times 98]$
Р	$[(2n - 2) \times (2n - 2)]$	$[98 \times 98]$	$[m \times m_1]$	$[30 \times 30]$	$[(2n - 2 - m_1) \times (2n - 2 - m_1)]$	$[68 \times 68]$
К	$[m \times (2n - 2)]$	$[440 \times 98]$	$[m \times m_1]$	$[440 \times 30]$	–	
М	$[(2n - 2) \times (2n - 2)]$	$[98 \times 98]$	$[m \times m_1]$	$[30 \times 30]$	–	

Анализ результатов таблицы 3.5.2 показывает, что при отсутствии части компонент вектора состояния в составе измерений в разделенном фильтре Калмана требуется меньше операций умножений и сложений, так как не вычисляются элементы матрицы усиления K и ковариационной матрицы ошибок прогноза M для неизмеряемых компонент вектора состояния. Вычисление матрицы Якоби и ковариационной матрицы ошибок оценивания вектора состояния могут быть организованы параллельно (показано на рисунке 3.3.4) для измеряемых и неизмеряемых компонент. Учет этих факторов приведет к ускорению работы фильтра.

Пример учета матрицы перехода

На рисунке 3.5.3 показан график модуля напряжения измерений и оценок в узле 7 семиузловой схемы. Анализ графика показывает, что имеется несколько специальных точек, для которых определяются компоненты матрицы перехода.

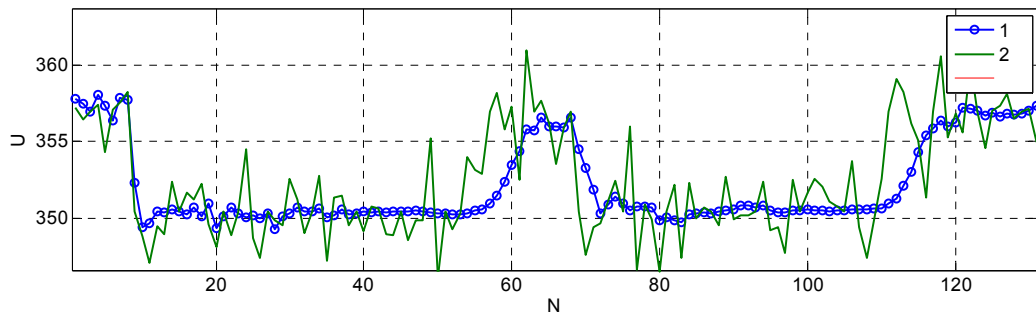


Рис.3.5.3. График измерений и оценок модуля напряжения за сутки. 1– оценка, 2 – измерения, N – номер среза.

На рисунках 3.5.4, 3.5.5 показаны результат оценивания и прогноза без учета и с учетом матрицы перехода. Из рисунков видно, что учет матрицы перехода улучшает результат прогноза.

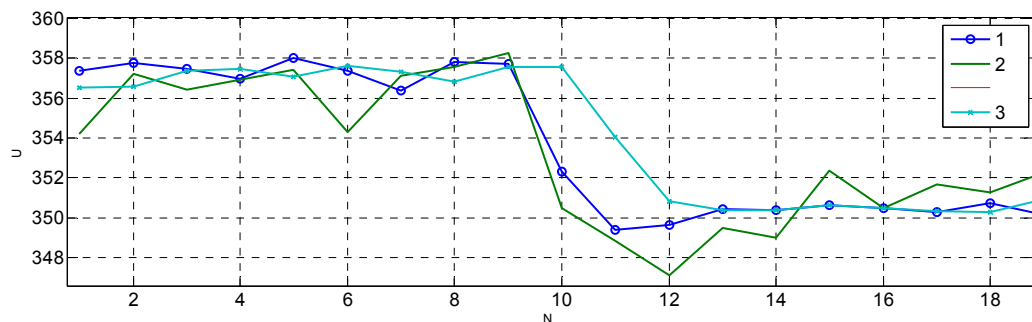


Рис.3.5.4. Фрагмент графика оценок, измерений и прогнозов без учета матрицы перехода. 1– оценка, 2 –измерения, 3– прогноз

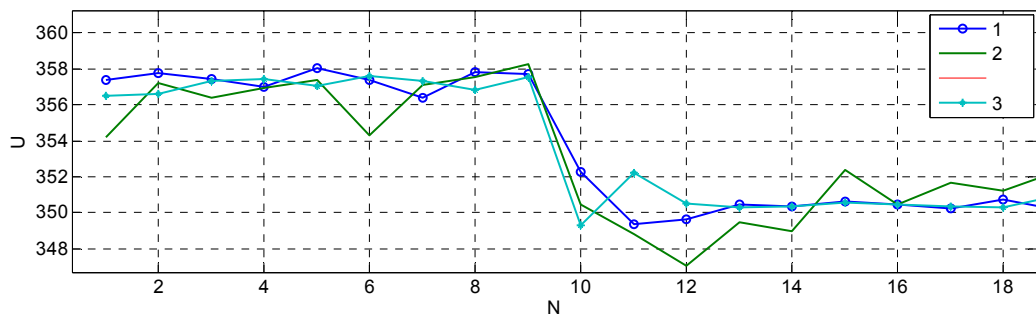


Рис.3.5.5. Фрагмент графика оценок, измерений и прогнозов с учетом матрицы перехода (7 узлов). 1– оценка, 2 –измерения, 3– прогноз

3.6. Выводы

1. Проанализированы различные способы формирования фильтра Калмана, и из множества вариантов формирования фильтров для реализации динамического оценивания состояния в данной работе выбран расширенный фильтр Калмана. Произведенный выбор обоснован тем, что при построении фильтра Калмана используется уже вычисленная в процессе оценивания состояния ковариационная матрица ошибок оценивания компонент вектора состояния.
2. Разработан алгоритм на базе расширенного фильтра Калмана. Адаптация фильтра Калмана к новым условиям выполняется за счет уточнения шума модели, при вычислении которого учитывается история процесса. Коэффициент α , устанавливающий влияние предшествующих и новых данных на величину шума модели динамики, определяется эмпирическим путем. В качестве следящего сигнала используется разность между прогнозом и оценкой компонент вектора состояния.
3. В работе предлагается новый подход к формированию фильтра Калмана в условиях наличия измерений модуля и фазы напряжения не во всех узлах текущей расчетной схемы. Предложенный подход позволяет увеличить скорость получения результатов ДиОС, что является важным фактором для задач реального времени. Увеличение скорости происходит за счет:
 - уменьшения сложности алгоритма (уменьшение размерности массивов и операций умножений и сложений). Сопоставительный анализ сложности алгоритмов выполнен на 100 – узловой расчетной схеме;
 - распараллеливания процессов, связанных с вычислением матрицы Якоби и ковариационной матрицы ошибок оценивания компонент вектора состояния.
4. Анализ результатов двух алгоритмов динамического оценивания состояния, основанных на расширенном и расширенным разделенном фильтрах Калмана, выполнен для 7–ми, 33–х и 100 узловых схемах. Значения полученных оценок и прогнозов совпали в пределах заданной точности, что свидетельствует о корректности предложенного в работе расширенного разделенного фильтра Калмана.

5. С практической точки зрения применение ДиОС, в основу которого положен расширенный разделенный фильтр Калмана, наиболее рационально в тех случаях, когда отсутствует необходимость учитывать динамику всех параметров режима расчетной схемы. В этом случае предложенный алгоритм представляет собой выполнение динамического оценивания состояния в заранее определенной части расчетной схемы и статического оценивания состояния в оставшейся части схемы. В качестве исходных приближений неизмеряемых компонент вектора состояния могут быть использованы значения оценок, вычисленные на предыдущем срезе.
6. Рассмотрены две математические модели, учитывающие динамические свойства ЭЭС. Разница между моделями заключается в учете или не учете изменения состояния ЭЭС за один шаг расчета (матрицы перехода Φ) в процессе фильтрации ошибок компонент вектора состояния и их прогнозирования. Матрица перехода вычисляется заранее по ретроспективной информации и может быть откорректирована. Ретроспективная информация используется для поиска особых точек, для которых элементы матрицы Φ отличны от единицы.
7. В работе выполнено прогнозирование компонент вектора состояния, по которым вычисляются все параметры режима. Погрешность прогнозирования не превышает 1% (табл.3.5.1). Результаты прогнозирования могут быть использованы при решении задач диспетчерского управления, например, для достоверизации измерительной информации и для вычисления прогнозных режимов с МДПр в контролируемых линиях.

Глава 4. Обнаружение грубых и систематических ошибок в измерительной информации

4.1. Современное состояние проблемы исследования качества измерительной информации

4.1.1. Общие сведения об ошибках, модель измерений, классификация методов достоверизации

Эффективное управление электроэнергетической системой возможно при наличии достоверной и полной информации о параметрах ЭЭС. Для обеспечения задач управления ЭЭС достоверной и полной информацией проводится процедура оценивания состояния, высокое качество результатов которой достигается при отсутствии грубых ошибок в измерениях. Обнаружение ошибок в измерениях возможно при существовании информационной избыточности. Под информационной избыточностью понимается наличие в измерительной информации дополнительных, не требующихся для обеспечения наблюдаемости ЭЭС измерений, благодаря которым можно обнаружить и устранить искажения в информации, допущенные при её передаче, обработке или вследствие других причин. В случае низкой оснащённости ЭЭС измерениями появляется проблема достоверизации критических измерений и критических групп, определение которых впервые было дано в [203]. В условиях низкой информационной избыточности при обработке одного среза измерений распознавание искажения измерений (внесение грубой ошибки в измерение) не представляется возможным. В этом случае достоверность информации не может быть обеспечена.

Грубая ошибка, которая присутствует в измерении продолжительное время называется систематической. Причиной такой ошибки может быть, например, неисправность элемента метрологического тракта. Информация о наличии систематической ошибки в измерении дает обоснование для исследования метрологического тракта, связанного с ошибочным измерением, с целью поиска и замены неисправного элемента.

Модель измерения описывается формулой (1.4.2).

Модель измерения с ошибкой имеет вид

$$\bar{y}_{zp(i)} = y_{uct(i)} + \xi_{zp(i)}.$$

Распределение систематической ошибки записывается в виде

$$\xi_{zp(i)} \in N(\mu, \sigma_{y(i)}^2),$$

где μ – математическое ожидание ошибки.

Распределение грубой ошибки записывается в виде

$$\xi_{zp(i)} \in N(0, \sigma_{zp(i)}^2),$$

где $\sigma_{y(i)}^2 < \sigma_{zp(i)}^2$, $\sigma_{zp(i)}^2$ – дисперсия измерения с грубой ошибкой.

При использовании программы ОС (статического, псевдодинамического, динамического) важной задачей является обнаружение ошибочных измерений. В настоящее время существует много методов решения задачи обнаружения ошибочных данных в измерительной информации. Целью разных методов достоверизации является

- обнаружение ошибок в измерениях;
- локализация ошибок;
- решение вопроса о возможности обнаружения ошибок в рассматриваемой группе измерений предлагаемым методом.

В настоящее время разработаны методы, которые идентифицируют ошибочные измерения до решения задачи ОС. Такие методы называются априорными. Кроме априорных, существуют апостериорные методы, с помощью которых ошибки в измерениях обнаруживаются после процедуры ОС.

Методы, в которых анализируется выполнение балансов измеренных параметров режима в узлах и в линиях относятся к априорным. Авторы [5] [6], [204], [205], [206] представили алгоритм обнаружения ошибок в измерениях, входящих в контрольные уравнения (КУ). Недостатком данных методов является невозможность обнаружения ошибок в измерениях, которые не входят в КУ. Вторая группа априорных методов основана на расчете и проверке инноваций – разности между значением измерения и прогнозом. Недостатком данного метода

является неправильная идентификация ошибочных измерений в случае некорректного прогноза.

В апостериорных методах ошибки в измерениях определяются по остаткам оценивания – разности между измерениями и оценками. Главным недостатком данных методов является необходимость повторять процесс оценивания после исключения ошибочного измерения. К тому же, исключение, как правило, выполняется по одному измерению и процесс оценивания приходится повторять несколько раз.

4.1.2. Априорные методы исследования качества измерительной информации

В ИСЭМ СО РАН разработан априорный метод достоверизации измерений, основанный на анализе невязок контрольных уравнений [5], [6], [205], [206], [207]. Основная идея метода следующая:

уравнения, описывающие установившийся режим ЭЭС

$$w(y, z) = 0, \quad (4.1.1)$$

включают измеренные y и неизмеренные z параметры режима.

Для получения контрольных уравнений (КУ) из системы уравнений (4.1.1) исключаются неизмеренные переменные z . С этой целью система (4.1.1) делится на две подсистемы

$$w_1(y, z) = 0, \quad (4.1.2)$$

$$w_2(y, z) = 0 \quad (4.1.3)$$

таким образом, чтобы выполнялось условие

$$\left| \frac{\partial w_2}{\partial z} \right| \neq 0. \quad (4.1.4)$$

Далее из подсистемы (4.1.3) определяются неизмеренные переменные z через измеренные y , (определяются зависимости $z(y)$) и подставляются в подсистему (4.1.2). Таким образом, подсистема (4.1.2) становится подсистемой,

состоящей из уравнений, в которые входят только измеренные параметры режима y :

$$w_1(y, z(y)) = w_k(y) = 0. \quad (4.1.5)$$

Эти уравнения называются контрольными уравнениями. Достоверизация измерений с помощью КУ выполняется согласно следующим правилам:

- невязка КУ, превышающая порог указывает на то, что одно или несколько измерений, входящих в это КУ, содержат ошибки;
- невязка КУ, не превышающая порог означает отсутствие ошибок в измерениях, т.к. предполагается, что вероятность взаимной компенсации ошибок измерений, входящих в одно КУ, мала;
- если в КУ с невязкой, превышающей порог, все измерения, кроме одного, объявлены ранее достоверными, то еще непроверенное измерение считается ошибочным. Его значение вычисляется из данного КУ и используется для проверки непроверенных измерений [206].

Значение порога определяется точностью, входящих в КУ измерений и вероятностью пропуска ошибки в задачу ОС α . Невязка линеаризованного КУ представляет собой алгебраическую сумму случайных ошибок (погрешностей) измеренных параметров режима. Из того факта, что случайные ошибки измерений имеют нормальное распределение, следует, что невязка КУ также имеет нормальное распределение

$$w_k \in N(0, \sigma_{w_k}^2)$$

с математическим ожиданием равным нулю и дисперсией, определяемой дисперсиями ошибок измерений, входящих в рассматриваемое КУ. Значение порога d_k вычисляется по формуле

$$d_k = \gamma_\alpha \sqrt{\sum_i^n a_i \sigma_i^2}, \quad (4.1.6)$$

где k – номер КУ, γ_α – квантиль нормального распределения, соответствующий вероятности α пропуска ошибки в задачу ОС, a_i – коэффициент линеаризации i -

го измерения, σ_i^2 – дисперсия i -го измерения, n – количество измерений, входящих в k -ое контрольное уравнение.

Основная идея алгоритма обнаружения плохих данных на основе КУ состоит в сопоставлении величины невязки КУ, вычисленной после подстановки в него полученных измерений, с порогом. Т.е. проверяется условие [206], [207]

$$|w_k| < d_k. \quad (4.1.7)$$

Если условие (4.1.7) выполняется, то измерения k -го КУ считаются достоверными. В противном случае из системы КУ исключаются наиболее «подозрительные» измерения и вновь полученные КУ снова анализируются по условию (4.1.7).

Разработаны два алгоритма с использованием критерия (4.1.7). Алгоритм наибольшего доверия, где основным правилом является следующее: если измерение входит хотя бы в одно КУ с невязкой меньше порога, то измерение считается достоверным. Согласно второму алгоритму измерение рассматривается достоверным только если невязки всех КУ, в которые входит анализируемое измерение меньше порога.

В результате решения задачи достоверизации по этим алгоритмам все измерения характеризуются как:

- достоверные;
- ошибочные, значения этих измерений заменяются на вычисленные;
- сомнительные – измерения, вошедшие в КУ с невязками больше порога, и вычислить их оценки через достоверные измерения невозможно;
- непроверенные – измерения, не вошедшие в КУ.

В работах [188], [189] задача обнаружения ошибочных измерений решается в результате анализа инноваций v – разности между измеренным параметром режима и полученным прогнозом

$$v = \bar{y} - \tilde{y} \quad (4.1.8)$$

Вектор v представляет собой белый шум с нулевым матожиданием и ковариационной матрицей N

$$N = R + H M H^T, \quad (4.1.9)$$

M – ковариационная матрица ошибок прогноза, R – ковариационная матрица измерений, H – матрица Якоби.

Для априорного анализа измерений используются нормализованные инновации:

$$v_N = \frac{|v|}{\sigma_N}, \quad (4.1.10)$$

где $\sigma_N = \sqrt{N}$.

С помощью неравенства

$$v_N < d_N \quad (4.1.11)$$

до процесса ОС проверяются измерения на наличие в них ошибок, где d_N – порог для нормализованных инноваций.

Невыполнение неравенства (4.1.11) возможно по следующим причинам:

- наличие большой ошибки в измерении;
- ошибка в конфигурации сети;
- внезапное изменение режима;
- ошибка параметра схемы замещения сети.

В случае выполнения неравенства (4.1.11) измерения объявляются достоверными, и процесс ОС продолжается.

В [188] определяется вид аномалии в измерении по результатам анализа комбинации априорных и апостериорных флагов. Под аномалией понимается: грубая ошибка в измерении, эффект размазывания грубой ошибки, внезапное изменение текущего режима. Ситуация анализируется следующим образом:

- а) отсутствие подозрительных инноваций означает, что в рассматриваемом срезе все измерения достоверные. Окончательный флаг всем измерениям –1;
- б) есть только одна подозрительная инновация, в этом случае данному измерению присваивается априорный флаг, значение которого определяется одной из следующих ситуаций:

б1) подозрительные остатки отсутствуют только для критических измерений. Когда избыточность измерений достигает критических уровней, тест по остаткам не работает. Ошибка в критическом измерении определяется только по инновациям;

б2) определен только один подозрительный остаток. Это подтверждает, что рассматриваемое измерение ошибочное;

б3) определились два или более подозрительных остатков – присутствует эффект размазывания, то есть остатки достоверных измерений превышают порог. В этом случае рассматриваемое измерение находится среди подозрительных, и оно рассматривается как ошибочное;

с) существует две или более подозрительных инноваций. В этой ситуации есть две возможности:

с1) не существует подозрительных остатков. Это случается, когда произошло неожиданное изменение режима или (и) присутствует ошибка в конфигурации сети, или некорректный прогноз. В этом случае положительный тест по инновациям и отрицательный по остаткам, априорная информация непоследовательная. Флаги измерений с подозрительными инновациями приравниваются к 2;

с2) существуют подозрительные остатки. В этом случае, благодаря отсутствию эффекта размазывания среди инноваций множественные грубые ошибки, связанные с нарушением нормализованных остатков подтверждаются. Каждый из этих измерений будет иметь финальный флаг равный 0. Измерения, связанные с подозрительными нормализованными остатками (инновации не нарушены) рассматриваются достоверными (подозрение: размазывание плохих данных) их флаги приравниваются к 1.

В [208] грубая ошибка определяется в результате анализа следующего выражения

$$|v_{wNi}| > v_{wN \max} \quad (4.1.12)$$

где $v_{wNi} = v_{wi} / \sigma_{wM}$ – нормализованные взвешенные инновации, $v_{wi} = v_i / \sigma_i$ – взвешенные инновации,

$$\sigma_{WM} = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m v_{Wi}}$$

$v_{WN \max}$ – некоторый порог, в [208] $v_{WN \max} = 3.5$.

m – количество измерений. При нарушении (4.1.12) измерение рассматривается ошибочным.

В [209] ошибочные измерения обнаруживаются априорным методом при решении линейного ОС на базе фильтра Калмана. Модуль идентификации ошибочных измерений встроен между задачами предсказания и оценивания.

Значения измерений, полученные на разных срезах, могут отличаться между собой вследствие изменения режима или из-за наличия ошибки в измерении. Авторы [209] предложили алгоритм, состоящий из 4-х основных шагов (рисунок 4.1.1).

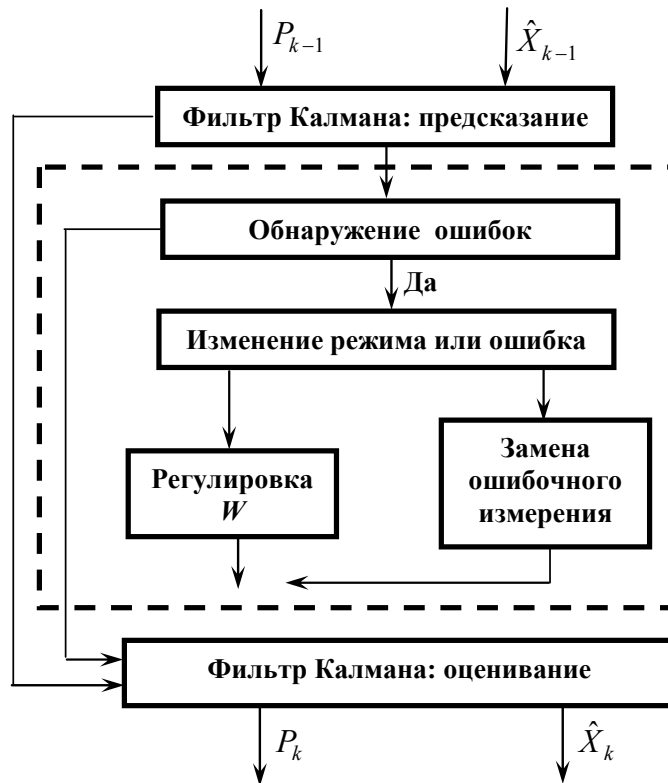


Рис. 4.1.1. Блок-схема алгоритма

На первом шаге величина инновации v_N сравнивается с некоторым порогом. Для каждого измерения проверяется условие

$$|v(i)| \leq \gamma \sigma_{N,i}, \quad (4.1.13)$$

где $|v(i)|$ – абсолютное значение инновации для i -го измерения, $\sigma_{N,i} = \sqrt{N(i,i)}$ – стандартное отклонение предсказанного измерения; γ определяет доверительный интервал, обычно равен 3 для Гауссовского шума.

В процессе проверки условия (4.1.13) для каждого измерения заполняется определенный вектор: нулями при отсутствии ошибок в измерении и единицами при их наличии. При выявлении ошибок алгоритм идет на второй шаг, иначе, выполняется переход на блок оценивания. На втором шаге определяется причина изменения величины измерения. Распознавание между изменением режима и наличием ошибки в измерении выполняется в соответствии с идеей, что при изменении режима многие параметры режима должны измениться. Для каждого PMU имеется информация об индексе инноваций соседних измерительных устройств. Каждая аномалия, обнаруженная в векторе напряжения или тока, проверяется вместе с аномалиями, вычисленными для измерений от соседних PMU. Признаком наступления режима, отличающегося от прежнего, является изменение всех смежных инноваций измерений.

В случае идентификации ошибки алгоритм переходит на третий шаг (замена плохого измерения), где ошибочное измерение заменяется предсказанным. В случае внезапного изменения режима алгоритм переходит на четвертый шаг – регулирование матрицы ковариации шума модели (W).

В [210] решается задача достоверизации измерений с помощью искусственных нейронных сетей (ИНС) при решении задачи распределенного ОС. Ошибочные измерения заменяются значениями, предложенными ИНС. Обучающая выборка состоит из входных и выходных данных равных между собой. Кроме того, к входным данным добавляются дополнительные данные, отражающие текущие условия окружающей среды. В результате, создаются четыре различные обучающие выборки, в которых входными данными являются:

- только электрические показания (стандартная обучающая выборка);
- добавлены показания об интенсивности солнечного излучения (расширенная обучающая выборка);

- добавлена информация о времени дня (расширенная обучающая выборка);
- добавлены показания об интенсивности солнечного излучения и информация о времени дня (расширенная обучающая выборка).

Выходными данными являются только измерения.

В зависимости от размера сети и количества датчиков определяется размер входного вектора (40 и больше). В работе говорится о 28 обучающих выборках (семь для 4-х типов входных данных). Обученная ИНС распознает ошибку в соответствии с правилом: если отклонение между входным и выходным измерениями больше заданного порога, то входное измерение рассматривается ошибочным и заменяется выходным (тем, которое предложила ИНС). Предложенный метод идентифицирует одиночные и множественные ошибочные измерения.

В [211] используется механизм фильтрации для обнаружения грубых ошибок, появляющихся на этапе привязки каналов к элементам электрической схемы. Данный фильтр основан на анализе взаимосвязанных измерений в одном временном срезе и анализе ретроспективной информации на временном интервале. Эти фильтры в [211] называются статическими и динамическими соответственно. Авторы предоставили краткие характеристики четырем статическим и пяти динамическим фильтрам.

В [212], [213] для обнаружения ошибки в измерении обрабатываются несколько срезов. В [212] выполнена медианная фильтрация измерений PMU. Делается рабочая выборка некоторого числа измерений. Затем эта выборка упорядочивается по возрастанию. Центральный элемент упорядоченной выборки является медианой.

Авторы [213] рассмотрели четыре вида обработки первичной информации:

1. Одномерные динамические фильтры. Такие фильтры обнаруживают ошибку в отдельном измерении по ретроспективной информации.
2. Многомерные взаимокорректирующие динамические фильтры. Фильтр построен для совокупности измерений, между которыми известны корреляционные зависимости и ретроспективная информация.

3. Статические взаимокорректирующие многомерные фильтры. Фильтр построен для совокупности измерений, между которыми известны корреляционные зависимости, но не учитывается динамика поведения объекта.

4. Комплексные фильтры представляют собой сочетание вышеописанных фильтров.

В [214] повышение качества результатов ОС достигается за счет добавления псевдоизмерений в сети среднего напряжения и определения реальных дисперсий этих псевдоизмерений. Для решения данной задачи выполняется анализ диапазонов ошибок псевдоизмерений, полученных по двум обычно используемым методам вычисления бытовой нагрузки, основанных на статистической информации. Во-первых, строится модель графика бытовой нагрузки с учетом предпочтений индивидуальных пользователей. Значение ошибки делится на системную (обусловленную коэффициентами пропорциональности) и случайную (обусловленную разнообразием стохастических нагрузок и неточностей измерений). В работе решается задача добавления псевдоизмерений для бытовой и коммерческой нагрузок, т.к. предполагается, что промышленные нагрузки должны измеряться. Приведен обзор четырех методов получения коэффициентов пропорциональности:

- количество пользователей;
- ежегодный счет;
- исторический максимум нагрузки;
- класс распределительного трансформатора.

В [214] выполнен статистический анализ ошибок псевдоизмерений, вычисленных по методам 1 и 2. Были даны ответы на следующие вопросы:

1. Что собой представляют системная и случайная ошибки вычисленной нагрузки?
2. Какой подход больше подходит для оценки ошибки псевдоизмерения?
3. Возможно ли значительно уменьшить ошибку псевдоизмерения увеличением измеряемых ТП?

4. Влияет ли расположение реальных измерений на точность вычисления псевдо измерения нагрузки?

Ответ на вопрос 1. Системная ошибка обусловлена коэффициентами пропорциональности, случайная ошибка обусловлена плотностью стохастических нагрузок и точностью измерений.

Ответ на вопрос 2. Консервативный метод оценки предлагает большой диапазон ошибки, но гарантирует достоверность. Прогрессивный метод предлагает значение диапазона ошибки, близкого к реальности, но остается риск несоответствия заданного диапазона с величиной ошибки.

Ответ на вопрос 3. Увеличение количества точек подсоединений, где измеряются нагрузки может уменьшить ошибку вычисления по коэффициентам, но это ограничивается плотностью случайных нагрузок.

Ответ на вопрос 4. Как минимум, должны измеряться нагрузки в точках подсоединения нагрузок, с наибольшими коэффициентами пропорциональности, чтобы гарантировать робастность алгоритма оценивания.

В [215] предлагается алгоритм для модификации конфигурации измерений с целью уменьшения области (зоны), на которую влияют ошибочные измерения. Зоны конструируются таким образом, чтобы результаты ОС индивидуальных зон становились нечувствительными к ошибкам в измерениях других зон при сохранении полной наблюдаемости системы.

Главное преимущество этого подхода – это изоляция ошибок внутри индивидуальных зон, которая обеспечивает корректные результаты оценивания состояния для большей части системы, даже при наличии ошибок в одной или в нескольких зонах системы.

Главная идея создания зон основывается на утверждении, что критические измерения имеют способность блокировать распространение ошибок между зонами. Модифицируя конфигурацию измерений, каждая топологическая зона может быть сделана так, что распространение ошибок не будет выходить за пределы этой зоны. Под модификацией понимается исключение некоторых избыточных измерений на границах зоны, так чтобы оставшиеся граничные

измерения оказались критическими и, поэтому, стали барьером для распространения ошибок на соседние зоны.

По окончании исключения избыточных измерений матрица чувствительности будет преобразована в желаемую диагональную матрицу.

Наличие критических измерений является большой проблемой при решении задачи ОС и их искусственное создание является недостатком данного алгоритма. В случае присутствия ошибок в полученных критических измерениях, эта ошибка останется не выявляемой, тогда как при наличии исключенных измерений ошибка могла бы быть обнаруженной. Поэтому перед переводом избыточных измерений в критические измерения необходимо проводить дополнительную достоверизацию.

В [216] описано влияние задержки измерений PMU на точность оценивания состояния. При задержке измерений результаты ОС будут неточными. Результаты ОС используются для мониторинга только установившихся режимов энергосистем, в основном, из-за медленной скорости сбора измерений системой SCADA. В этом случае, любая задержка порядка миллисекунд не является проблемой. ОС на базе измерений PMU может обеспечить мониторинг переходных процессов (модуль и угол напряжения). Такое ОС выполняется в режиме реального времени и задержка измерений может значительно влиять на точность и надежность результатов. Программа ОС вычисляет модуль и фазу напряжения по измерениям рассредоточенных подсистем. Многослойная архитектура передачи измерений PMUs в центр управления показана на рис. 4.1.2.

Первый слой, в основном, состоит из PMUs, установленных на подстанциях энергосистемы. Измерения этих PMUs собираются и сортируются по времени в PDCs, которые расположены во втором слое. Обработанные измерения отправляются в центр управления. Из рисунка 4.1.2 видно, что главными источниками задержки получения измерений PMU являются компоненты инфраструктуры связи (протоколы связи, маршрутизаторы (WAN компоненты), RTU...) и концентраторы данных комплексных величин (PDCs). Очень сложно компенсировать задержку, причиной которой являются компоненты

инфраструктуры связи. С другой стороны, системный оператор может подрегулировать определенные параметры PDCs, которые позволят уменьшить время формирования множества измерений.

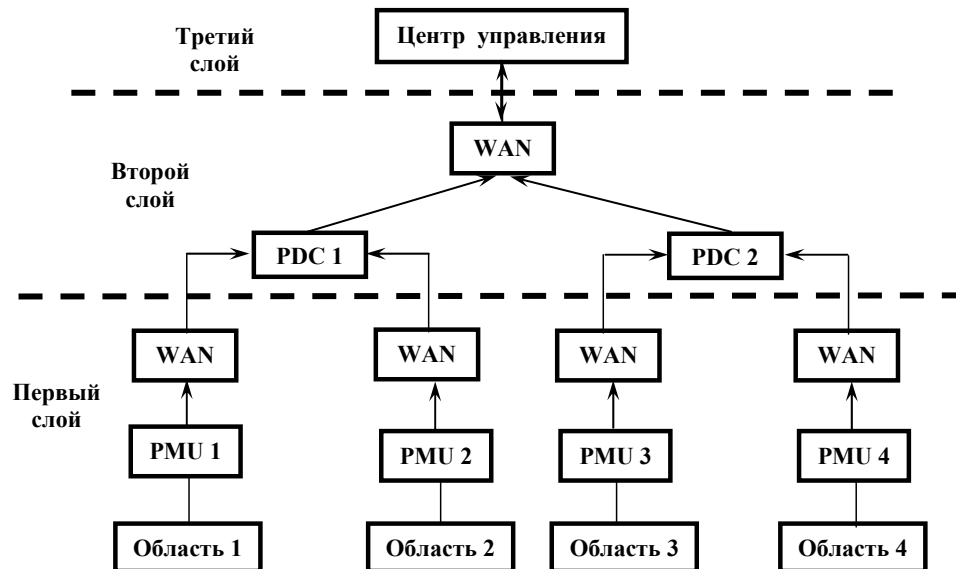


Рис. 4.1.2. Архитектура передачи измерений PMU

Функциями PDCs являются сбор измерений PMUs, синхронизированных во времени, отклонение плохих или не соответствующих по времени измерений PMUs и передача множества измерений PMUs с одинаковой меткой времени в центр управления. Задержка передачи измерений PMUs из-за компонентов инфраструктуры связи учитывается установкой максимального времени ожидания для PDC, в течение которого PDC собирает измерения с одинаковой меткой времени. В случае неприбытия измерений PMU в PDC в течение указанного времени, в центр управления отправляется неполное множество измерений PMU. В этом случае отсутствующие измерения будут заменены измерениями, пришедшими в центр управления наиболее недавно. Определение времени ожидания PDC устанавливается в результате компромисса между реальной скоростью поступления данных и целостностью этих данных. С одной стороны, большое время ожидания PDC гарантирует, что все измерения PMU с одной и той же меткой времени придут в центр управления. С другой стороны,

большое время уменьшает главное достоинство системы WAMS – способность работать в режиме реального времени.

В [217] определяются ошибки в инъекциях, представляющих собой кибератаки.

4.1.3. Апостериорные методы исследования качества измерительной информации

К апостериорным методам относятся методы, основанные на анализе остатков оценивания, полученных в результате работы метода взвешенных наименьших квадратов [218], [219], [220], [221]. Остатки оценивания – это отклонения оценок от измерений:

$$\hat{r} = \bar{y} - y(x). \quad (4.1.14)$$

В [5] рассматриваются два способа анализа остатков оценивания.

1. В первом способе анализируются взвешенные остатки $\hat{r}_w$, которые выражаются следующим образом:

$$\hat{r}_w = \sqrt{R^{-1}} \cdot \bar{r}, \quad (4.1.15)$$

где R – ковариационная диагональная матрица ошибок измерений.

2. Во втором способе анализируются нормализованные $\hat{r}_N$ остатки, вычисленные следующим образом:

$$\hat{r}_N = \sqrt{D^{-1}} \cdot \bar{r}, \quad (4.1.16)$$

где D – ковариационная матрица остатков $\hat{r}$.

Матрица D вычисляется на основе анализа статистических свойств оценок. Оценки x при минимизации целевой функции взвешенных наименьших квадратов

$$\phi(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x))$$

должны удовлетворять условию оптимальности

$$\left. \frac{\partial \phi}{\partial x} \right|_{x=\hat{x}} = -2H^T R^{-1} [\hat{y} - y(\hat{x})] = 0, \quad (4.1.17)$$

где $H = \frac{\partial y}{\partial x}$ в точке $x = \hat{x}$.

Ошибка вектора состояния

$$\delta_x = x - \hat{x}, \quad (4.1.18)$$

раскладывается в ряд Тейлора в точке $x = \hat{x}$. При допущении о малости ошибки вектора состояния и при линеаризации зависимости $y(x)$

$$y(x) = y(\hat{x}) + H \cdot \delta_x, \quad (4.1.19)$$

ошибка записывается в виде

$$\delta_x = -PH^T R^{-1} \xi_y, \quad (4.1.20)$$

где через P обозначена ковариационная матрица оценок вектора состояния

$$E(\delta_x, \delta_x^T) = P = (H^T R^{-1} H)^{-1}. \quad (4.1.21)$$

Аналогично определяется вектор ошибок оценок измерений

$$\delta_y = y(x) - y(\hat{x}), \quad (4.1.22)$$

ковариационная матрица ошибок измерений записывается следующим образом:

$$E(\delta_y, \delta_y^T) = HPH^T. \quad (4.1.23)$$

Вектор остатков $\hat{r}$, вычисленный по (4.1.14), переписывается в виде:

$$\hat{r} = \hat{y} - y(\hat{x}) = y(x) + \xi_y - y(\hat{x}). \quad (4.1.24)$$

С учетом (4.1.19) вектор остатков имеет вид

$$\hat{r} = \hat{y} + H\delta_x + \xi_y - y(\hat{x}) = -HPH^T R^{-1} \xi_y + \xi_y = S\xi_y, \quad (4.1.25)$$

где

$$S = I - HPH^T R^{-1}, \quad (4.1.26)$$

называется матрицей чувствительности остатков, I – единичная матрица. Данная матрица характеризует влияние ошибок измерений на их оценки.

Матрица ковариаций остатков оценивания $\hat{r}$ с учетом (4.1.25) определяется как

$$E(\hat{r}, \hat{r}^T) = E(S\xi_y \xi_y^T S^T) = R - HRH^T = SR,$$

S – симметричная идемпотентная матрица и $SS^T = S$.

Диагональная матрица D записывается следующим выражением:

$$D = \text{diag}(SR). \quad (4.1.27)$$

Скорость анализа остатков оценивания по второму способу ниже из-за сложных вычислений матрицы D .

В [222] процедура анализа остатков оценивания рассматривается как задача проверки альтернативных гипотез:

H_0 – рассматриваемое i -ое измерение не содержит грубой ошибки;

H_1 : H_0 – неверно.

Если $\xi_{y(i)} \in N(0, \sigma_{y(i)}^2)$ и H_0 верна, то в соответствии с (4.1.15) и (4.1.16)

$$\hat{r}_w \in N(0,1): \hat{r}_N \in (0,N).$$

Формируются два теста:

$\hat{r}_N$ -тест: принять H_0 , если $|\hat{r}_{Ni}| < \gamma$, $i = 1, \dots, m$; m – количество измерений; отвергнуть H_0 (принять H_1) в противном случае.

$\hat{r}_w$ -тест: принять H_0 , если $|\hat{r}_{wi}| < \gamma$, отвергнуть в противном случае.

Здесь γ – квантиль распределения $N(0,1)$ для заданной вероятности ложной тревоги α .

Главным недостатком методов обнаружения грубых ошибок в измерениях по остаткам оценивания является необходимость решения задачи ОС заново при выявлении одного ошибочного измерения. При большом количестве ошибочных измерений эти методы становятся неэффективными, так как требуют значительных затрат времени.

В [223] описывается новый способ обработки измерительной информации. Предложенный подход (PHASE – phasor-aided state estimation) имеет достоинство, которое заключается в добавлении к существующей программе оценивания состояния (ОС) дополнительного модуля оценивания, способного обрабатывать PMU отдельно и судить о том, содержат ли измерения ошибки. В статье представлен оригинальный способ обработки данных с помощью PHASE, который имеет следующие свойства:

- сохраняется существующая программа оценивания состояния ЭЭС, выполненного по измерениям, полученным от системы SCADA;

- используются независимые программы оценивания для обработки SCADA и PMU измерений;
- исключается эффект размазывания ошибок;
- адекватно обрабатываются SCADA и PMU измерения с целью определения грубых ошибок в этих измерениях;
- имеется возможность достоверизации критических измерений;
- окончательное оценивание состояния ЭЭС выполняется только по достоверным измерениям.

Описанный метод включает обработку измерений системы SCADA и PMU автономными программами, что уменьшает эффект размазывания ошибок и упрощает статистическую проверку остатков, результаты которых используются для идентификации ошибок в измерениях SCADA и PMU . На рисунке 4.1.3 показан алгоритм предложенного метода.



Рис. 4.1.3. Алгоритм распознавания ошибок

Conv, Sync – программы, использующиеся для оценивания состояния ЭЭС по измерениям системы SCADA или по измерениям PMU соответственно.

По результатам обеих программ вычисляются нормализованные остатки для выявления ошибочных измерений.

После достоверизации данных оценивание состояния выполняется несколькими путями. При наличии оценок $\hat{x}^{sync}$, $\hat{x}^{conv}$ и P^{sync} , P^{conv} финальные оценки $\hat{x}^{final}$ вычисляются

$$\hat{x}^{final} = W_1 \hat{x}^{sync} + W_2 \hat{x}^{conv} . \quad (4.1.30)$$

Решение (4.1.30) возможно, только если размерность вектора состояния, одинаковая по измерениям SCADA и PMU.

Авторы [224] утверждают, что метод обнаружения ошибок в измерениях с использованием Хи-квадрат является не очень надежным. Одна из причин – это приблизительный расчет порога, который основывается на допущении о распределении хи-квадрата для целевой функции. В [224] предлагается модифицированная метрика обычно используемого теста хи-квадрат.

Для апостериорного анализа плохих данных анализируются остатки оценивания

$$J(\hat{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{(y_i - h_i(\hat{x}))^2}{\sigma_i^2} = \sum_{i=1}^m \frac{r_i^2}{\sigma_i^2}, \quad (4.1.31)$$

где m – количество измерений, $\hat{x}$ – оценки вектора состояния, y_i – измерение i -го параметра режима. В соответствии с традиционным тестом хи-квадрат, измерение рассматривается ошибочным при выполнении условия

$$J(\hat{x}) > \aleph^2, \quad (4.1.32)$$

где $\aleph^2$ – хи-квадрат. $J(\hat{x})$ не является точной величиной, так как σ_i^2 не является дисперсией остатка оценивания r_i в формуле (4.1.31). В [224] предлагается использовать вместо дисперсии измерения σ_i^2 дисперсию остатков σ_r^2 , которая вычисляется следующим образом:

$$\sigma_r = E[rr^T] = SE[rr^T]S = SRS^T = SR, \quad (4.1.33)$$

$$S = I - H(H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1}. \quad (4.1.34)$$

Остатки, вычисленные по формуле

$$J(\hat{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{r_i^2}{\sigma_{ri}^2} \quad (4.1.35)$$

называются нормализованными.

В [224] были выполнены расчеты для реальной системы, которая состоит из 265 узлов, 340 связей и имеет 362 измерения. Результаты расчетов показали, что использование предложенной метрики позволяет более точно определить ошибочные измерения.

Для идентификации ошибочного измерения в [225] используется неравенство

$$r^N = \frac{|r|}{\sigma_r} \leq \lambda, \quad (4.1.36)$$

где r – разница между измерением и оценкой, r^N – наибольший остаток среди всех измерений.

$$\sigma_r = \sqrt{S(k, k)},$$

$$S = r - H(\hat{x})P(\hat{x})^{-1}H^T(\hat{x}).$$

При невыполнении условия (4.1.36) измерение объявляется ошибочным (обычно $\lambda = 3$).

В [226] рассматривается вычисление диагональных элементов ковариационной матрицы остатков, необходимые для вычисления нормализованных остатков

$$S = R - H^T G^{-1} H,$$

которые в свою очередь используются для идентификации плохих данных. Показано, что при использовании общепринятой реализации метода обращения разреженной матрицы эти значения могут быть вычислены некорректно. Это связано с появлением нулевых элементов в матрице усиления при использовании полной модели. Критическим шагом в вычислении диагоналей является обращение квадратной, положительно определенной и очень разреженной матрицы усиления, для которой, как показал Броусоле достаточно получить только те элементы обратной матрицы усиления, где оригинальная матрица не имеет нули. В [226] показано, что это не всегда правда, и следовательно, остатки не верны и, следовательно, идентификация ошибочных данных не верна.

Вычисление диагональных элементов матрицы S требует обращение матрицы:

$$G = H' R^{-1} H .$$

Авторы [226] утверждают, что метод обращения разреженной матрицы должен быть пересмотрен, чтобы учесть специальные случаи появления нулевых элементов в G^{-1} . Приведен пример обнаружения плохого данного при определенном пороге, равном 3. При пороге равном 2.97 ошибка может быть обнаружена без применения предложенного метода, а при пороге равном 3.01 ошибка не обнаружится предложенным методом. Это говорит о необходимости более серьезно подходить к выбору порога (что важнее: выкинуть достоверные измерения или не пропустить ошибочные).

В [227], [228] описывается геометрический подход для ответа на вопрос о возможности обнаружения ошибки в рассматриваемом множестве измерений при решении задачи оценивания состояния ЭЭС. Для решения задачи ОС применяется метод взвешенных наименьших квадратов и для обнаружения грубых ошибок анализируются нормализованные остатки. Такой метод не способен идентифицировать множество ошибок, особенно согласованных между собой и находящихся в точках балансировки.

Для анализа корректности выводов о достоверности измерений, полученных на основе анализа взвешенных остатков в [227], [228], [229] предлагается специальная методология. Ошибки каждого измерения разделяются на две компоненты: первая относится к пространству множества Якобиана, которая не вносит свой вклад в остатки; вторая ортогональна тому множеству.

Пространство вектора измерений R^m может быть представлено в виде двух подпространств

$$R^m = \mathfrak{R}(H) \oplus (\mathfrak{R}(H))^\perp \quad (4.1.37)$$

где множество H , $\mathfrak{R}(H)$ – N размерный вектор в пространстве R^m , $\mathfrak{R}(H)^\perp$ – его ортогональное дополнение, так что, если $u = \mathfrak{R}(H)$ и $v = (\mathfrak{R}(H))^\perp$, то $\langle u, v \rangle = u^T R v = 0$.

Декомпозиция пространства вектора измерений (4.1.37) используется для того, чтобы составить декомпозицию вектора ошибок измерений e . Вектор ошибок раскладывается на две части – обнаруживаемая и не обнаруживаемая компоненты. Пусть $x_{ист}$ – вектор истинного, неизвестного состояния определяет истинные значения параметров

$$y_{ист} = h(x_{ист}).$$

Рассматривается линеаризованная модель

$$\Delta y = H \Delta x + e,$$

где $\Delta x_{ист} = x_{ист} - x$, $\Delta y_{ист} = H \Delta x_{ист}$.

При допущении, что H формируется из достоверных измерений, $y_{ист}$ будет близко к $\mathcal{R}(H)$ и $\Delta y_{ист} = y_{ист} - y$. Вектор ошибок измерений вычисляется $e = y - y_{ист} \approx \Delta y - \Delta y_{ист}$,

и может быть записан следующим образом

$$e = Se + (I - S)e = e_U + e_D,$$

$$S = H(H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1},$$

$e_U = Se$ – необнаруживаемая компонента

$e_D = (I - S)e$ – обнаруживаемая компонента

$$e_U \in \mathcal{R}(H), \quad e_D \in \mathcal{R}(H)^\perp.$$

Следующая теорема [228] доказывает, что необнаруживаемая часть ошибки не вносит свой вклад в вектор остатков.

Теорема 1. На вектор остатков не влияет необнаруживаемая компонента вектора ошибок измерения.

Эта теорема указывает, что трудность или даже невозможность обнаружить грубые ошибки в некоторых измерениях происходит из-за того, что эти ошибки имеют значительную необнаруживаемую компоненту по сравнению с обнаруживаемой. Как следствие, остатки оценивания маленькие, даже если измерение содержит ошибку. На поиске наибольшего нормализованного остатка

основывается метод обнаружения ошибки в измерении. Если вектор случайных ошибок имеет нормальное распределение с математическим ожиданием равным 0, то нормализованный остаток r_i^N i -го измерения есть случайная величина с нормальным распределением, с математическим ожиданием равным 0 и дисперсией равной 1. Для рассматриваемого среза измерений вычисляются и анализируются нормализованные остатки. Если наибольший нормализованный остаток больше, чем порог, то с определенной уверенностью можно утверждать о наличии большой ошибки в этом измерении. Так как оператор $(I - K)$ необратимый, то обратное неверно. Маленькое значение нормализованного остатка не говорит об отсутствии ошибки в измерении. Когда наибольший нормализованный остаток не превышает значения порога, можно утверждать с определенной степенью уверенности, что обнаруживаемые компоненты ошибок во всех измерениях маленькие. Результаты анализа наибольшего нормализованного остатка не показывают ошибку в ошибочном измерении из-за наличия большой необнаруживаемой компоненты в значении остатка. Использование инновационного индекса (в [228] этот индекс называется индекс необнаруживаемости и обозначается UI) вносит больше ясности при обработке измерений.

Индекс UI является добавочной информацией и определяется по формуле

$$UI_i = \frac{\sqrt{I - S_{ii}}}{\sqrt{S_{ii}}}.$$

Большой индекс UI для измерения указывает на наличие большой компоненты в ошибке, которая не распознается в процессе оценивания состояния. Для критических измерений значение индекса стремится к бесконечности. Индекс позволит идентифицировать измерения, не принадлежащие к множеству H , но близкие к этому множеству, в котором идентификация грубой ошибки при использовании результатов анализа наибольших нормализованных остатков менее надежна.

Достоинством данного метода является получение дополнительной информации, по которой устанавливается факт, является ли измерение достоверным, объявленное таковым по результатам анализа остатков, или данный метод не способен выявить ошибку в исследуемом измерении, и для проверки этого измерения требуются другие методы.

В [189] вместе с анализом инноваций (4.1.10) выполняется анализ остатков r_N – разности между измерением и оценкой:

$$r_N = \frac{r}{\sigma_E} \leq d_E, \quad (4.1.38)$$

где $\sigma_E = \sqrt{E}$, $E = R - HPH^T$, P – ковариационная матрица ошибок оценивания компонент вектора состояния.

4.1.4. Анализ рассмотренных методов

В диссертационной работе выполнен анализ всех рассмотренных методов. Для наглядного представления о существующих достоинствах и недостатках результаты анализа представлены в таблицах 4.1.1 и 4.1.2. Достоинством всех априорных методов является обнаружение ошибок в измерениях до задачи ОС.

Таблица 4.1.1. Априорные методы

Действие	Метод	Авторы	Недостатки
Обнаружение ошибок	Контрольные уравнения.	А.З. Гамм, И.Н. Колосок [5], [206]	Невозможно обнаружить ошибки в измерениях, которые не входят в КУ
	Анализ инноваций.	Do Coutto Filho M.B., Stacchini de Souza J.C., Freund R.S. [189]	В случае некорректного прогноза полученный результат будет ошибочным
		Yun Yang, Wei Hu, Yong Min. [208]	
		Pignati, L. Zanni, S. Sarri, R. Cherkaoui, J-Y, Le Boudec, M. Paolone [209]	
	ИНС	Moritz Gramer, Philipp Goergens, Armin Schnettler [210]	Зависит от степени корректности обучающей выборки

		И.Н. Колосок, А.М. Глазунова [178]	
	Медианный фильтр	А.Л. Куликов, [212], А. Куликов, И. Лихачева, А. Устинов [230]	В случае изменения режима результаты могут быть ошибочными
	Статический, динамический, комплексный фильтры	П.И.Бартоломей, Е.Н. Бегалова [213]	
	Корреляционный анализ ТИ	В.Г.Неуймин, А.С.Александров, Д.М.Максименко [211] Л.Н.Герасимов [231]	Корреляционные зависимости могут изменяться
Локализация ошибок	Выполняется локализация ошибок с целью ограничения влияния ошибочного измерения	Pengxiang Ren and Ali Abur [215]	Искусственное создание критических измерений
Добавление ПИ	Определение реальной дисперсии ПИ	Yu Xiang, J.F.G. Cobben, P.F. Ribeiro [214]	Корректность вычисленной дисперсии зависит от метода вычисл. коэф. пропорц-ти.
Улучшение качества измерений PMU на этапе сбора данных	Обеспечение измерений PMU с одинаковой меткой времени	Markov Asprou and Elias Kyriakides [216]	Время ожидания PDC устанавливается в результате компромисса

Таблица 4.1.2. Апостериорные методы

Метод	Авторы	Достоинства	Недостатки
Анализ нормализованных остатков оценивания	Murat Gol, Ali Abur [224]	Уточняется дисперсия остатков оценивания	Увеличивается время достоверизации измерений
	Do Coutto Filho M.B., Julio.Cesar Stacchini de Souza [223]	Используются данные SCADA и PMU. Исключается эффект размазывания ошибок. Определяется ошибка в критических измерениях	Размерность вектора состояния по измерениям SCADA и PMU должна быть одинаковой
	B. Bilar and A. Abur, [226]	Улучшенный метод обращения разреженной матрицы. Наиболее точно определяются остатки	Не очень убедителен, так как отличие составляет сотые доли
Анализ остатков оценивания и инноваций	Do Coutto Filho M.B., Stacchini de Souza J.C., Freund R.S., [189]	Возможность отличия ошибки в измерении от изменения режима	Получение ошибочного результата в случае ошибочного прогноза
Геометрическая интерпретация ошибок	Bretas N.G., London Jr J.B.A., Alberto L.F.C., Benedito R.A.S. [228], Newton Geraldo Bretas, Arturo Suman Bretas [229], [227]	Результатом является утверждение о возможности или невозможности обнаружить ошибку	Для обнаружения ошибки требуется дополнительный метод

4.2. Обоснование необходимости разработки новых методов достоверизации измерений

Недостатки существующих методов достоверизации измерений при интеграции данных системы SCADA и СМПУ

Измерения, полученные от системы SCADA и регистраторов PMU (СМПУ), имеют некоторые отличия. Во-первых, данные PMU, кроме традиционных, содержат измерения фазовых углов напряжения, во-вторых, измерения выполняются с более высокой точностью. Опираясь на существующие методы достоверизации измерений, невозможно определить ошибки в измерениях PMU.

Это объясняется тем, что при одновременном использовании данных от обеих измерительных систем в задаче ОС, исходные данные формируются из измерений разной точности. Точность измерения выражается дисперсией. Для получения корректных результатов задачи ОС ЭЭС необходимо помнить, что важным является не значения дисперсии измерений, а соотношения между ними. В разных методах этот факт трактуется по разному.

В методах, основанных на анализе невязок КУ (методы первой группы), невязка КУ, вычисленная по формуле (4.1.7), сравнивается с некоторым порогом d (формула 4.1.6). Величина порога зависит от значения дисперсии, чем больше дисперсия измерений, тем выше порог. Если КУ состоит из данных системы SCADA и PMU, то величина порога определяется дисперсией измерений, полученных от SCADA системы, так как:

$$\sigma_{SCADA}^2 \gg \sigma_{PMU}^2 .$$

Величина порога КУ, как правило, будет больше ошибки в измерении PMU и, поэтому, ошибки в измерениях PMU не выявляются. Выполнение условия (4.1.7) подтверждает отсутствие ошибок в измерениях системы SCADA.

Методы, основанные на анализе взвешенных и нормализованных остатков (методы второй группы), также не обнаруживают ошибки в более точных измерениях. При наличии систематической ошибки в измерении PMU значение взвешенного остатка $\hat{r}$ в формуле (4.1.14) оказывается статистически незначимым. Причиной этому является соотношение между дисперсиями. При

большой разнице в значениях дисперсий измерений, измерение с маленькой дисперсией рассматривается как точное. И оценка измерения «притягивается» к своему измерению. Это означает, что оценка данного измерения практически не будет отличаться от самого измерения $\bar{y}_i \approx \hat{y}_i$, и величина взвешенного или нормализованного остатка окажется статистически незначимой. На основе анализа полученной величины взвешенного остатка делается вывод о достоверности измерения РМУ при любой ошибке в измерении.

Недостатки существующих методов достоверизации измерений в условиях низкой информационной избыточности

При решении задачи оценивания состояния в условиях низкой информационной избыточности не всегда представляется возможным обнаружить ошибку в измерениях.

В методах первой группы необходимо иметь количество измерений, достаточное для составления КУ. В условиях низкой информационной избыточности рассматривается две ситуации:

1. Количество и расположение измерений позволяют сформировать КУ, но каждое измерение входит только в одно КУ. В этом случае, при наличии одного ошибочного измерения все остальные измерения, входящие в данное КУ, объявляются сомнительными. Таким измерениям увеличивается дисперсия, а это означает, что влияние части достоверных измерений на результат ОС будет ослаблено.
2. Число измерений или их расположение не позволяют сформировать КУ. В этом случае, достоверизация измерений не выполняется, и все ошибочные измерения рассматриваются достоверными.

Методы второй группы (По взвешенным остаткам). При использовании данного метода возможны следующие ситуации:

1. Значение взвешенного остатка r_i ошибочного измерения оказывается статистически незначимым. Ошибочное измерение объявляется достоверным.

2. Значение взвешенного остатка r_j достоверного измерения оказывается статистически значимым. Достоверное измерение объявляется ошибочным.
3. Несколько значений r_i оказывается статистически значимыми. Данная ситуация складывается, когда из-за одного ошибочного измерения увеличиваются значения взвешенных остатков нескольких измерений. В этом случае невозможно идентифицировать ошибочное измерение.

В условиях низкой информационной избыточности неправильное или отсутствующее решение задачи достоверизации измерений уменьшает количество достоверной информации, что является недопустимым.

4.3. Разработанный метод обнаружения грубых ошибок

При решении задачи достоверизации измерений возможны ошибки первого рода – браковка достоверных измерений и ошибки второго рода – пропуск ошибочного измерения. Наиболее неблагоприятная ситуация, с точки зрения качества результатов оценивания состояния, складывается при наличии ошибок второго рода. По ошибочным измерениям вычисляются параметры режима, не соответствующие текущему состоянию ЭЭС, что может быть причиной некорректных действий диспетчеров при управлении режимом. Ошибку первого рода также следует избегать, т.к. исключение достоверного измерения ведет к ухудшению наблюдаемости, а в случае критического измерения [232] – к потере наблюдаемости. В работе предлагается метод достоверизации измерений в условиях низкой информационной избыточности и проводится исследование на предмет принятия мер по минимизации ошибок первого и второго рода.

4.3.1. Идея метода

Самым простым и надежным методом обнаружения грубых ошибок является метод, основанный на анализе балансовых соотношений [5]. В условиях низкой информационной избыточности не все измерения входят в балансовые уравнения, а, следовательно, остаются не проверенными. Грубые ошибки в таких измерениях могут быть обнаружены в результате анализа поведения измеренного параметра режима во времени. В диссертации предлагается метод достоверизации измерений, основанный на анализе поведения измерения по ретроспективной и прогнозной информации [233]. Используя ретроспективную информацию – измерение на предыдущем срезе – составляются выражения для определения разницы между замерах в двух последующих срезах.

$$|\bar{y}_{i,k-1} - \bar{y}_{i,k}| \leq d_i. \quad (4.3.1)$$

$$|\hat{y}_{i,k-1} - \bar{y}_{i,k}| \leq \hat{d}_i. \quad (4.3.1a)$$

$$|\bar{y}_{i,k-1} - \bar{y}_{i,k}| = 0. \quad (4.3.2)$$

По прогнозным данным, составляется дополнительное условие, позволяющее судить об изменении параметра режима во времени

$$|\bar{y}_{i,k} - \tilde{y}_{i,k}| \leq \tilde{d}_i, \quad (4.3.3)$$

где $d_i = \gamma \sqrt{2\sigma_{yi}^2}$, $\hat{d}_i = \gamma \sqrt{\sigma_{yi}^2 + \sigma_{Yi}^2}$, $\tilde{d}_i = \gamma \sqrt{\sigma_{yi}^2 + \sigma_{Ni}^2}$, $\bar{y}_{i,k}$ – измерение на срезе k , $\tilde{y}_{i,k}$ – прогноз на срезе k , γ – квантиль распределения $N(0,1)$ определяется заданной вероятностью ошибки первого рода α . При $\gamma = 3$ измерение с вероятностью 0.997 считается ошибочным в случае нарушения порога; σ_N^2 – диагональный элемент ковариационной матрицы N

$$N = H M H^T$$

учитывает, что измерения вычисляются через прогнозный вектор состояния, где M – ковариационная матрица ошибок прогноза. Порог $\tilde{d}$ определяется по-разному для компонент вектора состояния и для всех остальных измерений, так как

$$\sigma_{Yi}^2 = H R H^T \text{ – для компонент вектора состояния,}$$

$$\sigma_{Yi}^2 = H P H^T \text{ – для остальных измерений.}$$

Кроме того, наличие прогнозных данных помогает контролировать изменение режима. Значение прогноза вычисляется с помощью динамического оценивания состояния.

Для определения качества измерений выполняется комбинированный анализ результатов, полученных после обработки ретроспективных и прогнозных данных. На рисунке 4.3.1 показана схема алгоритма предложенного метода. Срез измерений одновременно поступает на два блока, где выполняется обработка ретроспективной и прогнозной информации. Результаты записываются в массивы M_err и F_err соответственно. Сомнительные измерения поступают в блок дополнительной проверки.

Достоинство предлагаемого метода заключается в быстроте обнаружения ошибочных измерений за счет параллельной обработки ретроспективных (условия (4.3.1а или б), (4.3.2)) и прогнозных данных (условие (4.3.3)).

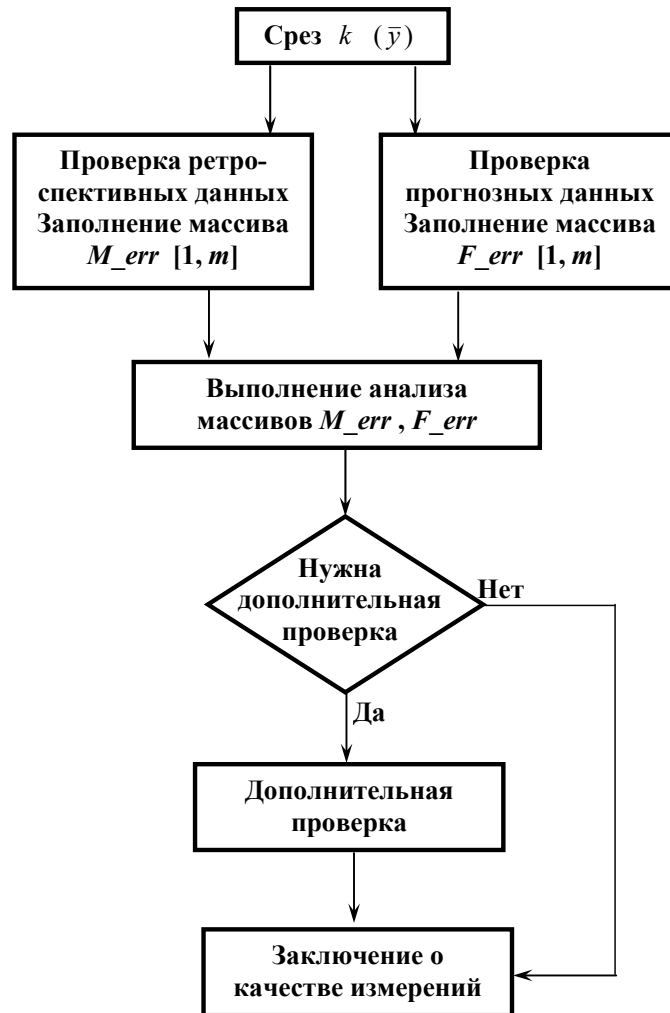


Рис.4.3.1 Схема алгоритма предложенного метода обнаружения грубых ошибок в измерениях

4.3.2. Меры по уменьшению ошибок первого и второго рода

Меры по уменьшению ошибок первого рода

Многочисленные расчеты на нескольких схемах показали, что встречаются ситуации, когда из-за наложения случайных ошибок в двух последующих срезах неравенство (4.3.1) не выполняется. И достоверное измерение объявляется

сомнительным или ошибочным. Неправильная интерпретация качества измерения (ошибка первого рода), опасна в условиях низкой избыточности измерений из-за появления критических измерений и особенно опасна для критических измерений из-за потери наблюдаемости узла, в котором значение единственного измеренного параметра режима объявляется ошибочным.

На рисунке 4.3.2 наглядно показан результат фильтрации случайных ошибок в измерении напряжения с помощью динамического оценивания состояния. Из рисунка 4.3.2 видно, что статистика оценок располагается близко к реальному значению ($y_{уст}$ см. модель измерения (1.4.2)), следовательно, при использовании уравнения (4.3.1a) эффект наложения случайных ошибок отсутствует, что уменьшает шансы отбраковать достоверное измерение.

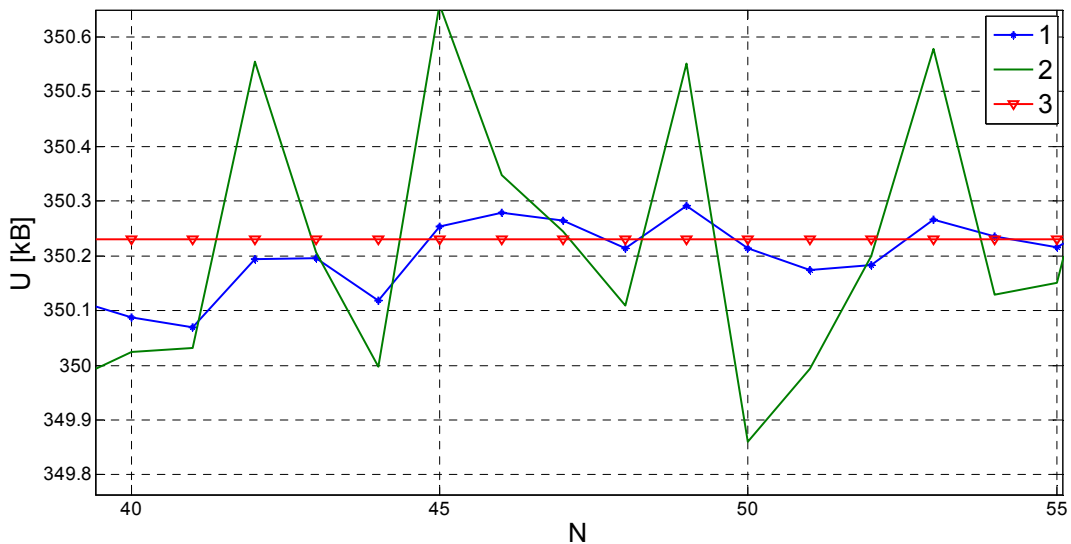


Рис. 4.3.2. Результат фильтрации случайных ошибок. 1—оценки, 2— измерения, 3— эталон

Использование выражения (4.3.1a) вместо (4.3.1) уменьшает количество ошибок первого рода т.к. в большинстве случаев выполняется соотношение

$$|\tilde{y}_{i,k-1} - \bar{y}_{i,k}| < |\bar{y}_{i,k-1} - \bar{y}_{i,k}| \quad (4.3.4)$$

т. е. разность между оценкой (кривая 1, рисунок 4.3.2), полученной на предыдущем цикле и измерением (кривая 2) текущего среза в большинстве случаев меньше разности между измерениями двух последующих срезов.

В динамическом оценивании состояния, в отличие от статического ОС, оценки критических измерений компонент вектора состояния не равны измерениям благодаря наличию дополнительного уравнения, учитывающего историю процесса. Поэтому, даже при проверке критических измерений вектора напряжения замена выражения (4.3.1) на (4.3.1а) способствует уменьшению числа ошибок первого рода.

Вторая причина ошибки первого рода – это трактовка большой разницы между измерениями на двух последующих срезах, имеющей место при изменении режима, как наличие ошибки в измерении (нераспознавание изменения режима).

Эта проблема решается путем проверки дополнительного уравнения (4.3.3), включающего прогнозы.

Меры по уменьшению ошибок второго рода

Одной из причин ошибок второго рода является небольшая величина ошибки, которая при наложении на нее случайной ошибки попадает в границы доверительного интервала. Справиться с этой ошибкой можно путем уменьшения доверительного интервала, что может привести к ошибке первого рода. Для критических измерений при подборе доверительного интервала необходимо исходить из того, что наличие немного искаженного измерения предпочтительнее его отсутствия.

4.3.3. Подробное описание метода

В табл. 4.3.1 представлена информация, являющаяся базовой для обнаружения грубых ошибок в измерениях по предложенному методу. В первом столбце показаны используемые выражения (4.3.1)–(4.3.3). Во втором столбце расположены ответы о выполнении условий, в третьем столбце дана их интерпретация. В последней колонке представлен код каждого ответа, необходимый для наглядного представления и программной реализации метода. Из таблицы видно, что при выполнении условия (4.3.2) измерение объявляется ошибочным, а выполнение или невыполнение условий (4.3.1) и (4.3.3) не определяет однозначно качество проверяемого измерения.

Таблица 4.3.1. Заданная информация

Условие	Выполнение условия	интерпретация	Код
$ \hat{y}_{i,k-1} - \bar{y}_{i,k} \leq \hat{d}_i$	да	Нет ошибки, если режим не изменился Ошибка, если режим изменился	1
$ \hat{y}_{i,k-1} - \bar{y}_{i,k} \leq \hat{d}_i$	нет	Нет ошибки, если режим изменился Ошибка, если режим не изменился	2
$ \bar{y}_{i,k-1} - \bar{y}_{i,k} = 0$	да	Ошибка (залипание)	3
$ \bar{y}_{i,k} - \tilde{y}_{i,k} \leq \tilde{d}_i$	да	Нет ошибки, если прогноз корректный	4 (1)
$ \bar{y}_{i,k} - \tilde{y}_{i,k} \leq \tilde{d}_i$	нет	Ошибка, если прогноз корректный	5 (2)

На рисунке 4.3.3 и 4.3.4 представлены алгоритмы обработки ретроспективной (заполнение массива M_err) и прогнозной (заполнение массива F_err) информации. Массив M_err заполняется кодами в соответствии со столбцом 4, табл.4.3.1 при проверке условий (4.3.1), (4.3.2). Массив F_err заполняется кодами (из табл.4.3.1, столбец 4) при проверке условия (4.3.3).

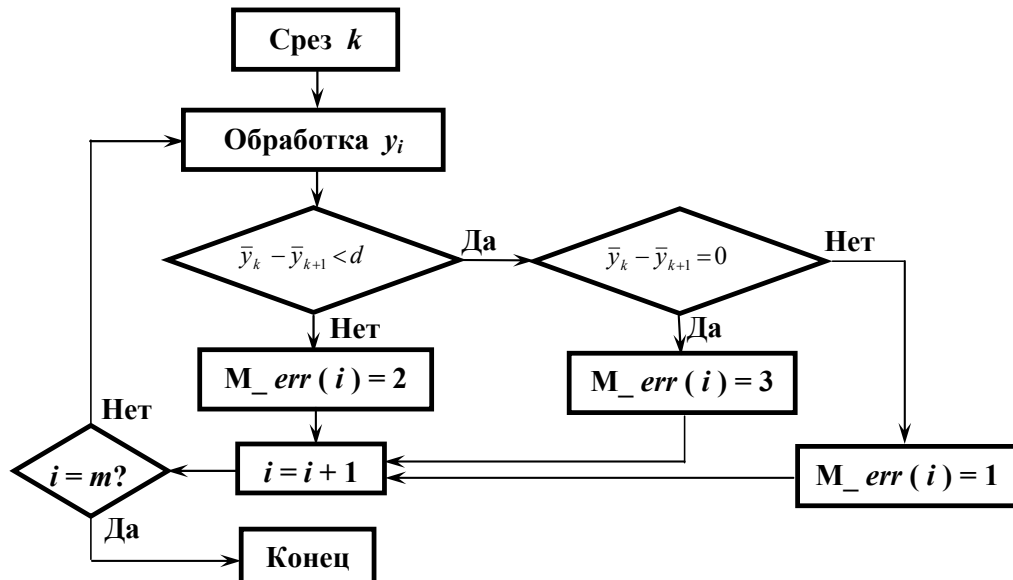


Рис. 4.3.3. Схема алгоритма обработки ретроспективной информации

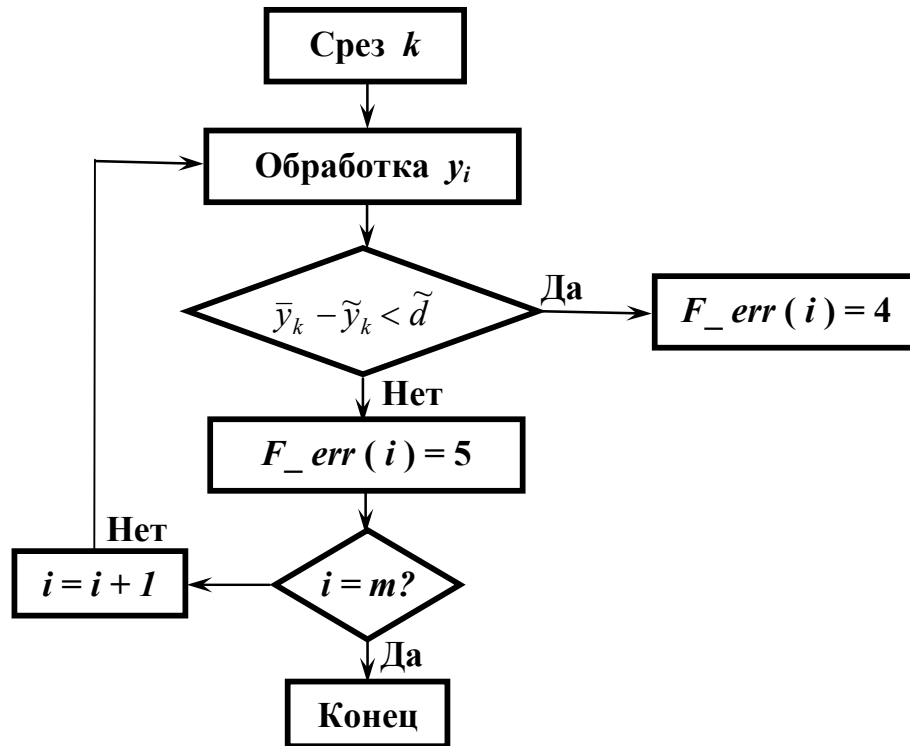


Рис. 4.3.4. Схема алгоритма обработки прогнозной информации

Вывод о качестве измерений делается по окончании комбинированной проверки рассматриваемых условий. Качественные оценки измерений сведены в таблицу 4.3.2, где по горизонтали и по вертикали указаны коды, установленные для ретроспективной и прогнозной информации соответственно. Как видно из таблицы 4.3.2, все рассматриваемые измерения делятся на достоверные, ошибочные и сомнительные. Часть сомнительных измерений, не являющиеся критическими, проходят дополнительный этап достоверизации, на котором в зависимости от подтверждения или опровержения факта изменения режима, измерения объявляются достоверными или ошибочными. Контроль изменения режима выполняется с целью уточнения корректности прогноза.

Таблица 4.3.2. Результаты работы метода без дополнительного этапа

Код (из табл.4.3.1)	1	2	3
4 (1)	Достоверное	Сомнительное	Ошибочное
5 (2)	Сомнительное	Ошибочное	Ошибочное

В ситуации 4(1).2 измерение объявляется достоверным при подтверждении изменения режима и ошибочным в противном случае. В ситуации 5(2).1 измерение рассматривается ошибочным в случае изменения режима и достоверным, если режим не изменился.

Окончательные результаты решения задачи обнаружения грубых ошибок записаны в таблицы 4.3.3 и 4.3.4.

Таблица 4.3.3. Результаты работы метода после дополнительного этапа (режим изменился)

Код	1	2	3
4 (1)	Достоверное	Достоверное	Ошибочное
5 (2)	Ошибочное	Ошибочное	Ошибочное

Таблица 4.3.4. Результаты работы метода после дополнительного этапа (режим не изменился)

Код	1	2	3
4 (1)	Достоверное	Ошибочное	Ошибочное
5 (2)	Достоверное	Ошибочное	Ошибочное

Для критических измерений окончательными результатами являются результаты таблицы 4.3.2, а статус сомнительного измерения изменяется на достоверное или ошибочное только при обработке следующего среза измерений (анализ условий (4.3.1)–(4.3.3) на следующем цикле).

Контроль изменения режима выполняется по результатам анализа двух последующих срезов.

4.4. Разработанный метод идентификации систематических ошибок

4.4.1. Идея метода

Метод идентификации систематической ошибки в измерении основан на утверждении, что при отсутствии ошибки в измерении значения математических ожиданий измерения $M(\bar{y})$ и оценки $M(\hat{y})$ равны друг другу. Считается, что обе выборки имеют нормальное распределение, так как длина выборки не меньше 30. Проверка значимости отличия средних значений двух выборок выполняется с помощью критерия Стьюдента [234], [235]. Уровень значимости t-критерия равен вероятности не принять гипотезу о равенстве выборочных средних двух выборок, когда в действительности эта гипотеза верна. Нулевая гипотеза о равенстве математических ожиданий двух статистик записывается следующим образом:

$$H_0 : M(\bar{y}_j) = M(\hat{y}_j). \quad (4.4.1)$$

В качестве статистического критерия выбирается величина [235]:

$$Z_y = \frac{\bar{y}_{cp} - \hat{y}_{cp}}{\sqrt{\sigma_{\bar{y}}^2 / (k2 - 1) + \sigma_{\hat{y}}^2 / (k2 - 1)}}, \quad (4.4.2)$$

где $\bar{y}_{cp}$, $\hat{y}_{cp}$ – средние значения измерений и оценок за $k2$ срезов, $\sigma_{\bar{y}}^2$, $\sigma_{\hat{y}}^2$ – дисперсии измерений и оценок.

Для проверки гипотезы определяется правая граница двусторонней критической области по таблице из условия [235], [236]

$\Phi(z_{кр}) = (1-\alpha)/2$, где α – уровень значимости гипотезы.

При

$$Z_y < z_{кр} \quad (4.4.3)$$

гипотеза не отклоняется, и измерение $\bar{y}_j$ рассматривается достоверным. В действительности, часто встречается ситуация, когда из-за наличия ошибки в одном измерении отклоняются гипотезы для нескольких достоверных измерений или, наоборот, нулевая гипотеза с заданным уровнем значимости не отклоняется для ошибочного измерения. В этой ситуации, для обнаружения ошибки в измерении предлагается анализировать вектор критериев, который состоит из

значений критериев, вычисленных для каждого исследуемого измерения. Под выполнением анализа, в данном случае, понимается сравнение полученного вектора со сформированными заранее эталонными векторами критериев.

Похожесть векторов определяется выбранным метрическим расстоянием между ними. Каждый вектор может быть представлен точкой в n -мерном пространстве с координатами равными значениям критериев. Сходство или различие с другими векторами устанавливаются по правилу: чем меньше расстояние, тем больше сходство. В данной работе в качестве меры расстояния используется евклидово расстояние – ошибочное измерение идентифицируется в результате вычисления и анализа евклидова расстояния между векторами критериев. Для реализации этого метода требуется предварительное формирование срезов с достоверными и ошибочными измерениями.

Наглядное представление метода

Идея метода объясняется на 2-х узловой схеме, в которой измеряются 3 параметра режима (U_1, U_2, Q_{1-2})

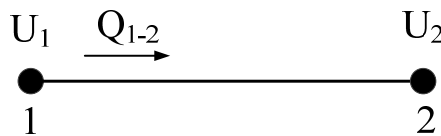


Рис. 4.4.1. 2-х узловая схема

При допущении, что в срезе измерений может быть только одно ошибочное измерение, база данных состоит из четырех векторов (рисунок 4.4.2). Точка 1 соответствует вектору критериев, когда все измерения достоверные. Точка 2: U_2 – ошибочное; точка 3: U_1 – ошибочное; точка 4: Q_{1-2} – ошибочное.

Вектор, описываемый признаками (значениями критериев) может быть представлен точкой в n -мерном пространстве (рисунок 4.4.2, $n=3$). По оси x откладываются значения Z_y для U_1 , по оси y – для U_2 и по оси z – для Q_{1-2} .

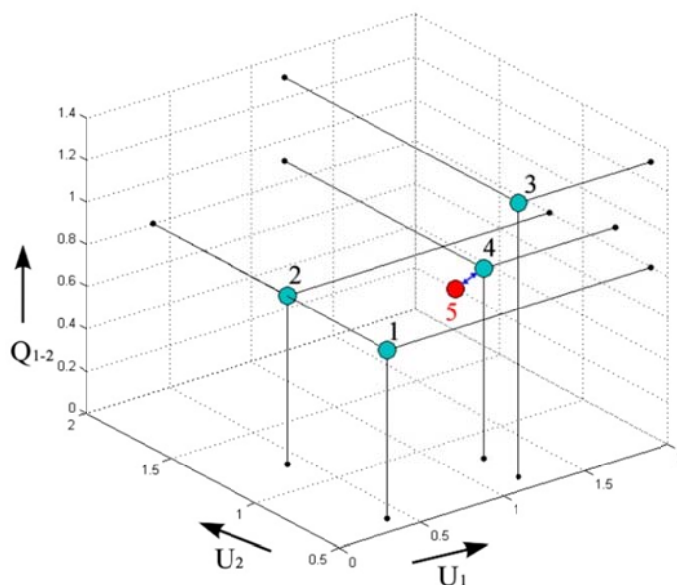


Рис. 4.4.2. Представление векторов в 3-х мерном пространстве

В режиме online вычисляется вектор Z_y (точка 5, рисунок 4.4.2) и сравнивается с векторами из базы данных. Из рисунка 4.4.2 видно, что точка 5 ближе располагается к точке 4. Это означает, что в данном срезе ошибочным является Q_{1-2} .

4.4.2. Формирование базы данных критериев (off-line)

База данных составляется на основе УР, соответствующего реальной картине функционирования ЭЭС. Срезы, по которым вычисляется УР, могут быть сформированы на основе замеров, когда в любом узле рассматриваемой энергосистемы соблюдается баланс электрической мощности.

Владельцы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств регулярно обязаны измерять параметры режима (нагрузки, напряжения, перетоки мощности) на объектах электроэнергетики. [237].

В соответствии с требованием диспетчерских центров системного оператора владельцы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств проводят контрольные замеры 2 раза в год.

В данной работе для составления базы данных $Z_y^{(БД)}$ были использованы УР из заранее созданной базы данных УР. На рисунке 4.4.3 показан алгоритм

формирования базы данных векторов критериев ($Z_y^{(БД)}$) для разных срезов в режиме off-line. Сначала вычисляется вектор критериев для среза, состоящего из n достоверных измерений $b = 0$ (блок 1). В каждом следующем срезе моделируется грубая ошибка в одном из измерений $b_j \neq 0$ и снова вычисляется вектор критериев (блок 2), причем одно измерение может поочередно иметь разное значение ошибки.

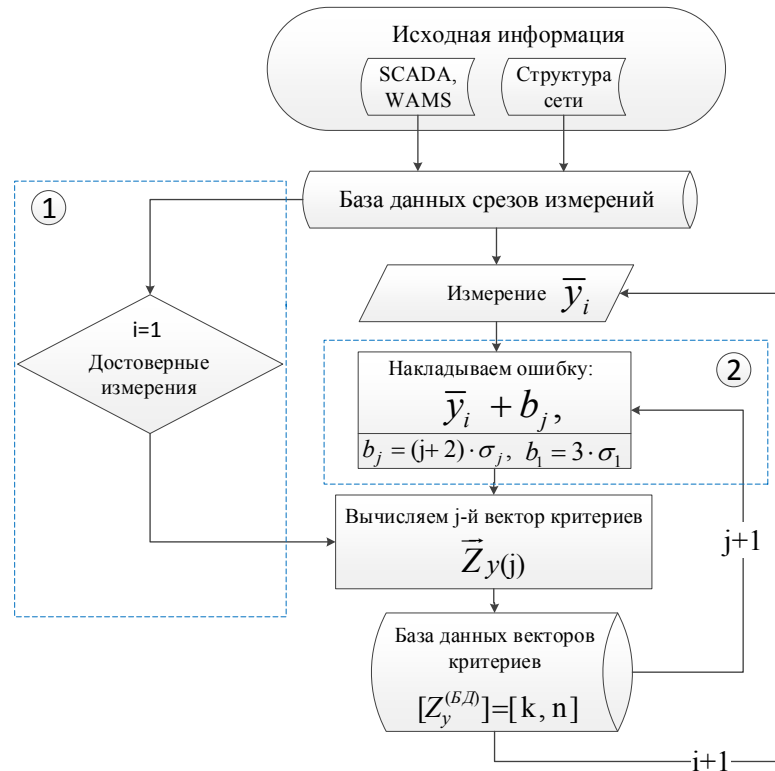


Рис. 4.4.3. Алгоритм формирования базы данных

Для учета разнообразных режимов и ошибок в измерениях рассматривается k режимов, где $k = n * er + 1$. Таким образом, создается база данных критериев $Z_y^{(БД)}$ размерностью $(n \times k)$, где n – количество исследуемых измерений, «+1» означает увеличение количества столбцов за счет вектора критериев среза без ошибочных измерений, er – количество смоделированных ошибок ($er > 0$).

База данных $Z_y^{(БД)}$ выглядит следующим образом:

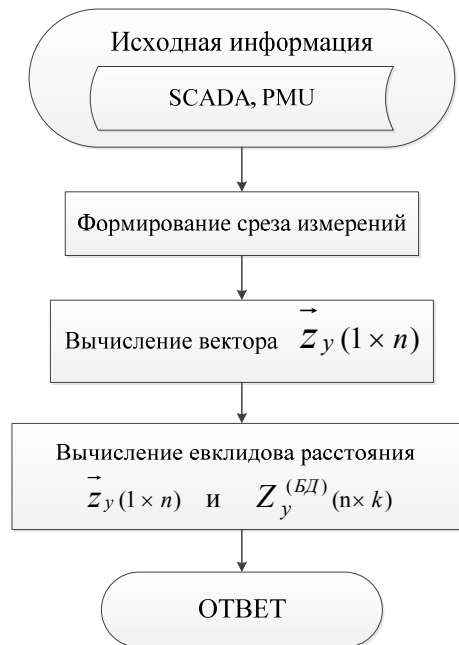


Рис. 4.4.4. Алгоритм определения ошибочного измерения

Заключение о наличии систематической ошибки в измерении делается на основе анализа k срезов. Если на k срезах показывается наличие ошибки в одном и том же измерении, то данное измерение рассматривается ошибочным.

4.5. Анализ работоспособности методов

4.5.1. Обнаружение грубых ошибок

Апробация метода была проведена на 7-ми (рисунок П1.1) и 33-х (рисунок П1.3) узловых схемах.

4.5.1.1. 7-ми схема

Данные по составу и количеству измерений 7-ми узловой схемы представлены в таблице П1.1.

Задача достоверизации была решена для критических измерений U_1 и P_{1-2} и для измерения, которое входит в группу с низкой избыточностью P_{2-3} . Архив измерений, состоящий из 145 срезов, был сформирован в ПВК State+. Срезы измерений моделировались на базе графиков нагрузок с использованием генератора случайных чисел, имитирующих погрешности в измерениях.

В результате анализа уравнения (4.3.1) было выявлено, что иногда при проверке достоверных измерений появляется ошибка первого рода из-за наложения случайных ошибок в двух соседних срезах. В этом случае измерение объявляется ошибочным или сомнительным. Для 7-ми узловой схемы сомнительными измерениями было объявлено 1% достоверных измерений.

С целью уменьшения ошибок I рода было исследовано уравнение (4.3.1a), которое использует ретроспективную информацию об оценках вместо измерений. В этом случае сомнительными измерениями были объявлены в 0.3% случаев.

Чтобы проверить способность метода не пропускать ошибки в задачу ОС, были смоделированы грубые ошибки различной кратности n по формуле:

$$\bar{y} = y_{ист} + \xi_y + n\sigma_y. \quad (4.5.1)$$

Начальным значением кратности ошибки является $n=4$. Моделирование и поиск ошибок выполнялись в приложении StateEstimation из ПВК State+, где выполняется моделирование ошибок. На рисунке 4.5.1. показаны графики напряжения в узле 1 с наличием грубых ошибок в измерении на каждом 20 срезе при $n\sigma_y = 7\sigma$.

Если измерение помечается как ошибочное, то для подавления влияния ошибочных измерений на результаты оценивания их значения заменяются прогнозами. На рисунках 4.5.2 представлены графики напряжения в узле 1 после замены ошибочных измерений.

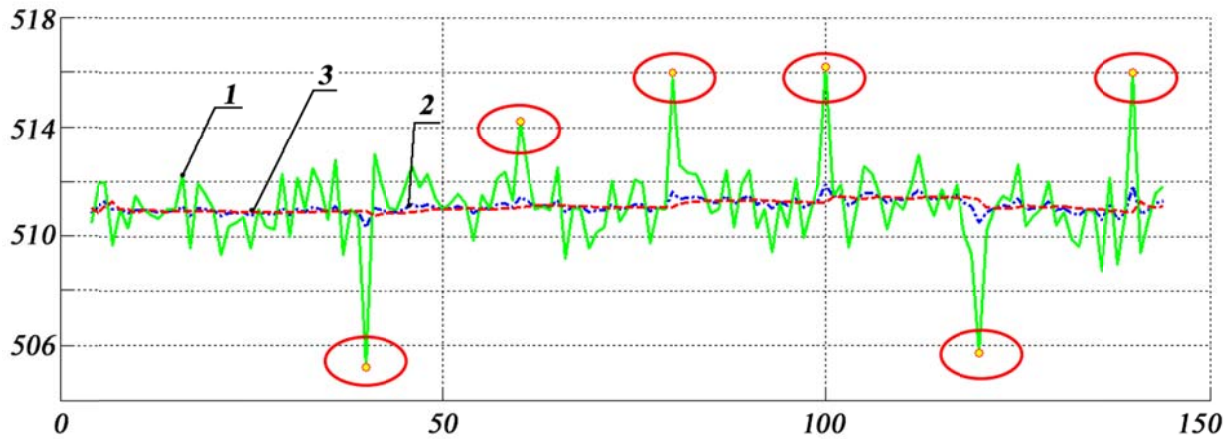


Рис.4.5.1. Измерения, оценки и прогнозы U_I без замены ошибочных измерений. 1 – измерения, 2 – оценки, 3 – прогноз

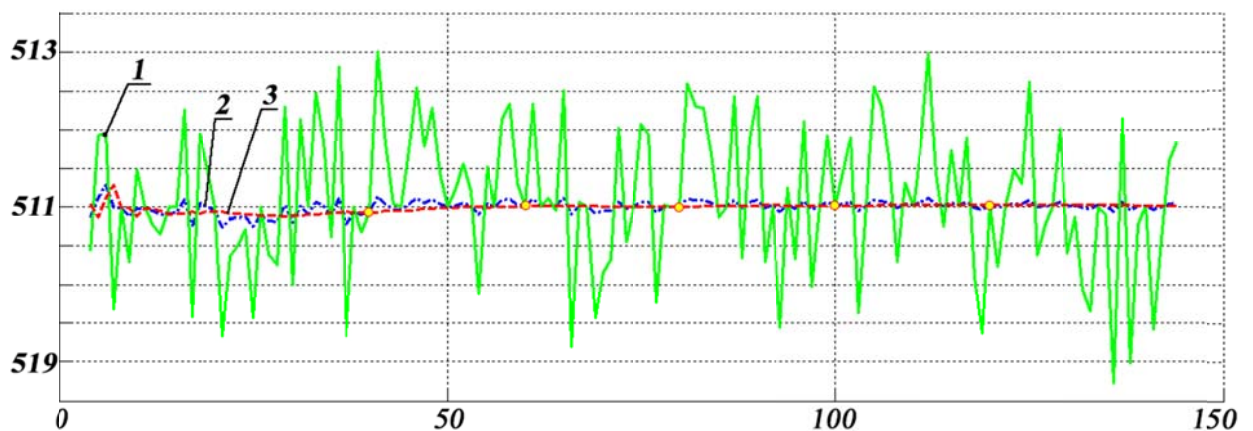


Рис. 4.5.2. Измерения, оценки и прогнозы U_I с заменой ошибочных измерений. 1 – измерения, 2 – оценки, 3 – прогноз .

В табл. 4.5.1 представлены результаты обнаружения грубой ошибки разной кратности в трех измерениях. Первое число показывает процент от общего количества рассматриваемых срезов, где ошибочное измерение идентифицировано как ошибочное. В скобках показано количество срезов, где ошибочное измерение объявляется сомнительным в процентах. На рисунках 4.5.3

результаты работы метода для измерения U_1 при смоделированных ошибках разной кратности показаны в виде гистограмм.

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что метод в 100% случаев выявляет ошибки при кратности $n \geq 6$ для P_{2-3} и кратности $n \geq 7$ для P_{1-2}, U_1 . При кратности меньше 6, некоторые ошибочные измерения помечаются сомнительными, поэтому необходимо проводить второй этап анализа – дальнейшую проверку всех сомнительных измерений.

Таблица 4.5.1. Результаты обнаружения грубой ошибки (%)

Измерение	$n=4$ ошибочное (сомнительн)	$n=5$ ошибочное (сомнительн)	$n=6$ ошибочное (сомнительн)	$n=7$ ошибочное (сомнительн)
U_1	0 (100)	83,3 (16,7)	83,3 (16,7)	100 (0)
P_{1-2}	16,7 (33,3)	66,6 (43,4)	83,3 (16,7)	100 (0)
P_{2-3}	50 (33,3)	83,3 (16,7)	100 (0)	100 (0)

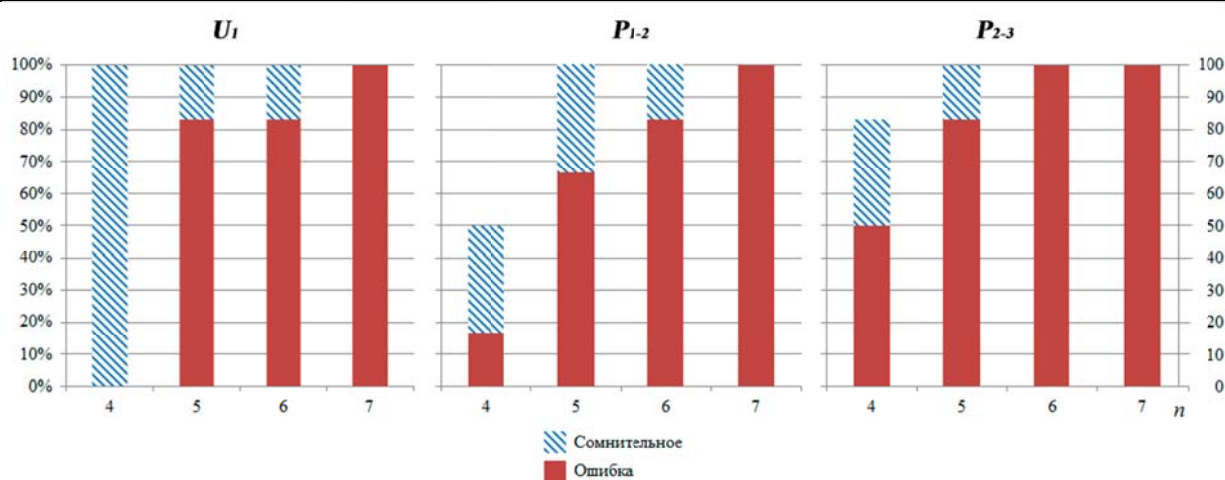


Рис. 4.5.3. Процент обнаружения грубой ошибки в измерении U_1 при разной кратности ошибки

4.5.1.2 33-х узловая схема

Аналогичные исследования были выполнены для 33-х узловой схемы (рисунок П1.3). С помощью ПВК State+ был сформирован архив измерений из 145 срезов. По формуле (4.5.1) были смоделированы грубые ошибки в выбранных

параметрах режима при разных значениях n . Результаты достоверизации сведены в таблицу 4.5.2.

Таблица 4.5.2. Результаты достоверизации измерений 33-х узловой схемы (%).

Смоделированная ситуация		Отброшенные достоверные измерения	Выявленные ошибочные измерения	
			$n=4$	$n=5$
Отсутствие ошибок		1,4	-	-
Ошибка	U_{12}	1,4	87,5	87,5
	Q_{5-25}	1,4	75	100
	Q_{24-31}	1,4	100	100
	Q_{30-7}	1,4	100	100
	Q_{18-31}	1,4	62,5	87,5
	Q_{17-18}	1,4	87,5	87,5

Анализ результатов табл. 4.5.2 показал, что

- число ошибок I-го рода равно 1,4%, это означает, что в задачу ОС не поступит около полутора процентов достоверных измерений;
- в результате достоверизации выявляются от 62,5% до 100% срезов с ошибочными измерениями. Это зависит от величины грубой ошибки в измерении. Если $n \geq 6$, то ошибка определяется в 100% случаев. Результат, полученный для данной схемы означает, что максимальное количество ошибок, которое может быть пропущено в задачу ОС равно 37,5%. и, что вероятность пропуска ошибки уменьшается при увеличении величины ошибки.

4.5.2. Обнаружение систематических ошибок

Работоспособность методов обнаружения систематических ошибок иллюстрируется в имитационных экспериментах с использованием следующих схем:

1. 3-х узловая эквивалентная схема с данными, сформированными в программе State+;
2. 13-ти узловая тестовая схема (рисунок П1.2).

Обе схемы были опробованы в различных режимах и с ошибками в разных измерениях и величинах. Формирование базы данных критериев было выполнено двумя способами по (4.4.2) и по (4.4.4).

4.5.3. Анализ результатов на примере 3-х узловой схемы

Задача обнаружения систематических ошибок в сомнительных измерениях и в измерениях разной точности, входящих в одно контрольное уравнение, решается на 3-х узловой схеме (рисунок 4.5.5).

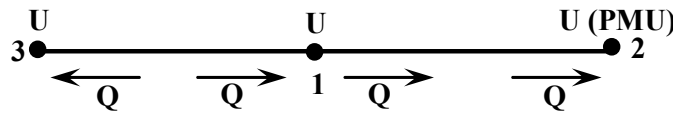


Рис. 4.5.5. 3-х узловая тестовая схема

На рисунке 4.5.5 показаны измерения перетоков реактивной мощности и модуля напряжения. В узле 2 установлен регистратор комплексных величин PMU.

По измерениям данной схемы составляются контрольные уравнения (КУ), и невязка каждого КУ сравнивается с порогом.

- 1) $Q_{1-3} + Q_{3-1} + \Delta Q - Q_c < d_1$
- 2) $Q_{1-2} + Q_{2-1} + \Delta Q - Q_c < d_2$
- 3) $U_1 - U_3 - \Delta U < d_3$
- 4) $U_1 - U_2 - \Delta U < d_4$.

Все измерения, кроме U_1 входят только в одно КУ. При наличии ошибки в одном измерении, входящего в КУ, объявляются сомнительными все измерения данного КУ. В КУ 4 входит измерение PMU U_2 . Даже при наличии ошибки в U_2 оно объявляется достоверным, так как левая часть условия 4 остается меньше порогового значения, и ошибка не идентифицируется. В приложении Б дана подробная информация о КУ 4.

В рассмотренных ситуациях ошибка может быть обнаружена с помощью предложенного в диссертации метода.

В режиме off-line создается массив эталонов (база данных) $Z_y^{(БД)}$ на базе контрольного замера (установившегося режима) в соответствии с алгоритмом, показанным на рисунке 4.4.3. Ошибка в значении измерения моделируется по формуле (4.5.1), в которой грубая ошибка b_y является систематической (n изменяется от 3 до 7).

$$b_y = n\sigma_y. \quad (4.5.2)$$

Для двух рассматриваемых способов формирования $Z_y^{(БД)}$ формируется две различные базы данных. $Z_y^{(БД)}$ формировалась на базе следующего первоначального режима $U_1=770,4\text{кВ}$; $U_2=771,8\text{кВ}$; $U_3=771\text{кВ}$, $Q_{3-1} = -253\text{кВАр}$; $Q_{1-3} = -435\text{кВАр}$; $Q_{1-2}=63\text{кВАр}$; $Q_{2-1} = -143\text{кВАр}$; $\sigma_{U1}^2 = 1.5\text{кВ}^2$, $\sigma_{U2}^2 = 0.2\text{кВ}^2$, $\sigma_Q^2 = 36\text{кВАр}^2$. На базе графика нагрузки в узле 1 (рисунок 4.5.6) было сформировано 120 новых срезов.

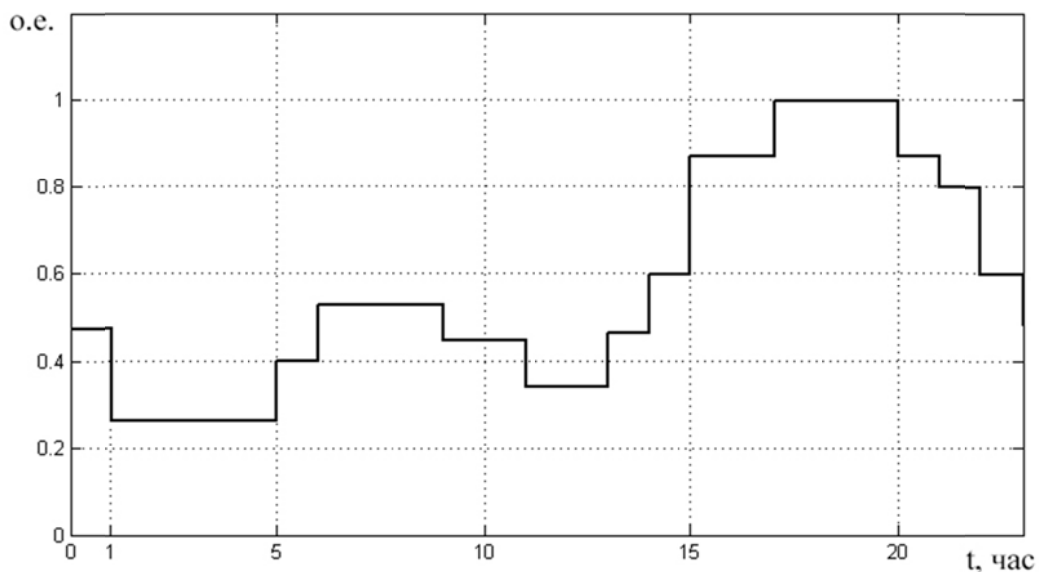


Рис. 4.5.6. Суточный график нагрузки в относительных единицах

В приложении В в табл. ПЗ.1 показана база данных $Z_y^{(БД)}$ для первого способа формирования вектора критерия. Полученные значения являются

взвешенными остатками оценивания, используемыми в методах второй группы для обнаружения ошибок в измерениях.

Анализ вектора критериев (4.4.2) выполняется, исходя из условия, что уровень значимости нулевой гипотезы (4.4.1) $\alpha = 0.05$, $k_2 = 30$, $z_{кр} = 2.04$ (Приложение Г).

Анализ базы данных (табл. ПЗ.1) показал, что при наличии ошибки в U_2 (в месте установки PMU) условие (4.4.3) выполняется:

$$|1,146| < |2,04|,$$

что означает невозможность обнаружения ошибки в измерении напряжения (объяснения представлены в главе 4.2). Остальные ошибочные измерения идентифицируются по остаткам оценивания. База данных $Z_y^{(БД)}$ для второго метода выглядит подобно первой. Значения критериев Z_y вычислены по формуле (4.4.4).

Для апробации методов моделировались срезы измерений с ошибками в некоторых измерениях. Векторы измерений были созданы из установившихся режимов, вычисленных на базе разных графиков нагрузки в узле 1 и 3, и с разными первоначальными значениями параметров режима. Результаты достоверизации представлены в табл. ПЗ.2 показано количество правильных ответов в процентах при обнаружении различных ошибок в каждом измерении.

В ходе реализации первого метода было сделано допущение, что дисперсия оценок в два раза меньше дисперсий измерений:

$$\sigma_y^2 = \frac{\bar{\sigma}_y^2}{2} \quad (4.5.3)$$

Допущение было сделано из-за сложности учета изменения режима по графику нагрузки при вычислении значения дисперсии.

Данные табл. ПЗ.2 представлены в виде графика на рисунке 4.5.7, который наглядно иллюстрирует результаты. Аналогично проверяется предложенный метод при составлении $Z_y^{(БД)}$ вторым способом. Результаты представлены в таблице ПЗ.3 и показаны в виде гистограммы (рисунок 4.5.8).

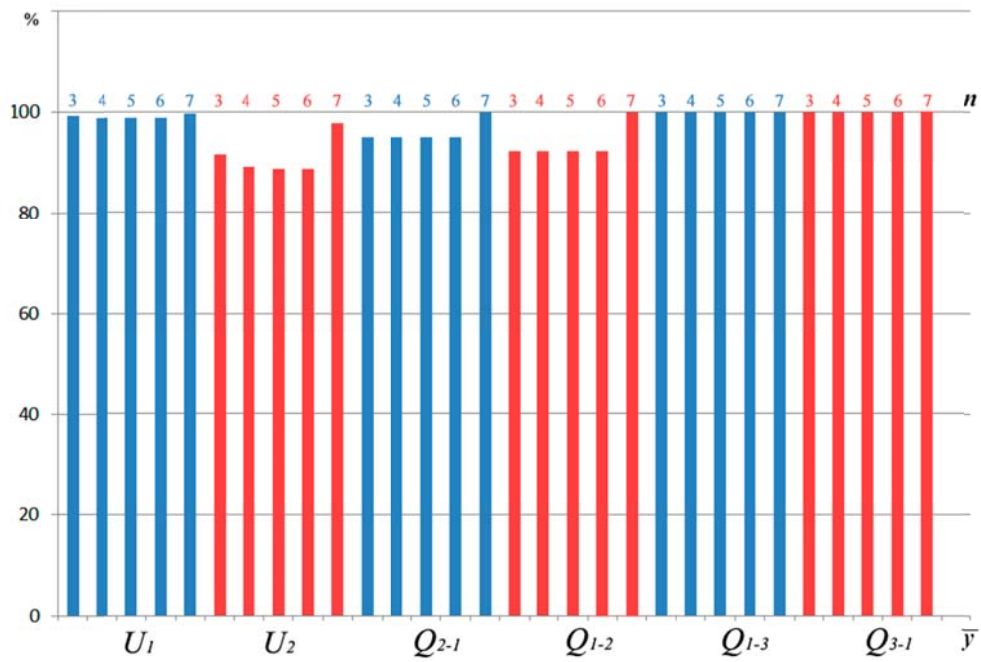


Рис. 4.5.7. Результаты работы метода при формировании $Z_y^{(БД)}$ первым способом

Сравнительный анализ результатов, полученных в соответствии с двумя способами формирования $Z_y^{(БД)}$, показали, что процент распознавания ошибочных измерений первого метода немного выше второго.

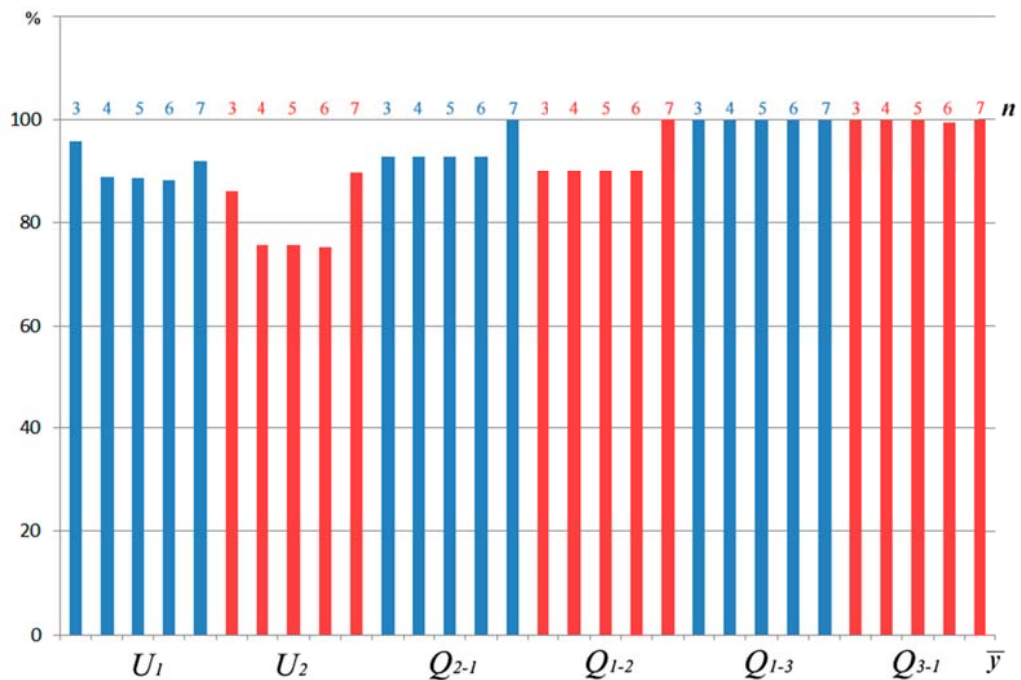


Рис. 4.5.8. Результаты работы метода при формировании $Z_y^{(БД)}$ вторым способом

Из рисунка 4.5.8 видно, что количество выявленных ошибок в измерениях напряжения U_1 , U_2 и в перетоке реактивной мощности Q_{1-2} меньше, чем в остальных измерениях. Для указанных измерений в 80 % случаев ошибка идентифицируется с правильным значением величины ошибки, в 20 % ошибка обнаруживается в данном измерении, но с отличным значением величины ошибки (n) (таблица 4.5.3).

Таблица 4.5.3. Фрагмент результатов работы метода при формировании

$Z_y^{(БД)}$ вторым способом

Смоделировано		Результат работы метода			
Измерение	n	Ошибочное измерение (n)	%	Ошибочное измерение (n)	%
1) U_2	3	$U_2 (3)$	100		
2) U_2	4	$U_2 (4)$	86,9565	$U_2 (3)$	13,0435
3) U_2	5	$U_2 (5)$	86,9565	$U_2 (4)$	13,0435
4) U_2	6	$U_2 (6)$	86,9565	$U_2 (5)$	13,0435
5) U_2	7	$U_2 (7)$	86,9565	$U_2 (6)$	13,0435

Например, для случая номер 3 (выделено жирным) можно с 100% **(86,9565+13,0435)** точно сказать, что U_2 является ошибочным измерением и с точностью 86,9565 %, что ошибка $b_y = 5 \cdot \sigma$.

Достоинства формирования $Z_y^{(БД)}$ вторым способом перед первым:

- 1) формула вычисления критериев Z_y проще;
- 2) отсутствие допущений (4.5.3), приводящих к неточности.

Выбор способа формирования $Z_y^{(БД)}$ остается за пользователем.

В приложении Д выполнен анализ методов обнаружения систематической ошибки на примере 13-и узловой схемы.

4.6. Выводы

1. В начале главы представлены общие сведения об ошибках в измерениях и показана математическая модель измерения с ошибкой.

2. Выполнен обзор современного состояния в области разработки методов обнаружения систематических и грубых ошибок в измерениях. Сделано заключение, что

- методы, основанные на анализе балансовых соотношений, во-первых, не способны идентифицировать ошибочное измерение в условиях низкой информационной избыточности и, во-вторых, эти методы не обнаруживают ошибку в измерениях PMU при интеграции данных системы SCADA и PMU в задачах оценивания состояния и оценивания МДР;

- результаты методов, основанных на анализе инноваций, сильно зависят от качества прогнозов, что делает данные методы уязвимыми;

- методы, основанные на анализе остатков оценивания, дают некорректные результаты в условиях низкой информационной избыточности и при наличии измерений разной точности;

- при использовании статических, динамических и комплексных фильтров необходимо отслеживать изменение режима, что невозможно, например, для критических измерений.

3. По результатам анализа методов, представленных в литературе, дано обоснование необходимости разработки новых методов, способных обнаруживать грубые и систематические ошибки в условиях низкой информационной избыточности и в измерениях PMU при интеграции данных системы SCADA и СМПП (WAMS) в задачах оценивания состояния, оценивания МДР.

4. Метод обнаружения грубых ошибок разработан на базе ДиОС, в основу которого положен расширенный фильтр Калмана. Использование предложенного метода позволило уменьшить количество ошибок I-го рода, в том числе и для критических измерений компонент вектора состояния, что является особенно важным для обеспечения наблюдаемости. Число ошибок I-го рода сокращается

при применении ДиОС, обладающего свойством максимально отфильтровывать случайные ошибки в измерениях компонент вектора состояния.

5. Процессы обработки неравенств (4.3.1), (4.3.2), (4.3.3) не зависят друг от друга, и при надлежащем техническом оснащении могут быть организованы параллельно. В этом случае время, необходимое для определения качества измерительной информации сократится.

6. На примере 7-ми и 33-х узловых схемах было установлено, что метод работает с точностью 100% при ошибках с кратностью больше 6. При $n < 6$ обнаружение ошибок выполняется с вероятностью около 70%.

7. В диссертации представлен метод обнаружения систематических ошибок в измерениях, который остается эффективным и при низкой информационной избыточности. Показано, что разработанный метод способен идентифицировать ошибочное измерение, для которого не отвергается нулевая гипотеза с заданным уровнем значимости и достоверное измерение, для которого отклонена нулевая гипотеза.

8. Проверена работоспособность метода обнаруживать одно измерение с ошибкой в шести различных режимах, отличающихся друг от друга первоначальными параметрами режима и графиками нагрузки в нагрузочных узлах ЭЭС. Анализ результатов показал, что предложенный метод распознает ошибку в измерении PMU, во всех режимах с вероятностью 97 %.

9. Результаты, полученные в диссертации, представлены в виде графиков и таблиц. Наглядное представление данных упрощает визуальное восприятие результатов и способствует правильному принятию решения.

Все вычисления были произведены в ПВК State+.

Глава 5. Описание методологии мониторинга режимов с МДПр, СПС и выработки УВ для использования СПС

В данной главе описана методология мониторинга текущих и прогнозных режимов ЭЭС, режимов с МДПр и СПС, позволяющая выявить и, при необходимости, использовать свободную пропускную способность контролируемых линий. Разработанная методология включает две методики и задачу вычисления управляющих воздействий, направленных на использование СПС в реальном времени. Под методикой понимается подробное и последовательное описание процедур, которые необходимо выполнить при решении указанной задачи с применением разработанных методов и алгоритмов. Апробация предложенных методик была выполнена с помощью ПВК State+ и ИНС в среде Матлаб.

5.1. Информация об ЭЭС, необходимая для реализации методов и методик

ЭЭС является сложным объектом, для управления которым необходимо в режиме реального времени собирать и обрабатывать разнообразную информацию об объекте управления. Эффективное управление ЭЭС требует быстрого решения большого количества задач. Прежде всего, это задачи мониторинга режимов ЭЭС и выработка управляющих воздействий с целью принятия оптимального решения в процессе управления ЭЭС. В условиях создания интеллектуальной ЭЭС число задач увеличивается, сами задачи становятся более сложными, информация об ЭЭС становится разнообразной. В состав исходной информации добавляются некоторые знания об ЭЭС, которые формируются заранее.

Для наглядного представления о взаимосвязях между существующей информацией об ЭЭС и задачами мониторинга, эти взаимосвязи показаны в схематичном виде на рисунках 5.1, 5.2. Во внутреннем круге показаны задачи мониторинга:

- достоверизация измерительной информации (обнаружение грубых и систематических ошибок);
- вычисление параметров установившегося режима (оценивание состояния);

- краткосрочное прогнозирование параметров режима;
- расчет режима с МДПр по измерительной информации (оценивание МДР).

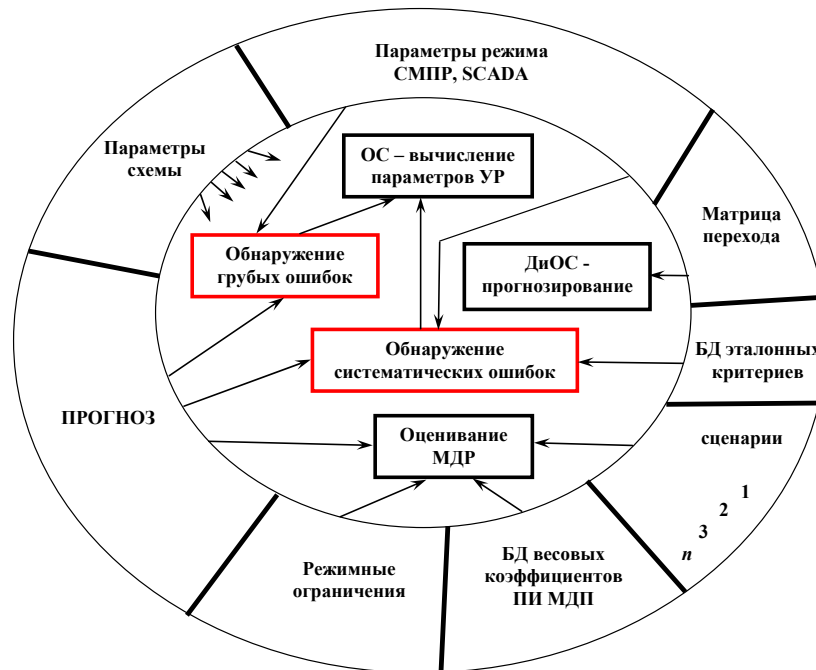


Рис. 5.1. Исходная информация об ЭЭС и решаемые задачи

В красных прямоугольниках (в черно-белом варианте более бледный контур) представлены задачи, выполнение которых направлены на повышение качества исходной информации для задач мониторинга и управления.

Во внешнем круге (рисунок 5.1) показана информация об ЭЭС, имеющаяся в наличии на момент времени решения указанных задач. Измерительная информация поступает в центр управления в темпе функционирования ЭЭС, часть информации формируется заранее в режиме off line, часть информации является результатом решения задач, показанных на рисунке 5.1 во внешнем круге (например, прогноз).

Исходная информация представляет собой

1. Измеренные параметры режима – измерения.
2. Параметры схемы замещения каждого элемента ЭЭС – линий, трансформаторов, шунтов.
3. Режимные ограничения.

4. База данных весовых коэффициентов ПИ МДП. База данных представляет собой L массивов. Размерность каждого массива равна $[l_1 \times l_2 \times l_3]$, где l_1 – количество классов, на которые поделены режимы, l_2 – количество классов, на которые поделены ограничения, l_3 – количество контролируемых линий.
5. База данных эталонных критериев (для решения задачи обнаружения систематических ошибок). База данных представляет собой L массивов. Размерность массивов равна $[l_4 \times (l_5 * l_6)]$, где $L = L_1 + L_2$, L_1 – массив критериев с одним ошибочным измерением в срезе, L_2 – массив критериев с двумя ошибочными измерениями в срезе, l_4 – количество критериев; l_5 – количество анализируемых измерений, l_6 – количество рассматриваемых ошибок для каждого анализируемого измерения.
6. Прогнозные значения параметров режима.
7. Ретроспективные значения параметров режима.
8. Матрица перехода размерностью $[n \times n \times n_1]$, где n – число узлов в схеме, n_1 – количество отрезков в рассматриваемом графике нагрузки (для суточного графика нагрузки $n_1 = 24$).
9. Обученные искусственные нейронные сети. Количество ИНС равно 2, первая ИНС анализирует режимы, вторая ИНС анализирует режимные ограничения. Размерность обучающего задачника для ИНС1 равна $[l_7 \times l_8]$, размерность обучающего задачника для ИНС2 равна $[l_9 \times l_{10}]$, где l_7 – количество анализируемых параметров режима, l_8 – количество рассматриваемых режимов, l_9 – количество параметров режима, которые анализируются на предмет выхода на ограничения, l_{10} – количество рассматриваемых ограничений.
10. Сценарии задач, для которых вычисляются управляющие воздействия.

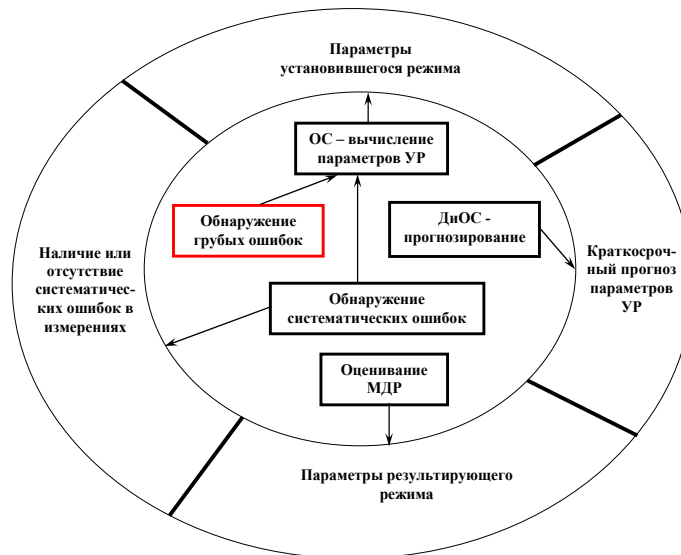


Рис.5.2. Решаемые задачи и результаты

Взаимосвязь рассматриваемых задач и информации об ЭЭС показана стрелками (рисунок 5.1).

Вычисление параметров установившегося режима (получение оценок). Для данного блока имеется одно прямое соединение с внешним кругом (с параметрами схемы). С параметрами режима данный блок соединяется через блоки обнаружения ошибочных измерений. Получение качественных результатов ОС возможно при выявлении и подавлении ошибок в измерениях, поэтому задача обнаружения ошибок и подавления их влияния на качество оценок должна всегда решаться перед оцениванием состояния. Оценки параметров режима могут быть получены с помощью динамического оценивания состояния. В этом случае измерительная информация поступает в блок ДиОС после блоков, где выявляются и подавляются ошибки в измерениях.

Прогнозирование параметров режима выполняется с помощью динамического оценивания состояния (ДиОС). В основу ДиОС положен фильтр Калмана. Фильтр Калмана настраивается в течение n циклов ДиОС. Прогнозирование выполняется по ретроспективным значениям оценок и измерений, которые уже были проверены на предмет наличия ошибок. Для прогнозирования используется матрица перехода. Блок ДиОС соединяется с внешним кругом двумя стрелками (параметры схемы и матрица перехода).

Задачи обнаружения грубых и систематических ошибок могут быть рассмотрены как задачи мониторинга. Систематические ошибки в измерениях идентифицируются при наличии трех видов исходных данных (параметры схемы, параметры режима, прогноз). Обнаружение грубых ошибок выполняется при наличии параметров схемы, параметров режима, прогноза и ретроспективной информации.

Оценивание МДР требует пять видов информации: прогноз (или измерения), режимные ограничения, обученные ИНС, сценарии рассматриваемых задач, параметры схемы замещения.

База данных весовых коэффициентов используется для интерпретации ответов ИНС.

Результаты работы каждого блока показаны во внешнем круге (рисунок 5.2). Результатом ОС является установившийся режим. В блоке ДиОС вычисляются текущие и прогнозные значения параметров установившегося режима. Результатом работы блока оценивания МДР является режим, в котором по всем контролируемым линиям передается максимальная для данных условий работы активная мощность.

5.2. Описание мониторинга режимов ЭЭС

Укрупненная схема мониторинга режимов ЭЭС, выполняемого в рамках разработанной методологии, представлена на рисунке 5.3. Процесс мониторинга представляет собой выполнение следующих процедур и задач:

1. Считывание измерительной информации.
2. Достоверизация данных.
3. Оценивание состояния.
4. Динамическое оценивание состояния.
5. Оценивание режима с МДПр.
6. Выработка управляющих воздействий.

В разработанной в диссертации методологии не упоминается о процедурах составления расчетной схемы по телесигналам и анализа наблюдаемости.

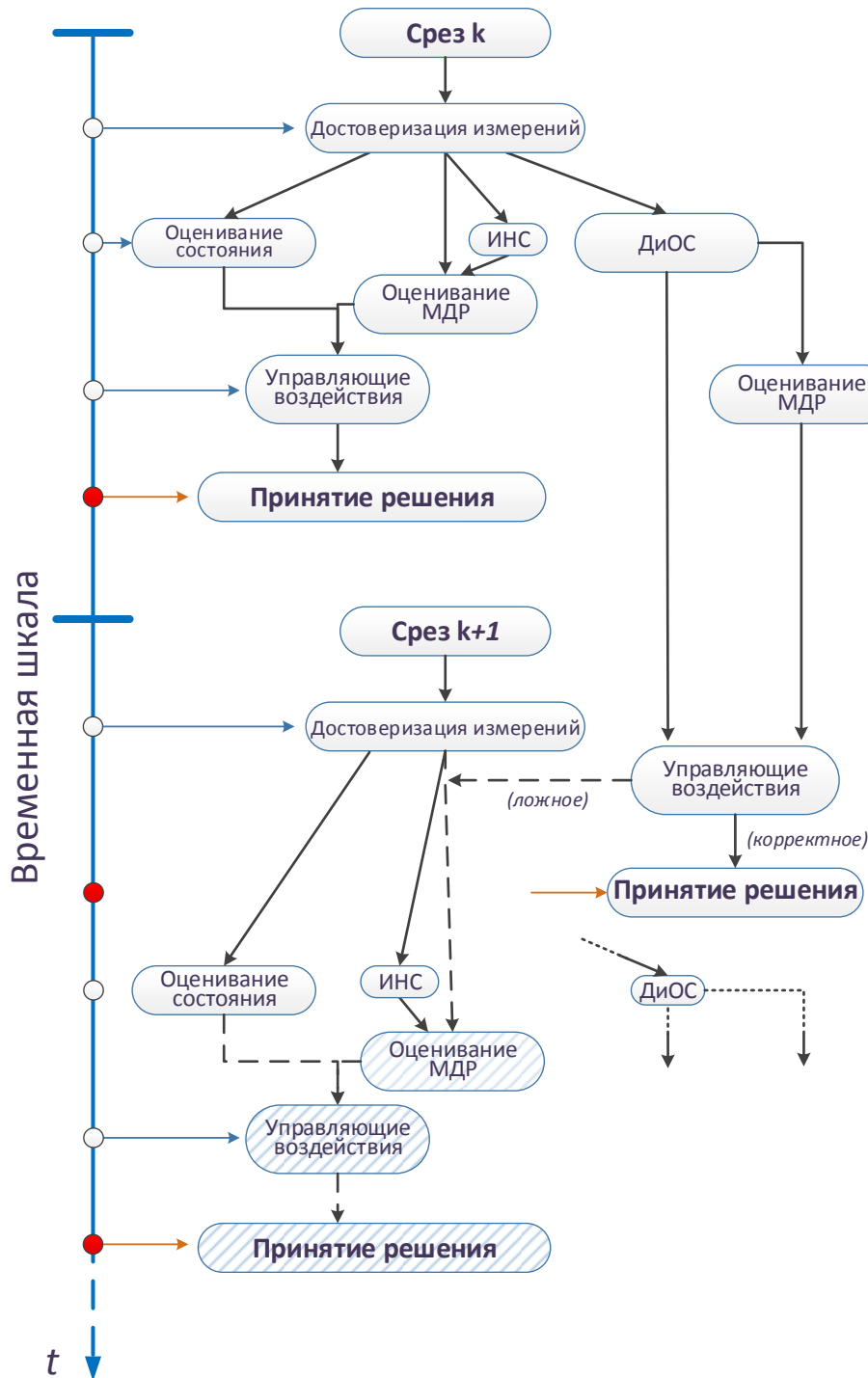


Рис. 5.3. Укрупненная схема мониторинга режимов ЭЭС, в схематичном виде показывающая ориентацию задач относительно друг друга во времени

Предполагается, что они выполняются перед процедурой «Достоверизация измерений».

На рисунке 5.3 слева показана шкала времени, началом которой является время поступления среза номер k в диспетчерский пункт. Шкала времени помогает представить ориентацию каждой задачи относительно друг друга во времени.

Мониторинг режима с МДПр и СПС выполняется по текущим или прогнозным данным в соответствии с нижеописанными методиками 1 и 2.

При использовании прогнозных данных проверка качества измерений может быть опущена.

Мониторинг режима с МДПр и СПС по текущей достоверной информации.

I. Выполняется проверка качества измерительной информации (достоверизация измерений) в соответствии с методикой 1, которая представляет собой выполнение следующих процедур и задач:

1. Срез измерений поступает в диспетчерский пункт.
2. Проверяется качество избыточных измерений (данная задача в работе не описана).
3. Загружается база данных эталонных критериев.
4. Вычисляются векторы критериев для групп измерений с низкой информационной избыточностью (по 4.4.2).
5. Решается задача обнаружения и подавления грубых и систематических ошибок в измерениях (достоверизация) для групп с низкой избыточностью. После процедуры «Достоверизация измерений» принимается, что исходные данные подготовлены для решения задач:
 - оценивание состояния;
 - динамическое оценивание состояния;
 - определение настроечных параметров программы оценивания МДР с помощью ИНС (определение весовых коэффициентов ПИ МДП);
 - оценивание МДР.

II. Выполняется оценивание режима с МДПр и СПС в соответствии с методикой 2

1. Загружаются базы данных режимов, ограничений и весовых коэффициентов ПИ МДП.
2. Решаются задачи ОС, ДиОС и распознавания, с помощью ИНС, текущего режима на предмет принадлежности его к одному из известных классов. Данные задачи могут быть решены параллельно.
3. Выполняется оценивание МДР по оперативной (текущей) информации. Начало решения данной задачи отстаёт от ОС и ДиОС на время отклика обученной ИНС.

- III. По результатам ОС и оценивания МДР вычисляются значения СПС и управляющие воздействия, направленные на достижение результатов поставленной цели.

Мониторинг режима с МДПр и СПС по прогнозной информации.

1. При наличии прогноза (правая линия) по полученным прогнозным данным решается задача распознавания прогнозного режима с помощью ИНС и затем выполняется оценивание МДР.

2. По результатам ДиОС и оценивания МДР вычисляются значения СПС и управляющие воздействия.

3. Выполняется проверка корректности прогноза. Корректность прогноза устанавливается после решения задачи достоверизации измерений $k+1$ среза путем сравнительного анализа прогнозных параметров режима с измерениями. Точность прогнозирования вычисляется следующим образом:

$$|\tilde{y} - \bar{y}| < \tilde{d} . \quad (5.1)$$

При соблюдении условия (5.1) точность прогноза считается приемлемой для решения поставленной задачи.

4. В случае корректного прогноза могут быть приняты решения, направленные на использование СПС.

Из рисунка 5.3 видно, что в рамках разработанной методологии управляющие воздействия, направленные на использование СПС, вырабатываются по итогам задач оценивания состояния и оценивания МДР. При наличии прогнозных данных управляющие воздействия могут быть выработаны до решения задачи оценивания состояния.

5.3. Разработка компромиссного подхода к определению режима с МДПр и СПС в нескольких межсистемных контролируемых сечениях одновременно

Компромиссный подход реализован в соответствии с методикой 2.

5.3.1. Предварительные шаги для применения методики 2 в конкретной ЭЭС

Методика 2 (оценивание режима с МДПр и СПС) предполагает наличие предварительного этапа, на котором выполняется преобразование универсальной методики в методику решения задач в конкретной ЭЭС. На данном этапе определяется круг решаемых задач (разрабатываются сценарии), формируются обучающие задачки и обучаются ИНС распознаванию, соответствующих заданному сценарию, текущим измерениям и ограничениям, весовых коэффициентов. На рисунке 5.4 показан предварительный этап, на котором формируется n сценариев. Из режимов (архив1) и режимных ограничений (архив2) формируются обучающие выборки, по которым обучаются две ИНС.

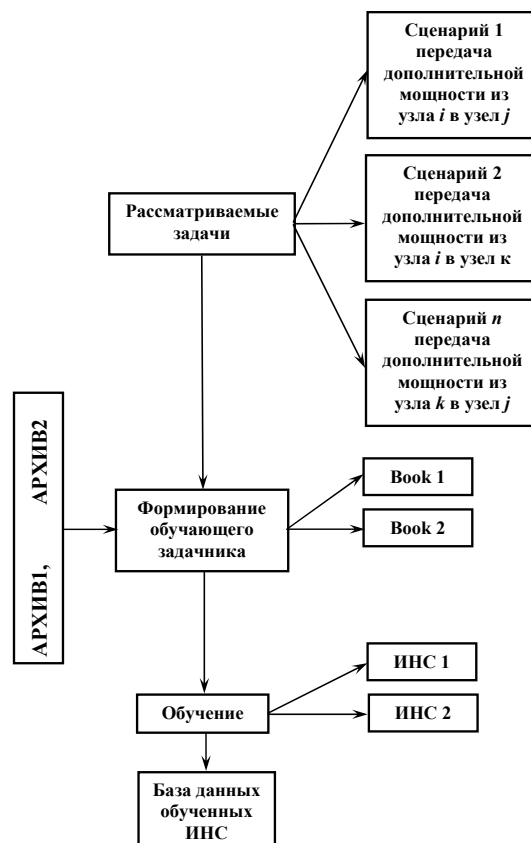


Рис. 5.4. Предварительный этап методики 2 в схематичном виде

Действия, которые выполняются на предварительном этапе:

1. Задаются сценарии. Под составлением сценария понимается: задание контролируемых линий, определение регулируемых параметров режима, задание диапазона изменения регулируемых параметров режима.

2. Анализируется ретроспективная информация о режимах ЭЭС: определяются похожие режимы. Анализ режимов выполняется с помощью ИНС1. В процессе обучения ИНС1, все похожие режимы объединяются в один класс (множество Y сокращается и обозначается Y_g).
3. Анализируется ретроспективная информация о режимных ограничениях ЭЭС: определяются похожие ограничения. Анализ ограничений выполняется с помощью ИНС2. В результате обучения ИНС2, похожие векторы ограничений объединяются в один класс (множество Z сокращается и обозначается Z_q).
4. Задается линейка весовых коэффициентов – максимальное и минимальное значения в.к.
5. Для каждого сценария для каждого сочетания множества Y_g , Z_q подбираются в.к. из заданной линейки в.к., которые обеспечат желаемый (результатирующий) УР – формируется информация, которая используется для интерпретации ответов ИНС.

5.3.2. Вычисление СПС межсистемных контролируемых линий

Данная задача решается, когда в единой системе функционирует множество субъектов, которые имеют собственные интересы, требования к объективности и обоснованности решений, принимаемых системой оперативно–диспетчерского управления [3]. К такой задаче относится использование СПС межсистемных линий. Использование СПС линий предполагает изменение режима в связи с дополнительной нагрузкой этих линий. Получение желаемого режима является непростой задачей, т.к. необходимо контролировать загрузку нескольких указанных линий и при этом учитывать режим прилегающей сети. В случае вычисления СПС в межсистемных связях данная задача усложняется тем, что в процессе выработки решения о загрузке линий принимают участие несколько, независимых друг от друга, диспетчеров. Диспетчер каждой ЭЭС управляет своей системой самостоятельно и не владеет информацией о состоянии режима соседних ЭЭС. В сложившейся ситуации, для вычисления СПС в межсистемных связях, диспетчер каждой системы устанавливает свой регламент дополнительной

загрузки линий. Регламент определяется текущими режимными условиями, т.е. значениями пределов возможного изменения параметров режима и величиной желаемого перетока в линии. Чтобы действия диспетчеров не противоречили друг другу, необходимо соединить их в единый регламент, в соответствии с которым будут загружаться межсистемные линии. Одним из путей решения данной задачи является децентрализованное вычисление СПС.

В настоящее время существует не много методов, посвященных децентрализованному вычислению МДП [74]. Главным препятствием для децентрализованного вычисления МДП является необходимость учитывать корреляции между зонами энергосистемы. Каждая передача должна анализироваться с точки зрения всей энергосистемы. Физическая корреляция между зонами управления математически может интерпретироваться как вычисление обратной матрицы Якоби перетоков или упрощенной матрицы проводимости. Матрица проводимости состоит из информационных блоков из всех зон управления. В условиях децентрализованного управления матрица проводимости всей системы не известна. Поэтому очень сложно вычислить обратную матрицу проводимости при децентрализованном управлении. Предлагаемые решения вычисления МДП в децентрализованной системе могут быть поделены на две категории. Первая категория вводит двухуровневую структуру, строится мегасистема управления всеми зонами управления. Мегасистема имеет всю информацию о системе и ответственна за все вычисления по этой информации. Двухуровневая система защищает частную информацию каждой зоны управления, так как они не обмениваются между собой этой информацией, но при этом необходимы большие инвестиции на построение коммуникационной и компьютерной инфраструктуры. Во второй категории методов создается многоуровневые зоны для вычисления МДП, в которых может быть применен алгоритм вычисления МДП, используемый при централизованном управлении. Задача вычисления МДП во многоуровневых зонах формулируется как декомпозиция системы на несколько подсистем, представляющих собой уровень зоны. Чтобы создать топологию каждой подсистемы в граничные узлы

добавляются различные эквиваленты системы: REI эквиваленты, Kron эквиваленты, некоторые фиктивные узлы. Хотя эти методы не требуют мегасистем, дополнительные эквиваленты сети и итерационный процесс замедляют алгоритмы и влияют на точность результатов.

В [74] математически преобразуется сам алгоритм вычисления МДП, используя метод декомпозиции области (МДО). Автор [238] говорит, что в условиях конкурентного рынка электроэнергии необходимо использовать компромиссный подход к определению величин МДП

В диссертации разработан *компромиссный подход* к вычислению режима с МДПр и СПС, основанный на методах первой категории. Создается центр управления, в который передаются данные из всех систем, затем вырабатывается единый регламент с помощью программы оценивания МДР. На рисунке 5.5 показана схема управления загрузкой межсистемных линий в режиме on-line. Каждая ЭЭС представлена тремя функциональными блоками: сбор данных, формирование регламента загрузки линий и получение инструкций для дополнительной загрузки межсистемных линий.

Сбор данных или сбор информации о параметрах режима ЭЭС осуществляется с помощью системы SCADA и СМПП (WAMS). В каждой системе i из измеренных параметров режима создается вектор измерений $\bar{y}_i$, который затем передается в центр управления.

В блоке «*формирование регламента*» создается документ, где:

- указываются линии, по которым будет передаваться дополнительная мощность;
- задаются значения псевдоизмерений перетоков активной мощности в указанных линиях $P^{пи\ МДП}$;
- перечисляются регулируемые параметры режима;
- определяются пределы изменений регулируемых параметров режима $y_i^{огр}$;
- подготовленная информация передается в центр управления.

Получение инструкций. Параметры результирующего режима и информация о реализованных управляющих воздействиях для получения этого режима, поступают в каждую систему объединенной ЭЭС (блок «получение инструкций»). В результате, диспетчер каждой системы располагает подробной информацией о своей системе (какие параметры режима будут и что надо для этого сделать), и имеет общее представление о параметрах результирующего режима соседних систем (например, процент дополнительной загрузки линии и приложенные для этого усилия).

В случае согласия всех диспетчеров с результатами оценивания МДР – достигнуто компромиссное решение – начинается работа, направленная на передачу дополнительной мощности по указанным линиям.

В центре управления выполняются следующие функции:

1. Формируются режимные ограничения объединенной ЭЭС y^{ogr} .
2. Формируется on-line информация $\bar{y} = (\bar{y}_1, \bar{y}_2, \dots, \bar{y}_I)$, где I – количество заинтересованных систем. Вектор $\bar{y}$ передается в программы оценивания МДР и в ОС.
3. Выполняется ОС.
4. Формируется расчетная информация $y^{cal} = (P_1^{ПИ\ МДП}, P_2^{ПИ\ МДП}, \dots, P_J^{ПИ\ МДП})$, где $P_1^{ПИ\ МДП}, P_2^{ПИ\ МДП}, \dots, P_J^{ПИ\ МДП}$ – ПИ МДП в контролируемых линиях, J – количество контролируемых линий.
5. Из on-line информации $\bar{y} = (\bar{y}_1, \bar{y}_2, \dots, \bar{y}_i)$ и ограничений y^{ogr} формируются входные векторы для ИНС1 и ИНС2. Обученные ИНС выбирают номера классов, к которым принадлежат данные входные векторы.
6. Из базы данных выбираются весовые коэффициенты ПИ МДП, в соответствии с ответами каждой ИНС.
7. Формируется результирующий вектор исходных данных, по которому выполняется оценивание режима с МДПр

$$\bar{y}_{PE3} = (\bar{y}, P_{lk}^{ПИ\ МДП}). \quad (5.4)$$

8. По вектору $\bar{y}_{PE3}$ вычисляется результирующий режим объединенной ЭЭС. Вектор оценок результирующего режима выглядит следующим образом:

$$\hat{y}_{PE3} = (\hat{y}^n, \hat{y}^k, \hat{P}_{lk}^{МДП}). \quad (5.5)$$

9. Вычисляются значения СПС контролируемых линий по (2.3.1) и управляющие воздействия по (2.3.2).
10. Необходимая информация передается в блок получения инструкций каждой ЭЭС.

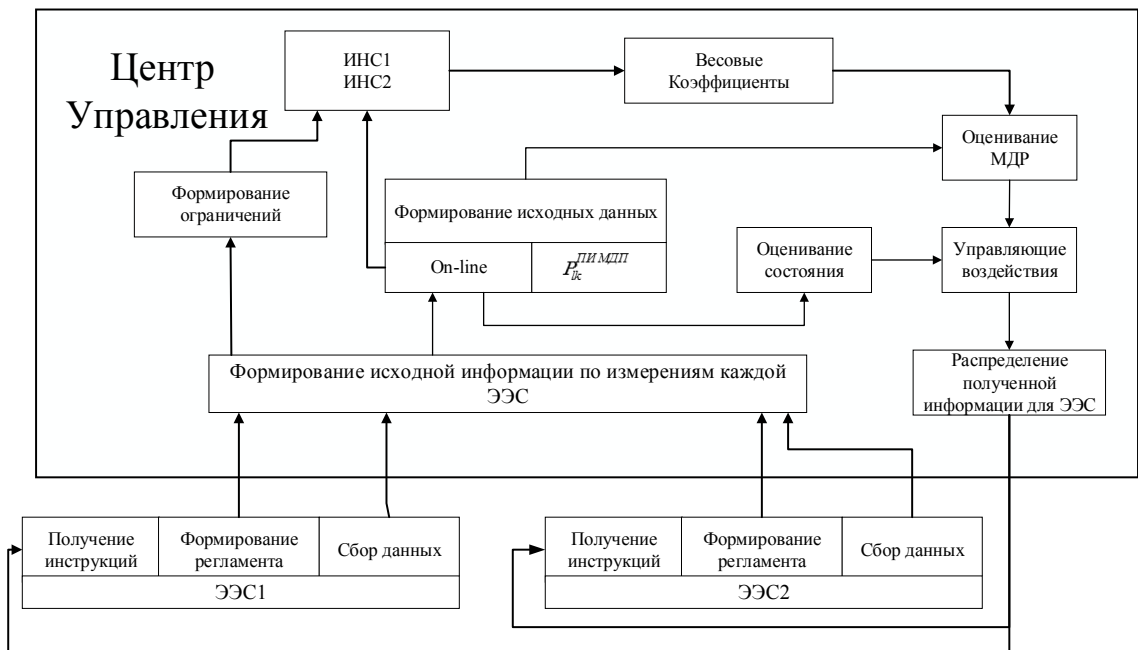


Рис.5.5. Схема управления загрузкой межсистемных линий в режиме on-line

В приложении Е представлен пример расчета МДПр в контролируемых сечениях Иркутской энергосистемы по трем сценариям. В результате были сделаны выводы, что значения МДПр, полученные с помощью разработанного метода оценивания МДР совпадают со значениями МДП, представленными в [239].

В приложении Ж представлено решение задачи оценивания режима с МДПр по методике 2 на примере тестовой схемы.

5.4. Программно-вычислительный комплекс State+

5.4.1. Предпосылки создания и основной функционал ПВК

ПВК State+ был разработан для быстрого и эффективного анализа предложенных методов и алгоритмов. Для удобства исследователей был создан графический интерфейс пользователя, который представляет собой систему средств, обеспечивающих взаимодействие пользователя с компьютером. Система средств основана на представлении всех доступных пользователю системных объектов и функций в виде графических компонентов экрана (окон, значков, меню, кнопок, списков и т. п.) [43]. Пользователь с помощью клавиатуры имеет доступ ко всем видимым экранным объектам — элементам интерфейса — и осуществляет прямое манипулирование.

Программно-вычислительный комплекс State+ включает реализацию:

- методов, описанных в научной литературе;
- методов, разработанных в диссертации;
- графического интерфейса пользователя.

Программа разрабатывалась в среде MATLAB с использованием объектно-ориентированного языка программирования. Разработчиками программы являются А.М. Глазунова и Е.С. Съёмщиков.

ПВК State+ подразделяется на два приложения State и StateEstimation, которые в совокупности позволяют произвести следующие действия:

- расчет УР методом Ньютона;
- создание базы данных установившихся режимов;
- моделирование срезов измерений;
- моделирование грубых и систематических ошибок в измерениях;
- обнаружение грубых ошибок в измерениях;
- обнаружение систематических ошибок в измерениях;
- оценивание состояния ЭЭС;
- динамическое оценивание состояния ЭЭС;
- краткосрочное прогнозирование параметров режима с помощью динамического оценивания состояния;

- подбор весовых коэффициентов ПИ МДП;
- оценивание максимально-допустимого перетока в контролируемых линиях;
- анализ полученных данных и их наглядное представление.

5.4.2. Описание алгоритма работы программы

Блок-схема алгоритма работы ПВК State+ показана на рисунке 5.6 в наглядном виде.

Базы данных (БД) установившихся режимов и срезов измерений формируются в приложении State. Исходная информация для формирования БД – это графики нагрузки во всех нагрузочных узлах, параметры схемы ЭЭС, параметры режима, структура среза измерений. Последняя информация необходима для формирования базы данных срезов измерений.

По заданным исходным данным вычисляются установившиеся режимы для каждой точки графика нагрузки. Все вычисленные режимы записываются в базу данных установившихся режимов (УР).

На базе УР создается база данных срезов измерений. Каждый срез измерений обрабатывается программой оценивания состояния в приложении State Estimation. Полученные оценки записываются в БД оценок.

В блоке «Настройка весовых коэффициентов» выполняется подбор весовых коэффициентов ПИ МДП, которые используются при оценивании режима с МДПр в контролируемых линиях.

5.4.3. Программное приложение State

5.4.3.1. Основа приложения

В основу приложения State заложен расчет установившихся режимов методом Ньютона, который состоит в последовательной замене на каждой итерации системы нелинейных уравнений некоторой линейной системой [240]. При решении электроэнергетических задач методом Ньютона, балансы в узлах и матрица Якоби представляются в матричном виде.

Корректность расчета УР в приложении State была подтверждена расчетами в программе RastrWin (ПО, которое является доминирующим на рынке отечественных программных продуктов и используемое в ЦДУ) [57].

Графический интерфейс приложения State построен таким образом, чтобы пользователь мог легко смоделировать ту ситуацию, которая интересует его в рамках проводимого исследования. Главная страница приложения State показана на рисунке 5.6.

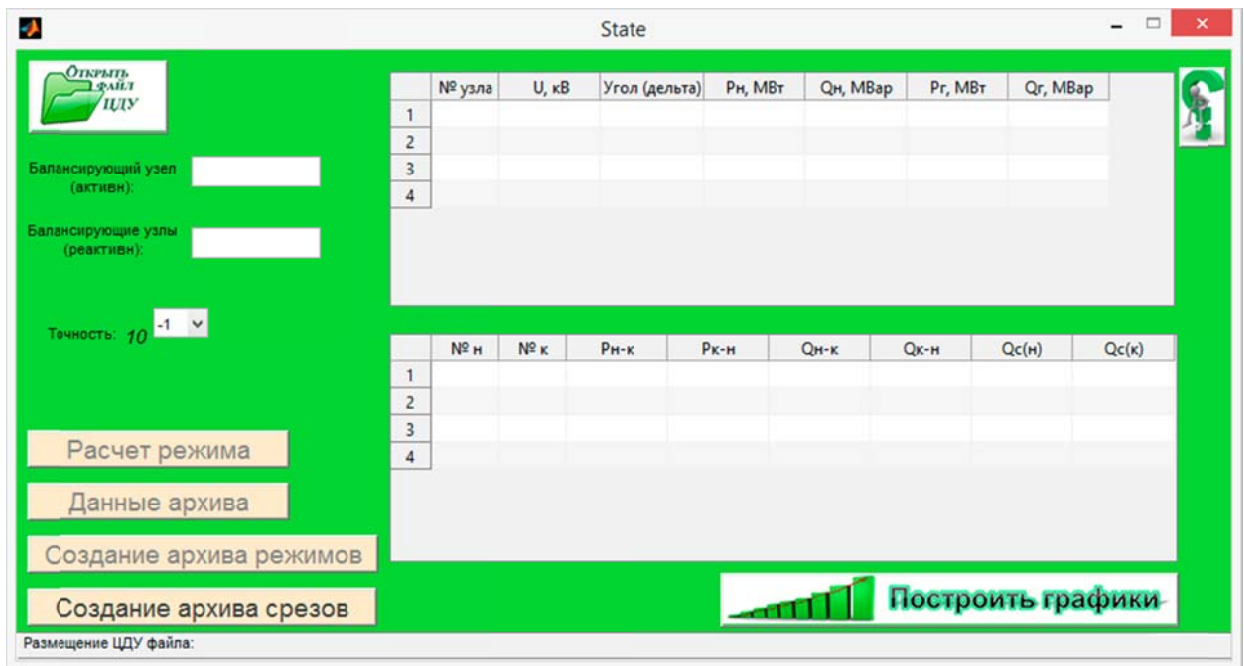


Рис. 5.6. Главная страница приложения State

5.4.3.2. Формирование архива измерений

Для отладки методов и алгоритмов оценивания состояния требуется статистическая информация о параметрах режима. В настоящее время такая информация является закрытой и, следовательно, недоступной для исследователя. В этой ситуации для отладки новых методов обнаружения ошибочных измерений создается база срезов измерений с точным указанием ошибочных измерений и с указанием величины ошибки этих измерений. Такая информация может быть получена путем моделирования срезов измерений, приближенных к реальным срезам, и заданием известной величины ошибки в заданном измерении.

Создание срезов измерений выполняется на базе установившихся режимов, которые вычисляются в каждой точке типового или заданного пользователем графика нагрузки в каждом нагрузочном узле. Для построения конкретного графика необходимо знать максимальную нагрузку и иметь заданный график в относительных единицах.

Исходной информацией для создания установившихся режимов являются:

- Файл в формате ЦДУ с расширением *.dat или *.txt, содержащий информацию о параметрах сети.
- Номера балансирующих узлов по активной и реактивной мощности.
- Желаемая точность итерационного процесса.
- Графики нагрузки.

В программе используются типовые графики суточной нагрузки, показанные на рисунке 5.7, и при выборе нижней точки предоставляется возможность смоделировать любой график нагрузки.

Исходной информацией для создания срезов измерений является:

- Файл в формате ЦДУ с расширением *.dat или *.txt, содержащий информацию о параметрах сети.
- Номер балансирующего узла по активной мощности.
- Желаемая точность итерационного процесса.
- Структура среза.

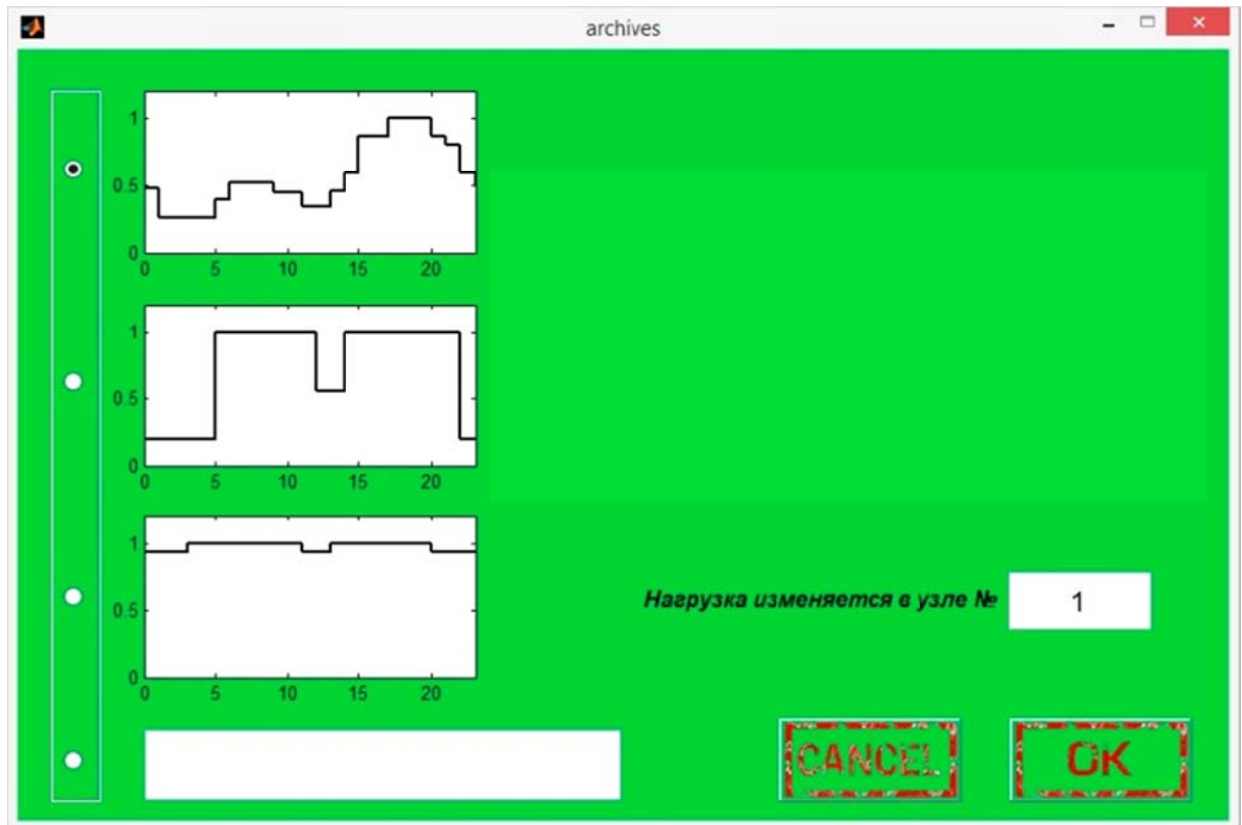


Рис. 5.7. Окно выбора графика нагрузки

На странице, показанной на рисунке 5.7, выбираются узлы, в которых изменяется активная нагрузка и графики нагрузки. Для каждой точки графика вычисляется установившийся режим. Выбранный график определяет количество созданных установившихся режимов. Например, при выборе суточного графика, количество УР равняется 24 (без учета наложения случайных ошибок на параметры УР). Данные установившихся режимов можно посмотреть в таблицах или построить графические зависимости.

На основе созданной базы установившихся режимов формируется база срезов измерений. Информацию о структуре среза измеряемых параметров содержит файл INF. С помощью генератора случайных чисел (функции Randomize) моделируется случайная ошибка по формуле

$$\xi_y = x\sigma ,$$

где x – число, сгенерированное датчиком случайных чисел. Ошибка добавляется к измеряемому параметру установившегося режима. Получившиеся срезы

сохраняются в формате *.MAT, и используются в дальнейшем в приложении StateEstimation для задач ОС. В программе имеется возможность определить количество срезов. Для этого задаётся количество срезов, где измерения одного и того же параметра режима отличаются между собой только величиной случайной ошибки.

5.4.4. Программное приложение StateEstimation

5.5.4.1. Работа в приложении

Данное приложение было создано для:

- обработки срезов измерений методом оценивания состояния;
- обработки срезов измерений методом динамического оценивания состояния;
- отладки методов обнаружения систематических ошибок в измерениях;
- отладки методов обнаружения грубых ошибок в измерениях;
- краткосрочного прогнозирования параметров режима с помощью динамического оценивания состояния;
- подбора весовых коэффициентов ПИ МДП;
- оценивания МДР.

В приложении используется метод ОС, названный в [110] методом нормальных уравнений.

Главная страница приложения показана на рисунке 5.8. Чтобы выполнить расчет ОС необходимо загрузить файлы ЦДУ (параметры схемы) и файл INF (информация об измерениях), ввести балансирующий узел и нажать кнопку «Выполнить О.С.». Результат выводится в виде таблиц (рисунок 5.8). Верхняя таблица на рисунке 5.8 отображает значения измерений и оценок параметров узлов, в нижней таблице показаны измерения в линиях.

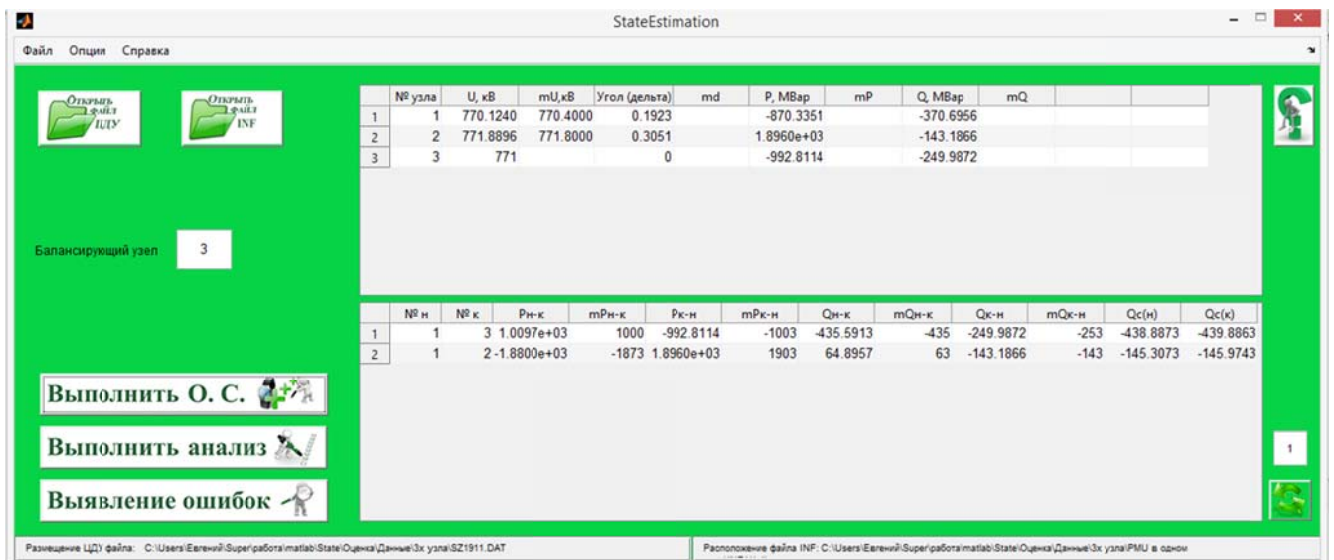


Рис. 5.8. Результат работы ОС для 3-х узловой схемы (рис.5.1)

В качестве балансирующего узла рекомендуется принимать узел с наиболее точно измеренным значением напряжения.

Результаты расчета с помощью динамического оценивания состояния показаны на рисунке 5.9. Результаты могут быть представлены в табличном и в графическом видах.

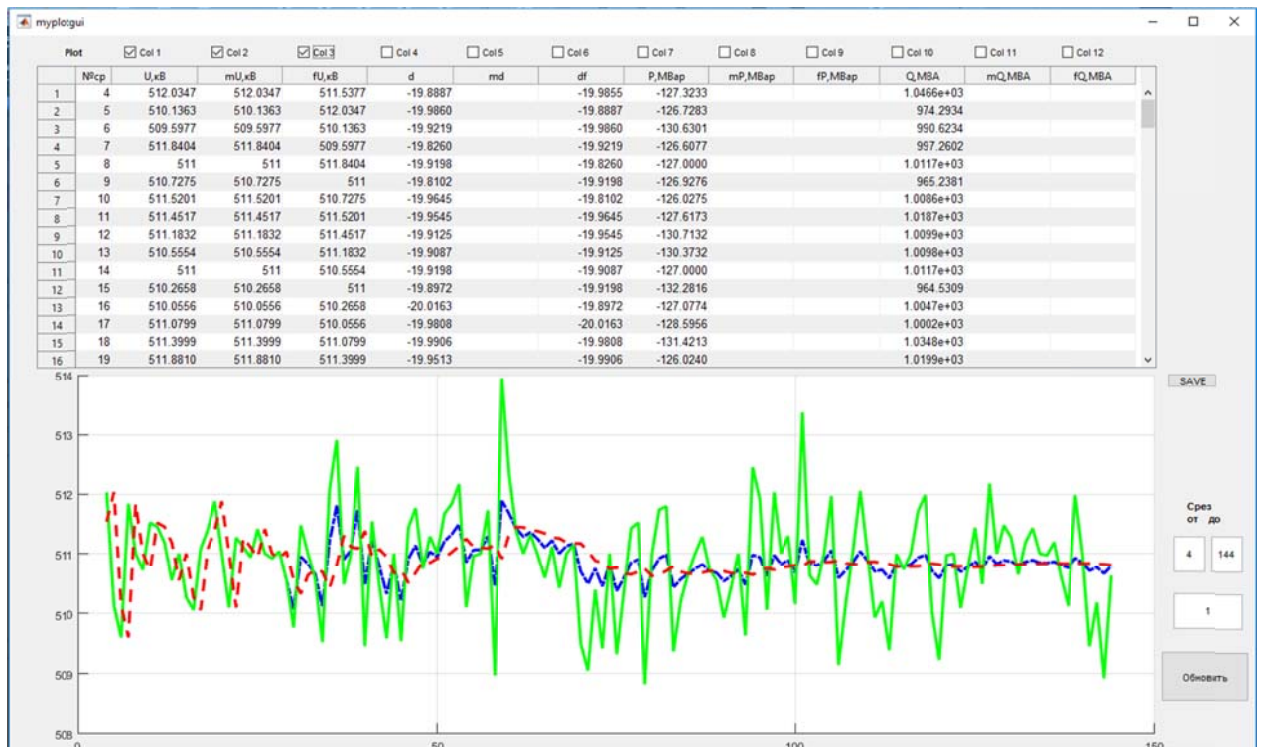


Рис. 5.9. Результаты расчета с помощью ДиОС

5.4.4.2. Обнаружение грубых и систематических ошибок в измерениях

Блок «Выявление ошибок» предназначен для отладки методов и алгоритмов обнаружения грубых и систематических ошибок в измерениях соответственно.

Результаты выявления систематических ошибок в измерениях выводятся на экран в виде таблицы (рисунок 5.10).

Результат								
	Ошибка смоделирована	σ	Ошибка выявлена	Точность (%)	Ошибка выявлена	Точность (%)	Ошибка выявлена	Точность (%)
1	U(1-0)	3	U 1-0(3)	100				
2	U(1-0)	4	U 1-0(4)	100				
3	U(1-0)	5	U 1-0(5)	100				
4	U(1-0)	6	U 1-0(6)	100				
5	U(1-0)	7	U 1-0(7)	100				
6	U(2-0)	3	U 2-0(3)	98.913	U 2-0(4)	1.087		
7	U(2-0)	4	U 2-0(4)	96.7391	U 2-0(3)	2.1739	U 2-0(5)	1.087
8	U(2-0)	5	U 2-0(5)	96.7391	U 2-0(4)	2.1739	U 2-0(6)	1.087
9	U(2-0)	6	U 2-0(6)	96.7391	U 2-0(5)	2.1739	U 2-0(7)	1.087
10	U(2-0)	7	U 2-0(7)	97.8261	U 2-0(6)	2.1739		
11	Q(2-1)	3	Q 2-1(3)	98.913	Q 2-1(4)	1.087		
12	Q(2-1)	4	Q 2-1(4)	98.913	Q 2-1(5)	1.087		
13	Q(2-1)	5	Q 2-1(5)	98.913	Q 2-1(6)	1.087		
14	Q(2-1)	6	Q 2-1(6)	98.913	Q 2-1(7)	1.087		
15	Q(2-1)	7	Q 2-1(7)	100				
16	Q(1-2)	3	Q 1-2(3)	98.913	Q 1-2(4)	1.087		
17	Q(1-2)	4	Q 1-2(4)	98.913	Q 1-2(5)	1.087		
18	Q(1-2)	5	Q 1-2(5)	98.913	Q 1-2(6)	1.087		
19	Q(1-2)	6	Q 1-2(6)	98.913	Q 1-2(7)	1.087		
20	Q(1-2)	7	Q 1-2(7)	100				

5.10. Выявление систематических ошибок

5.4.4.3. Настройка весовых коэффициентов для оценивания максимально допустимого перетока

Для настройки весовых коэффициентов ПИ МДП в приложение State Estimation (рисунок 5.8) был создан блок «Выполнить анализ». После открытия этого блока появляется окно, показанное на рисунке 5.11.

Analiz

	Параметр	Номер узла 1	Номер узла 2	Предел точности(+ -х)	Регулирование	Начало	Конец
1	Q	1		18	☒	-37	37
2	U	10		9	☒	310	320
3	U	12		9	☒	320	330
4	Q	1	2	29	☐		
5	Q	1	3	29	☐		
6	Q	1	4	29	☐		
7	Q	1	4	29	☐		

Добавить строку

Удалить строку

☐ Показать срез

☐ Задать пределы регулирования линий

	Параметр	№ 1-го узла	№ 2-го узла	Предел	R начало	шаг	Количество
1	P						

Добавить строку

Удалить строку

Результат

Произвести анализ

Выход

Рис. 5.11. Задание сценария для подбора весовых коэффициентов МДП

В первой таблице задаются пределы точности измеряемых параметров и пределы регулирования тех параметров, которые имеют данную функцию (например, инъекции активной и реактивной мощности). Во вторую таблицу вводится информация о контролируемых линиях.

Вычисляются оценки измеренных параметров режима. Результаты выводятся на экран (рисунок 5.12).

Рис. 5.12. Фрагмент полученных результатов

Рис. 5.12. Фрагмент полученных результатов

5.5. Выводы

1. В рамках разработанной методологии представлены две методики, задача вычисления СПС и управляющих воздействий, направленных на использование СПС в контролируемых линиях. Методика 1 предназначена для повышения качества измерительной информации. Методика 2 предназначена для оценивания режима с МДПр и СПС. Для реализации данных методик используется измерительная и расчетная (неоперативная) информация об электроэнергетической системе. Неоперативная информация уточняется в процессе функционирования ЭЭС. Разработана структура, которая наглядно показывает:

- задачи, включенные в методики;
- данные, необходимые для реализации методик;
- взаимосвязи между каждой задачей и данными;
- результаты, полученные при решении указанных задач.

2. Последовательность выполнения задач, из которых созданы методики, представлена в схематичном виде. Анализ ориентации каждой задачи относительно друг друга во времени показывает, что при использовании прогнозных данных решение по использованию СПС может быть принято до выполнения задач оценивания состояния.

3. Разработан компромиссный подход к выработке управляющих воздействий, направленных на передачу дополнительной мощности между разными зонами диспетчерского управления, на базе методики 2. Для решения задачи в конкретной ЭЭС с помощью предложенной методики требуется предварительный этап. На этом этапе разрабатывается сценарий, формируются обучающие задачки и обучаются ИНС распознаванию характеристик условий работы ЭЭС. Ответами ИНС являются номера классов, к которым принадлежат текущий режим и текущие ограничения. Для интерпретации ответов ИНС заполняется база данных весовых коэффициентов ПИ МДП.

4. Результаты расчетов режима с МДПр в контролируемых сечениях Иркутской ЭЭС по трем сценариям (приложение Е) показали:

- значения МДПр, полученные с помощью разработанного метода оценивания МДР, совпадают со значениями МДП, представленными в [239];
- при одновременной передаче дополнительной активной мощности по двум сечениям, значения переданной мощности оказывается меньше, чем при передаче по тем же сечениям, но в разные моменты времени.

5. Разработан программно-вычислительный комплекс State+, позволяющий формировать приближенные к условиям эксплуатации срезы измерений, необходимые для отладки новых методов и алгоритмов, повышающих эффективность управления ЭЭС. Возможность создания псевдореальных срезов измерений является важной функцией ПВК по причине недоступности для исследователя реальной информации о параметрах режима.

6. ПВК State+ построен по принципу объектно-ориентированного программирования (ООП). Были созданы классы и объекты, описывающие поведение элементов ЭЭС и некоторые внешние функции, способные работать вне программы.

7. Корректность работы ПВК State+ подтверждена результатами, полученными с помощью ПВК RastrWin (расчет установившегося режима) [57] и ПВК Оценка (оценивание состояния) [5].

8. ПВК State+ может быть использован для реализации разработанных методик в реальных ЭЭС после небольшой доработки, заключающейся в подключении реальных данных о состоянии ЭЭС.

Заключение

1. Проанализированы российские и зарубежные методы вычисления максимально допустимых перетоков контролируемых линий. Методы определения МДП в контролируемых сечениях, разработанные российскими учеными, в основном посвящены вычислению предельных по статической устойчивости режимов. Методы определения свободной пропускной способности линий в российской научной литературе не представлены. В методах вычисления МДП, полной пропускной способности и свободной пропускной способности линий, разработанных зарубежными и российскими учеными, в качестве исходной информации используется детерминистическая информация (параметры установившегося режима). В диссертации дано обоснование необходимости разработки метода вычисления режима с МДПр, который использует в качестве исходной информации стохастическую информацию.

2. Разработан метод вычисления режима с МДПр контролируемых линий по измерительной информации и по значениям ПИ МДП. Задача вычисления режима с МДПр ставится как задача оценивания МДР и решается по измерительной (стохастической) информации и по значениям ПИ МДП, которые определяются заранее. Такая постановка дает возможность учитывать неопределенности условий функционирования ЭЭС и нестационарное поведение субъектов ЭЭС. Оценивание МДР выполняется одновременно с оцениванием состояния ЭЭС. Корректность результатов оценивания МДР подтверждается результатами вычисления режима с МДПр на тестовых схемах в разных условиях работы ЭЭС. Разность между вычисленными и заданными значениями МДП находится в пределах точности измерений активной мощности.

3. Модифицированы два метода, используемые для решения задачи оценивания состояния ЭЭС: метод нормальных уравнений и метод контрольных уравнений. Модификация заключается в обработке не только измерительной, но и рассчитанной заранее информации. Вследствие добавления расчетной информации, результирующий режим, полученный при решении задачи оценивания МДР, отличается от текущего. Точность расчета режима с МДПр

оказывается одинаковой при использовании обоих методов. Алгоритм формирования контрольных уравнений и алгоритм оценивания МДР представлены подробно.

4. Исследованы результаты оценивания МДР, полученные при вычислении результирующего режима с учетом и без учета регулирующего эффекта нагрузки. Регулирующий эффект моделировался представлением нагрузки в виде проводимости и СХН. Значение проводимости нагрузки вычисляется по измеренным параметрам режима, а статические характеристики описываются полиномами. При оценивании МДР допускается представление нагрузки моделью измерения, т.к. величина потребляемой мощности в узле является функцией напряжения. Наиболее точные результаты получаются при моделировании нагрузки статическими характеристиками в случае наличия необходимых СХН.

5. Разработан метод вычисления весовых коэффициентов ПИ МДП, в основе которого лежит метод равномерного поиска. Системные ограничения, которые учитываются при вычислении весовых коэффициентов ПИ МДП, представлены в виде неравенств.

6. Дано описание ИНС Кохонена, используемой в диссертации для распознавания характеристик условий работы ЭЭС. С этой целью создано окружение двух ИНС и выполнено их обучение классификации измерений и ограничений. Ошибка обучения не превышает 1.6%. Результатом обучения ИНС является уменьшение размерности множеств измерений и ограничений. В режиме реального времени распознавание характеристик условий работы ЭЭС выполняется с помощью двух обученных ИНС, ответы которых используются для быстрой настройки параметров программы оценивания МДР.

7. Оперативное прогнозирование параметров режима выполняется с помощью динамического оценивания состояния, в основу которого положен фильтр Калмана. Из множества вариантов реализации фильтров в диссертации выбран расширенный фильтр Калмана. Произведенный выбор обоснован тем, что при построении указанного фильтра используется уже вычисленная в процессе

оценивания состояния ковариационная матрица ошибок оценивания компонент вектора состояния. Предложен новый подход к формированию фильтра Калмана в условиях наличия измерений модуля и фазы напряжения не во всех узлах текущей расчетной схемы. При использовании данного подхода процесс вычисления компонент вектора состояния может быть организован параллельно. С практической точки зрения применение ДиОС, в основу которого положен расширенный разделенный фильтр Калмана, наиболее рационально в тех случаях, когда отсутствует необходимость учитывать историю процесса всех параметров режима расчетной схемы. В этом случае предложенный алгоритм представляет собой выполнение динамического оценивания состояния в заранее определенной части расчетной схемы и статического оценивания состояния в оставшейся части схемы. В качестве исходных приближений неизмеряемых компонент вектора состояния могут быть использованы значения оценок, вычисленные на предыдущем срезе.

8. С целью улучшения результатов оценивания состояния и оценивания МДР, разработаны методы обнаружения грубых и систематических ошибок в измерениях в условиях низкой информационной избыточности и в измерениях PMU при интеграции данных системы SCADA и СМПП в указанных задачах.

Использование предложенного метода для обнаружения грубых ошибок позволило уменьшить количество ошибок I-го рода, в том числе и для критических измерений компонент вектора состояния, что является особенно важным для обеспечения наблюдаемости. Число ошибок I-го рода сокращается при применении ДиОС, обладающего свойством максимально отфильтровывать случайные ошибки в измерениях компонент вектора состояния. На примере 7-ми и 33-х узловых схемах было установлено, что метод работает с точностью 100% при ошибках с кратностью (n) больше 6. При $n < 6$ обнаружение ошибок выполняется с вероятностью около 70%. Анализ результатов обнаружения систематических ошибок показал, что предложенный метод распознает ошибку в измерении PMU, во всех режимах с вероятностью 97 %.

9. Разработан программно-вычислительный комплекс State+, позволяющий формировать приближенные к условиям эксплуатации срезы измерений, необходимые для отладки новых методов и алгоритмов, повышающих эффективность управления ЭЭС. Возможность создания псевдо реальных срезов измерений является важной функцией ПВК по причине недоступности реальной информации о параметрах режима. Все разработанные в диссертации методы и алгоритмы реализованы в ПВК State+.

10. Разработана методология мониторинга текущих параметров режима, режима с МДПр и СПС, в рамках которой представлены две методики и задача вычисления СПС. Методика 1 предназначена для повышения качества измерительной информации. Методика 2 предназначена для оценивания текущего режима, оценивания режима с МДПр и СПС. В соответствии с методологией вычисляются управляющие воздействия, направленные на использование СПС в контролируемых линиях по данным, полученным при решении задач оценивания состояния ЭЭС и оценивания МДР. Наличие прогнозных параметров режима позволяет вычислить величины СПС в контролируемых линиях и выработать решение по управлению режимами сложных электроэнергетических систем до выполнения задач оценивания состояния и оценивания МДР.

Методология объединяет все этапы вычисления режима с МДПр и СПС, начиная с получения и обработки информации об ЭЭС и заканчивая вычислением УВ, которые необходимо предпринять для максимального использования пропускной способности заданных линий конкретной ЭЭС.

Постоянное отслеживание значений СПС помогает при принятии решений о дальнейшем развитии ЭЭС. Малые значения СПС в течение длительного времени означают, что сеть работает на пределе своих возможностей. Большие значения СПС в течение длительного времени дают информацию о недоиспользовании ресурсов ЭЭС.

Сокращения

- АРВ – автоматический регулятор возбуждения
ВИР – вектор изменения режима;
ГРЭС – государственная районная электростанция;
ДиОС – динамическое оценивание состояния;
ИТ – информационные технологии;
МДП – максимально допустимый переток;
МДПр – максимально допустимый переток в рассматриваемом режиме;
МИП – многофункциональный измерительный прибор;
НП – незапланированное преобразование;
ИНС – искусственная нейронная сеть;
ПБВ – переключение без возбуждения;
ПИ МДП – псевдо измерение максимально допустимого перетока;
РПН – регулирование под нагрузкой;
ОИК – оперативно информационный комплекс;
ОС – оценивание состояния;
СО–ЦДУ ЕЭС – Системный Оператор Центрального Диспетчерского Управления Единой Энергетической Системы;
СМПР – система мониторинга переходных режимов;
СМЗУ – система мониторинга запасов устойчивости;
СПС – свободная пропускная способность;
СХН – статические характеристики нагрузки;
УР – управляющие воздействия;
УПР – уравнения предельных режимов;
УУН – уравнения узловых напряжений;
УУР – уравнения установившихся режимов;
ЭЭС – электроэнергетическая система;
- ATC – available transfer capability (свободная пропускная способность);
CPF – continuation power flow (прогрессивное потокораспределение);
DDM – domain decomposition method (метод декомпозиции области);
NERC – North American Electric Reliability Council's (Североамериканский Совет по надежности электроснабжения);
RastrWin – RastrWindow (название ПВК);
SCADA/EMS – Supervisory Control And Data Acquisition / Energy management system (Система диспетчерского контроля и сбора данных реального времени/ Система управления энергией);

PMU – Phasor Measurement Unit (устройство синхронизированных векторных измерений);
PDC – Phasor Data Concentrator (устройство для сбора данных от PMU);
REI – Recreational Equipment, Inc (рекреационное оборудование);
RPF – repeated power flow (повторяющееся потокораспределение);
OPF – optimal power flow (оптимальное потокораспределение);
PTDF – power transfer distribution factor (распределение потоков мощности по коэффициентам);
SVSR – static voltage stability region (регион, устойчивый по напряжению);
TTC – total transfer capability (полная пропускная способность);
WAMS – Wide Area Measurement System (система мониторинга переходных режимов);
WAPS – Wide Area Protection System (система автоматического противоаварийного управления);
WACS – Wide Area Control System (система автоматического режимного управления).

Список литературы

1. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью/под ред. академиков Фортова В.Е. и Макарова А.А. Москва: ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2012. 235 с.
2. Системный оператор Единой энергетической системы России. Надежность и живучесть энергосистемы // Электронный ресурс. Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=rza_goals_rel. Дата обращения: сентябрь, 2018.
3. Аюев Б. И. Методы и модели эффективного управления режимами единой электроэнергетической системы России: автореф. дис. ... док. техн. наук: 05.14.02 / Аюев Борис Ильич. Новосибирск. 2008. 48 с.
4. Бондаренко А.Ф. Оперативно-диспетчерское управление ЕЭС в России. История создания, структура и основные функции // В кн.: Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики /Сборник лекций. Москва: Машиностроение, 2014. С. 74–124.
5. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука, 2000. 152 с.
6. Глазунова А.М., Колосок И.Н. Решение задач диспетчерского управления интеллектуальными электроэнергетическими системами на базе методов оценивания состояния // Труды всероссийской конференции "Энергетика в XXI веке: инновационное развитие и управление". Иркутск. 2015.
7. Воропай Н.И., Голуб И.И., Колосок И.Н., Хохлов М.В. Методы оценивания состояния интеллектуальных ЭЭС // Труды III международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодежи". Екатеринбург: УрФУ. 2012. Т. 2. С. 26–37.
8. Бартоломей, П.И., Бегалова Е.Н. Разработка методов и алгоритмов обнаружения плохих данных и повышения качества телеметрии в задачах управления энергосистемами // Известия высших учебных заведений: Проблемы энергетики: научно-технический и производственный журнал, № 11–12, 2008. С. 40–49.
9. Wilkosz K. Verification of the measurements of voltage magnitudes in electric power system // Second Int. Symp. On Security Power System Operation. Wroclaw. 1981. pp. 147-155.
10. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 N 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации".
11. Voropai N. I., Glazunova A. M., Kurbatsky V.G., Sidorov D.N., Spiryaev V. A., Tomin N.V. Operating Conditions Forecasting for Monitoring and Control of Electric Power Systems // The IEEE ISGT Europe 2010 Conference. Gothenburg, Sweden. 2010.
12. Методические указания по устойчивости энергосистем утв. Минэнерго РФ 30.06.2003. Москва: НЦ ЭНАС, 2004.

13. Зоркальцев В. И. Метод наименьших квадратов: геометрические свойства, альтернативные подходы, приложения. Новосибирск: Наука, 1995. 220 с.
14. Kulyos Audomvongseree and Akihiko Yokoyama. Consideration of an appropriate TTC by probabilistic approach // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, February 2004. pp. 375–383.
15. Weixing Li, Peng Wang, Zhizhong Guo. Determination of optimal total transfer capability using a probabilistic approach // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, May 2006. pp. 862–868.
16. http://www.nerc.com/files/glossary_of_terms.pdf // Интернет ресурс.
17. Жуков А.В., Дубинин Д.М., Опалев О.Л. Развитие систем мониторинга и управления в ЕЭС России на платформе векторных измерений параметров // Электроэнергия: передача и распределение, № 2(23), 2014. С. 69–79.
18. NERC. Available Transfer Capability Definitions and Determination // A framework for determining available transfer capabilities of the interconnected transmission networks for a commercially viable electricity market. June 1996. <http://www.ece.iit.edu/~flueck/ece562/atcfinal.pdf>.
19. Александров Г.Н. Передача электрической энергии переменным током. Ленинград: Энергоатомиздат, 1990. 176 с.
20. Александров Г.Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи. Учебное пособие. Санкт–Петербург: www.цпкэнергетики.рф/metod/AlexandrovLEP.pdf, 2006.
21. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. Учебник для студентов электроэнергетических специальностей высших учебных заведений. Москва: «Высшая школа», 1978. 415 с.
22. Захаркин О.В., Ивахненко Е.Ю. Угловые характеристики мощности генератора при определении предельных режимов ЭЭС // ИПЭС. Кадры. Надежность технических решений, <http://www.iaes.ru/uploads/pages/files/297.pdf>.
23. Конторович А.М., Крюков А.В. Предельные режимы энергосистем (основы теории и методы расчетов). Учебное пособие. Иркутск. 1985. 72 с.
24. Ушаков Е.И. Статическая устойчивость электрических систем. Новосибирск: Наука, 1988. 273 с.
25. Захаркин О.В., Ивахненко Е.Ю. Особенности учета генераторных узлов при определении предельных режимов электроэнергетической системы // ИАЭС. Кадры. Надежность технических решений, <http://iaes.ru/uploads/pages/files/293.pdf>.
26. Меркурьев Г.В., Шаргин Ю.М. Устойчивость энергосистем. Учебное пособие. Т. 2. Санкт–Петербург: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008. 376 с.
27. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. Москва: Энергоатомиздат, 1988. 288 с.

28. Горнштейн В.М., Мирошниченко Б.П., Пономарев А.В. Методы оптимизации режимов энергосистем. Москва: Энергия, 1981. 336 с.
29. Буданов П.Б., Красовская Э.Т. Анализ влияния параметров длинных линий электропередачи на пропускную способность линии // Обработка информации в технических системах, № 2(100), 2012. С. 33–36.
30. Лыкин А.В. Электрические системы и сети. Часть первая. Конспект лекций. Новосибирск: НГТУ, 2000. 82 с.
31. Лыкин А.В. Электрические системы и сети. Часть первая. Конспект лекций. Новосибирск: НГТУ, 2002. 248 с.
32. Сухорутченко Д.В., Кравченко В.Ф. Технологии повышения пропускной способности ЛЭП // Труды IV международной научно-технической конференции "Энергетика глазами молодежи". Новочеркасск. 2013. С. 295–298.
33. Узденов Х.А., Альжанов Р.Ш., Коршунов Е.А. Применение фазоповоротных устройств для увеличения пропускной способности электрической сети и оптимизации перетоков активной мощности // Труды VIII международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». Самара. 2017. Т. 2. С. 185–188.
34. Дадонов А.Н., Кротов Е.А. Увеличение пропускной способности сети за счет оптимизации распределения реактивной мощности // Труды VIII международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». Самара. 2017. Т. 2. С. 18–20.
35. Зотова М.В. Выбор места установки и законов регулирования устройств продольной емкостной компенсации для повышения устойчивости электроэнергетической системы // Труды VIII международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». Самара. 2017. С. 177–180.
36. Конторович А.М., Крюков А.В. Использование уравнений предельных режимов в задачах управления ЭЭС // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, № 3, 1987. С. 25–33.
37. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Крюков Е.А. Моделирование предельных режимов электроэнергетических систем с учетом продольной и поперечной несимметрии. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. 139 с.
38. Крюков А.В. Предельные режимы электроэнергетических систем. Иркутск: ИрГУПС, 2012. 236 с.
39. Паздерин А.В., Чусовитин П.В., Шабалин Г.С., Юферов С.В. Определение запасов устойчивости и управляющих воздействий для обеспечения устойчивости в задачах противоаварийного управления на основе обобщенного метода Ньютона // 5-я Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Сочи. 2015. С. 2–9.
40. Yuferev S., Pazderin A. Combined Newton's method for power flow calculation //

- 6th East Asian Conference on Power and Energy System (AsiaPES). 2013. pp. 104–107.
41. Тарасов В.И. Применение способа непрерывного утяжеления для определения предельных по апериодической устойчивости режимов электрических систем // В кн.: Вопросы применения математических методов при управлении режимами и развитием электрических систем. Иркутск. 1975. С. 50–56.
 42. Тарасов В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука, 2002. 344 с.
 43. Тарасов В.И. Метод непрерывного утяжеления для определения предельных по статической устойчивости режимов электроэнергетических систем // Электричество, № 9, 2004. С. 12–18.
 44. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М. Оптимизационная модель предельных режимов электрических систем // Электричество, № 11, 2010. С. 2–12.
 45. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М. Оптимизационная модель предельных по существованию режимов электрических систем // Оперативное управление в электроэнергетике, № 2, 2011. С. 49–54.
 46. Чемборисова Н.Ш. Оценка оперативной надежности режима электроэнергетических систем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Выпуск 50. Иркутск. 1999. С. 20–26.
 47. Чемборисова Н.Ш. Обоснование утяжеленных режимов электроэнергетических систем // Всесоюзное научно-техническое совещание «Вопросы устойчивости и надежности энергосистемы СССР». Душанбе. 1989.
 48. Соболева М. А., Фишов А. Г. Определение предельных режимов электроэнергетической системы на основе матрицы собственных и взаимных проводимостей ЭДС эквивалентных генераторов // Электричество, № 8, 2013. С. 9–14.
 49. Соболева М.А., Фишов А.Г., Дехтерев А.И. Мониторинг устойчивости и управление распределенной генерацией по данным синхронизированных измерений в узлах ее подключения // Труды IV международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Екатеринбург. 3–7 июня, 2013.
 50. Попов М.Г., Захарова Е.З. Исследование устойчивости объединенных энергосистем на основе структурного подхода // Труды IV международной научно-технической конференции "Современные направления систем релейной защиты и автоматики энергосистем". 3–7 июня, Екатеринбург. 2013.
 51. Жуков А.В., Неуймин В.Г., Александров А.С. Развитие технологического алгоритма системы мониторинга запасов статической устойчивости (СМЗУ)

- с учетом действия локальной противоаварийной автоматики // Труды IV международной научно-технической конференции "Современные направления систем релейной защиты и автоматики энергосистем". 3–7 июня, Екатеринбург. 2013.
52. Поляков И.А. Автоматическое текущее определение величин, допустимых по выбранным критериям перетоков в контролируемых сечениях энергосистем // Труды IV международной научно-технической конференции "Энергетика глазами молодежи". Новочеркасск. 2013. С. 204–206.
 53. Севастьянова А.В. Определение требуемой пропускной способности межсистемных сечений электрических сетей энергосистем // Труды IV международной научно-технической конференции "Энергетика глазами молодежи". Новочеркасск. 2013. С. 207–209.
 54. Алюшенко А.И., Дьячков В.А. Анализ влияния схемно–режимных факторов на пропускную способность первого сечения московского кольца // Труды IV международной научно-технической конференции "Энергетика глазами молодежи". Новочеркасск. 2013. С. 48–52.
 55. Александров А.С., Максименко Д.М., Неуймин В.Г. Расчет максимально допустимых перетоков в системе мониторинга запасов устойчивости // Известия НТЦ ЕЭС, № 1 (70), 2014. С. 13–23.
 56. Александров А.С., Максименко Д.М., Михайленко А.Ф., Неуймин В.Г. Развитие системы мониторинга запасов устойчивости с контролем динамической устойчивости для учета действия противоаварийной автоматики // Известия НТЦ ЕЭС, № 1(76), 2017. С. 64–72.
 57. Материалы с сайта <http://www.rastrwin.ru>. Дата обращения: июль, 2018.
 58. Демчук А.Т., Жуков А.В., Лавров С.В. Система управления режимами Тюменской энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Чебоксары. 2007.
 59. Непша Ф.С., Отдельнова Г.В., Савинкина О.А. Сравнение функциональных возможностей существующих программных средств расчета и анализа электрических режимов // Вестник КузГТУ, № 2, 2013. С. 112–118.
 60. Челазнов А.А., Наумкин И.Е., Долгов А.П., Жидков А.А. Программное обеспечение анализа нормальных и аварийных режимов в электроэнергетике // ЭнергоЭксперт, № 6 (59), 2016. С. 14–25.
 61. Daconti J. R., Lawry D. C. Increasing Power Transfer Capability of Existing Transmission Lines // Transmission and Distribution Conference and Exposition. 2003. Vol. 3. pp. 1004-1009.
 62. Kowshik Mushfiq-Ur-Rahman, Md. Saiduzzaman, Md. Naieem Mahmood, Md. Rokunuzzaman khan. Calculation of Available Transfer Capability (ATC) of Bangladesh Power System Network // Department of Electrical and Electronic Engineering Ahsanullah University of Science and Technology. Bangladesh. 2013. pp. 1–5.

63. Piyush Warhad Pande, Sachin Kumar, A. K. Sinha. Total Transfer Capability calculation using Modified Repeated Power Flow Method // Annual IEEE India Conference (INDICON). New Delhi, India. 2015. pp. 1–6.
64. Xiaochen Zhang, Santiago Grijalva. Decentralized Total Transfer Capability Evaluation Using Domain Decomposition Methods // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 5, 2016. pp. 3349–3357.
65. Xiaochen Zhang, James Jamal Thomas, Santiago Grijalva. Fast Evaluation of Probabilistic Total Transfer Capability Considering Multiple Wind Farms // Transmission and Distribution Conference and Exposition. 2016.
66. Ghawghawe N.D., Thakre K.L. Application of power sensitivity analysis and PTDF for determination of ATC // Power Electronics, Drives and Energy Systems. New Delhi, India. 2006.
67. Rajnikant H., Bhesdadiya, Rajesh M. Patel. Available transfer capability methods: a review // International journal of advanced research in electrical, electronics and instrumentation engineering, Vol. 3, No. 1, 2014.
68. Takpire U. V., Ghawghawe N. D. Line Parameter Sensitivity for Improvement in Power Flow Condition // International Conference on Industrial Automation and Computing (ICIAC). 2014. pp. 17–20.
69. Chun-Lien Su, Chan-Nan Lu. Two-Point Estimate Method for Quantifying Transfer Capability Uncertainty // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, 2005. pp. 573-579.
70. Mutlu Yilmaz, Bulent Bilir. Determination of Power Transfer Capability by Incremental Changes // Electrical Power & Energy Conferenc (EPEC). Canada. 2013.
71. Piyush Warhad Pande, Sinha A. K. Total Transfer Capability Calculation Considering Variation of Ambient Temperature - A Case Study // Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC). Bhubaneswar, India. 2015. pp. 727-731.
72. AL-Masri A. N., Ab. Kadir M. Z. A. , Hizam H. , Mariun N. and S. Yusof. Control Action based on Steady-State Security Assessment using an Artificial Neural Network // International Conference on Power and Energy. Kuala Lumpur, Malaysia. 2010. pp. 706–711.
73. Hiarth Buch, Kalpesh K Dudani, Dinesh P Pipalava. Prediction of Total Transfer Capability using ANN in Restructured Power System // 5th Nirma University International Conference on Engineering (NUICONE). Ahmedabad, India. 2015.
74. Liang Min, and Ali Abur. Total Transfer Capability Computation for Multi-Area Power Systems // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 3, 2006. pp. 1141-1147.
75. Chengshan Wang, Xinggang Wang, and Pei Zhang. Fast Calculation of Probabilistic TTC with Static Voltage Stability Constraint // Power Engineering Society General Meeting. Tampa, FL, USA. 2007.
76. Rajathy R., Gnanadass R, Vincy V, Shaliney Esther Ambroise, Harish Kumar.

- Total Transfer Capability Enhancement using Differential Evolution // Control, Automation, Communication and Energy Conservation. Perundurai, Tamilnadu, India. 2009.
77. Kachore Prit , Palandurkar M. V. TTC and CBM Calculation of IEEE-30 Bus System // Second International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET). Nagpur, India. 2009. pp. 539-542.
 78. Aghaebrahimi M. R., Golkhandan K.R., Ahmadnia S. Probabilistic Calculation of Total Transfer Capability (TTC) for Power Systems with Wind Farms using Evolutionary Algorithms // 9th International Conference on Power Electronics-ECCE. Seoul, Korea. 2015. pp. 2135–2140.
 79. Hamid Falaghi, Maryam Ramezani, Chanan Singh, Mahmood-Reza Haghifam. Probabilistic Assessment of TTC in Power Systems Including Wind Power Generation // IEEE Systems journal, Vol. 6, No. 1, 2012. pp. 181-190.
 80. Yunfei Chu, Zhinong Wei, Guoqiang Sun, Yichi Li. Fast calculation of available transfer capability incorporating uncertainty of wind generation // 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRTP). Changsha, China. 2015. pp. 2486–2490.
 81. Weixing Li, Peng Wang, and Zhizhong Guo. Determination of Optimal Total Transfer Capability Using a Probabilistic Approach // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, 2006. pp. 862-868.
 82. Abido M. A., Al-Ali N. A. Multi-Objective Optimal Power Flow Using Differential Evolution // Arabian Journal for Science and Engineering, Vol. 37, No. 4, 2012. pp. 991–1005.
 83. Sumpavakup C, Srikun I, Chusanapiputt S. A solution to the optimal power flow using artificial bee colony algorithm // The international conference on power system technology (POWERCON). Hangzhou, Chine. 2010.
 84. Torres G.L. An interior-point method for nonlinear optimal power flow using voltage rectangular coordinates // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, 1998. pp. 1211–1218.
 85. Castronuovo Edgardo D., Jorge M. Campagnolo, Roberto Salgado. New versions of interior point methods applied to the optimal power flow problem // www.optimization-online.org/DB_FILE/2001/11/405.pdf. 2001.
 86. Arm Khaled Khamees, Badra N.M., Atmoataz Y. Abdelaziz. Optimal power flow method: a comprehensive survey // International electrical engineering journal, Vol. 7, No. 4, 2016. pp. 2228–2236.
 87. Полижаров А.С. Современные программные средства, применяемые в технологии планирования и управления режимами энергосистем // В кн.: Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики. Сборник лекций. Под ред. профессора Ю. В. Шарова. Москва: Машиностроение, 2014. С. 261–272.
 88. Нестеренко В.Л. О создании автоматизированных систем диспетчерско-технологического управления в иерархически организованных компаниях

- (информационный аспект) // Автоматизация и ИТ в энергетике, № 11(28), 2011. С. 2–6.
89. <http://kazanets.narod.ru/SCADAIntro.htm>. Интернет ресурс. Дата обращения: январь, 2018.
 90. Аюев Б.И., Куликов Ю.А. Перспективные направления использования системы мониторинга переходных режимов ЕЭС/ОЭС // CIGRE Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Чебоксары, Россия. 2007.
 91. Логинов Е.Л., Логинов А.Е. Переход к интеллектуальной электроэнергетической системе с активно-адаптивной сетью: глобализационное конструирование новых управленческих полей в единой энергетической системе России // Стратегия развития экономики, № 33(174), 2012. С. 14–18.
 92. Герасимов А.С., Гущина Т.А., Есипович А.Х. Динамические испытания регистраторов СМПП на ЦАФК ОАО «НТЦ ЕЭС» // Известия НТЦ ЕЭС, № 1 (70), 2014. С. 24–32.
 93. Герасимов А.С., Есипович А.Х., Кириенко Г.К. Королев М.Л., Куликов Ю.А., Могилко Р.Н. Регистратор параметров переходных режимов «SMART-WAMS» и его испытания // Международная научно-практическая конференция «Мониторинг параметров режима электроэнергетической системы». Москва. 2006.
 94. Жуков А.В., Демчук А.Т., Эдлин М.А., Гущина Т.А. Применение электродинамической модели для выработки новых требований к СМПП в целях решения задач управления ЕЭС // Вторая международная научно-практическая конференция «Мониторинг параметров режима электроэнергетической системы». Санкт-Петербург. 2008.
 95. Казаков П.Н. Развитие возможностей устройств векторных измерений и комплексов SMART-WAMS // Труды конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Санкт-Петербург. 2011.
 96. Небера А.А. Прикладные вопросы применения векторных измерений параметров электрического режима // Труды конференции "Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем". Санкт-Петербург. 2011.
 97. Куликов Ю.А., Жуков А.В., Мацкевич И.Е. Перспективы применения векторной регистрации параметров в управлении режимами ЕЭС России // Труды конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем». Москва. 2010.
 98. Phadke A.G. Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview // Transmission and Distribution Conference. 2002. Vol. 1.
 99. Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized phasor measurement and their application. Springer Science+Business Media, LLC, 2008. 248 pp.

100. Абрамов В. В., Бабаев Г.С., Гамм А.З. Подходы к обработке исходной информации для комплекса алгоритмов системы автоматизированного управления ЭЭС // Труды научно-технического совещания «Применение ЭВМ М-220 для решения задач оперативного и перспективного планирования энергосистем». ОДУ Северо-запада. Рига. 1970.
101. Schweppe F.S., Wildes J. Power system static-state estimation. Part I: Exact model // Power Apparatus and Systems, Vol. 89, No. 1, 1970. pp. 120–125.
102. Schweppe F.S., Rom D.B. Power system static-state estimation. Part II: Approximate model // Power Apparatus and Systems, Vol. 89, No. 1, 1970. pp. 125–130.
103. Гамм А.З. Методологические вопросы оценивания и идентификации в электроэнергетических системах // В кн.: Вопросы оценивания и идентификации в энергетических системах. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1974. С. 29–51.
104. Гамм А.З. Оценка текущего состояния электроэнергетической системы как задача нелинейного программирования // Электричество, № 9, 1972. С. 12–18.
105. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. Москва: Наука, 1976. 220 с.
106. Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы // Электричество, № 6, 2009. С. 41–49.
107. Гамм А.З. Байесов подход к оценке состояния электроэнергетической системы // Энергетика и транспорт, № 1, 1974. С. 3–14.
108. Ли Р. Оптимальные оценки, определение характеристик и управление. Москва: Наука, 1966. 176 с.
109. Holton L., Gjelsvik A., Wu F.F., Liu W.H. Comparison of different method for state estimation // Power Apparatus and Systems, Vol. 3, No. 4, 1998. pp. 1798–1806.
110. Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И. и др. Оценивание состояния в электроэнергетике. Москва: Наука, 1983. 302 с.
111. Гамм А.З., Гришин Ю.А., Колосок И.Н. Методы решения задачи оценивания состояния электроэнергетической системы // В кн.: Вопросы оценивания и идентификации в энергетических системах. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1974. С. 149–163.
112. Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Гришин Ю.А. Нелинейный алгоритм сканирования для оценивания состояния ЭЭС // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, № 4, 1976. С. 14–29.
113. Гришин Ю.А., Плотников И.Л. Комплекс программ оценивания состояния энергосистем на ЭВМ ЕС-1010 // Экспресс-информ. Средства и системы управления в энергетике, № 9, 1981. С. 11–14.
114. Коверникова Л.И., Колосок И.Н. Алгоритмы оценивания состояния ЭЭС с выбором базисного состава измерений // Информационное обеспечение.

- Задачи реального времени в диспетчерском управлении. Каунас. 1989. С. 102–108.
115. Коверникова Л.И. Разработка алгоритмов и программного комплекса для анализа высших гармоник в высоковольтных сетях электроэнергетических систем: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Коверникова Лидия Ивановна. Иркутск. 1995. 16 с.
 116. Гамм А.З., Колосок И.Н. Усовершенствованные алгоритмы оценивания состояния электроэнергетических систем // Электричество, № 11, 1987. С. 25–29.
 117. Гамм А.З., Голуб И.И., Гришин Ю.А., Колосок И.Н. Оценивание состояния ЭЭС как технология повышения достоверности и качества исходной информации в оперативных задачах надежности // Методические вопросы надежности больших систем энергетики. Выпуск 50. Иркутск. 1999. С. 4–19.
 118. Конторович А.М., Тараканов А.А. Выдерживание точных измерений при оценивании состояния электрических систем // В кн.: Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. Новосибирск. 1985. С. 63–68.
 119. Хохлов М.В. Робастное оценивание состояния электроэнергетических систем на основе неквадратичных критериев: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Хохлов Михаил Викторович. Екатеринбург. 2010. 24 с.
 120. Герасимов Л.Н. Адаптивные модели и алгоритмы обработки телеизмерений в энергосистемах: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Герасимов Леонид Николаевич. Иркутск. 1993. 16 с.
 121. Бердников В.И., Бучинский А.Л., Гамм А.З. Алгоритмы достоверизации измерений и оценивание состояния электроэнергетических систем // Электричество, № 8, 1990. С. 2–20.
 122. Durgaprasad G., Thakur S.S. Robust dynamic state estimation of power systems based on M-estimation and realistic modeling of system dynamics // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, 1998. pp. 1331–1336.
 123. Shivakumar N.R., Amit Jain. A review of power system dynamic state estimation techniques // POWERCON. New Delhi, India. 2008.
 124. Kuang-Rong and Shyh-Jier Huang. Application of a robust algorithm for dynamic state estimation of a power system // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 1, 2002. pp. 141–147.
 125. Hadis Karimipour, Venkata Dinavahi. Extended Kalman filter-based parallel dynamic state estimation // Smart grid, Vol. 6, No. 3, 2015. pp. 1539–1549.
 126. Amit Jain, Shivakumar N.R. Impact of PMU in dynamic state estimation of power systems // 40th North American Power Symposium (NAPS). Calgary, AB, Canada. 2008.
 127. Huang Z., Du P., Kosterev D., Yang B. Application of extended Kalman filter techniques for dynamic model parameter calibration // Power engineering society General meeting. Calgary, AB, Canada. 2009.

128. Системные исследования в электроэнергетике: ретроспектива научных направлений. Под ред. Н.И. Воропая. Новосибирск: Наука, 2010. 685 с.
129. Ali Abur, Antonio Gomez Exposito. Power system state estimation: Theory and implementation. New York, : NY: Marcel Dekker, 2004. 327 pp.
130. Kolosok I.N., Glazunova A.M. Bad data detection in power system state estimation using ANN // The International Conference ISAP. Budapest, Hungary. 2001. pp. 124–128.
131. Glazunova A.M., Kolosok I.N. Bad Data Detection by Dynamic State Estimation for the Case of Low Redundancy of Measurements // The International Conference EnergyCon. Dubrovnik. 2014.
132. Kolosok I.N., Korkina E.C., Buchinsky E.A. The Test Equation Method for Linear State Estimation Based on PMU Data // The 18th Int.Power System Computation Conference PSSC. Wroclaw. 2014.
133. Колосок И.Н., Коркина Е.С., Пальцев А.С. Алгоритмы декомпозиции задачи оценивания состояния ЭЭС с использованием системы мониторинга переходных режимов // Труды конференции "Современные подходы к обеспечению надежности электроэнергетических систем". Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН. 2014.
134. Alsac O., Vempati N., Stott B., and Monticelli A. Generalized state estimation // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 3, 1998. pp. 1069 –1075.
135. Wei-guo Li, Jin Li, Ao Gao Jin-hong Yang. Review and research trends on state estimation of electric power systems // APPEEC. Wuhan, China. 2011.
136. Глазунова А. М. Применение метода оценивания состояния для вычисления предельных режимов электроэнергетической системы // Электричество, № 10, 2013. С. 23–29.
137. Глазунова А.М., Аксаева Е.С. Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы // Электричество, № 12, 2013. С. 21–29.
138. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. Москва: Энергия, 1979. 455 с.
139. Гаральд Крамер. Математические методы статистики. Москва. 1975. 648 с.
140. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций / Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. 4-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
141. Демидович Б.П., Марон И.А. Основы вычислительной математики. Москва: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1970. 658 с.
142. Веников В.А., Глазунов А.А., Жуков Л.А. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов. Москва: Высшая школа, 1998. 511 с.
143. Герасименко А. А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической

- энергии. М.: Феникс, 2008. 715 с.
144. Глазунова А.М., Аксаева Е.С. Данные АСКУЭ для повышения точности вычисления максимально допустимого перетока линии электропередачи в режиме реального времени // 22 конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем». Москва. 2014. С. 27–29.
 145. <http://so-ups.ru/index.php?id=glossary> // Интернет ресурс.
 146. Стивен Стофт. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергетики. Москва: Мир, 2006. 623 с.
 147. Терехов В. А., Ефимов Д. В., Тюкин И. Ю., Антонов В.Н. Нейросетевые системы управления. Изд. С.-Петербургского университета, 1999. 263 с.
 148. Сборник трудов под ред. Горбаня А.Н. Методы нейронауки. Красноярск. 1998. 205 с.
 149. Горбань А.Н. Обучение нейронных сетей. М.: СССР-США СП “ПараГраф”, 1990. 160 с.
 150. Уоссермен Ф. Нейрокомпьютерная техника. Теория и практика. Москва: Мир, 1992. 186 с.
 151. Горбань А.Н., Россиев Д.А. Нейронные сети на персональном компьютере. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1996. 276 с.
 152. <http://neuronus.com/theory/240-algoritmy-obucheniya-iskusstvennykh-nejronnykh-setej>. Интернет ресурс. Дата обращения: январь, 2018.
 153. Горбань А.Н. и др. Нейроинформатика. Под ред. Новикова Е.А. Новосибирск: Наука, 1998. 296 с.
 154. Михайлов М. Ю. Применение искусственных нейронных сетей для краткосрочного прогнозирования нагрузки // Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях, 1995. С. 82–86.
 155. Antonio Piras. Thesis "A Multiresponse structural connectionist model for short term electrical load forecasting", Lausanne. EPFL, Thesis 1996. 174 pp.
 156. Kab-Ju-Hwang, Myubg-Kook Yang, Sung-Woo Cho. Daily Load Forecasting Using the Self-Organizing Map // The International Conference on Electrical Engineering. 1998. Vol. 2. pp. 429-432.
 157. Шумилова Г. П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Краткосрочное прогнозирование электрических нагрузок с использованием искусственных нейронных сетей // Электричество, № 10, 1999. С. 6–13.
 158. Iwata, A., Wakayama K., Sasaki T. Electric Load Forecasting using a Structured Self-Growing Neural Network Model // ANNPS. Yokohama, Japan. 1993. pp. 69–72.
 159. Lee K.Y., Cha Y.T., Park J.H. Short-term Load Forecasting Using an Artificial Neural Network // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, 1992. pp. 124–132.
 160. Tomonobu Senie, Hirokazu Sakihara, Katsumi Uezato. Next day load forecasting using neural network based on similarity // The International Conference on

- Electrical Engineering. 1998. Vol. 2. pp. 314-317.
161. Dash P.K., Liew A.S., Ramakrishna G. Power-demand forecasting using a neural network with an adaptive learning algorithm // IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution. 1995. Vol. 142. pp. 560–568.
 162. Kwang-Ho Kim, Hyoungh-Sun Youn, Yong-Cheol Kang. Short-term load forecasting for special days in anomalous load conditions using Neural Networks and fuzzy inference method // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, May 2000. pp. 559–565.
 163. Tojoda J., Mo-Shing Chen, Inowe Y. Tojoda J., Mo-Shing Chen, Inowe Y. An application state estimation to short term load forecasting: Implementation // Power apparatus and systems, No. 7, 1970. pp. 100–107.
 164. Манов Н.А., Чукреев Ю.Я., Успенский М.И., Шумилова Г.П., Хохлов М.В., Готман Н.Э., Кызродев И.В., Старцева Т.Б. Новые информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами. Екатеринбург: Типография УрО РАН, 2007. 202 с.
 165. Курбацкий В. Г., Сидоров Д. Н., Спиряев В. А., Томин Н. В. О нейросетевом подходе к прогнозированию нестационарных временных рядов на основе преобразования Гильберта–Хуанга // Автоматика и телемеханика, № 7, 2011. С. 58–68.
 166. Курбацкий В. Г., Сидоров Д. Н., Спиряев В. А., Томин Н. В. Прогнозирование нестационарных временных рядов на основе преобразования Гильберта–Хуанга и машинного обучения // Автоматика и телемеханика, № 5, 2014. С. 143–158.
 167. Belhadj C.A., Abido M.A. Optimized Voltage Stability Loadability Using Neural Networks // The International Conference ISAP. Budapest, Hungary. 2001. pp. 183–187.
 168. El-Keib A.A., Ma X. Application of Artificial neural networks in voltage stability assessment // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 4, November 1995. pp. 1890–1894.
 169. Luciano S. Moulin, El-Sharkawi M.A., Marks R. J., Alves da Silva A.P. Automatic Feature Extraction for Neural Network Based Power Systems Dynamic Security Evaluation // The International Conference ISAP. Budapest, Hungary. 2001. pp. 41–46.
 170. Nguyen T.T. Neural network load-flow // Generation, Transmission and Distribution, Vol. 142, No. 1, 1995. pp. 51–58.
 171. Чукреев Ю.А., Хохлов М.В., Готман Н.Э. Применение искусственных нейронных сетей в задачах оперативного управления режимами электроэнергетических систем. Сыктывкар: Новые научные методики. Российская академия наук Уральское отделение Коми научный центр, 2000. 25 с.
 172. Rodriguez C., Rementeria S., Martin J.I., Lafuente A., Muguerza J. , Perez J. Fault analysis with modular neural networks // Electrical Power & Energy Systems, Vol.

- 18, No. 2, 1996. pp. 99–100.
173. Kezunovic M., Rikalo I. Automating the Analysis of Faults Power Quality // Computer Application in Power, Vol. 12, No. 1, 1999. pp. 46–50.
174. Воропай Н.И., Негневицкий М, Томин Н.В. Интеллектуальная система для предотвращения крупных аварий в энергосистемах // Электричество, № 8, 2014. С. 19-31.
175. Воропай Н.И., Курбацкий В.Г., Томин Н.В. и др. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в энергосистемах. Новосибирск: Наука, 2016. 332 с.
176. Глазунова А.М. Искусственные нейронные сети и их применение для решения электроэнергетических задач // Труды конференции "Современные программные средства для расчета нормальных и аварийных режимов, надежности, оценивания состояния, проектирования ЭЭС". 2005. С. 23–30.
177. Glazunova A.M. Neural network-based load forecasting for power system reliability support // Proceedings of the Int. Symposium on power engineering. Kazan, Russia. 2001.
178. Колосок И.Н., Глазунова А.М. Достоверизация критических измерений с помощью ИНС // Всеросс. научно-техническая конференция Энергосистема: управление, качество, безопасность. Екатеринбург. 2001.
179. Колосок И.Н., Глазунова А.М. Использование искусственных нейронных сетей для восстановления значений ошибочных измерений // Труды 29 Международной конференции "Информационные технологии в науке, образовании, телекоммуникации, бизнесе". Гурзуф, Украина. 2002.
180. Souza J. C. S., Leite da Silva A. M., Alves da Silva A. P. Data visualisation and identification of anomalies in power system state estimation using artificial neural networks // Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, No. 5, 1997. pp. 445–455.
181. Souza J. C. S., Leite da Silva A. M., Alves da Silva A. P. Online topology determination and bad data suppression in power system operation using artificial neural networks // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 3, August 1998. pp. 796–803.
182. Alves da Silva P., Quintana V.H. and Pang G.K.H. Solving data acquisition and processing problems in power systems using a pattern analysis approach // Generation, Transmission and Distribution, Vol. 138, No. 4, Jily 1991. pp. 365–376.
183. Горбань А.Н., Дунин-Барковский В.Л., Кирдин А.Н., Миркес Е.М., Новоходько А.Ю., Россиев Д.А., Терехов С.А., Сенашова М.Ю., Царегородцев В.Г. Нейроинформатика. Новосибирск: Наука, 1998. 296 с.
184. Шумский С.А. Нейрокомпьютинг: состязание с человеческим мозгом // Вестник Российской Академии Наук, Т. 70, № 1, 2000. С. 36–44.
185. Hecht-Nielsen R. Counter propagation networks. // The IEEE First International Conference on Neural Networks. San Diego. 1987. Vol. 2. pp. 19–32.

186. <https://www.mathworks.com/products/neural-network.html>. Интернет ресурс. Дата обращения: май, 20018.
187. Glazunova A.M, Aksaeva E.C., Semshchikov E.C. Forecasting of Available Transfer Capability in Intersystem Transmission Lines // EnergyCon. Belgium, Leuven. 2016.
188. Do Coutto Filho M.B., Stacchini de Souza J.C., Freund R.S. Forecasting-aided state estimation – Part 1: Panorama // Power System, Vol. 24 , No. 4, 2009. pp. 1667-1677.
189. Do Coutto Filho M.B., Stacchini de Souza J.C., Freund R.S. Forecasting-aided state estimation – Part 2: Implementation // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 4, 2009. pp. 1678-1685.
190. Leite da Silva A.M. Do Couto Filho M.B., Cantera J.M.C. An efficient dynamic state estimation including bad data processing // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, No. 4, 1987. pp. 1050-1058.
191. Sadecky B, and Neuman P. State estimation and short term load prediction as components of the power system security assessment // 11th Power System Computation Conference (PSCC). Avignon. France. 1993. pp. 705–712.
192. Handschin E. and Kliokys E. Transformer tap position estimation and bad data detection using dynamic signal modeling // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 3, 1995. pp. 810–817.
193. Morvaj Z. A mathematical model of an electric power system for dynamic state estimation // International journal electrical power system research, Vol. 8, 1985. pp. 207–217.
194. Liu, J, Ni, F, Tang, J, Ponci, F, Monti. A modified Teylor-Kalman filter for instantaneous dynamic phasor estimation // In 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). Berlin. 2013.
195. Kalman R.E. A new approach to linear filtering and prediction problems // Journal of Basic Engineering, Vol. 82, No. 1, 1960. pp. 35 – 45.
196. Ning Zhou, Zhenyu Huang, Greg Welch. Dynamic state estimation of a synchronous machine using PMU data: a comparative study // Smart grid, Vol. 6 , No. 1, 2015. pp. 450–460.
197. Meskin N, Nounou N.H., Nounou M., Datta A. Parameter Estimation of Biological Phenomena: An Unscented Kalman Filter Approach // IEEE/ACM Transactions on Computational Biology and Bioinformatics, Vol. 2 , No. 10, 2013. pp. 537–543.
198. Ariff M.A.M , Pal B.C., Singh A.K. Estimating dynamic model parameters for adaptive protection and control in power system // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 30, No. 2, 2015. pp. 829–839.
199. Evensen G. Sequentiel data assimilation with a nonlinear quasigeostrophic model using Monte Carlo methods to forecast error statistics // Journal of Geophysical Research, Vol. 99, No. C5, 1994. pp. 143–162.
200. Zhou N., Meng D., and Lu S. Estimation of the dynamic state of synchronous machines using an extended partical filter // IEEE Transactions on Power Systems,

Vol. 28, No. 4, November 2013. pp. 4152–4161.

201. Брамер К., Зиффлинг Г. Фильтр Калмана–Бьюси. Наука, 1982. 198 с.
202. Глазунова А.М. Ускорение решения задачи динамического оценивания состояния на базе фильтра Калмана // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2016. С. 14–25.
203. Clements K. A., Krumpholz G.R., Davis P.W. Power System State Estimation with Measurement Deficiency: An Observability/Measurement Placement Algorithm // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 102, No. 7, July 1983. pp. 2012–2020.
204. Глазунова А.М., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Повышение достоверности измерений от PMU для расчета и анализа текущего режима ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.61. Проблемы исследования и обеспечения надежности либерализованных систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2011. С. 149–156.
205. Глазунова А.М., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Исследование возможности применения дополнительных уравнений при использовании PMU для достоверизации измерительной информации ЭЭС // Вестник ИрГТУ, № 4, 2007. С. 89–93.
206. Гамм А.З., Кучеров Ю.Н., Паламарчук С.И. и др. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике. Новосибирск: Наука, 1991. 293 с.
207. Глазунова А.М., Колосок И.Н. Развитие методов достоверизации телеинформации на основе контрольных уравнений и их реализация в ПВК «Оценка» // Четвертый международный научно-практический семинар: Современные программные средства для расчетов и оценивания состояния электроэнергетических систем. Новосибирск, ИДУЭС. 2004.
208. Yun Yang, Wei Hu, Yong Min. Projected unscented Kalman filter for dynamic state estimation and bad data detection in power system // 12th IET international conference on Developments in Power System Protection” (DPSP). 2014.
209. Pignati M., Zanni L., Sarri S., Cherkaoui R., Boudec J.–Y. Le, Paolone M. A pre-estimation filtering process of bad data for linear power systems state estimation using PMUs // 18th Power Systems Computation Conference. Wroclaw, Poland. 2014.
210. Moritz Gramer, Philipp Goergens, Armin Schnettler. Bad data detection and Handling in distribution grid state estimation using artificial neural networks // The International Conference PowerTech. Eindhoven, Holland. 2015.
211. Неуймин В.Г., Александров А.С., Максименко Д.М. Верификация модели обвязки схемы и идентификация грубых ошибок данных телеметрии в ПК «RastrWin3» // Труды VI международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодежи". Иваново. 2015. С. 526–529.
212. Куликов А.Л. Фильтрация синхронизированных векторных измерений выборочных параметров гексагональной электрической сети // Труды VI международной научно-технической конференции «Электроэнергетика

- глазами молодежи". Иваново. 2015. С. 312–313.
213. Бартоломей П.И., Бегалова Е.Н. Разработка подсистемы динамической фильтрации телеизмерений для оценивания состояния и работы противоаварийной автоматики // Всеросс. научно-технич. конф. "Энергосистема: управление, качество, безопасность". Екатеринбург, УГТУ. 2001. С. 95–98.
 214. Xiang Yu, Cobben J.F.G., Ribeiro P.F. Statistical error analysis of household load profile for medium voltage grid state estimation // The 18th Power Systems Computation Conference. Wroclaw, Poland. 2014. pp. 18–22.
 215. Pengxiang Ren and Ali Abur. Modification of boundary zone measurements to avoid spreading of errors // The International Conference PowerTech. Eindhoven, Holland. 2015.
 216. Markov Asprou and Elias Kyriakides. The effect of time-delayed measurement on a PMU-based state estimation // The International Conference PowerTech. Eindhoven, Holland. 2015.
 217. Jezdimir Milosevic, Takashi Tanaka, Henrik Sandberg, Karl Henrik Johansson. Analysis and mitigation of bias injection attacks against a Kalman filter // Preprints of the 20th World Congress the International Federation of Automatic Control, 2017. pp. 8723–8728.
 218. Гамм А.З., Герасимов Л. Н., Колосок И.Н. и др. под ред. Руденко Ю.Н. Оценивание состояния в электроэнергетике. Наука, 1983. 320 с.
 219. Mafakkher F., Brameller A., Bermudez J.F. Optimum metering design using fast-decoupled estimator // Proceedings of the Institution of Electrical Engineers, Vol. 126, No. 1, 1979. pp. 62–68.
 220. Liu W. H. E., Wu F. F., Lun S. M. Estimation of parameter errors from measurement residuals in state estimation // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, 1992. pp. 81–89.
 221. Do Coutto Filbo B.M., do Silva A. M. Leite and D. M. Falcao. Bibliography on Power System State Estimation // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, 1990. pp. 229–240.
 222. Merrill N. M., Schweppe F. C. Bad data suppression in power system static state estimation // Power apparatus and systems, Vol. PAS-90, No. 6, 1971. pp. 2718–2725.
 223. Milton Brown Do Coutto Filho, Julio Cesar Stacchini de Souza. Enhanced bad data processing by phasor-aided state estimation // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 29, No. 5, 2014. pp. 2200–2209.
 224. Murat Gol, Ali Abur. A modified chi-squares test for improved bad data detection // The International Conference PowerTech. Eindhoven, Netherlands. 2015.
 225. Fantin C.A., Massignan J.A.D., Castillo M.R., London J.B.A. Observability, redundancy and gross error processing in state estimation using SCADA and synchronized phasor measurement // The International Conference PowerTech. Eindhoven, Netherlands. 2015.

226. Bilar B. and Abur A. Bad data processing when using the coupled measurement model and Takahashi's sparse inverse method // Innovative smart grid technologies conference– Europe. Istland, Turkey. 2014.
227. Newton Geraldo Bretas, Arturo Suman Bretas. A New approach for non-linear equations solution with the possibility of gross error presence // The International Conference PowerTech. Grenoble, France. 2013.
228. Bretas N.G., London Jr J.B.A., Alberto L.F.C., Benedito R.A.S. Geometrical approaches for gross errors analysis in power systems state estimation // The International conference Power Tech. Bucharest. 2009.
229. Breno B. Carvalho, Newton G.Bretas. Gross error processing in state estimation: comparing the residual and the error tests // The International Conference PowerTech. Manchester, UK. 2017.
230. Kulikov Alexander, Lukicheva Irina, Ustinov Alexander. The usage of median filtering in power system state estimation // The International Conference PowerTech. Manchester, UK. 2017.
231. Герасимов Л.Н. Корреляционный метод достоверизации измерений перетоков в реальном времени // В кн.: Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. Новосибирск: Наука, 1985. С. 80–89.
232. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. М. Наука, 1990. 220 с.
233. Глазунова А.М., Колосок И.Н., Съёмщиков Е.С. Обнаружение ошибочных данных в измерительной информации методами динамического оценивания состояния при управлении интеллектуальной энергосистемой // Электричество, № 2, 2017. С. 18–27.
234. Классические методы статистики: t-критерий Стьюдента // [Электронный ресурс]. URL: <http://r-analytics.blogspot.ru/2012/03/t.html#.VVygQ5OnFvY> (дата обращения 20.05.2015).
235. Гефан Г.Д. Статистический метод и основы его применения. Учебное пособие по математике, статистике и эконометрике. Иркутск. 2003. 207 с.
236. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. Москва: Наука, 1999. 576 с.
237. Постановление правительства российской федерации от 4 мая 2012 г. n 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».
238. Кособов Л.С. Оценка технической и экономической эффективности управления режимами ЭЭС для предотвращения нарушения устойчивости // Ползуновский альманах, № 2, 2009. С. 56–59.
239. Приложение № 7 к письму Филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ № Р74-62-IV-19- от 29.01.2013 Максимально допустимые перетоки в контролируемых сечениях.
240. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. Москва: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.

241. Таблица значений критерия Стьюдента (t-критерия). [Электронный ресурс]. URL: <http://chemstat.com.ru/node/17>. Дата обращения: ноябрь, 2017.
242. Mohamed Shaaban, Weixing Li, Zheng Yan, Yixin Ni, Felix F. Wu. Calculation of total transfer capability incorporating the effect of reactive power // Electric power system research, No. 64, February 2003. pp. 181-188.

Приложение А. Описание расчетных схем

Апробация всех рассмотренных методов была проведена на 7-ми, 13-ти и 33-х, 100 узловых схемах. 13-ти узловая схема является фрагментом 33-х узловой схемы.

7-ми узловая схема

7-ми узловая схема (рисунок П1.1) содержит 24 измерения.

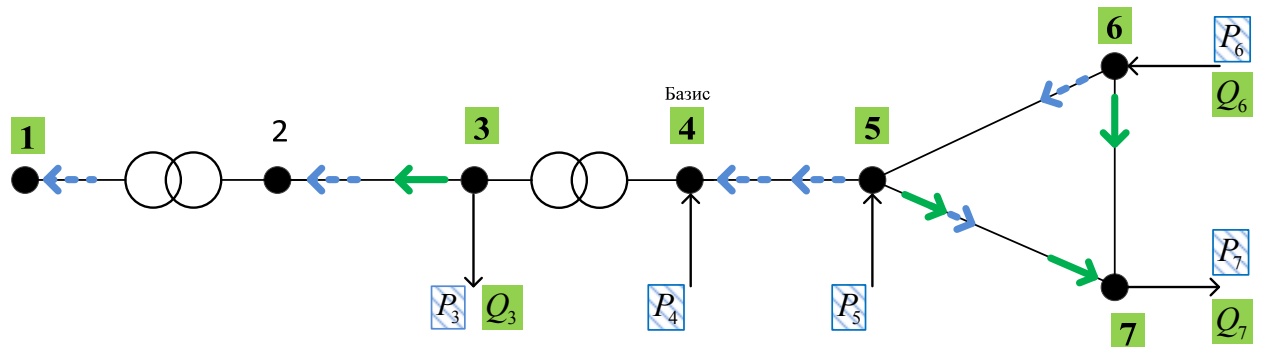


Рис. П1.1. 7-ми узловая тестовая схема (зеленая сплошная заливка – реактивная модель, фиолетовая штриховая заливка – активная модель)

На данной схеме проверяется способность разработанных методов учитывать реальные условия, в которых работает современная ЭЭС, а именно:

- наличие трансформаторных связей (линии 1-2 и 3-4);
- присутствие компенсирующих устройств (в узлах 2 и 3);
- наличие транзитного узла (узел 3);
- линии различной длины;
- наличие кольца в схеме (5-6-7).

Произведенный анализ состава измерений представлен в таблице П1.1.

Под критическими измерениями понимаются измерения, удаление которых приводит к потере наблюдаемости узла. К измерениям с низкой избыточностью относятся измерения, которые входят в одно контрольное уравнение или не входят ни в одно.

Таблица П1.1. Результат анализа состава измерений

Наименование	Ответ	
Общее количество измерений, в т.ч. количество:	24	
измерений активной модели	11	
измерений реактивной модели	13	
Наличие обеспечения наблюдаемости	да	
	Количество	Измерение
Количество измерений с низкой избыточностью для реактивной модели	1	Q_{3-2}, Q_6
Количество критических измерений реактивной модели	1	U_1
Количество критических измерений активной модели	2	P_{1-2}, P_{2-3}

С учетом того, что падение напряжения и потери мощности в линиях вычисляются через компоненты вектора состояния, для данного состава измерений для реактивной модели можно составить 7 КУ (зависимости $Q = f(U)$ не учитываются).

1. $U_3 - U_4 + \Delta U = 0$,
2. $U_4 - U_5 + \Delta U = 0$,
3. $U_5 - U_6 + \Delta U = 0$,
4. $U_6 - U_7 + \Delta U = 0$,
5. $U_5 - U_7 + \Delta U = 0$,
6. $Q_{7-5} + Q_7 + Q_{6-7} + \Delta Q_{6-7} = 0$,
7. $Q_{7-5} + Q_{5-7} = 0$.

Анализ контрольных уравнений реактивной модели показывает, что измерение U_1 критическое;

измерения Q_6 , Q_{3-2} остаются непроверенными;

четыре измерения $U_3, Q_7, Q_{5-7}, Q_{6-7}$ не входят в дополнительные КУ. Причем, U_3, Q_{5-7} входят в одно (каждое в свое – №1, №7) контрольное уравнение, в

которых оставшиеся измерения входят в дополнительные КУ (U_4 входит в №1, №2 и Q_{7-5} входит в №7, №6 соответственно). Q_7, Q_{6-7} входят в одно и то же КУ (№6);

маленькие невязки уравнений №3 и №4 говорят только об отсутствии ошибки в измерениях U_5, U_7, U_6 .

Результаты работы алгоритма распознавания ошибочных измерений по методу контрольных уравнений следующие:

1. При малых невязках во всех КУ, все измерения, входящие в КУ, объявляются достоверными.
2. В случае большой невязки уравнений 1 и 7 (остальные уравнения соблюдаются) измерения U_3, Q_{5-7} рассматриваются ошибочными.
3. Причиной большой невязки уравнения 6 (остальные уравнения соблюдаются) может быть наличие ошибки в одном из измерений Q_7, Q_{6-7} . Какое из двух измерений является ошибочным с помощью метода КУ определить невозможно.

Следовательно, для заданного состава измерений реактивной модели для данной схемы дополнительные методы достоверизации необходимы для измерений

$U_1, Q_6, Q_7, Q_{6-7}, Q_{3-2}$.

13-ти узловая схема

Схема, состоящая из 13 узлов и 12 связей, показана на рисунке П1.2. В данной схеме измеряются 34 параметра режима: 12 перетоков активной мощности, 12 перетоков реактивной мощности, 2 напряжения, 6 инъекций активной мощности, 2 инъекции реактивной мощности.

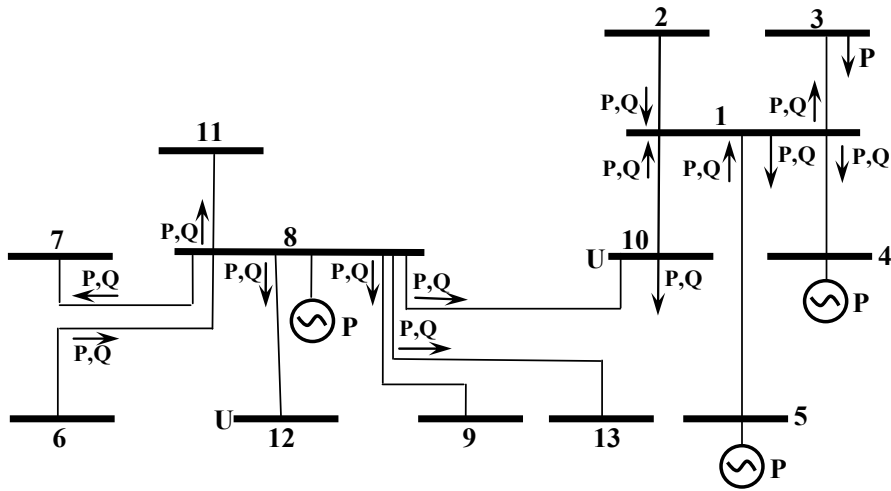


Рис. П1.2. Тестовая 13-ти узловая схема

По измерениям данной схемы для реактивной модели составляется одно контрольное уравнение.

$$w = Q_{1-2} + Q_{1-3} + Q_{1-4} + Q_{1-5} + Q_{1-10} + Q_1 < d .$$

При наличии одного ошибочного измерения все измерения объявляются сомнительными. В этом случае задача достоверизации измерений реактивной модели не может быть решена с использованием КУ.

33-х узловая схема

Данная схема, представляет собой объединение пяти ЭЭС (рисунок П1.3): ЭЭС №1 (узлы 14 – 21), ЭЭС №2 (узлы 2–5), ЭЭС №3 (узлы 12,13), ЭЭС №4 (узлы 7–11), ЭЭС №5 (узлы 1, 24–33). Схема состоит из 33 узлов, 40 связей, нескольких замкнутых контуров, двух трансформаторов. В данной схеме имеется 13 межсистемных связей. В диспетчерский пункт поступает 100 измерений.

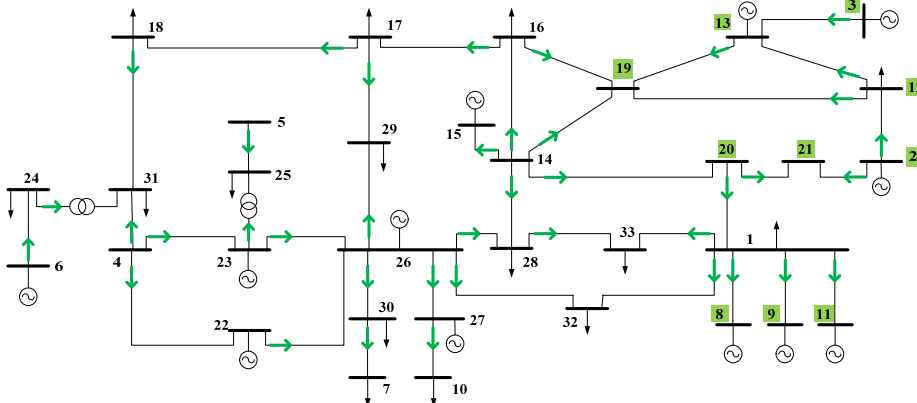


Рис. П1. 3. Тестовая 33-х узловая схема

30–ти узловая схема IEEE

Контролируемым сечением между ЭЭС2 и ЭЭС3 являются линии 10–17, 10–20, 23–24 (рисунок П1.4, выделено жирным шрифтом).

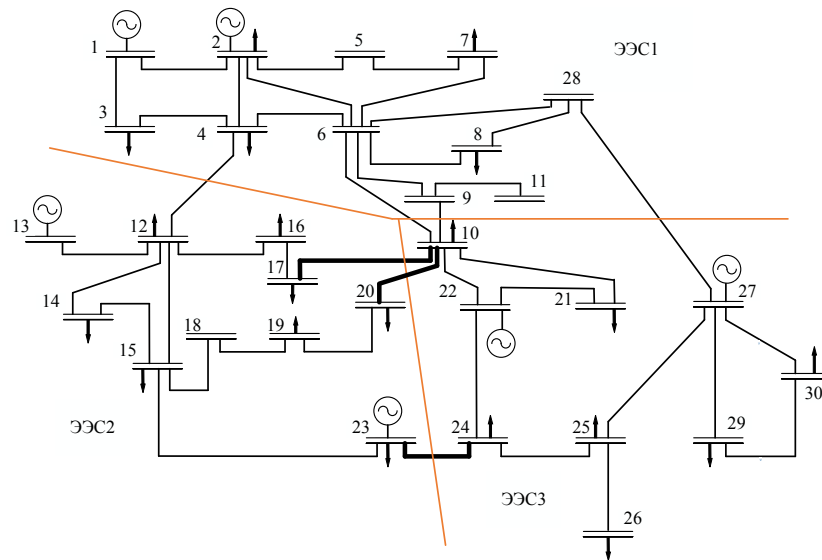


Рис. П1. 4. Тестовая 30–ти узловая IEEE схема

Приложение Б. Использование контрольных уравнений для достоверизации измерений

Рассматривается 3-х узловая схема

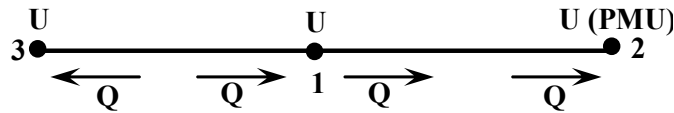


Рис. П2.1. 3-х узловая схема

Параметры схемы:

$$R_{1-3}=9,8 \text{ Ом}; R_{1-2}=2,66 \text{ Ом};$$

$$X_{1-3}=112,4 \text{ Ом}; X_{1-2}=35,3 \text{ Ом};$$

Измеренные параметры режима:

$$U_1=770.40 \text{ кВ}; U_2=771.80 \text{ кВ};$$

$$P_{3-1}=-1003.00 \text{ МВт}; P_{1-3}=1000.00 \text{ МВт}; P_{1-2}=-1873.00 \text{ МВт}; P_{2-1}=1903.00 \text{ МВт};$$

$$Q_{3-1}=-253.00 \text{ кВАр}; Q_{1-3}=-435.00 \text{ кВАр}; Q_{1-2}=95.00 \text{ кВАр}; Q_{2-1}=-143.00 \text{ кВАр}.$$

Алгоритм достоверизации измерений по КУ состоит из следующих пунктов:

1. Составляются КУ

$$Q_{1-3} + Q_{3-1} - \Delta Q_{3-1} + Q_{c(3-1)} < d_1 \quad (\text{П2.1})$$

$$Q_{1-2} + Q_{2-1} - \Delta Q_{2-1} + Q_{c(2-1)} < d_2 \quad (\text{П2.2})$$

$$U_1 - U_3 - \Delta U < d_3 \quad (\text{П2.3})$$

$$U_1 - U_2 - \Delta U < d_4 \quad (\text{П2.4})$$

В данном приложении анализируется КУ номер 4

$$w_4 = U_2 - U_1 - \Delta U < d_4 \quad (\text{П2.5})$$

где ΔU – продольная составляющая падения напряжения.

При учете поперечной составляющей падения напряжения (δU) КУ номер 4 выглядит следующим образом:

$$w_4 = U_2 - \sqrt{(U_1 + \Delta U)^2 + \delta U^2} < d_4 \quad (\text{П2.6})$$

2. Вычисляется порог КУ по формуле:

$$d_4 = 3\sqrt{a_1^2 \sigma_1^2 + a_2^2 \sigma_2^2} = 3\sqrt{1 * 1,5 + 1 * 0,2} = 3,9 ,$$

где $a_1 = \frac{\partial w_4}{\partial U_1}$, $a_2 = \frac{\partial w_4}{\partial U_2}$, σ_1^2 - дисперсия измерения U_1 , σ_2^2 - дисперсия U_2 .

Задача достоверизации решается для двух срезов измерений. В первом срезе все измерения достоверные; во втором срезе, измерение U_2 ошибочное, остальные достоверные.

Срез измерений 1.

3. Вычисляется небаланс КУ номер 4 путем подстановки измеренных параметров режима в уравнение (П2.5).

$$w_4 = -770,40 + 771,80 - 2,18 = 0,78$$

$$\Delta U = \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{U} = -2,18$$

или в уравнение (П2.6)

$$w_4 = U_2 - \sqrt{(U_1 + \Delta U)^2 + \delta U^2} = 772,4678 - 771,8 = 0,66$$

где $\sqrt{(U_1 + \Delta U)^2 + \delta U^2} = 772,4679$

$$\delta U = \frac{P_{1-2} X_{1-2} - Q_{1-2} R_{1-2}}{U_1} = -86,6358$$

4. Проверяется выполнение условия

$$\Delta w_4 < d_4 \quad (\text{П.2.7})$$

$$0,78 < 3,9 \quad (\text{П2.8})$$

При учете поперечной составляющей

$$0,66 < 3,9 \quad (\text{П2.9})$$

Из выражений (П2.8) и (П2.9) видно, что невязка КУ номер 4 меньше порога, следовательно, измерения, которые входят в это уравнение достоверные.

Срез измерений 2. В измерении U_2 (измерение от РМУ) моделируется ошибка по формуле:

$$U_2 = U_2 + 5\sigma$$

$$\Rightarrow U_2 = 771,80 + 5 \cdot \sqrt{0,2} = 774,036$$

3. Вычисляется небаланс уравнения (П2.5)

$$w_4 = -770,40 + 774,036 - 2,18 = 1,45$$

и (П2.6)

$$w_4 = U_2 - \sqrt{(U_1 + \Delta U)^2 + \delta U^2} = 774,036 - 772,4672 = 1,5668$$

4. Проверяется выполнение условия (П.2.7)

$$1,45 < 3,9 \quad (\text{П2.10}),$$

С учетом поперечной составляющей

$$1,57 < 3,9 \quad (\text{П2.11})$$

Из П2.10 (П2.11) видно, что при наличии ошибки в измерении РМУ невязка КУ увеличивается, но, тем не менее, остается в пределах нормы. Следовательно, ошибка в измерении U_2 не обнаруживается.

Приложение В. Таблицы базы данных критериев для 3-х узловой схемы

Таблица ПЗ.1. База данных $Z_y^{(БД)}$ (первый способ формирования $Z_y^{(БД)}$)

Ошибочное измерение	n	Значение Z_y в измерении					
		U_1	Q_{1-3}	Q_{1-2}	U_2	Q_{2-1}	Q_{3-1}
$U\ 1-0$	3	2,101	-0,276	-0,329	-0,621	0,325	0,256
$U\ 1-0$	4	2,800	-0,348	-0,430	-0,826	0,440	0,359
$U\ 1-0$	5	3,500	-0,421	-0,531	-1,031	0,556	0,462
$U\ 1-0$	6	4,200	-0,493	-0,632	-1,237	0,671	0,565
$U\ 1-0$	7	4,900	-0,566	-0,733	-1,442	0,786	0,668
$U\ 2-0$	3	-0,614	-0,441	0,288	0,488	-0,224	0,491
$U\ 2-0$	4	-0,820	-0,568	0,392	0,652	-0,292	0,672
$U\ 2-0$	5	-1,025	-0,696	0,496	0,817	-0,359	0,853
$U\ 2-0$	6	-1,231	-0,824	0,601	0,981	-0,427	1,034
$U\ 2-0$	7	-1,436	-0,952	0,705	1,146	-0,494	1,216
$Q\ 1-3$	3	-0,216	2,244	-0,214	-0,387	0,193	0,117
$Q\ 1-3$	4	-0,288	3,011	-0,277	-0,515	0,265	0,173
$Q\ 1-3$	5	-0,361	3,779	-0,339	-0,642	0,336	0,230
$Q\ 1-3$	6	-0,433	4,546	-0,402	-0,770	0,408	0,287
$Q\ 1-3$	7	-0,506	5,313	-0,465	-0,898	0,480	0,343
$Q\ 3-1$	3	0,311	0,111	0,242	0,539	-0,328	2,082
$Q\ 3-1$	4	0,415	0,167	0,332	0,720	-0,430	2,793
$Q\ 3-1$	5	0,518	0,224	0,421	0,902	-0,533	3,504
$Q\ 3-1$	6	0,622	0,280	0,511	1,083	-0,635	4,216
$Q\ 3-1$	7	0,725	0,336	0,600	1,265	-0,738	4,927
$Q\ 1-2$	3	-0,302	-0,247	1,329	0,309	1,061	0,215
$Q\ 1-2$	4	-0,403	-0,309	1,781	0,413	1,423	0,305
$Q\ 1-2$	5	-0,505	-0,372	2,231	0,518	1,784	0,394
$Q\ 1-2$	6	-0,606	-0,435	2,682	0,622	2,146	0,484
$Q\ 1-2$	7	-0,708	-0,498	3,132	0,727	2,507	0,573
$Q\ 2-1$	3	0,349	0,156	1,057	-0,208	1,330	-0,359
$Q\ 2-1$	4	0,465	0,228	1,419	-0,276	1,780	-0,462
$Q\ 2-1$	5	0,581	0,299	1,780	-0,344	2,229	-0,564
$Q\ 2-1$	6	0,697	0,371	2,141	-0,412	2,679	-0,667
$Q\ 2-1$	7	0,813	0,443	2,503	-0,480	3,128	-0,769
Нет ошибки	0	0,002	-0,058	-0,026	-0,005	-0,022	-0,053

Таблица ПЗ.2. Результаты работы метода при формировании $Z_y^{(БД)}$ первым способом

Измерение	n	Режим								
		1	2	3	4	5	6	7	8	средний
$U(1-0)$	3	100,00	100,00	95,65	100,00	100,00	98,91	100,00	100,00	99,32
$U(1-0)$	4	100,00	100,00	93,48	100,00	100,00	98,91	100,00	97,83	98,78
$U(1-0)$	5	100,00	100,00	93,48	100,00	100,00	98,91	100,00	97,83	98,78
$U(1-0)$	6	100,00	100,00	93,48	100,00	100,00	98,91	100,00	97,83	98,78
$U(1-0)$	7	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	97,83	99,73
$U(2-0)$	3	100,00	66,30	78,26	100,00	100,00	100,00	100,00	89,13	91,71
$U(2-0)$	4	98,91	65,22	72,83	86,96	100,00	100,00	100,00	88,04	88,99
$U(2-0)$	5	98,91	65,22	72,83	86,96	100,00	100,00	100,00	84,78	88,59
$U(2-0)$	6	98,91	65,22	72,83	86,96	100,00	100,00	100,00	84,78	88,59
$U(2-0)$	7	98,91	100,00	96,74	86,96	100,00	100,00	100,00	100,00	97,83
$Q(2-1)$	3	100,00	79,35	94,57	100,00	100,00	94,57	92,39	100,00	95,11
$Q(2-1)$	4	100,00	79,35	94,57	100,00	100,00	94,57	92,39	100,00	95,11
$Q(2-1)$	5	100,00	79,35	94,57	100,00	100,00	94,57	92,39	100,00	95,11
$Q(2-1)$	6	100,00	79,35	94,57	100,00	100,00	94,57	92,39	100,00	95,11
$Q(2-1)$	7	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
$Q(1-2)$	3	100,00	79,35	83,70	100,00	100,00	97,83	77,17	100,00	92,26
$Q(1-2)$	4	100,00	79,35	83,70	100,00	100,00	97,83	77,17	100,00	92,26
$Q(1-2)$	5	100,00	79,35	83,70	100,00	100,00	97,83	77,17	100,00	92,26
$Q(1-2)$	6	100,00	79,35	83,70	100,00	100,00	97,83	77,17	100,00	92,26
$Q(1-2)$	7	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
$Q(1-3)$	3	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
$Q(1-3)$	4	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
$Q(1-3)$	5	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
$Q(1-3)$	6	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
$Q(1-3)$	7	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
$Q(3-1)$	3	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
$Q(3-1)$	4	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
$Q(3-1)$	5	100,00	100,00	95,65	100,00	100,00	98,91	100,00	100,00	99,32
$Q(3-1)$	6	100,00	100,00	93,48	100,00	100,00	98,91	100,00	97,83	98,78
$Q(3-1)$	7	100,00	100,00	93,48	100,00	100,00	98,91	100,00	97,83	98,78

В первом столбце табл. ПЗ.2 записаны измерения, на которые накладывались ошибки. Во втором – разные значения n (формула 4.5.1). Следующие 8 столбцов показывают проценты правильного определения ошибочного измерения с помощью разработанного метода в различных режимах. В крайнем столбце

[illegible]

Приложение Г. Таблицы критических значений коэффициентов Стьюдента и значений функции Лапласа

Для проверки нулевой гипотезы о равенстве средних значений двух совокупностей с заданными или вычисленными дисперсиями может быть использован Критерий Стьюдента t . Для проверки нулевой гипотезы вычисляется значение критерия по (4.4.2) (Z). Для определения критической точки используется табл. П4.1 (в зависимости от длины выборки и уровня значимости) или выражение $\Phi(z_{кр}) = (1-\alpha)/2$, где α – уровень значимости гипотезы. По табл. П4.2. при $\Phi(z_{кр}) = 0.475$, определяется $z_{кр} = 2.04$.

Уровень значимости t -критерия равен вероятности ошибочно отвергнуть гипотезу о равенстве выборочных средних двух выборок, когда в действительности эта гипотеза имеет место.

В табл. П4.1 показаны значения коэффициентов Стьюдента.

Выполнение условия $Z > z_{кр}$ означает, что различия между средними значениями экспериментальной и контрольной групп существенны при данном уровне значимости.

Таблица П4.1. Критические значения коэффициента Стьюдента [241] (t -критерия) для различной доверительной вероятности p и числа степеней свободы f

f	p							
	0.80	0.90	0.95	0.98	0.99	0.995	0.998	0.999
1	3.0770	6.3130	12.7060	31.820	63.656	127.656	318.306	636.619
2	1.8850	2.9200	4.3020	6.964	9.924	14.089	22.327	31.599
3	1.6377	2.35340	3.182	4.540	5.840	7.458	10.214	12.924
4	1.5332	2.13180	2.776	3.746	4.604	5.597	7.173	8.610
5	1.4759	2.01500	2.570	3.649	4.0321	4.773	5.893	6.863
6	1.4390	1.943	2.4460	3.1420	3.7070	4.316	5.2070	5.958
7	1.4149	1.8946	2.3646	2.998	3.4995	4.2293	4.785	5.4079
8	1.3968	1.8596	2.3060	2.8965	3.3554	3.832	4.5008	5.0413
9	1.3830	1.8331	2.2622	2.8214	3.2498	3.6897	4.2968	4.780
10	1.3720	1.8125	2.2281	2.7638	3.1693	3.5814	4.1437	4.5869
11	1.363	1.795	2.201	2.718	3.105	3.496	4.024	4.437
12	1.3562	1.7823	2.1788	2.6810	3.0845	3.4284	3.929	4.178

13	1.3502	1.7709	2.1604	2.6503	3.1123	3.3725	3.852	4.220
14	1.3450	1.7613	2.1448	2.6245	2.976	3.3257	3.787	4.140
15	1.3406	1.7530	2.1314	2.6025	2.9467	3.2860	3.732	4.072
16	1.3360	1.7450	2.1190	2.5830	2.9200	3.2520	3.6860	4.0150
17	1.3334	1.7396	2.1098	2.5668	2.8982	3.2224	3.6458	3.965
18	1.3304	1.7341	2.1009	2.5514	2.8784	3.1966	3.6105	3.9216
19	1.3277	1.7291	2.0930	2.5395	2.8609	3.1737	3.5794	3.8834
20	1.3253	1.7247	2.08600	2.5280	2.8453	3.1534	3.5518	3.8495
21	1.3230	1.7200	2.2.0790	2.5170	2.8310	3.1350	3.5270	3.8190
22	1.3212	1.7117	2.0739	2.5083	2.8188	3.1188	3.5050	3.7921
23	1.3195	1.7139	2.0687	2.4999	2.8073	3.1040	3.4850	3.7676
24	1.3178	1.7109	2.0639	2.4922	2.7969	3.0905	3.4668	3.7454
25	1.3163	1.7081	2.0595	2.4851	2.7874	3.0782	3.4502	3.7251
26	1.315	1.705	2.059	2.478	2.778	3.0660	3.4360	3.7060
27	1.3137	1.7033	2.0518	2.4727	2.7707	3.0565	3.4210	3.6896
28	1.3125	1.7011	2.0484	2.4671	2.7633	3.0469	3.4082	3.6739
29	1.3114	1.6991	2.0452	2.4620	2.7564	3.0360	3.3962	3.8494
30	1.3104	1.6973	2.0423	2.4573	2.7500	3.0298	3.3852	3.6460
32	1.3080	1.6930	2.0360	2.4480	2.7380	3.0140	3.3650	3.6210
34	1.3070	1.6909	2.0322	2.4411	2.7284	3.9520	3.3479	3.6007
36	1.3050	1.6883	2.0281	2.4345	2.7195	9.490	3.3326	3.5821
38	1.3042	1.6860	2.0244	2.4286	2.7116	3.9808	3.3190	3.5657
40	1.303	1.6839	2.0211	2.4233	2.7045	3.9712	3.3069	3.5510
42	1.320	1.682	2.018	2.418	2.6980	2.6930	3.2960	3.5370
44	1.301	1.6802	2.0154	2.4141	2.6923	3.9555	3.2861	3.5258
46	1.300	1.6767	2.0129	2.4102	2.6870	3.9488	3.2771	3.5150
48	1.299	1.6772	2.0106	2.4056	2.6822	3.9426	3.2689	3.5051
50	1.298	1.6759	2.0086	2.4033	2.6778	3.9370	3.2614	3.4060
55	1.2997	1.673	2.0040	2.3960	2.6680	2.9240	3.2560	3.4760
60	1.2958	1.6706	2.0003	2.3901	2.6603	3.9146	3.2317	3.4602
65	1.2947	1.6686	1.997	2.3851	2.6536	3.9060	3.2204	3.4466
70	1.2938	1.6689	1.9944	2.3808	2.6479	3.8987	3.2108	3.4350
80	1.2820	1.6640	1.9900	2.3730	2.6380	2.8870	3.1950	3.4160
90	1.2910	1.6620	1.9867	2.3885	2.6316	2.8779	3.1833	3.4019
100	1.2901	1.6602	1.9840	2.3642	2.6259	2.8707	3.1737	3.3905
120	1.2888	1.6577	1.9719	2.3578	2.6174	2.8598	3.1595	3.3735

Таблица П4.2. Значение функции Лапласа

x	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$
0,00	0,0000	0,43	0,1664	0,86	0,3051	1,29	0,4015	1,72	0,4573	2,30	0,4893
0,01	0,0040	0,44	0,1700	0,87	0,3078	1,30	0,4032	1,73	0,4582	2,32	0,4898
0,02	0,0080	0,45	0,1736	0,88	0,3106	1,31	0,4049	1,74	0,4591	2,34	0,4904
0,03	0,0120	0,46	0,1772	0,89	0,3133	1,32	0,4066	1,75	0,4599	2,36	0,4909
0,04	0,0160	0,47	0,1808	0,90	0,3159	1,33	0,4082	1,76	0,4608	2,38	0,4913
0,05	0,0199	0,48	0,1844	0,91	0,3186	1,34	0,4099	1,77	0,4616	2,40	0,4918
0,06	0,0239	0,49	0,1879	0,92	0,3212	1,35	0,4115	1,78	0,4625	2,42	0,4922
0,07	0,0279	0,50	0,1915	0,93	0,3238	1,36	0,4131	1,79	0,4633	2,44	0,4927
0,08	0,0319	0,51	0,1950	0,94	0,3264	1,37	0,4147	1,80	0,4641	2,46	0,4931
0,09	0,0359	0,52	0,1985	0,95	0,3289	1,38	0,4162	1,81	0,4649	2,48	0,4934
0,10	0,0398	0,53	0,2019	0,96	0,3315	1,39	0,4177	1,82	0,4656	2,50	0,4938
0,11	0,0438	0,54	0,2054	0,97	0,3340	1,40	0,4192	1,83	0,4664	2,52	0,4941
0,12	0,0478	0,55	0,2088	0,98	0,3365	1,41	0,4207	1,84	0,4671	2,54	0,4945
0,13	0,0517	0,56	0,2123	0,99	0,3389	1,42	0,4222	1,85	0,4678	2,56	0,4948
0,14	0,0557	0,57	0,2157	1,00	0,3413	1,43	0,4236	1,86	0,4686	2,58	0,4951
0,15	0,0596	0,58	0,2190	1,01	0,3438	1,44	0,4251	1,87	0,4693	2,60	0,4953
0,16	0,0636	0,59	0,2224	1,02	0,3461	1,45	0,4265	1,88	0,4698	2,62	0,4956
0,17	0,0675	0,60	0,2257	1,03	0,3485	1,46	0,4279	1,89	0,4706	2,64	0,4959
0,18	0,0714	0,61	0,2291	1,04	0,3508	1,47	0,4292	1,90	0,4713	2,66	0,4961
0,19	0,0753	0,62	0,2324	1,05	0,3531	1,48	0,4306	1,91	0,4719	2,68	0,4963
0,20	0,0793	0,63	0,2357	1,06	0,3554	1,49	0,4319	1,92	0,4726	2,70	0,4965
0,21	0,0832	0,64	0,2389	1,07	0,3577	1,50	0,4332	1,93	0,4732	2,72	0,4967
0,22	0,0871	0,65	0,2422	1,08	0,3599	1,51	0,4345	1,94	0,4738	2,74	0,4969
0,23	0,0910	0,66	0,2454	1,09	0,3621	1,52	0,4357	1,95	0,4744	2,76	0,4971
0,24	0,0948	0,67	0,2486	1,10	0,3643	1,53	0,4370	1,96	0,4750	2,78	0,4973
0,25	0,0987	0,68	0,2517	1,11	0,3665	1,54	0,4382	1,97	0,4756	2,80	0,4974
0,26	0,1026	0,69	0,2549	1,12	0,3686	1,55	0,4394	1,98	0,4761	2,82	0,4976
0,27	0,1064	0,70	0,2580	1,13	0,3708	1,56	0,4406	1,99	0,4767	2,84	0,4977
0,28	0,1103	0,71	0,2611	1,14	0,3729	1,57	0,4418	2,00	0,4772	2,86	0,4979
0,29	0,1141	0,72	0,2642	1,15	0,3749	1,58	0,4429	2,02	0,4783	2,88	0,4980
0,30	0,1179	0,73	0,2673	1,16	0,3770	1,59	0,4441	2,04	0,4793	2,90	0,4981
0,31	0,1217	0,74	0,2703	1,17	0,3790	1,60	0,4452	2,06	0,4803	2,92	0,4982
0,32	0,1255	0,75	0,2734	1,18	0,3810	1,61	0,4463	2,08	0,4812	2,94	0,4984
0,33	0,1293	0,76	0,2764	1,19	0,3830	1,62	0,4474	2,10	0,4821	2,96	0,4985
0,34	0,1331	0,77	0,2794	1,20	0,3844	1,63	0,4484	2,12	0,4830	2,98	0,4986
0,35	0,1368	0,78	0,2823	1,21	0,3869	1,64	0,4495	2,14	0,4838	3,00	0,4986
0,36	0,1406	0,79	0,2852	1,22	0,3883	1,65	0,4505	2,16	0,4846	3,20	0,4993
0,37	0,1443	0,80	0,2881	1,23	0,3907	1,66	0,4515	2,18	0,4854	3,40	0,4996
0,38	0,1480	0,81	0,2910	1,24	0,3925	1,67	0,4525	2,20	0,4861	3,60	0,4998
0,39	0,1517	0,82	0,2939	1,25	0,3944	1,68	0,4535	2,22	0,4868	3,80	0,4999
0,40	0,1554	0,83	0,2967	1,26	0,3962	1,69	0,4545	2,24	0,4875	4,00	0,4999
0,41	0,1591	0,84	0,2995	1,27	0,3980	1,70	0,4554	2,26	0,4882		
0,42	0,1628	0,85	0,3023	1,28	0,3997	1,71	0,4564	2,28	0,4888		

Приложение Д. Анализ метода обнаружения систематических ошибок на примере 13-и узловой схемы

Задача обнаружения систематических ошибок в измерениях с низкой избыточностью решается на 13-ти узловой схеме (рисунок П1.2) для реактивной модели. В режиме **off-line** создается массив эталонов (база данных) $Z_y^{(БД)}$ на базе контрольного замера (установившегося режима) в соответствии с алгоритмом, показанным на рисунке 4.4.3. Ошибка в значении измерения моделируется по формуле (4.5.1), в которой грубая ошибка $b = n\sigma$ является систематической (n изменяется от 3 до 6). В табл. П5.1 показана база данных $Z_y^{(БД)}$ для первого способа формирования вектора критерия. Для проверки работы метода формируются разнообразные ошибки в измерениях. По этим измерениям вычисляются критерии и записываются в базу данных (табл. П5.1).

В некоторых измерениях, например, в измерении Q_{8-12} невозможно выявить ошибку не только по КУ, но и в результате анализа остатков оценивания. На рисунках П.5.1, П.5.2 показаны оценки (1), измерения (2) и эталон (3) Q_{8-12} или Q_{8-10} . Анализ вектора критериев (4.4.2) выполняется исходя из условия, что уровень значимости нулевой гипотезы (4.4.1) $\alpha = 0.05$, $k_2 = 30$, $z_{кр} = 2.04$.

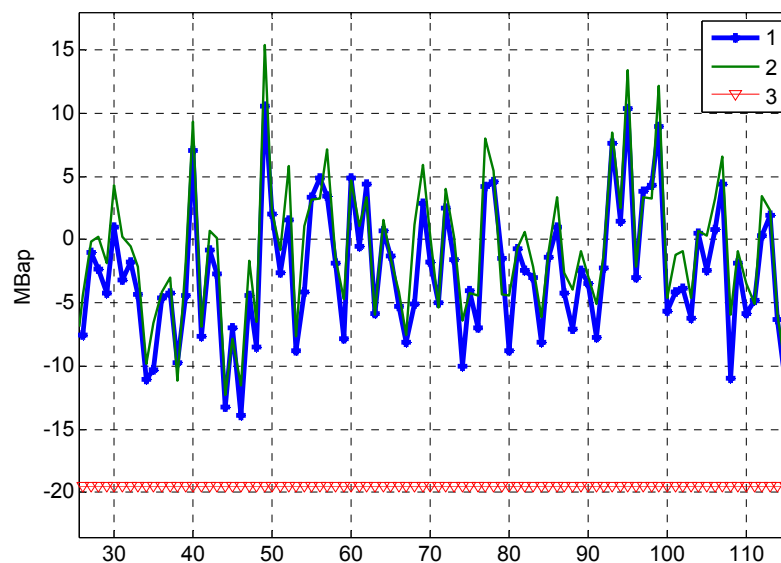


Рис. П5.1. Q_{8-12} – ошибочное. 1 – оценки, 2 – измерения, 3 – эталон

Из рисунка П5.1 видно, что

- ошибка в измерении присутствует, т.к. измерение (2) расположено выше эталона (3);
- мат. ожидания оценки (1) и измерения (2) равны между собой, что не позволяет выявить ошибку.

Анализ значения критерия для Q_{8-12} (табл. П5.1 выделено жирным курсивом)

$$0.5 < 2.04$$

и рисунка П5.1 говорит о достоверности измерения. Данный вывод является ошибочным.

Из рисунка П5.2 видно, что:

- ошибка в измерении Q_{8-10} отсутствует, т.к. измерение (2) расположено вдоль графика эталона (3);
- мат.ожидания оценки (1) и измерения (2) не равны между собой, $\mu \neq 0$, что указывает на присутствие ошибки в измерении.

Анализ значения критерия для Q_{8-10} (таблица П5.1 выделено жирным)

$$2.1 > 2.04,$$

говорит о наличии ошибки в измерении. Данный вывод является ошибочным.

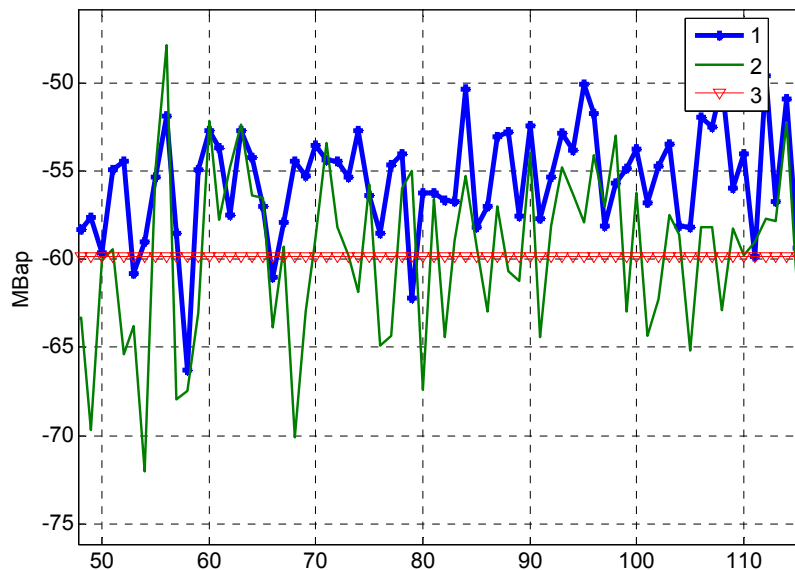


Рис. П5.2 Q_{8-10} – достоверное (ошибочное Q_{8-12}). 1 – оценки, 2 – измерения, 3 – эталон

Для обнаружения ошибок в измерениях используется следующий, разработанный автором метод. В таблицах П5.2 и П5.3 показаны результаты обнаружения ошибочных измерений.

Анализ результатов работы методов показал, что в 70% рассматриваемых измерений ошибка распознается с высокой вероятностью. В таблице П5.2, П5.3 представлены подробные результаты работы метода. В первом столбце показано ошибочное измерение, во втором – кратность ошибки (формула 4.5.1), в третьем – процент распознавания ошибки. В табл. П5.4 результаты обнаружения ошибочных измерений показаны более подробно. В первом столбце показано ошибочное измерение, во втором – кратность ошибки. Далее показаны результаты выявления ошибок – обнаруженное ошибочное измерение и вероятность того, что оно ошибочное в процентах.

Таблица П5.1. Фрагмент базы данных

Ошиб-ное измерение (n)	Значение Z_y в измерении									
	Q-1	Q-1-2	Q-1-3	Q-1-4	Q-1-5	Q-1-10	Q-8-10	Q-8-12	U-10	U-12
Q 8-10(3)	0,169	-0,169	-	-0,172	-0,092	0,836	1,123	-0,425	1,371	-0,620
Q 8-10(4)	0,173	-0,173	-	-0,176	-0,008	0,770	1,577	-0,606	1,602	-0,885
Q 8-10(5)	0,178	-0,178	-	-0,181	0,076	0,705	2,029	-0,787	1,834	-1,150
Q 8-12(3)	0,150	-0,150	-	-0,153	-0,444	1,112	-0,782	0,329	0,405	0,480
Q 8-12(4)	0,148	-0,148	-	-0,151	-0,477	1,138	-0,963	0,399	0,314	0,583
Q 8-12(5)	0,146	-0,146	-	-0,149	-0,510	1,164	-1,142	0,470	0,223	0,686
Q 8-12(6)	0,145	-0,145	-	-0,150	-0,520	1,170	-2,121	0,504	0,124	0,786
Q 8-10(3)	0,169	-0,169	-	-0,172	-0,092	0,836	1,123	-0,425	1,371	-0,620
Q 8-10(4)	0,173	-0,173	-	-0,176	-0,008	0,770	1,577	-0,606	1,602	-0,885
Q 8-10(5)	0,178	-0,178	-	-0,181	0,076	0,705	2,029	-0,787	1,834	-1,150
U 12-0(3)	0,147	-0,147	-	-0,150	-0,489	1,147	-1,030	0,428	0,280	0,624
U 12-0(4)	0,145	-0,145	-	-0,148	-0,538	1,185	-1,293	0,532	0,147	0,777
U 12-0(5)	0,142	-0,142	-	-0,145	-0,586	1,224	-1,555	0,636	0,013	0,931

Таблица П5.2. Результаты работы метода при формировании $Z_y^{(БД)}$ первым способом

Измерение	n (порядок ошибки)	Процент распознавания
Q(1-0)	5	100
Q(1-0)	3	95,65
Q(1-0)	4	95,65
Q(1-10)	3	94,57
Q(8-10)	5	92,39
U(10-0)	3	86,96
U(10-0)	5	85,87
Q(1-10)	5	83,7
Q(1-5)	3	80,43
Q(1-10)	4	80,43
U(12-0)	5	80,43
U(10-0)	4	78,26
Q(8-10)	4	77,17
Q(1-5)	5	76,09
Q(1-3)	3	63,04
Q(1-3)	4	61,96
Q(1-3)	5	61,96
Q(1-5)	4	56,52
Q(1-2)	5	43,48
Q(1-2)	4	39,13
Q(1-2)	3	38,04
Q(8-12)	3	34,78
U(12-0)	4	32,61
Q(8-12)	5	23,91
Q(8-12)	4	15,22
U(12-0)	3	15,22
Q(1-4)	5	5,43
Q(1-4)	4	4
Q(1-4)	3	1,09

Таблица П5.3. Результаты работы метода при формировании $Z_y^{(БД)}$ вторым способом

Измерение	n (порядок ошибки)	Процент распознавания
Q(8-10)	3	100
Q(8-10)	4	100
Q(8-10)	5	100
Q(1-0)	3	96,74
Q(1-0)	4	96,74
Q(1-10)	3	89,13
U(12-0)	5	88,04
Q(1-10)	5	81,52
U(10-0)	3	81,52
U(10-0)	5	80,43

Q(1-5)	3	79,35
Q(1-10)	4	76,09
Q(8-12)	3	71,74
Q(1-5)	5	68,48
U(10-0)	4	68,48
U(12-0)	4	64,13
Q(1-3)	3	63,04
Q(1-3)	4	63,04
Q(1-3)	5	63,04
Q(8-12)	5	52,17
Q(1-5)	4	47,83
U(12-0)	3	43,48
Q(8-12)	4	39,13
Q(1-2)	5	38,04
Q(1-2)	4	36,96
Q(1-2)	3	35,87
Q(1-4)	5	4,35
Q(1-4)	4	3,26
Q(1-4)	3	2,17

Таблица П5.4 . Результаты работы метода при формировании $Z_y^{(БД)}$ вторым способом

Изм	n	изм	%	изм	%	изм	%	изм	%	изм	%
Q(1-2)	3	Q 1-3(3)	55,43	Q 1-2(3)	38,04	Q 1-5(3)	6,52				
Q(1-2)	4	Q 1-3(4)	50,00	Q 1-2(4)	39,13	Q 1-5(3)	5,43	Q 1-3(3)	4,35	Q 1-4(4)	1
Q(1-2)	5	Q 1-3(5)	50,00	Q 1-2(5)	43,48	Q 1-3(4)	4,35	Q 1-4(5)	2,17		
Q(1-3)	3	Q 1-3(3)	63,04	Q 1-2(3)	30,43	Q 1-5(3)	6,52				
Q(1-3)	4	Q 1-3(4)	61,96	Q 1-2(4)	28,26	Q 1-5(3)	5,43	Q 1-3(3)	4,35		
Q(1-3)	5	Q 1-3(5)	61,96	Q 1-2(5)	33,70	Q 1-3(4)	4,35				
Q(1-4)	3	Q 1-3(3)	55,43	Q 1-2(3)	36,96	Q 1-5(3)	6,52	Q 1-4(3)	1,09		
Q(1-4)	4	Q 1-3(4)	50,00	Q 1-2(4)	35,87	Q 1-5(3)	5,43	Q 1-3(3)	4,35	Q 1-4(4)	4
Q(1-4)	5	Q 1-3(5)	48,91	Q 1-2(5)	41,30	Q 1-4(5)	5,43	Q 1-3(4)	4,35		
Q(1-5)	3	Q 1-5(3)	80,43	Q 1-5(4)	19,57						
Q(1-5)	4	Q 1-5(4)	56,52	Q 1-5(3)	23,91	Q 1-5(5)	19,57				
Q(1-5)	5	Q 1-5(5)	76,09	Q 1-5(4)	23,91						
Q(1-10)	3	Q 1-	94,57	Q 1-	3,26	Q 1-2(3)	2,17				

		10(3)		10(4)							
Q(1-10)	4	Q 1-10(4)	80,43	Q 1-10(3)	16,30	Q 1-10(5)	3,26				
Q(1-10)	5	Q 1-10(5)	83,70	Q 1-10(4)	16,30						
Q(8-12)	3	Q 8-12(4)	41,30	Q 8-12(3)	34,78	Нет ошибки(0)	13,04	U 12-0(3)	10,87		
Q(8-12)	4	Q 8-12(5)	46,74	Q 8-12(3)	20,65	U 12-0(3)	17,39	Q 8-12(4)	15,22		
Q(8-12)	5	U 12-0(4)	53,26	Q 8-12(5)	23,91	Q 8-12(3)	13,04	Q 8-12(4)	5,43	U 12-0(3)	4
Q(8-10)	3	Q 8-10(3)	84,78	Q 8-10(4)	15,22						
Q(8-10)	4	Q 8-10(4)	77,17	Q 8-10(5)	15,22	Q 8-10(3)	7,61				
Q(8-10)	5	Q 8-10(5)	92,39	Q 8-10(4)	7,61						
U(12-0)	3	Q 8-12(5)	31,52	U 12-0(4)	25,00	Q 8-12(3)	17,39	U 12-0(3)	15,22	Q 8-12(4)	10
U(12-0)	4	U 12-0(5)	46,74	U 12-0(4)	32,61	Q 8-12(4)	11,96	U 12-0(3)	5,43	Q 8-12(5)	3
U(12-0)	5	U 12-0(5)	80,43	Q 8-12(5)	10,87	U 12-0(4)	8,70				
U(10-0)	3	U 10-0(3)	86,96	Q 8-10(3)	6,52	U 10-0(4)	6,52				
U(10-0)	4	U 10-0(4)	78,26	U 10-0(3)	13,04	U 10-0(5)	7,61	Q 8-10(3)	1,09		
U(10-0)	5	U 10-0(5)	85,87	U 10-0(4)	14,13						
Q(1-0)	3	Q 1-0(3)	95,65	Q 1-0(4)	4,35						
Q(1-0)	4	Q 1-0(4)	95,65	Q 1-0(5)	4,35						
Q(1-0)	5	Q 1-0(5)	100,00								

При обработке 127 срезов (100%) Q_{8-12} в 47% будет объявлено ошибочным с кратностью ошибки (n) равной 5, в остальных 53 % случаев указывается, что ошибка в этом же измерении Q_{8-12} , но с отличающейся кратностью. Это означает, что метод распознает ошибочное измерение корректно. С помощью данного метода не удастся распознать ошибку в измерениях Q_{1-2} , Q_{1-3} , Q_{1-4} . Работа в этом направлении будет продолжена.

Приложение Е. Расчет МДП в контролируемых сечениях

В диссертационной работе были вычислены оценки МДП контролируемых сечений «Братск-Иркутск» (сечение 1: линии 1–5 и 2–3), «Камала–Красноярск» (сечение 2: линии 11–15 и 12–15) на схеме, показанной на рисунке П.6.1.

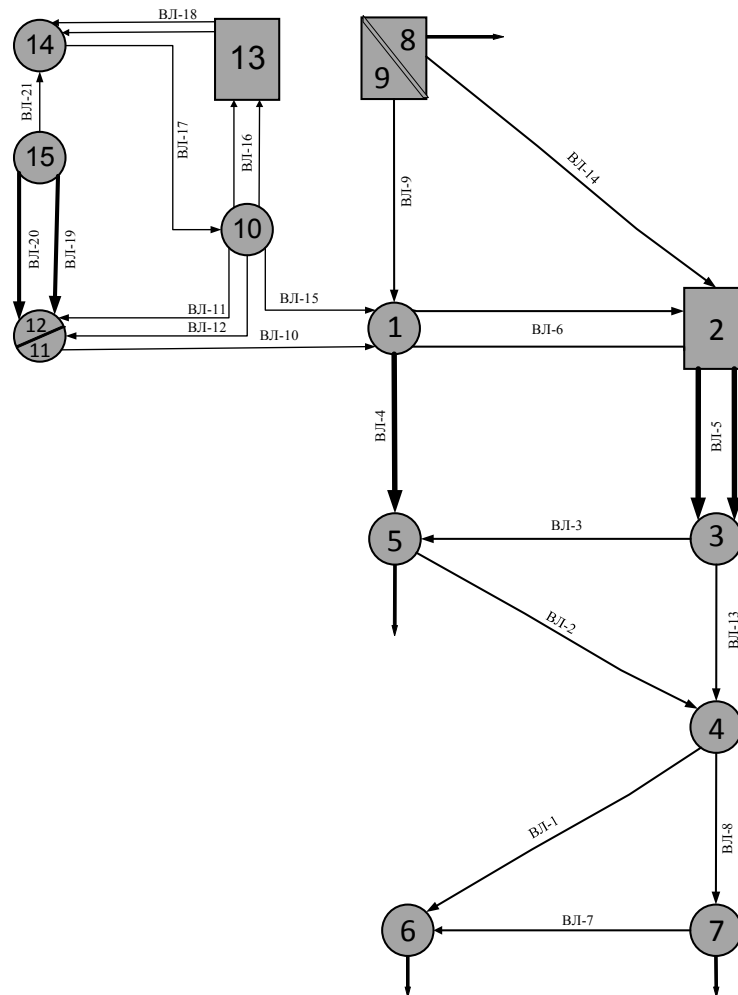


Рис.П.6.1. Схема реальной ЭЭС

Величины максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях 1 и 2, по данным [239] равны 2040 МВт в сечении 1 и 1400 МВт в сечении 2.

В работе вычисляются значения МДП двух контролируемых сечений по трем сценариям. Сценарий 1: вычисляются МДП и СПС в сечении 1 (передается дополнительная мощность из узла 2 в узел 5); сценарий 2: вычисляются МДП и

СПС в сечении 2 (передается дополнительная мощность из узла 15 в узлы 11 и 12.); сценарий 3 вычисляются МДПр и СПС в сечениях 1 и 2 при одновременной их загрузке.

Вычисление МДП

Процесс вычисления МДПр делится на два этапа: предварительный (offline) и основной (online). Предварительный этап требуется для каждого сценария.

Предварительный этап.

В качестве значения ПИ МДП линий контролируемого сечения используются величины, взятые из [19].

$$P_{1-5}^{ПИ\ МДП} = 900 , \quad (П.6.1)$$

$$P_{2-3}^{ПИ\ МДП} = 1800 \quad (П.6.2)$$

$$P_{11-15}^{ПИ\ МДП} = 900 , \quad (П.6.3)$$

$$P_{12-15}^{ПИ\ МДП} = 900 \quad (П.6.4)$$

Ограничениями при вычислении весовых коэффициентов ПИ МДП являются следующие неравенства

$$\bar{P}_2 \leq \hat{P}_2 \leq 3430 , \quad (П.6.5)$$

$$0 \leq \hat{Q}_2 \leq 500 , \quad (П.6.6)$$

$$0 \leq \hat{Q}_4 \leq 343 , \quad (П.6.7)$$

$$y_{\min} \leq \bar{y}_i \leq y_{\max} , \quad (П.6.8)$$

$$\bar{P}_{15} \leq P_{15} \leq 3430 , \quad (П.6.9)$$

$$0 \leq Q_{11} \leq 500 , \quad (П.6.10)$$

$$0 \leq Q_{12} \leq 343 . \quad (П.6.11)$$

где $\bar{P}_2$ – измерения генерации активной мощности в узле 2, $\hat{P}_2$ – оценка генерации активной мощности в узле 2, $\hat{Q}_2$ – оценка генерации реактивной мощности в узле 2, $\hat{Q}_4$ – оценка генерации реактивной мощности в узле 4, $y_{\min}, y_{\max}$ величины задаются в ОС.

Выражение (П.6.8) означает, что в узлах с нерегулируемыми параметрами значения измерений должны оставаться в заданных пределах или в диапазоне допустимой погрешности. Ограничения П.6.5 – П.6.8 используются для вычисления весовых коэффициентов $R_{1-5}^{ПИ\ МДП}$, $R_{2-3}^{ПИ\ МДП}$ в первом сценарии. Ограничения П.6.8 – П.6.11 используются для вычисления весовых коэффициентов $R_{11-15}^{ПИ\ МДП}$, $R_{12-15}^{ПИ\ МДП}$ во втором сценарии. Ограничения П.6.1 – П.6.11 используются для вычисления весовых коэффициентов $R_{1-5}^{ПИ\ МДП}$, $R_{2-3}^{ПИ\ МДП}$, $R_{11-15}^{ПИ\ МДП}$, $R_{12-15}^{ПИ\ МДП}$ в третьем сценарии. Весовые коэффициенты ПИ МДП вычисляются в соответствии с алгоритмом, представленным в 2.1.4.

Основной этап.

На данном этапе выполняются следующие функции:

1. В диспетчерский пункт поступает срез измерений.
2. Выполняется достоверизация измерений.
3. Формируется результирующий входной вектор из достоверных измерений и ПИ МДП.
4. Выполняется оценивание состояния. Результатом является текущий УР.
5. Срез измерений и заданные ограничения подаются на вход двум ИНС. По ответам ИНС определяются весовые коэффициенты ПИ МДП.
6. Выполняется оценивание МДР. Результатом является результирующий УР.
7. Вычисляются значения СПС и управляющие воздействия.

Результаты расчетов

На рисунках П.6.2, П.6.9 показаны значения разностей между параметрами текущего и результирующего режимов, полученные при вычислении МДПр в сценариях 1 и 3. На рисунках П.6.3, П.6.5, П.6.8 представлены перетоки активной мощности в контролируемых сечениях в сценариях 1, 2 и 3 соответственно.

Из рисунков П.6.2, П.6.6 и П.6.9 видно, что все обязательства перед потребителями выполнены, т.к. изменения значений активной мощности произошли только в регулируемых узлах. Из рисунков П.6.2, П.6.4 и П.6.7 видно,

что заданные ограничения не были нарушены, т.к. параметры режима изменились только в регулируемых узлах. Активная мощность изменилась в узлах 2, 5 (рисунок П.6.2, линия Р, сценарий 1), 11, 12 и 15 (рисунок П. 6.6, сценарий 2), реактивная мощность изменилась в узлах 2, 4 (рисунок П.6.2, линия Q, сценарий 1), 11, 12 (П.6.7 сценарий 2), напряжения во всех узлах остались в заданных пределах (рисунок П.6.2. линия U, сценарий 1; рисунок П.6.4, сценарий 2). В сценарии 3 напряжение также остались в заданных пределах.

Анализ графиков, показанных на рисунках П.6.3, П.6.5, показывает, что максимальная мощность, которая может быть передана по контролируемым сечениям 1 и 2 в заданных условиях работы ЭЭС в разные моменты времени равна 2090 МВт и 1400 МВт соответственно. Для передачи дополнительной мощности равной 459 МВт и 994 МВт необходимо выполнить следующие УВ: увеличить генерацию реактивной мощности в узлах 2, 4, 11 и 12 на 44.5 МВАр, 92 МВАр, 103 МВАр и 115 МВАр соответственно.

Анализ графиков, представленных на рисунках П.6.8, показывает, что максимальная мощность, которая может быть передана по контролируемым сечениям 1 и 2 одновременно в заданных условиях работы ЭЭС равна 2073 МВт и 887 МВт соответственно. Для передачи дополнительной мощности равной 440 МВт и 393 МВт необходимо выполнить следующие УВ: увеличить генерацию реактивной мощности в узлах 2, 4, 11 и 12 на 56 МВАр, 106 МВАр, 282 МВАр и 269 МВАр соответственно (рисунок П.6.9).

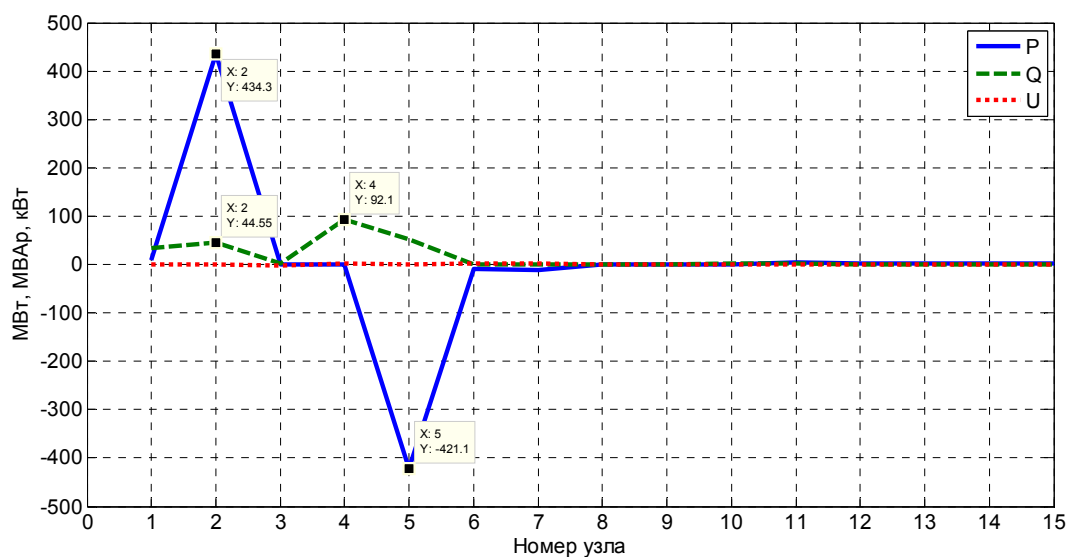


Рис. П.6.2. Отклонения активной мощности, реактивной мощности, напряжения
(сценарий 1)

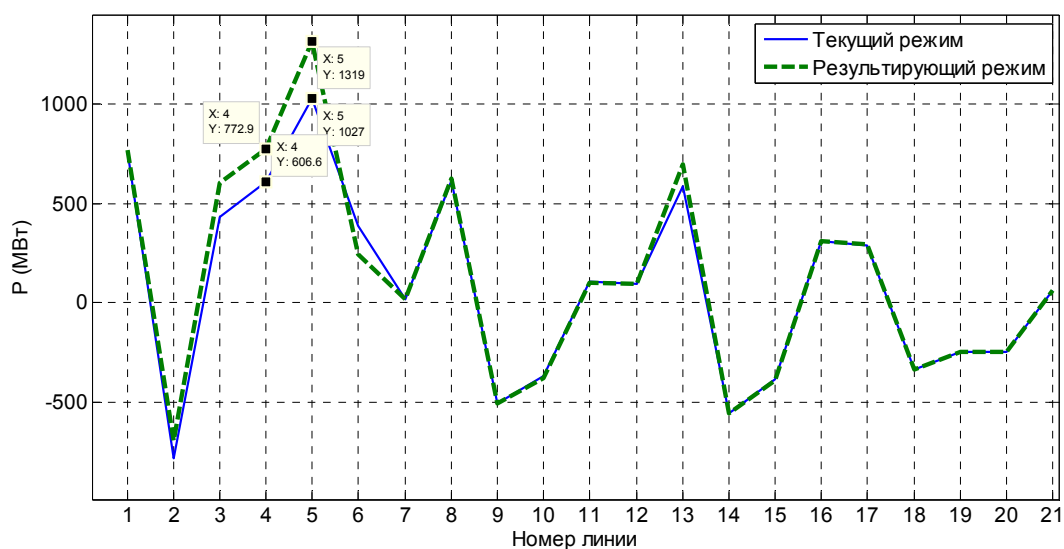


Рис. П.6.3. Переток активной мощности в текущем и результирующем режимах
(сценарий1)

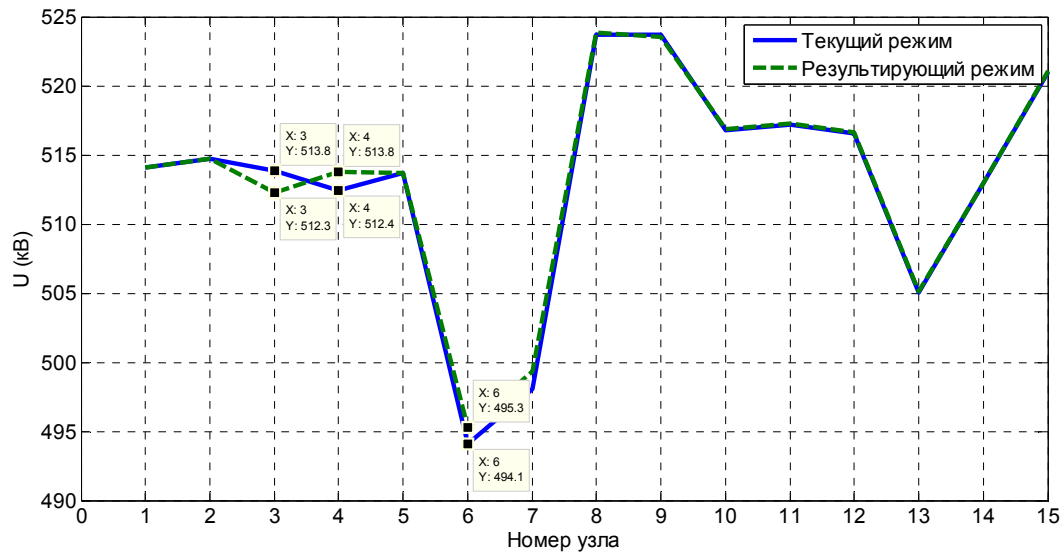


Рис. П.6.4. Напряжение в узлах (сценарий 2)

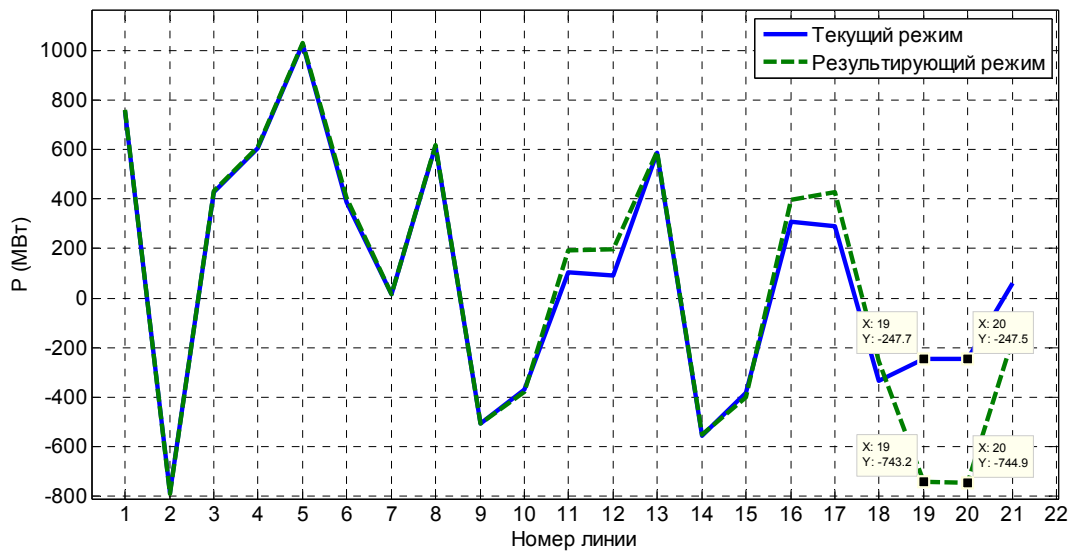


Рис. П.6.5. Переток активной мощности в текущем и результирующем режимах (сценарий2)

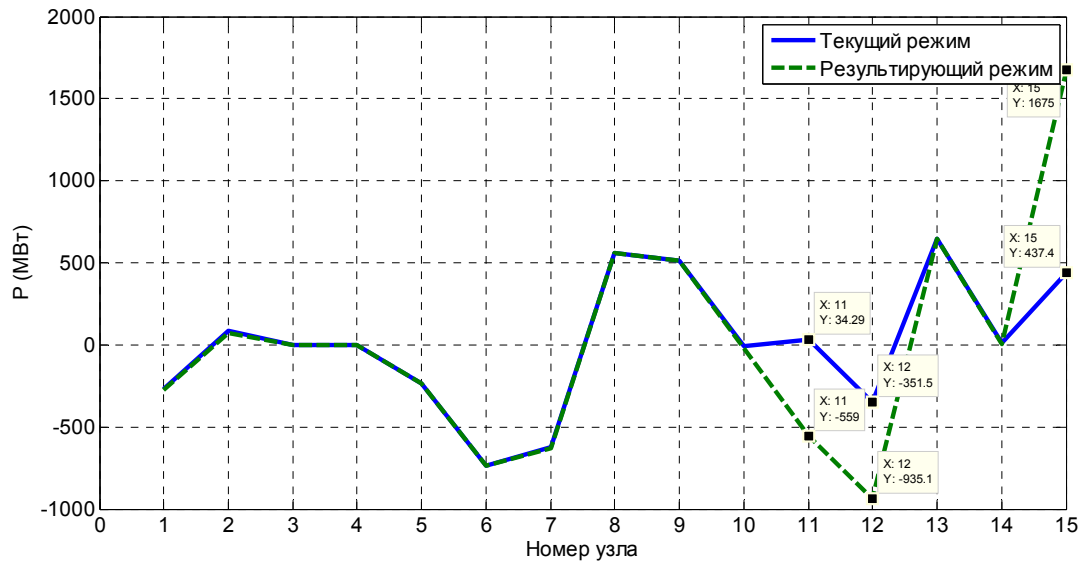


Рис.

П.6.6. Активная мощность в узлах (сценарий 2)

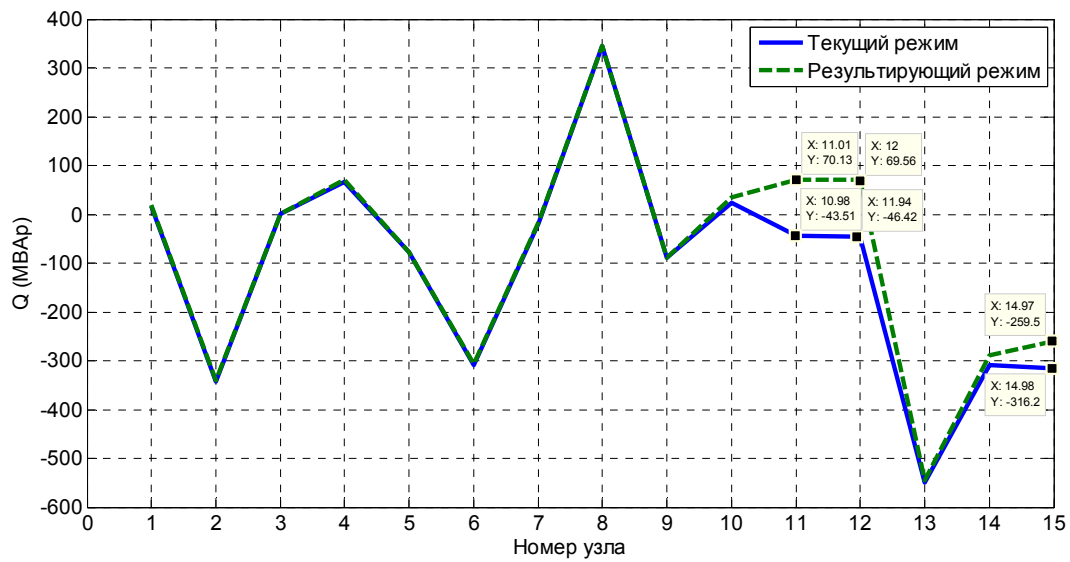


Рис. П.6.7. Реактивная мощность в узлах (сценарий 2)

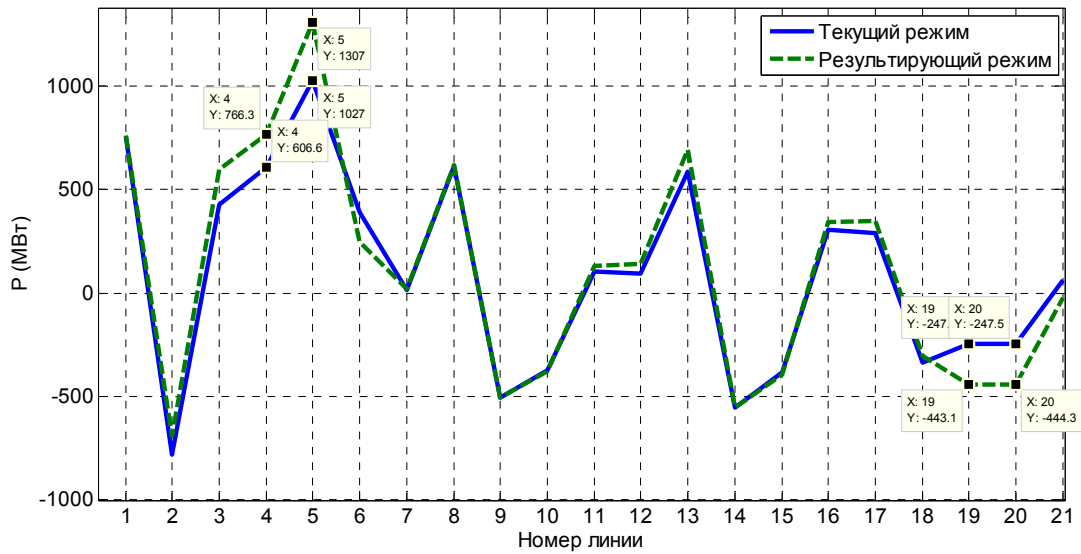


Рис. П.6.8. Переток активной мощности в текущем и результирующем режимах (сценарий3)

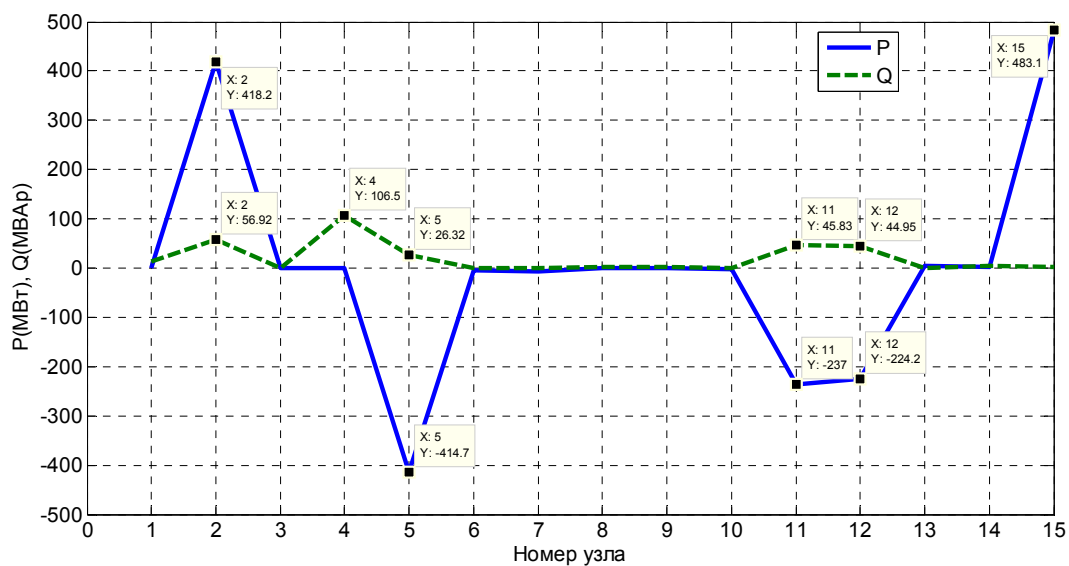


Рис. П.6.9. Отклонения активной мощности, реактивной мощности (сценарий 3)

В табл.П.6.1 сведены результаты расчета, полученные по трем сценариям. В первой строке показан номер сечения, во второй строке представлена величина перетока по контролируемому сечению (текущее значение активной мощности, оценка МДПр, заданное значение МДПр). В третью строку записаны значения СПС контролируемых сечений. В четвертой строке помещены значения

дополнительной генерации активной мощности. В пятой строке представлены УВ.

Таблица П.6.1. Результаты расчета по трем сценариям

Номер сценария		1	2	3	
Номер сечения		1	2	одновременно 1 и 2	
Переток (МВт)	текущий	1633	494	1633	494
	результир	2092	1488	2073	887
	заданный	2040	1400	—	—
СПС (МВт)		459	994	440	393
Дополнительная генерация (МВт)		$P_2 = 434$	$P_{15} = 1241$	$P_2 = 418$	$P_{15} = 483$
УВ (МВАр)		$Q_2 = 44$ $Q_4 = 92$	$Q_{11} = 103,$ $Q_{12} = 115$	$Q_2 = 57$ $Q_{12} = 44$	$Q_4 = 106$ $Q_{11} = 46$

Анализ результатов таблицы П.6.1 показывает, что

- значения МДПр, полученные с помощью разработанного метода оценивания МДПр, не меньше значений МДП, используемых диспетчерским персоналом и представленных в [239];
- МДП в сечении 1 на 2,6%, в сечении 2 на 6% больше для рассматриваемого момента времени по сравнению с МДП, заданными в методических указаниях;
- при передаче дополнительной активной мощности по сечениям в разные периоды времени, значения МДП и СПС оказываются больше, чем при передаче мощности по тем же сечениям, но в один и тот же период времени. Это говорит о том, что при вычислении МДПр и СПС в реальном времени для передачи дополнительной мощности и при организации транзитных перетоков необходимо учитывать интересы соседних объектов диспетчеризации.

Приложение Ж. Пример использования методики оценивания режима с МДПр

В приложении представлен пример использования методики оценивания МДР для следующего сценария: оценить режим с МДПр при увеличении передачи мощности из одной ЭЭС в другую. Оценивание режима с МДПр в двух контролируемых линиях выполнено на 30-ти узловой тестовой схеме IEEE, представляющей собой объединение трех ЭЭС (рисунок П1.4). Расчеты режимов выполнялись при увеличении передачи мощности из ЭЭС3 в ЭЭС2. Сечение между ЭЭС3 и ЭЭС2 состоит из трех линий 10–17, 10–20, 23–24. Оценивание режима с МДПр выполняется по одному срезу измерений при трех видах ограничений (три случая). Подбор весовых коэффициентов ПИ МДП осуществляется вручную для трех случаев.

В таблице. П7.1 показаны структура схемы и один из УР (формат ЦДУ).

Таблица П7.1. Параметры схемы и режима

0201 1	139.920	0	0	260.95	-16.53	0	0	0
0201 2	137.676	21.70	12.70	40.00	49.56	0	0	0
0201 3	134.734	2.40	1.20	0	0	0	0	0
0201 4	133.548	7.60	1.60	0	0	0	0	0
0201 5	133.320	94.20	19.00	0.00	36.94	0	0	0
0201 6	133.350	0	0	0	0	0	0	0
0201 7	132.312	22.80	10.90	0	0	0	0	0
0201 8	133.320	30.00	30.00	0.00	37.22	0	0	0
0201 9	34.680	0	0	0	0	0	0	0
0201 10	34.489	5.80	2.00	0	0	0	0	0
0201 11	35.706	0	0	0.00	16.18	0	0	0
0201 12	34.884	11.20	7.50	0	0	0	0	0
0201 13	35.343	0	0	0.00	10.63	0	0	0
0201 14	34.395	6.20	1.60	0	0	0	0	0
0201 15	34.243	8.20	2.50	0	0	0	0	0
0201 16	34.464	3.50	1.80	0	0	0	0	0
0201 17	34.316	9.00	5.80	0	0	0	0	0
0201 18	33.928	3.20	0.90	0	0	0	0	0
0201 19	33.846	9.50	3.40	0	0	0	0	0
0201 20	33.981	2.20	0.70	0	0	0	0	0
0201 21	34.079	17.50	11.20	0	0	0	0	0
0201 22	34.097	0	0	0	0	0	0	0
0201 23	33.896	3.20	1.60	0	0	0	0	0
0201 24	33.712	8.70	6.70	0	0	0	0	0
0201 25	33.571	0	0	0	0	0	0	0
0201 26	32.988	3.50	2.30	0	0	0	0	0
0201 27	33.767	0	0	0	0	0	0	0
0201 28	132.897	0	0	0	0	0	0	0
0201 29	33.112	2.40	0.90	0	0	0	0	0
0201 30	32.733	10.60	1.90	0	0	0	0	0

0301 0	10	0	17.4472	0.0				
0301 0	24	0	3.94	0.0				
0301 0	1	2	3.3454	10.0188	0.3030	0	0.000	0.000
0301 0	1	3	7.8756	28.7844	0.2342	0	0.000	0.000
0301 0	2	4	9.9317	30.2655	0.2112	0	0.000	0.000
0301 0	3	4	2.3000	6.6037	0.0482	0	0.000	0.000
0301 0	2	5	8.2241	34.5518	0.2399	0	0.000	0.000
0301 0	2	6	10.1233	30.7185	0.2146	0	0.000	0.000
0301 0	4	6	2.0735	7.2135	0.0517	0	0.000	0.000
0301 0	5	7	8.0150	20.2118	0.1171	0	0.000	0.000
0301 0	6	7	4.6522	14.2877	0.0976	0	0.000	0.000
0301 0	6	8	2.0909	7.3181	0.0517	0	0.000	0.000
0301 0	6	9	0.0000	34.6648	0.0000	0.255624	0.000	0.000
0301 0	6	10	0.0000	90.9641	0.0000	0.257998	0.000	0.000
0301 0	9	11	0.0000	2.2651	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	9	10	0.0000	1.1979	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	4	12	0.0000	38.7454	0.0000	0.26824	0.000	0.000
0301 0	12	13	0.0000	1.5246	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	12	14	1.3406	2.7868	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	12	15	0.7209	1.4201	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	12	16	1.0291	2.1638	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	14	15	2.4067	2.1747	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	16	17	0.5706	2.0941	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	15	18	1.1685	2.3795	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	18	19	0.6959	1.4070	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	19	20	0.3703	0.7405	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	10	20	1.0193	2.2760	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	10	17	0.3528	0.9202	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	10	21	0.3790	0.8157	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	10	22	0.7917	1.6324	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	21	22	0.1263	0.2570	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	15	23	1.0890	2.1998	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	22	24	1.2524	1.9493	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	23	24	1.4375	2.9403	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	24	25	2.0528	3.5850	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	25	26	2.7704	4.1382	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	25	27	1.1903	2.2727	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	28	27	0.0000	64.6538	0.0000	0.258264	0.000	0.000
0301 0	27	29	2.3936	4.5226	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	27	30	3.4870	6.5634	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	29	30	2.6125	4.9364	0.0000	0	0.000	0.000
0301 0	8	28	11.0817	34.8480	0.2456	0	0.000	0.000
0301 0	6	28	2.9447	10.4370	0.0746	0	0.000	0.000

В [242] методом последовательного математического программирования было получено, что величина МДП в этом сечении равна 109.5 МВт из-за нарушения ограничения по напряжению в узле 1 и перегрузки линии 25–27.

На базе данных, используемых в [242] смоделирован срез измерений. Каждому измерению задается дисперсия. В табл. П7.2 показаны измерения (колонка 2), измеряемый параметр режима (колонки 3 и 4), их значения (колонка 6) и дисперсия каждого измерения (колонка 7). Данные колонки 5 необходимы при использовании реального среза. По смоделированному срезу измерений с

указанными дисперсиями выполняется ОС. Перед ОС решается задача достоверизации, где определяется, что все измерения достоверные.

Таблица П7.2. Информация об измеренных параметрах режима.

1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7	
1	4	1	2	4020	20.9121	10.000	70	5	18	19	4021	-2.4220	50.0	
2	4	1	3	4021	7.5393	10.000	71	5	19	20	4021	1.003	50.0	
3	4	2	4	4020	43.8244	10.000	72	5	21	22	4021	1.3857	50.0	
4	4	2	5	4021	82.7125	10.000	73	5	22	24	4021	-3.0688	50.0	
5	4	2	6	4020	60.3635	10.000	74	5	23	24	4021	-3.6194	50.0	
6	4	3	4	4021	82.0042	30.000	75	5	24	25	4021	-1.5354	50.0	
7	4	4	6	4020	70.9483	30.000	76	5	25	26	4021	-0.009	50.0	
8	4	4	12	4021	45.3647	10.000	77	5	25	27	4021	-2.3846	50.0	
9	4	5	7	4020	-14.4622	10.000	78	5	27	28	4021	-5.8012	50.0	
10	4	6	7	4021	37.8558	10.000	79	5	27	29	4021	1.6725	50.0	
11	4	6	8	4020	29.7682	10.000	80	5	27	30	4021	1.6689	50.	
12	4	6	9	4021	26.9239	10.000	82	3	0	2	4997	137.67	3.00	
13	4	6	10	4020	15.3057	10.000	83	3	0	3	4997	133.89	3.00	
14	4	6	28	4021	18.8659	10.000	84	3	0	4	4997	132.75	3.000	
15	4	9	11	4020	0.000	10.000	85	3	0	5	4997	133.32	3.00	
16	4	9	10	4021	26.9236	10.000	86	3	0	6	4997	132.66	3.00	
17	4		10	20	4020	6.9	10.000	87	3	0	7	4997	131.78	3.000
18	4		10	17	4021	5.0213	10.000	88	3	0	8	4997	133.32	3.00
19	4		10	21	4020	15.4349	10.000	89	3	0	9	4997	34.203	3.00
20	4		10	22	4021	7.3882	10.000	90	3	0	10	4997	34.60	3.000
21	4		12	13	4020	0.00	10.000	91	3	0	11	4997	35.70	3.00
22	4		12	14	4021	8.1306	10.000	92	3	0	12	4997	34.56	3.00
23	4		12	15	4020	18.4466	10.000	93	3	0	13	4997	35.34	3.000
24	4		12	16	4021	7.6012	10.000	94	3	0	14	4997	33.99	3.00
25	4		14	15	4020	1.9229	10.000	95	3	0	15	4997	33.76	3.00
26	4		15	18	4021	6.4532	10.000	96	3	0	16	4997	33.90	3.00
27	4		15	23	4020	5.3004	10.000	97	3	0	17	4997	33.52	3.00
28	4		16	17	4021	4.0074	10.000	98	3	0	18	4997	33.76	3.00
29	4		18	19	4020	3.1980	10.000	99	3	0	19	4997	33.12	3.00
30	4		19	20	4021	-6.3142	10.000	100	3	0	20	4997	33.21	3.00
31	4		21	22	4020	-2.1818	10.000	101	3	0	21	4997	33.18	3.00
32	4		22	24	4021	5.1764	10.000	102	3	0	22	4997	33.20	3.00
33	4		23	24	4020	4.0852	10.000	103	3	0	23	4997	33.23	3.00
34	4		24	25	4021	-1.5354	10.000	104	3	0	24	4997	32.82	3.00
35	4		25	26	4020	3.5645	10.000	105	3	0	25	4997	32.92	3.00
36	4		25	27	4021	-5.0865	10.000	106	3	0	26	4997	32.32	3.00
37	4		27	28	4020	-18.4042	10.000	107	3	0	27	4997	33.27	3.00
38	4		27	29	4021	6.1997	10.000	108	3	0	28	4997	132.05	3.00
39	4		27	30	4020	43.8244	30.000	109	3	0	29	4997	33.0	3.0
40	5	1	2	4021	-25.0191	50.000	110	3	0	30	4997	33.0	3.0	
41	5	1	3	4021	8.4896	50.000	111	0	0	10	4997	-5.8	10.000	
42	5	2	4	4021	9.3998	50.000	112	1	0	1	4997	-1.53	20.0	
43	5	2	5	4021	4.0014	50.000	113	0	0	9	4997	-0.3	1.0	
44	5	2	6	4021	5.4379	50.000	114	0	0	21	4997	-17.86	10.0	
45	5	3	4	4021	-4.1676	50.000	114	0	0	23	4997	19.86	10.0	
46	5	4	6	4021	-17.7135	50.000	115	0	0	3	4997	-2.4	10.0	
47	5	4	12	4021	15.6494	50.000	116	1	0	3	4997	-1.2	20.0	
48	5	5	7	4021	16.1053	50.00	117	0	0	4	4997	-7.6	5.0	
50	5	6	7	4021	-3.4957	50.00	118	1	0	4	4997	-1.6	20.0	
51	5	6	8	4021	-20.0307	50.0	119	0	0	5	4997	0.002	1.0	
52	5	6	9	4021	-3.6302	50.00	120	1	0	5	4997	0.04	1.0	
53	5	6	10	4021	4.1710	50.00	121	0	0	27	4997	26.9	10.0	
54	5	6	28	4021	2.5620	50.00	122	0	0	22	4997	21.2	10.0	
55	5	8	28	4021	-4.9055	50.0	122	1	0	22	4997	40.97	20.0	
56	5	9	11	4021	23.6868	50.0	122	0	0	24	4997	-8.7	10.0	

57	5	9	10	4021	17.6060	50.0	122	0	0	25	4997	-0.2	1.0
58	5	10	20	4021	-1.7042	50.0	122	0	0	26	4997	-3.2	10.0
59	5	10	17	4021	-0.836	50.0	122	0	0	28	4997	-3.2	10.0
60	5	10	21	4021	10.0581	50.0	122	0	0	29	4997	2.4	10.0
61	5	10	22	4021	-4.5229	50.0	122	0	0	30	4997	-10	10.0
62	5	12	13	4021	17.9912	50.0	122	0	0	2	4997	60.97	10.0
63	5	12	14	4021	-3.0820	50.0	122	0	0	1	4997	26.03	10.0
64	5	12	15	4021	10.3879	50.0	122	0	0	6	4997	0.97	1.0
65	5	12	16	4021	-6.8331	50.0	122	0	0	7	4997	-22.8	10.0
66	5	14	15	4021	-1.5032	50.0	122	0	0	8	4997	-30.97	10.0
67	5	15	18	4021	-3.3417	50.0	122	0	0	13	4997	37.69	5.0
68	5	15	23	4021	-5.2661	50.0							
69	5	16	17	4021	-4.9573	50.0							

В табл. П7.3 представлены результаты ОС – параметры УР по узлам и связям соответственно. В первом столбце размещены номер узла (колонка 1), модуль (колонка 2) и фаза (3) напряжения, активная и реактивная инъекции (колонки 4, 5). Во втором столбце расположены параметры режима в следующем порядке: порядковый номер линии, номера узлов, ограничивающих линию, перетоки активной мощности в начале и конце линии (колонки 4, 5), переток реактивной мощности в начале линии.

Таблица П7.3. Параметры УР

1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	6
1.0000	139.9200	0	44.5080	-0.9581	1.0000	1.0000	2.0000	19.0913	-18.9923	-14.6638
2.0000	140.5242	-0.7004	79.7160	60.5987	2.0000	1.0000	3.0000	25.4167	-25.0813	13.7057
3.0000	135.7435	-1.8818	24.6797	-6.5265	3.0000	2.0000	4.0000	29.5950	-28.9897	18.1008
4.0000	134.6310	-2.8692	-0.5583	-3.9593	4.0000	3.0000	4.0000	49.7610	-49.4475	5.9488
5.0000	136.1889	-3.3446	-4.5806	0.0076	5.0000	2.0000	5.0000	28.2877	-27.8994	11.4911
6.0000	134.3021	-4.0166	1.5955	-18.0220	6.0000	2.0000	6.0000	40.8256	-39.8393	16.0405
7.0000	133.3840	-4.5820	-36.7318	-13.2137	7.0000	4.0000	6.0000	48.1293	-47.8584	-7.1929
8.0000	134.8028	-4.7496	-27.9344	21.1968	8.0000	5.0000	7.0000	23.3189	-23.0419	9.8631
9.0000	34.7489	-6.3703	-0.0952	45.3395	9.0000	6.0000	7.0000	13.7433	-13.6900	4.2168
10.0000	34.1600	-7.7339	-6.5336	-20.7182	10.0000	6.0000	8.0000	26.8846	-26.7686	-16.6672
11.0000	33.3727	-6.1411	2.0478	-20.2727	11.0000	6.0000	9.0000	21.6288	-21.6288	-5.8924
12.0000	34.2965	-6.7087	-21.2214	4.6332	12.0000	6.0000	10.0000	12.6740	-12.6740	3.2135
13.0000	33.5730	-4.8021	25.1265	-15.5131	13.0000	9.0000	11.0000	-2.0478	2.0478	21.1171
14.0000	33.8751	-7.7347	-5.7521	1.8272	14.0000	9.0000	10.0000	23.5813	-23.5813	17.3642
15.0000	33.5192	-7.6191	-18.1810	-17.4794	15.0000	4.0000	12.0000	29.7496	-29.7496	24.5338
16.0000	34.1878	-7.6164	-3.7315	1.2771	16.0000	12.0000	13.0000	-25.1265	25.1265	16.6926
17.0000	34.1669	-8.0376	-9.6714	3.2208	17.0000	12.0000	14.0000	8.1142	-8.0371	1.3495
18.0000	33.6825	-8.5864	-2.8332	1.8137	18.0000	12.0000	15.0000	17.8456	-17.5914	9.8158
19.0000	33.7644	-8.8910	-9.2846	3.6013	19.0000	12.0000	16.0000	7.6949	-7.6400	-1.8695
20.0000	33.8306	-8.6396	-1.8567	-1.3096	20.0000	14.0000	15.0000	2.2850	-2.2550	3.0164
21.0000	33.9958	-8.1537	-20.4436	-20.6077	21.0000	16.0000	17.0000	3.9085	-3.9008	-0.7078
22.0000	34.1738	-8.1546	12.3578	34.0100	22.0000	15.0000	18.0000	5.5698	-5.5119	-4.9688
23.0000	33.6605	-7.1943	10.7054	2.3257	23.0000	18.0000	19.0000	2.6787	-2.6677	-3.2731
24.0000	33.1920	-8.0636	-14.9548	-13.4668	24.0000	19.0000	20.0000	-6.6169	6.6312	0.3060
25.0000	33.1917	-7.7438	-0.6635	-1.9859	25.0000	10.0000	20.0000	8.5530	-8.4879	1.1775
26.0000	32.6120	-8.8931	-5.7104	-0.6926	26.0000	10.0000	17.0000	5.7826	-5.7706	-2.4537

27.0000	33.6145	-6.9654	20.5439	-3.8443	27.0000	10.0000	21.0000	11.2210	-11.1791	1.7022
28.0000	133.8350	-4.4756	-1.4467	1.8961	28.0000	10.0000	22.0000	4.1448	-4.1296	-2.2795
29.0000	32.7022	-9.4146	-3.2476	-2.1191	29.0000	21.0000	22.0000	-9.2645	9.3133	-18.9955
30.0000	32.3433	-11.6242	-20.2208	2.8185	30.0000	15.0000	23.0000	-3.9045	3.9193	-0.2063
					31.0000	22.0000	24.0000	7.1741	-6.9485	12.6044
					32.0000	23.0000	24.0000	6.7860	-6.7221	2.0895
					33.0000	24.0000	25.0000	-1.2885	1.2927	0.7451
					34.0000	25.0000	26.0000	5.7966	-5.7104	0.8213
					35.0000	25.0000	27.0000	-7.7528	7.8223	-2.0694
					36.0000	28.0000	27.0000	11.7045	-11.7045	7.8707
					37.0000	27.0000	29.0000	11.0094	-10.7497	1.1762
					38.0000	27.0000	30.0000	13.4167	-12.8612	-0.0701
					39.0000	29.0000	30.0000	7.5022	-7.3597	-1.4335
					40.0000	8.0000	28.0000	-1.1657	1.1769	4.1227
					41.0000	6.0000	28.0000	14.3625	-14.3282	2.0146

Оценивание МДР

При вычислении режима с максимальным значением мощности в сечении между ЭЭС3 и ЭЭС2 соблюдается условие:

обеспечить обязательства перед всеми потребителями, что для оценивания МДР означает следующее:

- разница оценок и измерений параметров режима в нерегулируемых узлах не должна превышать точности, с которой измеряется рассматриваемый параметр режима;
- значения регулируемых параметров режима должны оставаться в пределах регулирования.

Желаемый режим вычисляется методом оценивания МДР, который имеет предварительный и основной этапы.

На *предварительном этапе* для каждого сценария решаются две задачи: задается расчетная информация и обучаются ИНС. В данном приложении задача обучения ИНС не рассматривается.

Контролируемыми линиями назначаются линии контролируемого сечения 10–17, 10–20. В качестве ПИ МДП для коротких линий должны быть использованы предельные по термической стойкости значения активной мощности. При подборе весовых коэффициентов главным является не сами значения коэффициентов, а их соотношения между собой. Регулировка коэффициентов выполняется нагляднее, если весовые коэффициенты ПИ МДП

намного отличаются от других коэффициентов. Поэтому, в данном случае, в качестве ПИ МДП используются заведомо большие величины (900 МВт), а пределы передачи активной мощности по линиям вводятся в ограничения.

Регулируемые параметры режима – это генерация в узлах 22, 27, нагрузка в узлах 17, 20, 15, инъекция реактивной мощности в узлах 10, 12.

Весовые коэффициенты вычисляются в соответствии с алгоритмом, описанным в гл.2.1.4, где правило 2.1.49 записывается следующим образом:

$$(P_{10-20}^{ПИ\ МДП} - \hat{P}_{10-20}) + (P_{10-17}^{ПИ\ МДП} - \hat{P}_{10-17}) \rightarrow \min \quad (\text{П7.1})$$

с учетом ограничений для случая 1 (первый вид ограничений):

$$\hat{P}_{22} < 200 \text{ МВт} , \quad (\text{П7.2})$$

$$\hat{P}_{27} < 200 \text{ МВт} , \quad (\text{П7.3})$$

$$-22 \text{ МВАр} < \hat{Q}_{10} < 22 \text{ МВАр} , \quad (\text{П7.4})$$

$$-30 \text{ МВАр} < \hat{Q}_{12} < 30 \text{ МВАр} , \quad (\text{П7.5})$$

$$|\hat{P}_{i-j}| < 55 \text{ МВАр} . \quad (\text{П7.6})$$

Условие (П7.6) введено для учета ограничения передачи по термической стойкости. В процессе оценивания МДР контролируются ограничения, обеспечивающие корректный результат оценивания:

$$\sum P_{\Gamma(\partial on)} = \sum P_{H(\partial on)} , \quad (\text{П7.7})$$

$$|\hat{P}_{i(YP)} - \hat{P}_{i(МДР)}| < 6 \text{ МВт} , \quad (\text{П7.8})$$

$$|\hat{Q}_{i(YP)} - \hat{Q}_{i(МДР)}| < 10 \text{ МВАр} , \quad (\text{П7.9})$$

где $\sum P_{\Gamma(\partial on)}$ – дополнительная мощность генерации в регулируемых узлах в результирующем режиме, $\sum P_{H(\partial on)}$ – дополнительная мощность нагрузки в регулируемых узлах в результирующем режиме. Условие (П7.8) означает, что отклонение инъекций активной мощности во всех узлах, кроме регулируемых, в двух режимах не должно превышать 6 МВт. Условие (П7.9) означает, что отклонение инъекций реактивной мощности во всех узлах, кроме регулируемых, в двух режимах не должно превышать 10 МВАр.

Вычисление весовых коэффициентов ПИ МДП.

В данном расчете весовые коэффициенты подбирались эмпирическим путем в следующем порядке:

- 1) увеличиваются дисперсии контролируемых измерений (возможно увеличение инъекции в регулируемом узле. В данном случае выставляется предельное значение генерации);
- 2) выставляются большие дисперсии ПИ МДП;
- 3) выполняется оценивание МДР;
- 4) проверяются ограничения (П7.2) – (П7.9). Если все ограничения выполняются, то уменьшаются дисперсии ПИ МДП. Переход на 3. При нарушении хотя бы одного условия активные перетоки в контролируемых линиях, полученные с предыдущим набором весовых коэффициентов, принимаются максимально допустимыми в рассматриваемом режиме с заданными интервалами изменения регулируемых параметров режима.

В процессе подбора дисперсий допускается изменение дисперсий некоторых измерений с целью выдерживания их равными измерениям с заданной точностью. В таблице П7.4 показан файл, сформированный для решения задачи оценивания МДР.

Таблица П7.4. Информация для оценивания МДР

1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7
1	4	1	2	4020	20.9121	10.000	69	5	16	17	4021	-4.9573	50.0
2	4	1	3	4021	7.5393	10.000	70	5	18	19	4021	-2.4220	50.0
3	4	2	4	4020	43.8244	10.000	71	5	19	20	4021	1.003	50.0
4	4	2	5	4021	82.7125	10.000	72	5	21	22	4021	1.3857	50.0
5	4	2	6	4020	60.3635	10.000	73	5	22	24	4021	-3.0688	50.0
6	4	3	4	4021	82.0042	30.000	74	5	23	24	4021	-3.6194	50.0
7	4	4	6	4020	70.9483	30.000	75	5	24	25	4021	-1.5354	50.0
8	4	4	12	4021	45.3647	10.000	76	5	25	26	4021	-0.009	50.0
9	4	5	7	4020	-14.4622	10.000	77	5	25	27	4021	-2.3846	50.0
10	4	6	7	4021	37.8558	10.000	78	5	27	28	4021	-5.8012	5.0
11	4	6	8	4020	29.7682	10.000	79	5	27	29	4021	1.6725	50.0
12	4	6	9	4021	26.9239	10.000	80	5	27	30	4021	1.6689	50.0
13	4	6	10	4020	15.3057	10.000	82	3	0	2	4997	137.67	3.00
14	4	6	28	4021	18.8659	10.000	83	3	0	3	4997	133.89	3.00
15	4	9	11	4020	0.000	1.000	84	3	0	4	4997	132.75	3.000
16	4	9	10	4021	26.92	4.000	85	3	0	5	4997	133.32	3.00
17	4	10	20	4020	900.0	138.9050	86	3	0	6	4997	132.66	3.00
18	4	10	17	4021	900.0	170.0095	87	3	0	7	4997	131.78	3.000
19	4	10	21	4020	15.4349	4.000	88	3	0	8	4997	133.32	3.00
20	4	10	22	4021	7.3882	10.000	89	3	0	9	4997	34.203	3.00
21	4	12	13	4020	0.00	10.000	90	3	0	10	4997	34.60	3.000

22	4	12	14	4021	8.1306	10.000	91	3	0	11	4997	35.70	3.00
23	4	12	15	4020	18.4466	10.000	92	3	0	12	4997	34.56	3.00
24	4	12	16	4021	7.6012	10.000	93	3	0	13	4997	35.34	3.000
25	4	14	15	4020	1.9229	10.000	94	3	0	14	4997	33.99	3.00
26	4	15	18	4021	6.4532	10.000	95	3	0	15	4997	33.76	3.00
27	4	15	23	4020	5.3004	10.000	96	3	0	16	4997	33.90	3.00
28	4	16	17	4021	4.0074	10.000	97	3	0	17	4997	33.52	3.00
29	4	18	19	4020	3.1980	10.000	98	3	0	18	4997	33.76	3.00
30	4	19	20	4021	-6.3142	10.000	99	3	0	19	4997	33.12	3.00
31	4	21	22	4020	-2.1818	10.000	100	3	0	20	4997	33.21	3.00
32	4	22	24	4021	5.1764	10.000	101	3	0	21	4997	33.18	3.00
33	4	23	24	4020	4.0852	10.000	102	3	0	22	4997	33.20	3.00
34	4	24	25	4021	-1.5354	10.000	103	3	0	23	4997	33.23	3.00
35	4	25	26	4020	3.5645	10.000	104	3	0	24	4997	32.82	3.00
36	4	25	27	4021	-5.0865	10.000	105	3	0	25	4997	32.92	3.00
37	4	27	28	4020	-18.4042	10.000	106	3	0	26	4997	32.32	3.00
38	4	27	29	4021	6.1997	10.000	107	3	0	27	4997	33.27	3.00
39	4	27	30	4020	43.8244	30.000	108	3	0	28	4997	132.05	3.00
40	5	1	2	4021	-25.0191	50.000	109	3	0	29	4997	33.0	3.0
41	5	1	3	4021	8.4896	50.000	110	3	0	30	4997	33.0	3.0
42	5	2	4	4021	9.3998	50.000	111	0	0	10	4997	-5.8	0.70000
43	5	2	5	4021	4.0014	50.000	112	1	0	1	4997	-1.53	20.0
44	5	2	6	4021	5.4379	50.000	113	0	0	9	4997	-0.3	1.0
45	5	3	4	4021	-4.1676	50.000	114	0	0	21	4997	-17.86	4.0
46	5	4	6	4021	-17.7135	50.000	114	0	0	23	4997	19.86	5.0
47	5	4	12	4021	15.6494	50.000	115	0	0	3	4997	-2.4	10.0
48	5	5	7	4021	16.1053	50.00	116	1	0	3	4997	-1.2	20.0
50	5	6	7	4021	-3.4957	50.00	117	0	0	4	4997	-7.6	5.0
51	5	6	8	4021	-20.0307	50.0	118	1	0	4	4997	-1.6	20.0
52	5	6	9	4021	-3.6302	5.00	119	0	0	5	4997	0.002	1.0
53	5	6	10	4021	4.1710	50.00	120	1	0	5	4997	0.04	1.0
54	5	6	28	4021	2.5620	50.00	121	0	0	27	4997	126.9	40.0
55	5	8	28	4021	-4.9055	50.0	122	0	0	22	4997	200.2	20.0
56	5	9	11	4021	23.6868	50.0	122	1	0	22	4997	40.97	20.0
57	5	9	10	4021	17.6060	5.0	122	0	0	24	4997	-8.7	1.0
58	5	10	20	4021	-1.7042	50.0	122	0	0	25	4997	-0.2	1.0
59	5	10	17	4021	-0.836	50.0	122	0	0	26	4997	-3.2	1.0
60	5	10	21	4021	10.0581	50.0	122	0	0	28	4997	-3.2	10.0
61	5	10	22	4021	-4.5229	50.0	122	0	0	29	4997	2.4	7.0
62	5	12	13	4021	17.9912	50.0	122	0	0	30	4997	-10	8.0
63	5	12	14	4021	-3.0820	50.0	122	0	0	2	4997	60.97	10.0
64	5	12	15	4021	10.3879	50.0	122	0	0	1	4997	26.03	10.0
65	5	12	16	4021	-6.8331	50.0	122	0	0	6	4997	0.97	1.0
66	5	14	15	4021	-1.5032	50.0	122	0	0	7	4997	-22.8	10.0
67	5	15	18	4021	-3.3417	50.0	122	0	0	8	4997	-30.97	10.0
68	5	15	23	4021	-5.2661	50.0	122	0	0	13	4997	37.69	5.0

В таблице П7.5 показаны параметры результирующего режима.

Таблица П7.5 УР с МДПр в контролируемых линиях (результирующий режим)

1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	6
1.0000	139.9200	0	47.0128	-1.1345	1.0000	1.0000	2.0000	19.8848	-19.7754	-15.6263
2.0000	140.5752	-0.7327	83.3534	62.7813	2.0000	1.0000	3.0000	27.1281	-26.7476	14.4918
3.0000	135.4961	-2.0154	28.4057	-4.9007	3.0000	2.0000	4.0000	32.2309	-31.5150	19.6413
4.0000	134.1847	-3.1039	2.1438	-1.1102	4.0000	3.0000	4.0000	55.1533	-54.7638	8.1959
5.0000	136.2816	-3.3635	-4.2326	0.0048	5.0000	2.0000	5.0000	28.1529	-27.7694	11.3542
6.0000	134.2897	-4.2339	2.3601	-11.3090	6.0000	2.0000	6.0000	42.7451	-41.6808	15.8262
7.0000	133.4844	-4.6160	-33.0290	-13.3481	7.0000	4.0000	6.0000	45.1153	-44.8569	-14.4364
8.0000	134.8373	-4.8726	-24.7560	21.2311	8.0000	5.0000	7.0000	23.5368	-23.2568	9.7433

9.0000	34.8862	-7.4437	2.2467	46.2306	9.0000	6.0000	7.0000	9.8021	-9.7723	4.4063
10.0000	34.3730	-9.4129	-2.3878	-5.8914	10.0000	6.0000	8.0000	22.8853	-22.7932	-16.4323
11.0000	33.5060	-7.1610	2.5467	-20.4097	11.0000	6.0000	9.0000	29.6032	-29.6032	-7.6343
12.0000	33.2311	-8.8971	-21.5589	-22.2424	12.0000	6.0000	10.0000	17.7543	-17.7543	2.3680
13.0000	32.5210	-6.8657	25.1264	-14.7018	13.0000	9.0000	11.0000	-2.5467	2.5467	21.2633
14.0000	32.8219	-10.2886	-5.5649	-0.1615	14.0000	9.0000	10.0000	34.3967	-34.3967	15.5365
15.0000	32.5339	-10.7612	-24.9542	-15.2452	15.0000	4.0000	12.0000	43.3072	-43.3072	37.8585
16.0000	33.6347	-10.6754	-3.4402	5.5951	16.0000	12.0000	13.0000	-25.1264	25.1264	15.9235
17.0000	33.8884	-11.5936	-54.7149	7.4422	17.0000	12.0000	14.0000	9.6697	-9.5560	0.3440
18.0000	32.7337	-14.0019	-7.8507	5.5922	18.0000	12.0000	15.0000	26.4391	-25.9757	3.2975
19.0000	32.8124	-15.1075	-13.0758	5.9394	19.0000	12.0000	16.0000	10.7660	-10.5438	-11.0690
20.0000	32.8692	-15.0573	-45.8415	3.6350	20.0000	14.0000	15.0000	3.9912	-3.9556	-0.0537
21.0000	34.5530	-8.2524	-25.0413	-20.2499	21.0000	16.0000	17.0000	7.1037	-7.0604	-5.9410
22.0000	34.8611	-7.7059	90.4753	34.8084	22.0000	15.0000	18.0000	19.5872	-19.0142	-11.6351
23.0000	33.1251	-9.1282	8.8145	3.3244	23.0000	18.0000	19.0000	11.1635	-11.0488	-7.2097
24.0000	33.2526	-8.0908	-12.2146	-14.7661	24.0000	19.0000	20.0000	-2.0270	2.0292	-1.5022
25.0000	32.9796	-7.0710	-2.5471	-3.8142	25.0000	10.0000	20.0000	50.0370	-47.8707	2.7088
26.0000	32.2989	-8.0189	-5.3803	-1.6761	26.0000	10.0000	17.0000	48.3527	-47.6545	0.4787
27.0000	33.4834	-5.8552	41.8641	-7.2626	27.0000	10.0000	21.0000	-27.0373	27.2807	5.2765
28.0000	133.8453	-4.4980	-0.5042	1.1520	28.0000	10.0000	22.0000	-21.6099	21.9230	0.5288
29.0000	32.2401	-10.0582	-8.1313	-1.5664	29.0000	21.0000	22.0000	-52.3220	52.6370	-15.4973
30.0000	31.9184	-12.8604	-26.8557	6.0234	30.0000	15.0000	23.0000	-14.6102	14.8315	-1.3113
					31.0000	22.0000	24.0000	15.9153	-15.2995	18.5533
					32.0000	23.0000	24.0000	-6.0171	6.0677	1.5659
					33.0000	24.0000	25.0000	-2.9872	3.0380	4.2911
					34.0000	25.0000	26.0000	5.4646	-5.3803	1.8021
					35.0000	25.0000	27.0000	-11.0497	11.1855	-1.4138
					36.0000	28.0000	27.0000	6.3571	-6.3571	8.7645
					37.0000	27.0000	29.0000	17.7367	-17.0646	0.4593
					38.0000	27.0000	30.0000	19.2990	-18.1372	-1.0536
					39.0000	29.0000	30.0000	8.9333	-8.7185	-2.3770
					40.0000	8.0000	28.0000	-1.9627	1.9773	4.4758
					41.0000	6.0000	28.0000	8.8531	-8.8386	3.2397

На рисунках П7.1 и П7.2 показаны переток активной мощности и отклонения инъекции активной и реактивной мощности

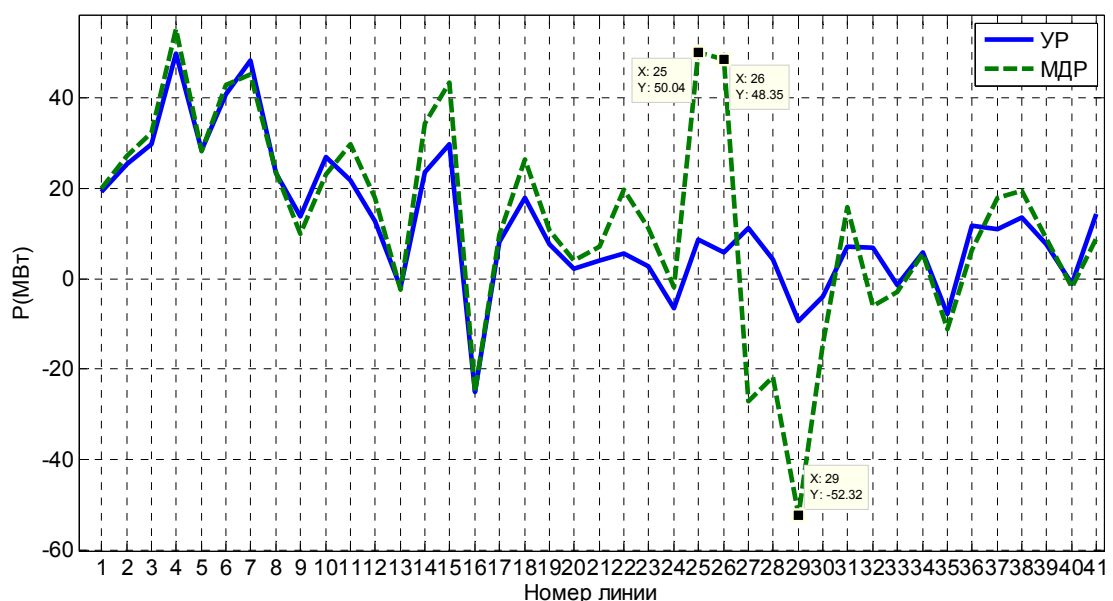


Рис.П7.1 Переток активной мощности

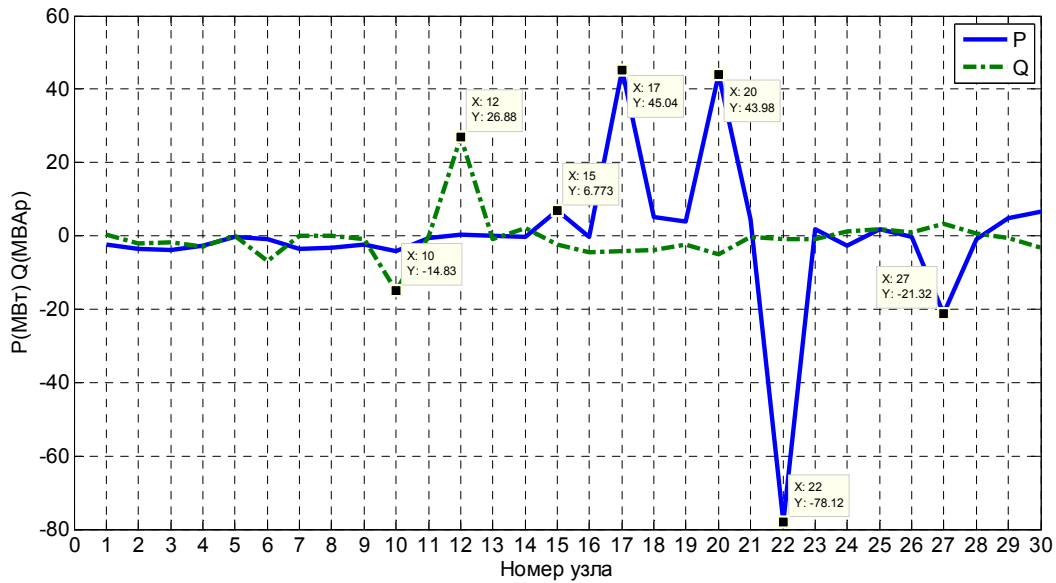


Рис. П7.2. Отклонения инъеции активной и реактивной мощности

Из рисунка П7.1 видно, что перетоки активной мощности во всех линиях не превышают заданного предела (55 МВт). Из рисунка П7.2 видно, что условия (П7.7) – (П7.9) выполняются. Из таблицы П7.5 видно, что условия (П7.2)– (П7.5) выполняются. Значения активной мощности в регулируемых узлах выделено жирным, значения реактивной мощности в регулируемых узлах выделено жирным курсивом.

Выполнение всех условий означает, что в рассматриваемом режиме при заданных ограничениях максимально допустимый переток в контролируемых линиях равен 98.39 МВт.

Весовые коэффициенты из табл. П7.4 записываются в базу данных.

Случай 2. Ограничения (П7.2)–(П7.5) и (П7.7)–(П7.9) такие же как в сценарии 1, а ограничения передачи мощности по термической стойкости изменены следующим образом:

$$|\hat{P}_{i-j}| < 85 \text{ МВАр} . \quad (\text{П7.6a})$$

Данное ограничение изменено для наглядной демонстрации процесса подбора весовых коэффициентов в зависимости от заданных ограничений. С учетом заданных для случая 2 ограничений подбираются весовые коэффициенты.

На рисунках П7.3 –П7.5 показаны инъекции активной и реактивной мощности, модули напряжения во всех узлах. На рисунках П7.6 – П7.8 показаны перетоки активной и реактивной мощности в линиях в двух режимах.

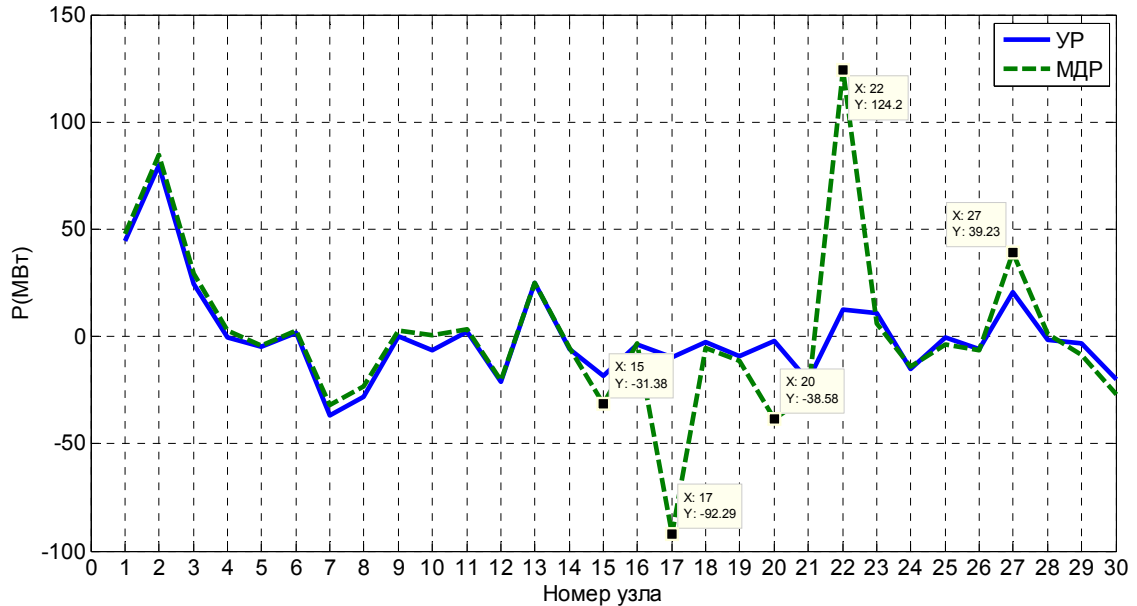


Рис.П7.3. Активная мощность в узлах

Из рисунка П7.3 видно, что условия (П7.2), (П7.3) выполнены.

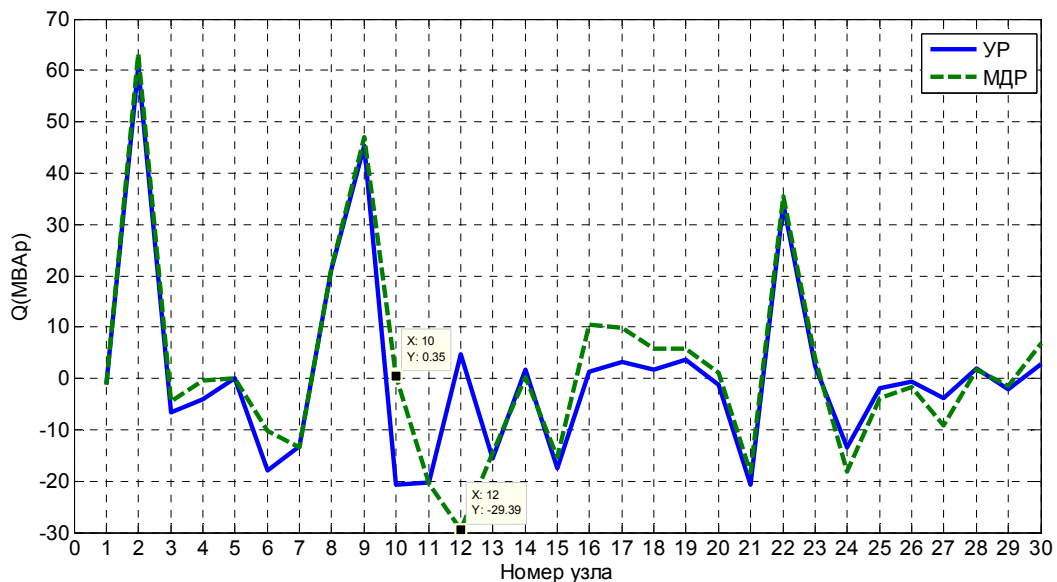


Рис.П7.4. Реактивная мощность в узлах

Из рисунка П7.4 видно, что условия (П7.4) и (П7.5) не нарушены.

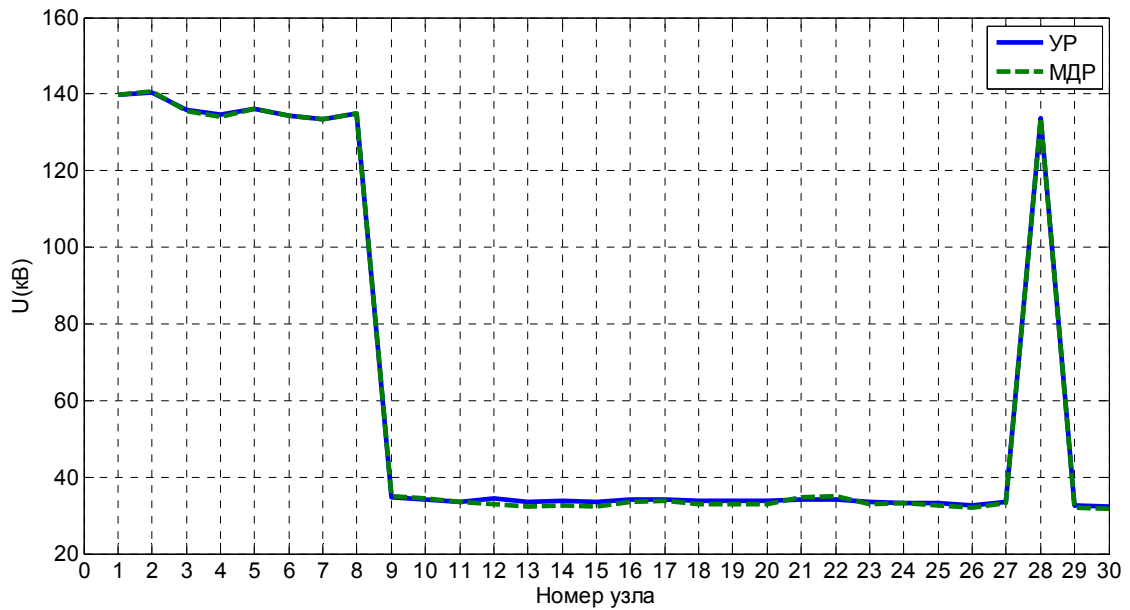


Рис.П7.5. Напряжение

Рисунок П7.5 показывает выполнение условия о равенстве оценок модуля напряжения измерениям в пределах точности.

На рисунке П7.6, показаны отклонения инъекций активной, реактивной мощности.

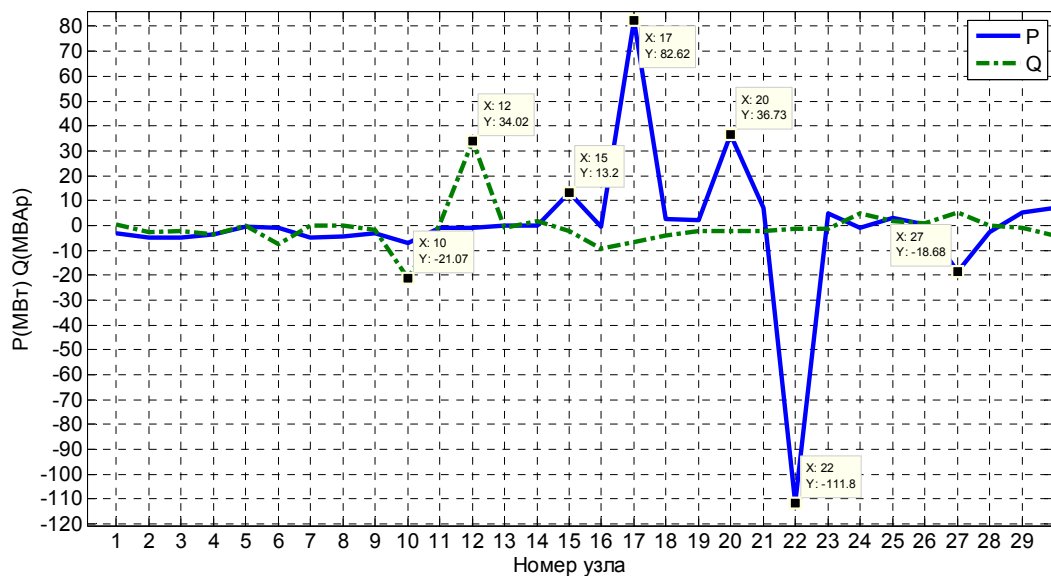


Рис. П.7.6. Отклонения инъекций активной, реактивной мощности

Из рисунка П7.6 видно, что условие (П7.7) выполнено, так как дополнительная генерация в регулируемых узлах (129 МВт) отличается от дополнительной нагрузки (131 Вт) меньше, чем на 6 МВт. Условия (П7.8), (П7.9) выполнены.

На рисунке П7.7 показаны перетоки активной мощности в двух режимах.

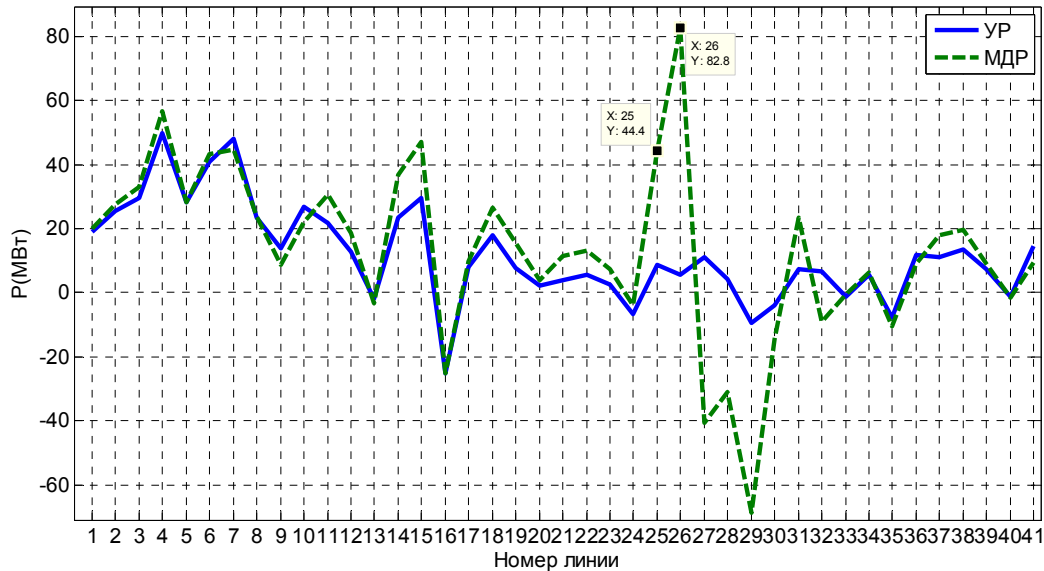


Рис.П7.7. Переток активной мощности в линиях

Из рисунка П7.7 видно, что условие П7.6а выполнены.

Анализ рисунков П7.3– П7.7 показывает, что в рассматриваемом режиме при заданных ограничениях максимально допустимый переток в контролируемых линиях равен 127 МВт.

Весовые коэффициенты, обеспечивающие полученный результат, записываются в базу данных.

Случай 3. Ограничения (П7.2), (П7.4) и (П7.6)–(П7.8) такие же как для случая 1, ограничения (П7.5), (П7.8), (П7.9) изменены следующим образом:

$$-16\text{MBAp} < \hat{Q}_{12} < 16\text{MBAp} , \quad (\text{П7.5б})$$

$$\hat{P}_{i(\text{УР})} - \hat{P}_{i(\text{МДР})} < 3.5\text{MBm} , \quad (\text{П7.8б})$$

$$\hat{Q}_{i(\text{УР})} - \hat{Q}_{i(\text{МДР})} < 8\text{MBAp} , \quad (\text{П7.9б})$$

На рисунке П7.8 показаны отклонения активной и реактивной инъекции в узлах.

На рисунке П7.9 показаны перетоки активной мощности в линиях.

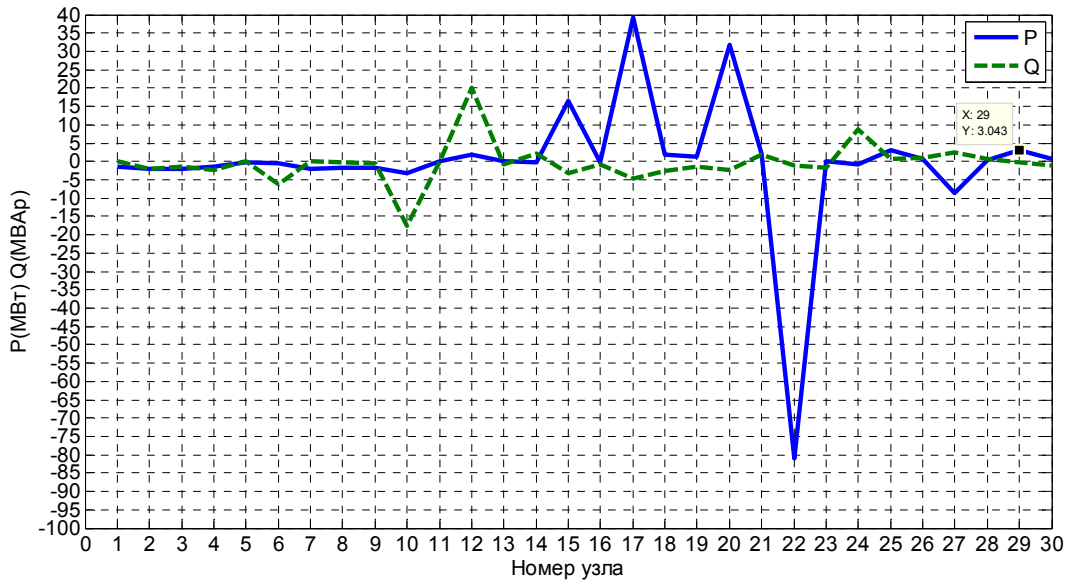


Рис.П7.8. Отклонения активной и реактивной инъекции в узлах.

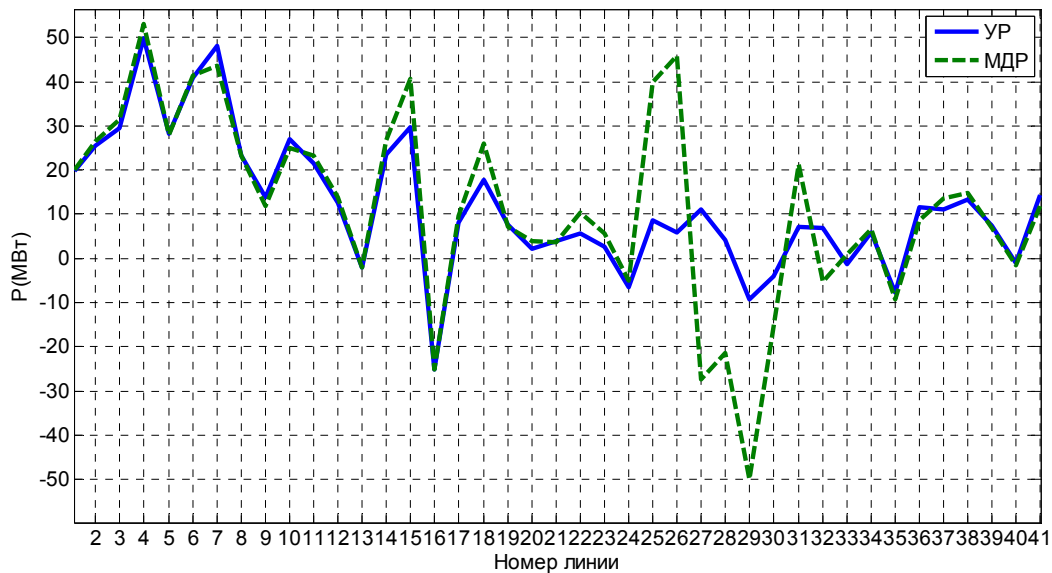


Рис. П7.9.Переток активной мощности в линиях

Анализ рисунков П7.8– П7.9 показывает, что в рассматриваемом режиме при заданных ограничениях максимально допустимый переток в контролируемых линиях равен 85.88 Мвт.

Весовые коэффициенты записываются в базу данных.

По окончании подбора весовых коэффициентов имеется база данных весовых коэффициентов.

В табл. П7.6 сведены расчеты трех случаев. В первом столбце показан номер случая. Во втором столбце записана суммарная мощность передачи в двух линиях, (в скобках указана мощность передачи в сечении). В третьем и четвертом столбцах представлены оценки регулируемых параметров режима, в пятом столбце записана величина предельной мощности передачи по линии, в последнем столбце дана причина наступления максимально допустимого режима.

Таблица П7.6. Результаты оценивания МДР для трех случаев

Номер случая	Оценка перетока (МВт)	Оценки реактивной мощности в регулируемых узлах (МВАр)		Ограничение	Параметр режима, оценка которого имеет предельное значение
		$\hat{Q}_{10}$	$\hat{Q}_{12}$		
	$\hat{P}_{10-20} + \hat{P}_{10-17}$			$P_{\max}$ по термической стойкости (МВт)	
1	98.39 (106)	-5.8	-22	55	$\hat{P}_{21-22}$
2	127 (133)	0.39	-29.39	85	$\hat{Q}_{12}$
3	85.88 (91.88)	-3	-15	55	$\hat{Q}_{12}$
[242]	109				линия 25-27, U_1

Анализ результатов таблицы П7.6 показывает, что в одном и том же режиме, но при разных ограничениях значения максимального допустимого перетока разные.

Основной этап.

1. В диспетчерский пункт приходит срез измерений, и определяются (задаются) ограничения для расчета режима с МДПр.
2. ИНС1 распознает срез измерений
3. ИНС2 распознает ограничения
4. Из базы данных выбираются весовые коэффициенты
5. Выполняется оценивание МДР.

На рис П7.10 показаны величины текущих перетоков и МДПр, вычисленные по 20 срезам. Срезы были созданы на базе двух УР. На базе УР1 были созданы

первые 15 срезов, с разными ограничениями в каждом пяти срезах (случай 1, случай 2, случай 3). Срезы 16–20 созданы на базе УР 2, с ограничениями случая 1. Измерения в срезах 1–15, 16–20 отличаются друг друга величиной случайной ошибки. Свободная пропускная способность вычисляется как разность между значениями перетоков активной мощности в текущем и результирующем режимах.

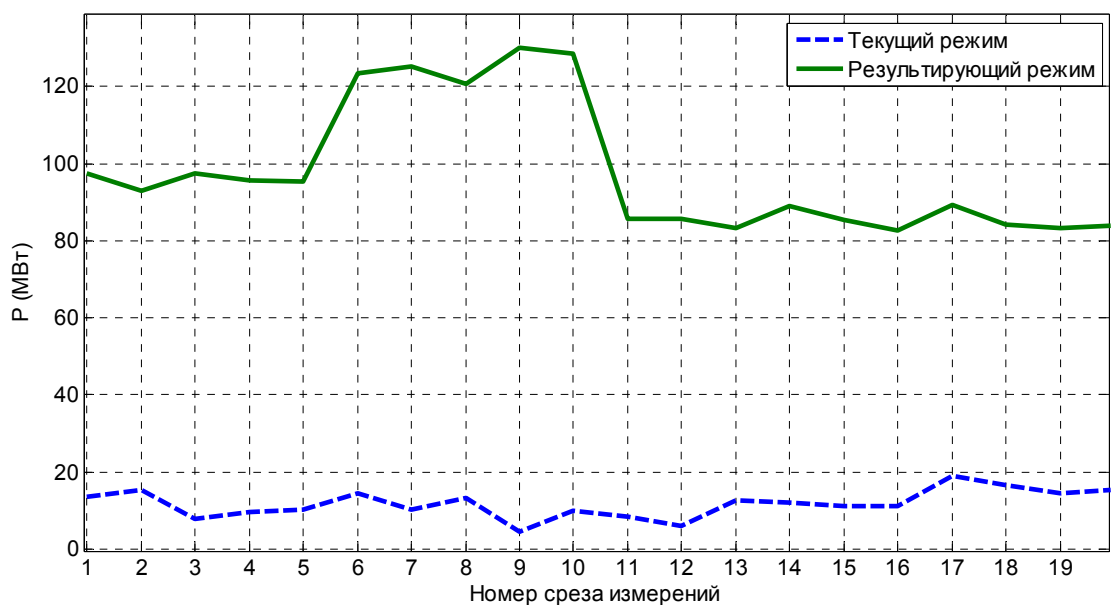


Рис.П7.10. Переток активной мощности в текущем и результирующем режимах