

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

На правах рукописи



Аксаева Елена Сергеевна

РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА ДЛЯ ОЦЕНИВАНИЯ
ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В
КОНТРОЛИРУЕМЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
Колосок Ирина Николаевна,
доктор технических наук,
старший научный сотрудник

Иркутск – 2018

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ РАСЧЕТА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ ЛИНИЯХ ЭЭС	13
1.1 Основные понятия и проблемы определения МДП	13
1.2 Задача расчета МДП	16
1.2.1 Расчет базового установившегося режима при определении МДП	16
1.2.2 Методы расчета предельного режима.....	19
1.2.3 Требования к перетокам активной мощности контролируемого сечения ...	31
1.2.4 Свободная пропускная способность ЛЭП	33
1.3 Анализ методов определения полной пропускной способности за рубежом.	35
1.4 Современные программные средства для расчета МДП в энергосистемах ...	41
1.5 Выводы	43
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОЦЕНИВАНИЯ ТЕКУЩИХ МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ.....	45
2.1. Оценивание состояния электроэнергетической системы	45
2.1.1 Исходная информация для ОС.....	45
2.1.2 Методы решения задачи ОС	47
2.2 Метод оценивания ТМДП в режиме реального времени.....	49
2.2.1 Геометрическая интерпретация распределений ошибок измерений и псевдоизмерений МДП.....	52
2.2.2 Критерий оценивания ТМДП.....	53
2.3 Исходные данные для задачи оценивания ТМДП	54
2.4 Задача определения расчетной информации в режиме offline	55
2.4.1 Определение псевдоизмерения максимально допустимого перетока.....	55
2.4.2 Задание ограничений	58
2.4.3 Алгоритм расчета весовых коэффициентов ПИ МДП	60
2.5 Вычисление параметров результирующего режима	68
2.6 Отличие задачи оценивания ТМДП от задачи ОС ЭЭС	72

2.7 Вычисление свободной пропускной способности и управляющих воздействий	74
2.8 Выводы	74
ГЛАВА 3. ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ТМДП В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ	77
3.1 Формулировка проблемы	77
3.2 Общие сведения об ИНС	79
3.3 Алгоритм решения задачи с помощью ИНС	81
3.4 Описание ИНС, используемой в работе	84
3.5 Интерпретация ответов нейронной сети	92
3.6 Использование ИНС в режиме online	93
3.7 Выводы	96
ГЛАВА 4. ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ОЦЕНИВАНИЯ ТМДП НА ТЕСТОВЫХ И РЕАЛЬНОЙ СХЕМАХ ЭЭС	97
4.1 Описание методического подхода для оценивания ТМДП и вычисления СПС	97
4.2 Верификация метода оценивания ТМДП	98
4.2.1 Сравнительный анализ метода оценивания ТМДП с методом непрерывного утяжеления (7–ми узловая схема)	99
4.2.2 Сравнительный анализ метода оценивания ТМДП с методом последовательного утяжеления (14–ти узловая схема IEEE)	103
4.2.3 Сравнительный анализ метода оценивания ТМДП с методом оптимального потокораспределения (30–ти узловая схема IEEE)	106
4.3 Расчет максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении «Братск – Иркутск» Иркутской энергосистемы	109
4.3.1 Общая характеристика Иркутской ЭЭС	109
4.3.2 Описание схемы и сценариев	110
4.3.3 Оценивание состояния ЭЭС	112
4.3.4 Оценивание ТМДП по одному срезу: сценарий 1	112
4.3.5 Оценивание ТМДП по множеству срезов	118
4.4 Выводы	125
Заключение	126
Список условных обозначений и сокращений	129

Список литературы	131
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Исходная информация по 7–ми узловой схеме.....	143
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Исходная информация по 14–ти узловой схеме IEEE	146
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Исходная информация по 30–ти узловой схеме IEEE	149
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Расчет ТМДП в сечении «Братск-Иркутск». Сценарий 2....	152

ВВЕДЕНИЕ

Единая энергетическая система (ЕЭС) России имеет сложную уникальную структуру. Особенность структуры ЕЭС России обусловливается широкой географической протяженностью и характеризуется концентрацией значительных мощностей на отдельных станциях, объединенных на параллельную работу линиями электропередач большой протяженности. Наличие одиннадцати часовых поясов, контрастные климатические условия, разная доступность энергоресурсов (вода, газ, уголь) и т.д. диктуют необходимость в организации мероприятий для оптимального управления и распределения электрической мощности между узлами генерации и потребления.

Управление электрическими режимами работы объектов электроэнергетики осуществляет ОАО «Системный Оператор» (СО), обеспечивая надежную и эффективную работу ЕЭС России. В составе ЕЭС России работают семь Объединённых энергосистем (ОЭС), образованные 49-ю региональными энергосистемами. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220–500 кВ и выше и работают в синхронном режиме [1].

В настоящее время персоналом служб Системного оператора осуществляется контроль выполнения каждой энергосистемой заданных режимов работы ЕЭС России и актуализация расчетной модели, которая включает 9070 узлов, 14 216 ветвей, 2 486 энергоблоков на 717 электростанциях, 929 сечений, 286 энергорайонов [2].

В 2017 году ЕЭС России осуществляла параллельную работу с энергосистемами Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины и Монголии. Параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана, Киргизии через энергосистему Казахстана. Осуществлялся обмен электроэнергией с энергосистемой Абхазии и передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии. Совместно с ЕЭС

России через преобразовательные устройства постоянного тока работали энергосистемы Финляндии и Китая [3].

Чтобы обеспечить надёжный и эффективный процесс передачи мощности по электрическим сетям, отслеживаются перетоки активной мощности в контролируемых сечениях. В сечениях электрической сети определяются величины максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП), соблюдение которых должно обеспечиваться на всех этапах планирования и управления электрическим режимом. Расчет максимально допустимых перетоков является трудоемкой задачей, так как необходимо учесть множество факторов (топология прилегающей сети, состав и загрузка генерирующего оборудования, состояние и настройка устройств противоаварийной автоматики, температура окружающей среды и др.), влияющих на величину допустимых перетоков. Для того, чтобы учесть все факторы, необходимо выполнять расчет максимально допустимых перетоков в режиме реального времени в темпе изменения условий работы энергосистемы.

В настоящее время в условиях широкомасштабного внедрения информационных технологий стало возможным определение МДП в цикле обработки телеметрии. Точное и соответствующее текущей режимной ситуации в энергосистеме определение МДП позволит максимально полно использовать пропускную способность существующих линий электропередачи при выполнении требований нормативной документации к надежности электроснабжения потребителей.

В диспетчерских центрах СО ЕЭС в цикле расчета МДП выполняется: расчет параметров установившегося режима (УР); утяжеление полученного установившегося режима для определения предельного перетока по статической устойчивости для заданных контролируемых сечений; определение перетоков в контролируемых сечениях, соответствующих нормативным запасам по статической апериодической устойчивости. В условиях дефицита времени и требуемой эффективности оперативного управления такой подход к расчету

величины МДП является достаточно сложной задачей, требующий множества промежуточных расчетов.

Проблема определения максимально допустимого перетока решается в работах Аюева Б.И., Давыдова В.В., Ерохина П.М., Жукова А.В., Данилина А.В., Фишова А.Г., Паздерина А.В., Крюкова А.В., Тарасова В.И., и др.

Для уменьшения объемов расчета в диссертационной работе предлагается выполнять расчет МДП непосредственно по текущей телеметрической информации на основе методов оценивания состояния.

Актуальность проводимого исследования обусловлена необходимостью разработки нового быстродействующего метода расчета максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС, который позволяет с требуемой точностью в темпе технологического процесса рассчитывать величину МДП для любого существующего электрического режима. Обязательными условиями, которые обеспечивают допустимость полученного перетока активной мощности в контролируемых сечениях, являются:

- сходимость итерационного процесса при расчете УР (выполнение критерия обеспечения статической апериодической устойчивости);
- соблюдение заданных схемно-режимных ограничений (выполнение критериев обеспечения термической стойкости, нормативного коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности, нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению);
- перерасчет значений допустимого перетока по оперативной информации не реже одного раза в минуту (выполнение оценивания допустимых перетоков). Это условие позволяет внести допущение о маловероятности аварийных ситуаций.

Перетоки, полученные на последнем шаге вычисления при ненарушенных системных ограничениях являются максимально возможными в заданных условиях работы ЭЭС. В диссертации эти величины называются максимально допустимыми перетоками в рассматриваемом режиме – текущие МДП (ТМДП).

ТМДП рассчитывается с учетом статической устойчивости, термической стойкости, устойчивости по напряжению. Разработанный метод применяется для сечений, в которых МДП определяется статической устойчивостью, поэтому критерий динамической устойчивости не рассматривается.

Целью настоящей работы является разработка методического подхода к определению ТМДП в линиях контролируемых сечений по информации, поступающей от SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) системы и СМНР (система мониторинга переходных режимов).

В соответствии с целью работы поставлены и решены следующие задачи:

1. Выполнен анализ существующих методов по расчету МДП. Дано обоснование необходимости совершенствования традиционных методов определения МДП. Проанализирован зарубежный опыт по структурированию определений пропускной способности линий.

2. Разработан метод оценивания ТМДП в контролируемых сечениях электроэнергетической системы (ЭЭС) на базе методов оценивания состояния для решения следующих задач:

- мониторинга ТМДП;
- определения запаса пропускной способности контролируемого сечения (свободная пропускная способность) для возможности передачи дополнительной мощности потребителю;
- формирования управляющих воздействий, направленных на изменение регулируемых параметров для возможности передачи дополнительной мощности.

4. Разработан нейросетевой метод настройки параметров программы оценивания ТМДП для мониторинга пропускной способности линий, включающий выбор типа искусственной нейронной сети (ИНС), формирование обучающей выборки и обучение искусственных нейронных сетей.

5. Разработан методический подход для определения МДП в режиме реального времени, включающий метод оценивания ТМДП по данным

телеметрической информации и нейросетевой метод для подбора весовых коэффициентов ПИ МДП.

Предмет исследования – методы расчета установившихся режимов, параметры режима электроэнергетических систем.

Объект исследования – режимы работы сложных объединенных ЭЭС с контролируемыми сечениями.

Соответствие диссертации паспорту специальности 05.14.02
Электростанции и электроэнергетические системы:

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

П7. Разработка методов расчета установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем.

Методы исследования

Для решения поставленных задач использовались методы расчета УР и оценивания состояния ЭЭС, методы математической статистики и теории вероятности, методы решения нелинейных систем уравнений. В работе использовались методы математического моделирования и современные пакеты нейронных сетей. Для реализации метода оценивания ТМДП применялся ПВК «State+», разработанный при участии автора. Для оценки эффективности метода оценивания ТМДП применялись программы «Project» и «Mat Power».

Положения, выносимые на защиту:

1. Результаты анализа существующих методов расчёта МДП в контролируемых сечениях ЭЭС в отечественной и зарубежной практике, определяющие актуальность выполненных в работе исследований.
2. Разработка метода оценивания ТМДП в контролируемых линиях ЭЭС по данным измерений.
3. Нейросетевой подход к определению весовых коэффициентов ПИ МДП.

4. Методический подход для расчета ТМДП, включающий метод оценивания ТМДП и нейросетевой метод подбора весовых коэффициентов ПИ МДП.

5. Результаты верификации разработанного метода оценивания ТМДП при расчетах тестовых и реальных схем.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Разработаны метод и алгоритм оценивания ТМДП по информации, поступающей от системы SCADA и СМПП.
2. Разработаны нейросетевой метод и алгоритм настройки параметров программы оценивания ТМДП для мониторинга пропускной способности линий.
3. Разработан методический подход к определению ТМДП на базе методов оценивания состояния.

Практическая значимость результатов работы:

Использование предложенных методов и алгоритмов повышает качество мониторинга МДП в режиме реального времени, позволяет увеличить степень использования пропускной способности сети, что повышает экономическую эффективность ЭЭС и снижает стоимость электроэнергии. Разработанные программные средства могут быть использованы в качестве компонентов советчика диспетчера ЭЭС.

Реализация результатов работы:

Результаты выполненных исследований реализованы в ПВК «State+» для мониторинга фактического МДП.

Разработаны программы формирования обучающих задачник в имитационном эксперименте. По созданному задачнику обучается ИНС для настройки параметров программы оценивания ТМДП.

Апробация результатов работы

Результаты исследования докладывались и обсуждались на:

Шести конференциях – конкурсах научной молодежи «Системные исследования в энергетике» (Иркутск, 2010 – 2012, 2014 – 2016);

Пятой международной конференции «Либерализация и модернизация электроэнергетических систем: Smart-технологии для совместных операций в электрических сетях» (Иркутск, 6–10 августа 2012);

Десятым научно-практическим семинаре «Современные программные средства для расчетов нормальных и аварийных режимов, надежности, оценивания состояния, проектирования режимов ЭЭС» (Иркутск 2012),

Пяти международных молодежных научно-технических конференциях «Электроэнергетика глазами молодёжи» (Екатеринбург, 2012; Томск, 2014; Иваново, 2015; Казань, 2016, Самара, 2017).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 30 работ, в числе которых 4 статьи в изданиях, входящих в перечень рекомендованных ВАК РФ; 5 статей в зарубежных изданиях, входящих в Web of Science и Scopus.

Личный вклад автора

Автор участвовал во всех этапах создания разработанного методического подхода. В работах, опубликованных в соавторстве, автору принадлежит формализация поставленных задач, моделирование исходных данных, составление обучающих задачников, обучение нейронных сетей, анализ качества обучения нейронных сетей, интерпретация результатов, настройка и отладка программы, реализующей метод оценивания ТМДП, подготовка основных публикаций по выполненной работе. Автор лично участвовал в научных экспериментах и апробации результатов исследования.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка литературы, включающего 135 наименований, и 4 приложений, списка используемых обозначений и сокращений. Общий объём работы составляет 153 страницы, включая 17 таблиц и 60 рисунков.

В приложениях А, Б и В представлены исходные данные для расчетов ТМДП по тестовым схемам.

В приложении Г показан расчет максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении «Братск – Иркутск» Иркутской энергосистемы по сценарию 2.

В заключении приведены основные результаты работы.

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

ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ РАСЧЕТА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ ЛИНИЯХ ЭЭС

1.1 Основные понятия и проблемы определения МДП

Одной из функций Системного оператора является оперативное управление режимом энергосистемы в реальном времени. *Оперативное управление* – это непрерывное управление текущим режимом, осуществляемое диспетчерским персоналом с целью поддержания оптимального режима и обеспечения надежного функционирования ЭЭС [4].

Для обеспечения надежного функционирования ЭЭС при управлении электрическим режимом дежурные диспетчеры СО непрерывно следят по данным телеметрии за допустимостью контролируемых параметров режима ЭЭС. В зависимости от конкретных условий в качестве контролируемых могут использоваться перетоки активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем или другие параметры режима энергосистемы, в частности, значения углов между векторами напряжений по концам ЛЭП. Всего в ЕЭС России перетоки активной мощности контролируются более чем в 700 сечениях.

Допустимое значение перетока активной мощности в контролируемом сечении устанавливается на основе расчетов. Граница области допустимых значений определяется пределом по статической устойчивости, пределом по термической стойкости и пределом по напряжению.

Под пределами по статической устойчивости понимают ограничение условий параллельной работы генераторов, работающих на общую нагрузку. Устойчивость системы, как правило, уменьшается при увеличении нагрузки (мощности, отдаваемой генераторами) и понижении напряжения (росте мощности потребителей, снижении возбуждения генераторов); для каждой ЭЭС могут быть определены некоторые предельные (критические) значения этих или связанных с ними величин, характеризующих предел устойчивости. Под пределами по

напряжению понимаются технические и режимные ограничения как по минимальному, так и по максимальному значениям. Верхние допустимые значения напряжений определяются надежностью работы изоляции электроустановок и нормируются в пределах от +20% до +5%. Допустимые снижения напряжений в ЭЭС определяются условиями устойчивости параллельной работы генераторов электростанций и узлов нагрузки. Под термическим пределом понимается максимальная активная мощность, определяемая тепловыми условиями работы проводника.

Технологически максимально допустимое значение мощности, которая может быть передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электроэнергетических систем, называется пропускной способностью контролируемого сечения. Фактор, наиболее сдерживающий пропускную способность, может перемещаться от одного предела к другому, как проиллюстрировано на рис. 1.1.

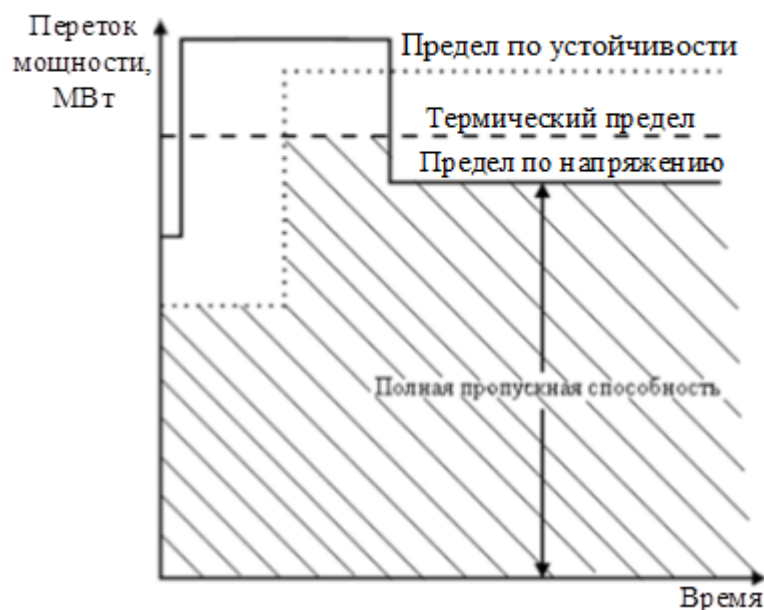


Рис.1.1. Границы области допустимых значений

Значительную роль в эффективном и безопасном управлении ЭЭС занимают расчеты статической устойчивости [4]. На основании расчетов статической устойчивости специалисты СО определяют максимально допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях, по которым отслеживают

допустимость текущего перетока, формируют инструктивные материалы и диспетчерскую документацию диспетчерских центров.

Наибольший переток активной мощности в сечении, удовлетворяющий всем требованиям к нормальным режимам [5], называется максимально допустимым перетоком активной мощности.

В настоящее время расчет и расчетная проверка МДП осуществляются при проектировании и эксплуатации энергосистем раз в полгода по контрольному замеру. Рассчитанное единожды значение МДП не может быть приемлемым в темпе технологического процесса, так как необходимо учесть множество факторов (топологию прилегающей сети, состав и загрузку генерирующего оборудования, состояние и настройку устройств противоаварийной автоматики, температуру окружающей среды и т. д.), влияющих на величину допустимых перетоков.

Расчет МДП осложняется еще и тем, что в энергосистеме происходят различные изменения: изменяется топология сети с вводом нового оборудования или выводом существующего из эксплуатации, изменяются параметры сетевого и генерирующего оборудования, происходит перераспределение нагрузок в узлах сети в соответствии с суточными и сезонными ритмами. Это приводит к неполному использованию пропускной способности контролируемого сечения.

Эффективное управление ЭЭС достигается при ведении режима с максимальным использованием пропускной способности линий электропередачи контролируемого сечения за счет использования всех технологических возможностей ЭЭС. По этой причине необходимо выполнять анализ того, насколько заданные максимально допустимые перетоки соответствуют изменившимся условиям в энергосистеме. Определение максимально допустимого перетока в режиме реального времени позволит максимально полно использовать пропускные способности контролируемых сечений, что повысит экономическую эффективность ЭЭС и позволит снизить стоимость электроэнергии [4].

1.2 Задача расчета МДП

В диспетчерских центрах СО ЕЭС для расчета МДП необходимо выполнить:

- 1) сбор данных;
- 2) расчет базового УР;
- 3) утяжеление полученного установившегося режима для определения предельного перетока по статической устойчивости для заданных контролируемых сечений;
- 4) определение в контролируемых сечениях перетоков, соответствующих нормативным запасам по статической устойчивости.

1.2.1 Расчет базового установившегося режима при определении МДП

Расчет базового УР может выполняться как с помощью традиционных методов расчета УР для нормальной или ремонтной схемы сети, так и с помощью методов оценивания состояния для текущей расчетной схемы по измерениям, поступающим из оперативно информационного комплекса (ОИК) и системы мониторинга переходных режимов (СМПП) [6].

В качестве исходных данных для задач диспетчерского управления ЭЭС используется информация, поступающая от систем SCADA и WAMS.

SCADA (сокр. от англ. *Supervisory Control And Data Acquisition*) — система диспетчерского контроля и сбора данных реального времени. SCADA система является основным программным комплексом ОИК АСДУ (Автоматизированная система диспетчерского управления). Данная система предназначена для сбора, хранения, обработки и предоставления на пользовательский уровень телеметрической информации с энергообъектов, для обмена информацией с рабочими станциями, смежными АСДУ, другими программными комплексами. Сбор и регистрация информации выполняется с ежесекундным обновлением в реальном масштабе времени и привязкой к астрономическому времени с точностью до 1 мс (для информации без меток времени – с точностью до 10 мс) [7].

Техническое развитие измерительного обеспечения делает возможным создание современной системы мониторинга режимов, основанной на новых информационных технологиях передачи и обработки информации о параметрах электрического режима, синхронизированных по времени с помощью спутниковых систем Глонас или GPS. Одной из современных систем мониторинга режимов является технология векторного измерения параметров режима – технология Wide-Area Measurement & Control Systems (WAMS/WACS), позволяющая синхронно и с высокой точностью контролировать состояние энергосистем.

С помощью технологии векторного измерения параметров возможно определять параметры режимов энергосистем с высокой дискретностью и с синхронизацией измерений посредством космических спутников. Информация, получаемая от WAMS во многом отличается от данных, получаемых с помощью традиционных систем телеметрии, и дополняет их. Основным измерительным оборудованием этих систем являются приборы для измерения комплексных электрических величин – УСВИ (PMU). Центральная станция WAMS осуществляет сбор данных от PMU, расположенных по всей энергосистеме (информацию о напряжении, токе, активной мощности, частоте и фазовом угле).

Устройства PMU позволяют обеспечить СО информацией о параметрах электрических режимов, повысить надежность ведения режима, получить экономический эффект за счет уменьшения ограничений по перетокам мощности в контролируемых сечениях, более полно использовать экономичные электростанции. Объединение SCADA измерений и измерений от PMU должно решаться в ОИК автоматически.

Оценивание состояния (ОС) является базовой задачей комплекса оперативно-диспетчерского управления [8]. Результатом решения задачи ОС является текущий установившийся режим. Далее на основе этого режима выполняется решение задач оперативного и противоаварийного управления, в том числе расчет МДП.

Работы по ОС впервые появились в конце 60-х годов прошлого столетия. История развития исследований в области ОС ЭЭС, основная идея метода, математическая формулировка задачи ОС описаны в [9]. Разные постановки задачи

ОС были предложены в [10 – 13, 25]. Независимо от постановки, процедура ОС включает в себя решение следующих основных задач [14]:

- формирование текущей расчетной схемы по данным телесигналов,
- анализ наблюдаемости,
- выявление грубых ошибок в измерениях или обнаружение плохих данных,
- фильтрация случайных погрешностей измерений, т.е. получение оценок,
- дорасчет неизмеренных параметров режима.

Процедура ОС осуществляет автоматизированную поддержку диспетчерского управления, поэтому усовершенствование имеющихся и разработка новых алгоритмов и программ ОС ЭЭС является достаточно важной задачей, различные аспекты которой рассмотрены в работах [12], [15 – 24]. Основные отличия задач расчета УР и ОС показаны в таблице 1.1 [25].

Таблица 1.1. Отличия УР от ОС

Метод расчета	УР	ОС
Характеристика исходных данных	Детерминированные величины	Стохастические величины
Исходные данные	Инъекции активной и реактивной мощности во всех узлах, кроме балансирующих	Измерения параметров режима, их точности
Балансирующие узлы	В балансирующем узле по активной мощности фиксируется фазовый угол напряжения. В балансирующих узлах по реактивной мощности фиксируются модули напряжения	В балансирующем узле по активной мощности фиксируется фазовый угол напряжения.
Результат	Детерминированные величины	Оценки параметров режима, для которых определяется точность

1.2.2 Методы расчета предельного режима

Предельные режимы работы ЭЭС подразделяются на предельные по передаваемой мощности и предельные по статической устойчивости. Различие этих режимов обусловлено разной формой записи уравнений установившегося режима, не совпадающей с формой записи дифференциальных уравнений; различным поведением генераторов и нагрузок при малых возмущениях режима и при увеличении нагрузки.

Предельные по мощности и предельные по устойчивости режимы совпадают при соблюдении следующих условий [26 – 29]:

1. Для генераторных узлов в качестве независимых переменных заданы активные мощности генераторов и модули напряжений на шинах генераторов.
2. Узлы нагрузок вводятся в расчет теми же статическими характеристиками, что и при расчете статической устойчивости.
3. В качестве балансирующих узлов выбраны шины бесконечной мощности.

Под предельными по передаваемой мощности режимами понимают режимы, в которых выдача мощности электростанций, передача мощности по линиям электропередачи и сечениям, прием мощности в узлы нагрузки ограничены пропускной способностью сетевых элементов ЭЭС.

Математически предельный по передаваемой мощности режим представляется следующим образом. Уравнения установившегося режима ЭЭС можно записать в виде:

$$F(X, Y) = 0, \quad (1.1)$$

где F – нелинейная вектор–функция, отвечающая уравнениям баланса мощности или токов в узлах сети; X – вектор зависимых параметров режима (модули и фазы узловых напряжений, значение частоты в энергосистеме, токи в линиях, активные и реактивные перетоки мощности в линиях); Y – вектор независимых параметров (активные и реактивные мощности генераторов и нагрузок ЭЭС).

Предельными по передаваемой мощности режимами, считаются режимы, в которых выполняется уравнение (1.1) и условие:

$$\det \frac{\partial F}{\partial X} = 0, \quad (1.2)$$

где $\frac{\partial F}{\partial X}$ – матрица Якоби уравнений режима.

Под предельными по статической устойчивости понимают режимы, в которых выдача мощности электростанции ограничена условиями устойчивости параллельной работы генераторов, работающих на общую нагрузку.

Под статической устойчивостью электрической системы понимается способность системы восстанавливать исходный режим после кратковременного воздействия малого возмущения [30]. Поскольку движение системы описывается системой дифференциальных уравнений, то исследование проблем устойчивости её движения сводится к исследованию устойчивости решений дифференциальных уравнений.

Положение равновесия системы дифференциальных уравнений $\frac{dx_i}{dt} = w_i(x_1, x_2, \dots, x_N), i = \overline{1, N}$ является устойчивым (по Ляпунову) [31], если устойчива линеаризованная система (система первого приближения)

$$\frac{dx_i}{dt} = \sum_{k=1}^n \left(\frac{\partial w_i}{\partial x_k} \right) \bigg|_{x=x_0} \Delta x_k, \quad i = \overline{1, N}, \quad (1.3)$$

где $\Delta x_k = x_k - x_{k0}$; x_k – параметры исследуемого на устойчивость режима работы ЭЭС; x_{k0} – координаты точки равновесия, удовлетворяющие системе уравнений $w_i(x_{10}, x_{20}, \dots, x_{N0}) = 0$; $N = 2n - 2$, где n – число узлов электрической системы.

При малых отклонениях параметров режима оказывается возможным линеаризовать дифференциальные уравнения, описывающие свободные колебания. Линеаризация выполняется на основе разложения функции w_i в ряд Тейлора. Решением дифференциальных уравнений является нахождение его характеристических корней. Расположение корня на комплексной плоскости определяет характер свободных колебаний и, соответственно, вид неустойчивости (апериодической или колебательной).

Устойчивость решения уравнений (1.3) имеет место, если отрицательны действительные части всех корней характеристического уравнения

$$D(p) = \det \left(\frac{\partial W}{\partial X} - pE \right) = 0, \quad (1.4)$$

где p – собственное значение матрицы $\frac{\partial W}{\partial X}$, которое называется характеристическим корнем этой матрицы; $\frac{\partial W}{\partial X}$ – матрица Якоби от $w(x)$, вычисленная в точке равновесия; E – единичная матрица порядка N . Положение равновесия будет устойчивым, если уравнение (1.4) не имеет корней с положительной действительной частью.

Характеристическое уравнение (1.4) можно представить в развернутом виде относительно символа p [27], [32]:

$$D(p) = p^N + a_{N-1}p^{N-1} + \dots + a_0 = 0. \quad (1.5)$$

Для того, чтобы характеристическое уравнение не имело вещественных положительных корней p , необходимо, чтобы коэффициент

$$a_0 = (-1)^N \det \frac{\partial W}{\partial X} \quad (1.6)$$

не изменял свой знак, так как при изменении знака a_0 неизбежно изменение значения вещественного корня с отрицательного на положительное.

Для контроля статической апериодической устойчивости при эксплуатации сложных ЭЭС производится анализ методом утяжеления. Таким образом, нарушение устойчивости при утяжелении режима определяется по смене знака свободного члена характеристического уравнения a_0 , который является определителем матрицы системы линеаризованных уравнений. При совпадении предельного по мощности и предельного по устойчивости режима a_0 будет равен определителю матрицы Якоби $\det \frac{\partial F}{\partial X}$. Если при некоторых значениях утяжеляемых параметров нарушается условие существования решения уравнений

установившегося режима, то при этом нарушается и условие аperiodической устойчивости. Следовательно, если при проведении расчетов предельных режимов соблюдены условия, при которых a_0 совпадает с $\det \frac{\partial F}{\partial X}$, то найденный предельный режим лежит на границе области статической устойчивости режимов. Поэтому при анализе статической устойчивости методом утяжеления можно судить о нарушении устойчивости по нарушению сходимости метода Ньютона, а свободный член характеристического уравнения допустимо не определять [31, 33 – 35].

Вычисление предельного по статической аperiodической устойчивости перетока $P_{\text{лр}}$ в сечении осуществляется утяжелением режима (увеличением перетока). Следует рассматривать увеличение перетока в сечении для ряда траекторий утяжеления. Значение $P_{\text{лр}}$ определяется по траектории, которой соответствует наименьшая предельная мощность. Предельным считается режим, полученный на последнем шаге утяжеления при сходящемся итерационном процессе. Отличие этого режима от предельного характеризуется величиной последнего шага утяжеления и точностью расчета установившегося режима.

Известны следующие методы утяжеления [29], [36], [37]:

- 1) увеличение общей нагрузки (и генерации) энергосистемы в заданных узлах сети;
- 2) перераспределение загрузки между генерирующими узлами;
- 3) снижение напряжения в заданных узлах системы.

При решении задач управления режимами энергосистемы ограничиваются проверкой статической аperiodической устойчивости без самораскачивания. Предполагается, что отсутствие самораскачивания обеспечено соответствующей настройкой автоматических регуляторов.

В практике расчетов предельных по статической устойчивости режимов обычно применяют метод **последовательного утяжеления** исходных устойчивых режимов с проверкой для утяжеленных режимов критерия устойчивости. Графически реализация метода показана на рис.1.2.

Метод осуществляется по следующему алгоритму:

1. Рассчитывается некоторый заведомо устойчивый режим (находятся зависимые параметры режима X_0 , путем решения уравнения $F(X, Y_0) = 0$, где Y_0 - независимые параметры исходного режима).
2. Для этого режима вычисляется значение свободного члена характеристического уравнения a_0 [38] и фиксируется его знак, который зависит от последовательности написания уравнений и может быть любым.
3. Задается направление утяжеления, ΔY .
4. Производится изменение независимых параметров Y_0 ; $Y_1 = Y_0(T)$, где T – шаг утяжеления. Траектория утяжеления принимается линейной $Y(T) = Y_0 + T\Delta Y$.
5. Производится расчет полученного режима, для которого заново вычисляется значение свободного члена характеристического уравнения.

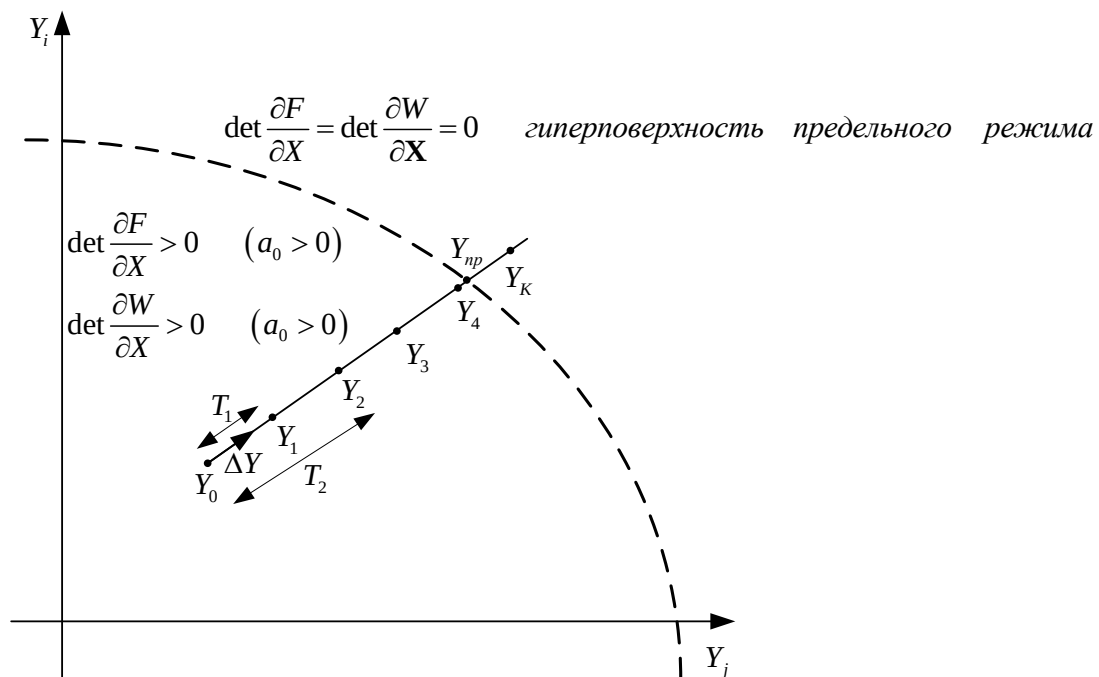


Рис.1.2. Иллюстрация метода последовательного утяжеления

Расчет продолжается до тех пор, пока на k -том шаге $Y_k = Y_0 + T_k \Delta Y$ не произойдет смена знака a_0 (точка окажется за пределами гиперповерхности) или пока решение не перестанет существовать.

Основной недостаток этого метода заключается в необходимости выполнения серии промежуточных расчетов, что требует значительных затрат времени. Сходимость итерационных методов зависит от начальных приближений и форм записи уравнений установившегося режима. Иногда они могут сходиться в области неустойчивости и, наоборот, расходиться в области устойчивости. Имеют место вычислительные трудности, связанные с решением плохо обусловленных систем линейных уравнений [39].

Метод непрерывного утяжеления [40] не требует определения промежуточных режимов, в нем отсутствует необходимость в выборе величины шага утяжеления, но не избегает недостатков, связанных с решением системы линейных уравнений с плохо обусловленными матрицами. Метод заключается в разовом задании параметров утяжеления, например, активных мощностей электростанций, такими, при которых режим будет заведомо неустойчив, и последующем автоматическом определении параметров предельного режима путем уменьшения значений мощностей электростанций, выступающих в качестве параметров утяжеления, на величины небалансов мощности в этих узлах [41].

В основе метода лежит итерационная формула:

$$X^{(K+1)} = X^{(K)} - \lambda_K \left[\frac{\partial F}{\partial X} (X^{(K)}) \right]^{-1} F(X^{(K)}), \quad (1.7)$$

где λ_k - корректируемый коэффициент, определяющий величину шага и выбираемый на основе соотношений:

$$\lambda_k = \begin{cases} \frac{1}{B_k} & \text{при } B_k > 1 \\ 1 & \text{при } B_k \leq 1 \end{cases}, \quad (1.8)$$

$$B_K = \frac{1}{2 \max |F(X^{(K)})|} \max \left| \sum_{(i)} \sum_{(j)} \frac{\partial^2 f_i(X^{(K)})}{\partial x_i \partial x_j} \Delta x_j^{(k)} \Delta x_i^{(k)} \right|. \quad (1.9)$$

Метод реализуется по следующему алгоритму (рис.1.3):

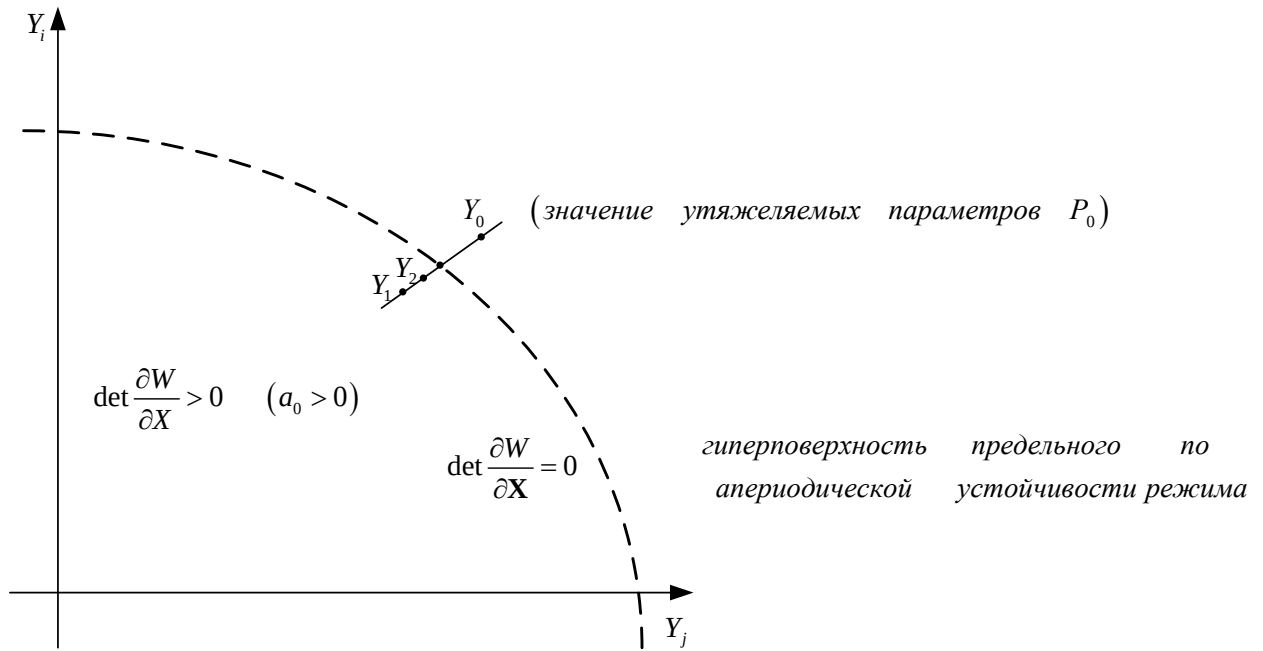


Рис. 1.3. Иллюстрация метода непрерывного утяжеления

1. Значения параметров утяжеления P_0 выбираются таким образом, чтобы выйти за пределы области устойчивости (точка Y_0). Коэффициент B_K в полученной точке начинает неограниченно расти.

2. Для того, чтобы вернуться в область устойчивости, значения параметров утяжеления P_0 уменьшают на величину небалансов мощности W_i в утяжеляемых узлах, т.е. параметры утяжеления получают следующими $P_1 = P_0 - W_i$.

3. Далее с точки Y_0 начинается расчет при полученных параметрах утяжеления P_1 .

4. Если вычисленные в точке Y_0 небалансы W_i во всех узлах при P_1 меньше значения, определяющего точность, с которой нужно определить параметры предельного режима ΔP , то увеличиваем значение параметра утяжеления на величину ΔP , т.е. $P_2 = P_1 + \Delta P$:

а) если $B_K < 1$ небалансы уменьшатся незначительно, то параметр P_1 можно принять в качестве предельного;

б) если $B_K > 1$, то следующий шаг утяжеления можно взять равным $P_2 = P_1 + 2\Delta P$.

5. Если вычисленные в точке Y_0 небалансы W_i во всех узлах при P_1 больше значения, определяющего точность расчета, то необходимо уменьшить параметр утяжеления еще раз на величину небалансов мощности $P_2 = P_1 - W_i$ и повторить описанную процедуру.

Применение метода непрерывного утяжеления возможно только в частном случае, когда пределы передаваемой мощности и устойчивости совпадают. Также данный метод не лишен необходимости решения плохо обусловленных систем линейных уравнений при подходе к решению.

В [42], [43] описывается более общая методика определения предельных параметров, не требующая расчетов промежуточных режимов, применяемая как при совпадении, так и при различии пределов передаваемой мощности и устойчивости, и позволяющая избежать затруднений, связанных с решением плохо обусловленных систем линейных уравнений. Этот метод основывается на использовании **уравнений предельных режимов (УПР)**. Задача определения предельных режимов сводится к решению уравнений установившегося режима каким-либо итерационным способом, на каждой итерации совместно решается система линейных уравнений.

Параметры $X_{пр}$, $Y_{пр}$ предельного по устойчивости режима могут быть найдены из решения системы нелинейных уравнений, которую можно представить в двух формах:

$$\begin{cases} F[X, Y(T)] = 0; \\ V[X, S, Y(T)] = \frac{\partial W}{\partial X} S = 0, \end{cases} \quad (1.10)$$

или

$$\begin{cases} F[X, Y(T)] = 0; \\ V[X, S, Y(T)] = \left(\frac{\partial W}{\partial X} S \right)^T R = 0, \end{cases} \quad (1.11)$$

где $Y(T) = Y_0 + T\Delta Y$ – вектор регулируемых параметров, являющийся линейной функцией скалярной переменной T ; $S = [S_1 \ S_2 \ \dots \ S_i \ \dots \ S_m]^T$ – собственный вектор матрицы $\frac{\partial W}{\partial X}$, отвечающий нулевому собственному значению; R – собственный вектор транспонированной матрицы, также отвечающий нулевому собственному значению.

Уравнения (1.10) или (1.11), называемые уравнениями предельных режимов, получены на основе замены детерминанта матрицы Якоби $\det \frac{\partial W}{\partial X} = 0$ эквивалентными, аналитически представимыми соотношениями $\frac{\partial W}{\partial X} S = 0$ или $\left(\frac{\partial W}{\partial X}\right)^T R = 0$. Решение УПР каким-либо итерационным методом позволяет определить предельный по устойчивости режим на заданном направлении утяжеления.

При утяжелении режима изменением одного параметра возможен следующий порядок решения УПР:

1. Система (1.10) представляется в виде:

$$\begin{aligned} F_1[X, Y(T)] &= 0; \quad V_1[X, S, Y(T)] = 0; \\ V_2[X, S, Y(T)] &= 0; \quad F_2[X, Y(T)] = 0. \end{aligned}$$

В F_1, V_1 входят первые $(N-1)$ компоненты, в F_2, V_2 – последние компоненты вектор-функций F и V .

2. На каждой итерации решается система линейных уравнений:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial X'} & \frac{\partial F_1}{\partial X_N} & 0 & \frac{\partial F}{\partial T} \\ \frac{\partial V_1}{\partial X} & \frac{\partial V_1}{\partial X_N} & \frac{\partial V_1}{\partial S} & \frac{\partial V_1}{\partial T} \\ \frac{\partial V_2}{\partial X'} & \frac{\partial V_2}{\partial X_N} & \frac{\partial V_2}{\partial S} & \frac{\partial V_2}{\partial T} \\ \frac{\partial F_2}{\partial X'} & \frac{\partial F_2}{\partial X_N} & 0 & \frac{\partial F_2}{\partial T} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X' \\ \Delta X_N \\ \Delta S \\ \Delta T \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} F_1 \\ V_1 \\ V_2 \\ F_2 \end{bmatrix}$$

где $\frac{\partial F_1}{\partial \mathbf{X}'}, \frac{\partial V_1}{\partial \mathbf{X}'}, \frac{\partial V_1}{\partial S}$ - матрицы размерностью $(N-1) \times (N-1)$; $\frac{\partial F_1}{\partial X_N}, \frac{\partial F_1}{\partial T}, \frac{\partial V_1}{\partial T}, \frac{\partial V_2}{\partial \mathbf{X}'}$

$\frac{\partial F_2}{\partial \mathbf{X}'}, \frac{\partial V_2}{\partial S}, \frac{\partial V_1}{\partial X_N}$ - $N-1$ -мерные вектора; $\frac{\partial V_1}{\partial X_N}, \frac{\partial V_2}{\partial T}, \frac{\partial F_2}{\partial X_N}, \frac{\partial F_2}{\partial T}$ - скаляры.

3. Исключение неизвестных ΔS ;
4. Исключение $\mathbf{X}'$;
5. Определяются значения ΔX_N и ΔT ;
6. Определяются поправки $\Delta \mathbf{X}'$;
7. Переход к следующей итерации.

Существенным свойством УПР является невырожденность отвечающих им матриц в точке решения. Применение УПР дает возможность получать решения в случаях, когда существующие методы, как дискретного, так и непрерывного утяжеления, не применимы.

Авторы [44] предлагают оптимизационную модель предельных режимов с одиночным и распределенным балансирующим узлом. Показана зависимость предельного режима от принятого состава зависимых и независимых переменных, от назначенного балансирующего узла. Неспособность балансирующего узла поддержать режим ряда узлов определяет предельный по существованию режим ЭЭС.

В работе [45] предложено два способа определения статического неустойчивого режима на заданном пути утяжеления. Первый способ состоит в выборе угла напряжения или ряда углов в контрольных точках системы в качестве варьируемого или варьируемых параметров вместо соответствующих мощностей генератора. При фиксированных значениях углов якобиан уравнений установившегося режима не соответствует свободному члену характеристического уравнения исследуемой системы, поэтому необходимо на каждом шаге утяжеления в конце расчета вычислять якобиан при свободных углах. Смена знака якобиана определит апериодическую неустойчивость полученного режима. По рассчитанным устойчивым и неустойчивым режимам можно с достаточной

точностью выявить предельный по апериодической устойчивости режим. Второй способ заключается в том, что для получения неустойчивого режима следует осуществлять утяжеление исходного устойчивого режима пока сходимость Ньютона не нарушится и затем не произойдет «зависание» вычислительного процесса метода по параметру. Далее следует задать исходное приближение таким, чтобы в точке этого исходного приближения знак якобиана сменился. Итерационный процесс в этом случае сойдется к решению с противоположным знаком якобиана, которое и будет определять апериодически неустойчивый режим.

В работе [46] показано, что при определенных условиях, имеющих место в подавляющем большинстве реальных энергетических систем, режим, предельный по мощности, является устойчивым. Тем самым отпадает необходимость проверки статической устойчивости. Для определения предела по мощности с целью выявления пропускной способности ЛЭП предлагается способ утяжеления, когда активные мощности всех электростанций системы, кроме двух, остаются неизменными.

В работе [47] выполнен анализ предельных режимов работы генератора при различных значениях его реактивной мощности, рассмотрены особенности процесса поиска предельного режима при смене статуса генераторного узла. Вычислительные особенности определения координат предельного режима заключаются в том, что в процессе утяжеления режима реактивные мощности генераторов выходят на ограничения, и узлы $P-U$ типа переходят в разряд узлов $P-Q$ типа, имеющих существенно другие характеристики. При оценке устойчивости нового установившегося режима после очередного шага утяжеления вычисление якобиана уравнений установившегося режима предлагается осуществлять при представлении генераторных узлов с реактивными мощностями, вышедшими на ограничения, как узлы $P-U$ типа, но с модулями напряжений, полученными в результате расчёта при их представлении как узлы $P-Q$ типа.

Авторы работы [48] утверждают, что исследование статической устойчивости значительно упрощается при использовании достаточных критериев статической устойчивости, полученных на основе оценок собственных значений матрицы

коэффициентов системы уравнений первого приближения, приведенных к нормальной форме. Дополнительное упрощение может быть достигнуто исследованием необходимых и достаточных условий статической устойчивости по величине и оценкам одного наибольшего по модулю собственного значения вспомогательных матриц, полученных преобразованием левой полуплоскости в единичный круг.

Учету изменения частоты при расчете режимов и устойчивости посвящена работа [49]. В статье описываются методические положения, которые могут быть реализованы для программ ЭВМ. Также доказано, что учет изменения частоты позволяет существенно уточнить расчеты режимов и устойчивости, а при анализе послеаварийных режимов избежать качественных ошибок.

В работе [50] предложен алгоритм построения границы области передаваемых мощностей трехмашинной системы в простейшей идеализации, которая лежит внутри области устойчивости. Построение этой границы не требует расчетов статической устойчивости и менее трудоемко по сравнению с традиционными способами.

Технология расчетов статической устойчивости режимов ЭЭС на основе матрицы собственных и взаимных проводимостей ЭДС эквивалентных генераторов ЭЭС, определяемой по данным СМПР, предлагается в работе [51]. Авторами сделаны выводы, что для мониторинга статической устойчивости в темпе процесса целесообразно двухэтапное представление послеаварийного режима ЭЭС с выделением кратковременного квазиустойчивого режима непосредственно после затухания электромеханических процессов и собственно длительного послеаварийного режима. В работе [52] рассматриваются особенности расчета запаса статической устойчивости в режиме реального времени. Одной из особенностей является наличие колебаний в расчетных значениях пределов выдаваемых мощностей, обусловленных работой регуляторов возбуждения. Отличие расчетных значений пределов выдаваемых мощностей от истинных значений составляло менее 3%.

В работе [53] представлен метод для расчета режимов ЭЭС, которые лежат вне области существования решения для метода Ньютона–Рафсона. В предлагаемом способе решения задача УР связана с поиском нулевого минимума целевой функции суммы квадратов невязок: $F = [\vec{W} - W(X, Y)]^T [\vec{W} - W(X, Y)]$. Предложенный алгоритм сходится либо к решению, если режим существует, либо к границе области существования режима с корректировкой мощностей в активных узлах, если начальный режим находится за пределами области существования.

В настоящее время проводятся исследования о возможности использования предельного взаимного угла электропередачи для определения тяжести текущего режима [54]. В результате этих исследований выявлено, что этот показатель является информативным только для тех случаев, когда схема близка к двухмашинному эквиваленту. В схемах с более сложной структурой значение предельного угла не является информативным, так как зависит от схемных и режимных параметров.

Самое широкое распространение при расчете МДП в отечественной практике диспетчерского управления получил метод последовательного утяжеления.

1.2.3 Требования к перетокам активной мощности контролируемого сечения

Для обеспечения устойчивости система должна работать с некоторым запасом, характеризуемым коэффициентом запаса. Сопоставляя параметры существующего устойчивого режима с параметрами нового режима, полученного в результате утяжеления и лежащего на границе между устойчивым и неустойчивым режимами, т.е. предельного режима, определяется коэффициент запаса устойчивости и коэффициент запаса по напряжению [5].

Коэффициент запаса статической (апериодической) устойчивости по активной мощности в сечении (K_P) вычисляется по формуле:

$$K_P = \frac{P_{пп} - (P - \Delta P_{нк})}{\Delta P_{нк}}, \quad (1.12)$$

где $P_{\text{пр}}$ – предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении; P – переток в сечении в рассматриваемом режиме; $\Delta P_{\text{нк}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении.

Запас устойчивости по активной мощности может быть задан также в именованных единицах:

$$\Delta P_{\text{зап}} = P_{\text{пр}} - (P + \Delta P_{\text{нк}}). \quad (1.13)$$

Значения коэффициентов запаса по напряжению (K_U) относятся к узлам нагрузки и вычисляются по формуле:

$$K_U = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U}, \quad (1.14)$$

где U – напряжение в узле в рассматриваемом режиме; $U_{\text{кр}}$ – критическое напряжение в том же узле, соответствующее границе статической устойчивости электродвигателей. Критическое напряжение в узлах нагрузки 110 кВ и выше принимается равным большей из двух величин: $0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ и $0,75 \cdot U_{\text{ном}}$, где $U_{\text{ном}}$ – напряжение в рассматриваемом узле нагрузки при нормальном режиме энергосистемы.

По условиям устойчивости энергосистем нормируются минимальные коэффициенты запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки. Коэффициенты запаса устойчивости по активной мощности в сечении и по напряжению в узлах нагрузки должны быть, согласно [5], в зависимости от рассматриваемого режима, не ниже значений, указанных в таблице 1.2.

Таблица 1.2 Минимальные значения показателей устойчивости

Ограничивающий фактор	Максимально допустимый переток	
	нормальный	послеаварийный
1	2	3
Коэффициент запаса по статической апериодической устойчивости	20%	8%
Коэффициент запаса по напряжению	15%	10%

1	2	3
Допустимая токовая загрузка сетевых элементов	Длительно допустимая	С учетом перегрузки в течение 20 минут

МДП – это такое значение перетока активной мощности $P_{доп}$, которое удовлетворяет всем нижеперечисленным условиям:

- переток $P_{доп}$ должен соответствовать коэффициенту запаса устойчивости по активной мощности K_P , не меньшему 20%;
- переток $P_{доп}$ должен соответствовать коэффициенту запаса по напряжению, не меньшему 15% во всех узлах нагрузки;
- переток $P_{доп}$ во всех послеаварийных схемно – режимных условиях должен соответствовать коэффициенту запаса устойчивости по активной мощности, не меньшему 8%;
- переток $P_{доп}$ в послеаварийных режимах во всех узлах нагрузки должен соответствовать коэффициенту запаса по напряжению, не меньшему 10%;
- переток $P_{доп}$ в послеаварийных режимах не должен приводить к токовым перегрузкам;
- переток $P_{доп}$ в любом сечении в рассматриваемом режиме не должен превышать предельного по динамической устойчивости перетока в том же сечении при всех нормативных возмущениях с учетом действия ПА.

1.2.4 Свободная пропускная способность ЛЭП

Объединение энергосистем с различными ценами на электроэнергию при помощи межсистемных связей позволяет осуществлять взаимовыгодные коммерческие обмены электроэнергией. Для того, чтобы исключить дискриминацию участников рынка и обеспечить максимальное использование пропускной способности сечений, необходимо обеспечивать прозрачность и ликвидность рынков электроэнергии. Возможность доступа участников рынка к

определенным величинам (частям) пропускной способности ограниченного сечения является наиболее эффективным при распределении пропускной способности, поскольку снижается вероятность несогласованного отклонения поставок электроэнергии от плановых, неплановой перегрузки сечений при оперативном управлении режимом работы энергосистем и увеличивается прозрачность формирования планов и фактической реализации обменов электроэнергией [55].

Мощность, которая остаётся в энергосистеме после передачи мощности основным потребителям, распределяется между участниками рынка. Пропускная способность линии разделяется на 2 составляющие: зарезервированная (уже распределенная) пропускная способность и свободная (доступная для распределения) пропускная способность.

Зарезервированная составляющая распределяемой пропускной способности должна определяться долгосрочными контрактами на поставку электроэнергии, включая договоры экспорта/импорта электроэнергии, договоры на предоставление аварийной взаимопомощи, договоры на оказание услуг по передаче (транзиту) электроэнергии через сети смежных энергосистем.

Свободная составляющая распределяемой пропускной способности подлежит распределению между участниками рынка на краткосрочной основе. Пересчет свободной пропускной способности требуется при возникновении физического или эксплуатационного изменения в передающей системе; при вводе в эксплуатацию нового сетевого оборудования, при модернизации сетевого оборудования, которое влияет на величину полной пропускной способности.

На рис. 1.4 представлены графики перетоков активной мощности в текущем и предельном режимах и максимально допустимого перетока. Предельный переток определяется по условию статической устойчивости для самого неблагоприятного условия работы ЭЭС. МДП находится в соответствии с требованиями по надежности от предельного по статической устойчивости перетока. На рисунке показан запас пропускной способности, который может быть использован.



Рис. 1.4. Перетоки активной мощности в разных режимах

Для передачи дополнительной мощности выполняется расчет МДП контролируемого сечения и формируются адекватные текущему режиму управляющие воздействия [56], при которых достигается максимальное использование пропускной способности линий контролируемого сечения.

Для задач диспетчерского управления используются следующие основные виды управляющих воздействий: разгрузка тепловых и гидро-турбин (РТ); отключение генераторов (ОГ); пуск генераторов; загрузка генераторов (ЗГ); отключение нагрузки (ОН); программная форсировка возбуждения генераторов (ФВ); управление установками продольной и поперечной компенсации (включение шунтирующих реакторов, отключение шунтирующих реакторов, форсировка компенсации); деление системы (ДС) на несинхронно работающие части; отключение линий и трансформаторов, секционных и шиносоединительных выключателей, не приводящее к делению системы.

1.3 Анализ методов определения полной пропускной способности за рубежом

В диссертационной работе рассмотрены и проанализированы стандарты по надёжности, применяемые к расчету полной пропускной способности (ППС), разработанные Североамериканской электрической корпорацией по надёжности (NERC) [57].

NERC является международным регулирующим органом, миссия которого состоит в обеспечении надежности и безопасности электроэнергетической системы Северной Америки. NERC разрабатывает и обеспечивает выполнение стандартов надежности; ежегодно проводит оценку сезонной и многолетней надежности; выполняет мониторинг состояния электрической сети с помощью информационной системы; обучает и сертифицирует персонал. NERC несет ответственность за континентальные Соединенные Штаты, Канаду и северную часть Калифорнии, Мексики; обслуживает более 334 миллионов человек.

Пропускная способность (англ. Transfer Capability) по определению NERC – это показатель способности объединенных электроэнергетических систем надежно передать мощность из одной области (это может быть отдельная электроэнергетическая система) в другую по всем передающим линиям между этими областями при определенных системных условиях.

Существует различие между понятиями пропускная способность (англ. Transfer Capability) и передаваемая мощность (англ. Transmission Capacity). Под термином пропускная способность понимают предельные величины генерации и нагрузки, которые при принятых системных условиях не нарушают надежность работы объединенных электроэнергетических систем. Термин передаваемая мощность используется для характеристики термического предела или как номинальная мощность отдельного оборудования энергосистемы.

Пропускная способность отдельных линий или их номинальное значение не могут быть учтены при определении пропускной способности сечения, поскольку сумма пропускной способности единичных линий определенного сечения между двумя областями сети больше, чем фактическая пропускная способность этого сечения. В итоге, пропускная способность линии, рассчитанных автономно от системы, не являются пропускной способностью сечения.

В США выделяют понятия полной пропускной способности и свободной пропускной способности.

Полная пропускная способность (англ. Total Transfer Capability, TTC) - величина электрической мощности, которая может быть передана по межсистемной

передающей сети надежным способом с учетом пред- и послеаварийных системных условий.

Полная пропускная способность передающей сети может быть ограничена в соответствии с физическими и электрическими характеристиками систем, включая термический предел, предел напряжения, предел по устойчивости. Как только определены критические аварийные ситуации, оценивается их влияние на сеть, чтобы определить минимальное значение по всем трем пределам. Поэтому, TTC становится равна:

$$TTC = \min \left\{ \begin{array}{l} \text{предел статической устойчивости} \\ \text{термический предел} \\ \text{предел по напряжению} \end{array} \right\} \quad (1.15)$$

Полная пропускная способность для коммерческих целей определяется как сумма свободной пропускной способности (англ. Available Transfer Capability, ATC) сети, запаса пропускной способности по надежности (TRM), существующих обязательств на передачу мощности по ЛЭП (ETC) (которые включают услуги розничной торговли) и полезный запас пропускной способности (CBM):

$$TTC = ATC + TRM + (ETC + CBM) \quad (1.16)$$

Свободная пропускная способность (СПС) – часть пропускной способности, оставшаяся в передающей сети для будущей коммерческой деятельности после передачи мощности потребителям.

Запас по надежности передающей сети (англ. Transmission Reliability Margin, TRM) - величина пропускной способности сети, необходимая для гарантии того, что режимы объединенной передающей сети будут безопасными в разумных пределах неопределенности системных условий.

Полезный запас пропускной способности (англ. Capacity Benefit Margin, CBM) - сумма пропускной способности передающей сети, резервируемой для покрытия существующей нагрузки, гарантирующей доступ к генерации взаимосвязанных систем и удовлетворяющей требованиям по надежности генерации. Резервирование CBM для покрытия нагрузки позволяет предприятию снизить

установленную генерирующую мощность ниже той, которая могла бы быть необходима для удовлетворения требований по надежности генерации без взаимопомощи системы.

Рассмотрим методы, применяемые в зарубежной практике для расчета ППС.

Метод вычисления полной пропускной способности по коэффициентам распределения потоков мощности (PTDF).

ППС вычисляется по результатам анализа коэффициентов потоков мощности, используя модель постоянного (линейная модель) или переменного тока. Линейная модель дает быстрые и приблизительные результаты. В модели переменного тока рассматривается определение коэффициентов распределения потоков мощности, вычисленных на базе УР, используя свойства чувствительности матрицы Якоби. NERC предложила стандартный метод для оценки СПС, используя PTDF. Алгоритм:

1. Вычисление УР базового случая методом Ньютона Рафсона.
2. Подача заявки на передачу мощности между узлами m и n
3. Вычисление изменения в перетоках мощности (расчет УР).
4. Вычисление коэффициентов распределения перетоков мощности во всех линиях (PTDF) для этой передачи.
5. Вычисление ППС.

В методе, разработанном авторами [58], используются PTDFs так же, как это определено в стандартном методе (предложенным NERS), кроме случаев когда изменения в перетоках в линии определяются анализом чувствительности. Сначала определяется чувствительность напряжения и тока одновременно, затем она используется для определения изменения перетоков.

В [59] расчет коэффициентов распределения перетоков основывается на линейном увеличении потока мощности. Эти допущения делают модель линейной и безытерационной. При вычислении ППС рассматривается поочередное отключение линий с учетом ограничений по термической стойкости.

В [60] предлагается вероятностный метод вычисления ППС, основанный на анализе коэффициентов распределения. Вероятностный подход применяется для

учета плохо прогнозируемой природы ветровых станций. Сначала вычисляется ППС без учета ветровых станций (детерминистический подход). Затем вычисляется вероятностный поток мощности каждой передающей линии, связанной с ветровой станцией. Далее выполняется коррекция ППС, вычисленной детерминистическим способом.

В методе последовательного утяжеления (RPF) (повторяющееся потокораспределение) для вычисления ППС выполняется постепенное утяжеление режима, например, постепенным увеличением нагрузки и загрузки генераторов и вычисляется УР методом Ньютона. Этот процесс повторяется до тех пор, пока не нарушатся заданные ограничения.

Авторы [61] разработали практический метод для максимального использования пропускной способности линии, ограниченной генераторным и нагрузочным узлами, без уменьшения надежности системы. Предложенный метод основывается на компьютерном моделировании различных сценариев при постепенном изменении мощности в выбранном нагрузочном узле и соответствующем генераторном узле. Расчет установившегося режима выполняется методом Ньютона–Рафсона. Одной из важных задач работы [61] 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 расчета УР определяются фаза и модуль напряжения в каждом нагрузочном узле и угол напряжения и реактивная мощность в каждом генераторном узле

В [62] вычисляется ППС с учетом уточнения пределов по теплу в зависимости от температуры окружающей среды методом утяжеления. Утяжеление выполняется за счет увеличения нагрузки и генерации в равных пропорциях в потребляющей и генерирующей областях соответственно. В [63] вычисление ППС выполняется с помощью ИНС. Для этой цели разработана «умная» система, в которой управляющие воздействия вырабатываются с помощью ИНС. Для обучения ИНС используются архивные данные и данные анализа аварий. Это

позволяет ИНС учитывать нелинейные изменения в системе и давать оптимальный ответ по перезагрузке генераторов и по сбросу нагрузки.

Авторы [64] для вычисления ППС в Индии разработали модифицированный метод, представляющий собой объединение метода утяжеления и метода коэффициентов распределения потоков мощности. С помощью метода распределения потоков мощности по коэффициентам вычисляется размер первого шага в методе утяжеления. И далее утяжеление выполняется мелкими шагами.

Метод прогрессивного УР (CPF), описанный в работах [65], [66], используется для определения точки бифуркации, то есть точки коллапса напряжения при увеличении нагрузки в системе. CPF представляет собой многошаговый процесс, где на каждом шаге увеличивается нагрузка и решается задача расчета УР. CPF состоит из двух шагов: предсказание и коррекция. На шаге предсказания оцениваются параметры режима при увеличении нагрузки. На шаге коррекции вычисляется точное решение методом Ньютона – Рафсона. Эти шаги повторяются до тех пор пока не будет достигнута критическая точка, где вектор касательных равен нулю.

В [65] при вычислении ППС учитываются непредвиденные ситуации и наличие физических и эксплуатационных пределов. Программа CPF получает текущий режим от оценивания состояния. Список непредвиденных ситуаций формируется в функции «оценка режимной надежности». Прогноз нагрузки, график генерации, информация о вышедшем из строя оборудовании берутся из плана текущей эксплуатации. Результат помещается в информационную систему открытого доступа OASIS.

В методах *оптимального потокораспределения* решается задача со следующим критерием: максимизировать передачу мощности по заданным линиям с учетом ограничений. Для решения задачи используются различные методы оптимизации. Авторы [67] в качестве метода оптимизации используют генетический алгоритм. Целевая функция записывается следующим образом: максимизировать сумму генерации и нагрузки в требуемых узлах с соблюдением ограничений в виде уравнений УР и эксплуатационных системных ограничений.

В работах [68–71] решается задача определения ППС для ЭЭС с ветровыми источниками генерации. 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 [68–70] используется метод Монте – Карло, в [71] метод незапланированных преобразований.

Достоинством методов вычисления ППС, основанных на PTDF методе, является быстрое получение результатов, а недостаток заключается в потере точности при отдалении рассматриваемого режима от базового. Результаты расчета по методу утяжеления оказываются точными, но для их получения необходимы промежуточные вычисления, что увеличивает время расчета. В оптимальных методах потокораспределения точность результатов и скорость их получения зависит от выбора метода оптимизации.

Значения МДП с помощью представленных выше методов вычисляются на базе детерминистической информации. В разработанном в диссертации методе оценивания ТМДП в качестве исходных данных используются стохастические данные. Для верификации разработанного метода выполняется сравнение результатов, полученных по методу оценивания ТМДП и по методам последовательного утяжеления, непрерывного утяжеления и оптимального УР.

1.4 Современные программные средства для расчета МДП в энергосистемах

На всех уровнях диспетчерского управления в СО ЕЭС России наиболее популярным инструментом расчета и анализа установившихся режимов и расчета статической устойчивости вне реального времени является программный комплекс «RastrWin». Оценивание состояния выполняется с использованием ПО «Космос». Источником сведений для ПО «Космос» является информация из ОИК [72].

На основании результатов, получаемых от программного комплекса «RastrWin», определяется возможность возникновения перегрузок оборудования,

проверяется устойчивость параллельной работы генерирующего оборудования в энергосистеме [73]. В контролируемых сечениях определяются МДП активной мощности. Получаемая информация используется для разработки мероприятий по обеспечению допустимых режимов и выработки рекомендаций по действиям диспетчеров. Широкое распространение «RastrWin» обусловлено удобной графической подсистемой для отображения электрической схемы и режима, наличием средств расширения функциональных возможностей программы, возможностью автоматизации часто выполняемых однотипных операций [74].

ПВК «Космос» предназначен для анализа оперативных режимов ЭЭС по данным телеизмерений [22, 74, 75]. Для расчетной схемы формируются данные телеметрии, на них запускается оценка состояния, результатом которой является файл режима в формате ПК «Космос», этот режим конвертируется в формат программы «RastrWin3».

Современные подходы, направленные на повышение эффективности управления режимами ЭЭС, заключаются во внедрении систем, которые позволяют в режиме реального времени осуществлять мониторинг фактического запаса устойчивости, производить оценку тяжести электрического режима, корректировать МДП [76].

Использование данных регистраторов СМПР для ПО «Космос» реализовано в Тюменском РДУ в виде подсистемы системы мониторинга уровней устойчивости [54]. В СМПР реализована технология векторного измерения параметров режима. Благодаря этой технологии становится возможным синхронизировать измерения и получать взаимный угол напряжения, который не удавалось получать с помощью существующих ранее систем сбора данных. Приложения СМПР используются для мониторинга уровней устойчивости. Мониторинг уровней устойчивости реализован в ОЭС Урала в виде системы мониторинга запасов устойчивости в северных регионах Тюменской области (СМЗУ в СРТО). СМЗУ позволяет определять опасные сечения в системообразующей сети и их пропускную способность в реальном времени [77].

СМЗУ является эффективным универсальным средством обеспечения диспетчера текущими значениями МДП (в том числе для непредусмотренных заранее схемно-режимных ситуаций). Модуль расчета МДП выполняет расчеты в циклическом режиме на основе данных, полученных от блока оценивания состояния. СМЗУ введена в промышленную эксплуатацию только в северных регионах Тюменской области. Для внедрения СМЗУ в других операционных зонах СО и в системообразующей сети ЕЭС России требуется внести изменения в нормативные документы, учитывающие использование при ведении режима измерения угла напряжения.

Методы, использующие векторные измерения, изложенные в [78 – 80], в настоящий момент не могут быть реализованы на территории всей ЕЭС из-за отсутствия в необходимом количестве требуемых измерительных устройств. Проблемы недостатка устройств векторных измерений описаны в работах [81], [82]. Методы оптимальной расстановки устройств векторных измерений предлагаются в [83–86].

1.5 Выводы

1. Расчет МДП является важной задачей для обеспечения надежного и эффективного диспетчерского управления ЭЭС. Ввиду того, что существующими методами расчет МДП выполняется задолго до эксплуатационного режима, рассчитанное значение МДП может не соответствовать текущей схемно-режимной ситуации, поэтому целесообразно определять МДП исходя из реальных условий работы ЭЭС.

2. В работах российских авторов используются различные подходы для определения области допустимых режимов работы энергосистем. Указанные подходы развиваются и реализуются независимо. Общей чертой всех методов является то, что для расчета МДП требуется получить установившийся режим, и на его основе выполнять расчет МДП. Показано, что при расчете предельных режимов традиционными методами возникают трудности, связанные с выбором траектории утяжеления. Кроме этого, исходный режим часто не соответствует текущему

режиму, для которого в последующем применяется рассчитанная величина МДП. Попытки охватить все возможные факторы, влияющие на величину МДП, приводят к значительному увеличению трудоёмкости выполняемой задачи. Определение МДП непосредственно по измерениям позволяет учесть большинство факторов, влияющих на величину МДП.

3. В современных подходах для определения МДП в режиме реального времени по синхронизированным векторным измерениям реализован традиционный метод расчета МДП (метод последовательного утяжеления), поэтому такой подход не помогает избежать недостатков, связанных с выбором траектории утяжеления. Также методы, использующие векторные измерения, на текущий момент не могут быть реализованы на территории всей ЕЭС России ввиду отсутствия в необходимом количестве соответствующих измерительных устройств.

4. В зарубежной литературе по определению полной пропускной способности линий электропередач регламентируются методы и частота определения МДП. Частота перерасчета МДП зависит от степени изменения системных условий и схемно-режимных ограничений, МДП пересчитываются при любом их изменении. Такой подход позволяет не учитывать 20% запас по статической устойчивости, увеличивая тем самым степень использования ресурсов линии.

5. В результате анализа методов определения МДП можно сделать вывод о необходимости разработки нового метода расчета МДП в контролируемых сечениях ЭЭС, который позволяет с требуемой точностью в темпе технологического процесса рассчитывать величину МДП для широкого спектра электрических режимов ЭЭС. Определение МДП в режиме реального времени позволяет повысить эффективность управления за счет более полного использования ресурсов ЭЭС.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОЦЕНИВАНИЯ ТЕКУЩИХ МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ

2.1. Оценивание состояния электроэнергетической системы

Для контроля допустимости текущего режима, соблюдения требований по качеству, надежности и экономичности режима необходимо знать [87]:

1. Топологию сети на текущий момент времени.
2. Параметры элементов расчетной схемы (сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации, коэффициенты статических характеристик нагрузок и генераторов).
3. Параметры текущего режима ЭЭС (модули и фазы напряжений узлов, перетоки активной и реактивной мощности и токи в ветвях, мощности генерации и потребления в узлах).

Для формирования модели текущего режима ЭЭС в темпе реального времени используется задача оценивания состояния.

2.1.1 Исходная информация для ОС

Вектор измерений $\bar{y}$, используемый при ОС и составленный по информации, получаемой от SCADA системы и СМПП, содержит следующие параметры режима:

$$\bar{y} = (U_i, \delta_i, Q_i, P_i, Q_{ij}, P_{ij}, I_{ij}, \varphi_{ij}), \quad (2.1)$$

U_i – значения модулей напряжений в узлах; δ_i – фазовые углы напряжений; Q_i – значения инъекций реактивной мощности в узлах; P_i – значения инъекций активной мощности в узлах; Q_{ij} – значения перетоков реактивной мощности в линиях; P_{ij} – значения перетоков активной мощности в линиях; I_{ij} – модули токов в линиях; φ_{ij} – углы между током и напряжением.

В случае возникновения недостатка измерений в вектор измерений добавляются псевдоизмерения – заранее определенные (вычисленные,

назначенные) значения исходных параметров режима – с целью обеспечения необходимых условий для оценивания состояния [88].

Данные о точности измерений задаются исходя из нормируемых метрологических характеристик системы телеизмерений.

В состав канала телеизмерений входят все средства измерения, передачи данных, линии связи и средства отображения информации от первичных измерительных трансформаторов до средств представления информации, необходимых для выполнения законченной функции измерения.

Измерения, полученные в один и тот же момент времени, поступают по каналам связи в диспетчерский пункт и образуют вектор измеренных параметров режима, содержащих погрешности:

$$\bar{y} = y_{ист} + \xi_y, \quad (2.2)$$

где $y_{ист}$ – вектор истинных значений измеренных параметров режима, ξ_y – вектор ошибок измерений, характеризующий случайную составляющую погрешности измерения.

Случайные ошибки (погрешности) измерений распределяются по нормальному закону:

$$\xi_y \in N(\mu, \sigma_y^2), \quad (2.3)$$

где σ_y^2 – дисперсия измерения, μ – математическое ожидание систематической составляющей суммарной погрешности телеизмерения. В исходных данных нет информации о систематической составляющей средств измерений, поэтому математическое ожидание μ измерений принимается равным нулю и ошибка измерения описывается следующим образом:

$$\xi_y \in N(0, \sigma_y^2). \quad (2.4)$$

Дисперсия характеризует точность измерений. Это числовая характеристика случайной величины, которая имеет размерность квадрата случайной величины [89]. Среднее квадратичное отклонение (СКО) суммарной погрешности телеизмерений определяется по формуле [89]:

$$\sigma_y = \sqrt{\sum_{i=1}^n (\sigma_{III}^2 + \sigma_{III}^2) + \sum_{j=1}^m \sigma_{СП}^2 + \sigma_{УС}^2 + \sigma_{ТМ}^2 + \sigma_{ЭВМ}^2}, \quad (2.5)$$

где n – количество измерительных преобразователей мощности; m – количество суммирующих преобразователей; σ_{III} – СКО измерительного преобразователя; $\sigma_{СП}$ – СКО погрешности суммирующего преобразователя; $\sigma_{УС}$ – СКО погрешности усилителя постоянного тока; $\sigma_{ТМ}$ – СКО погрешности устройства телемеханики; $\sigma_{ЭВМ}$ – СКО погрешности ЭВМ.

Величина, обратная дисперсии, используется в качестве весовых коэффициентов в методе взвешенных наименьших квадратов. Чем точнее измеряется параметр режима, тем больше весовой коэффициент (в.к.), тем больше его влияние на результат ОС. Например, нулевые значения инъекций в узле – это абсолютно точные значения, поэтому дисперсии нулевых инъекции в узле задаются равными нулю или очень маленькими величинами.

2.1.2 Методы решения задачи ОС

Процедура оценивания состояния ЭЭС заключается в вычислении таких значений параметров режима, которые удовлетворяют уравнениям установившегося режима и наиболее близки (в смысле некоторого критерия) к измеренным значениям [90], [91].

Одно из назначений оценивания состояния состоит в балансировке измеренных параметров режима так, чтобы выполнялись законы Ома и Кирхгофа, описывающие режим электрической сети:

$$w(y, z) = 0, \quad (2.6)$$

где y – измеренные параметры режима, z – неизмеренные параметры режима.

В качестве критерия чаще всего используется сумма взвешенных квадратов отклонений оценок от измерений:

$$J(y) = (\bar{y} - \hat{y})^T R_y^{-1} (\bar{y} - \hat{y}), \quad (2.7)$$

где R_y – ковариационная матрица ошибок измерений, $\hat{y}$ – оценки.

При решении задачи ОС вводится понятие вектора состояния X , включающего модули U и фазовые углы δ узловых напряжений, для всех узлов ЭЭС, т.е. $x = (\delta, U)$. Такой вектор состояния однозначно определяет все остальные параметры режима.

В [92] приведены две постановки задачи ОС. В первой постановке в качестве уравнений (2.6) используются явные зависимости измеренных и неизмеренных параметров от x :

$$y = y(x), \quad (2.8)$$

$$z = z(x). \quad (2.9)$$

Уравнения (2.8) используются для определения компонент вектора состояния X по измеренным параметрам, и задача ОС сводится к минимизации критерия

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)) \quad (2.10)$$

т.е. к поиску оценок вектора состояния $\hat{x}$. Затем, используя (2.9), ищутся оценки неизмеренных параметров режима.

Вследствие нелинейной зависимости $y(x)$, задача решается итеративно с поиском на каждой итерации поправок

$$\Delta x_l = [H_l^T R_y^{-1} H_l]^{-1} H_l^T R_y^{-1} [\bar{y} - y(x_l)], \quad (2.11)$$

здесь $H_l = \frac{\partial y}{\partial x}$ матрица Якоби, вычисленная на l -той итерации.

Вектор x вычисляется из уравнения:

$$x_l = x_{l-1} + \Delta x_l. \quad (2.12)$$

По найденным значениям вектора состояния вычисляются все параметры УР.

Другая постановка задачи ОС, предложенная в [92], состоит в использовании, так называемых, контрольных уравнений

$$w_k(y) = 0, \quad (2.13)$$

которые могут быть получены при исключении неизмеренных параметров из уравнений установившегося режима ЭЭС (2.6). В этой постановке минимизируется целевая функция (2.7), при ограничениях в виде системы КУ (2.12).

2.2 Метод оценивания ТМДП в режиме реального времени

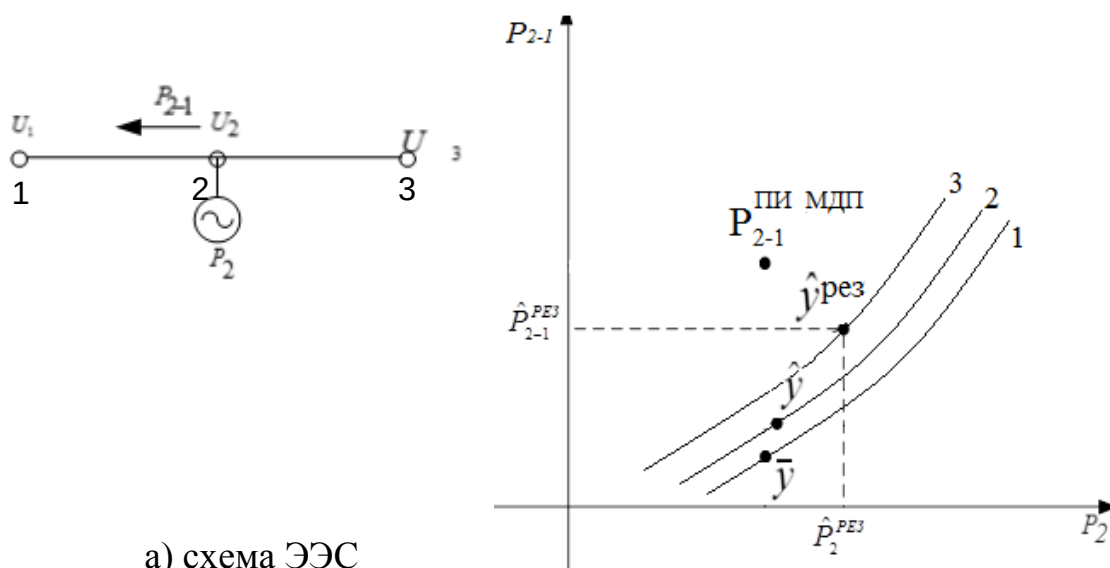
В диссертации разработан метод, с помощью которого рассчитывается режим, в котором по всем контролируемым линиям передается максимально допустимая мощность без нарушения ограничений параметров режима с учетом возможной корректировки заданных параметров режима в пределах регулирования. Параметры режима, воздействием на которые достигается регулирование режима, далее являются регулируемыми параметрами, остальные – нерегулируемыми параметрами. Регулируемыми параметрами являются активные мощности в узлах, которые обеспечивают баланс активной мощности в ЭЭС; модули напряжений и реактивные мощности в узлах, в которых возможно регулирование этих величин. Изменения регулируемых параметров режима рассматриваются как управляющие воздействия. Границы изменения регулируемых параметров режима определяются системными ограничениями. Нерегулируемые параметры режима выдерживаются в пределах заданной точности измерений.

Для наглядного объяснения метода обратимся к схеме ЭЭС, показанной на рис. 2.1а. Схема состоит из трех узлов. Линия 2-1 является контролируемой. Вектор измерений, получаемый от систем сбора данных для схемы, представленной на рис. 2.1а, выглядит следующим образом:

$$\bar{y} = (U_1, U_2, U_3, P_2, P_{2-1}). \quad (2.14)$$

Регулируемыми параметрами режима являются U_2, P_2 остальные параметры режима являются нерегулируемыми.

Для того, чтобы описать состояние исходного вектора измерений (2.14) в пространстве, обратимся к графику, представленному на рисунке 2.1.б. Вектор измерений состоит из 5 координат, но поскольку сложно представить 5-ти мерное пространство, представим вектор измерений в координатах P_2 и P_{2-1} . Текущий вектор измерений может быть определен в точке $\bar{y}$ на кривой измерений (кривая 1).



а) схема ЭЭС

б) расположение гиперповерхности в двухмерном евклидовом пространстве: 1 – измерения; 2 – оценки текущего режима; 3 – оценки результирующего режима

Рис.2.1. Геометрическая интерпретация метода оценивания ТМДП

По измерениям (2.14) решается задача оценивания состояния ЭЭС. При выполнении оценивания состояния каждому измерению присваивается вес, который регулирует влияние данного измерения на результаты ОС. В зависимости от значений весовых коэффициентов измерений определяется множество УР. При представлении этого множества в двухмерном евклидовом пространстве, найденные оценки измерений одного режима могут оказаться в любой точке гиперповерхности установившихся режимов (кривая 2), например, в точке $\hat{y}$:

$$\hat{y} = (\hat{U}_1, \hat{U}_2, \hat{U}_3, \hat{P}_2, \hat{P}_{2-1}). \quad (2.15)$$

Для вычисления реального (текущего) установившегося режима необходима корректная настройка весовых коэффициентов измерений.

Точкой $P_{2-1}^{ПИ МДП}$ обозначен идеальный предел мощности для заданной линии, называемый псевдоизмерением МДП.

С помощью предложенного метода оцененные значения перетоков в контролируемых линиях, которые находятся в составе вектора $\bar{y}$ на рис 2.1б, «подтягиваются» к $P_{2-1}^{ПИ МДП}$ настолько, насколько это позволяют схемно-режимные

ограничения и текущие значения нерегулируемых параметров режима. Полученный режим является результирующим УР.

Множество точек результирующих режимов лежит на гиперповерхности результирующих УР (кривая 3). Один из возможных результирующих режимов, показан на рис. 2.16 точкой $\hat{y}^{PE3}$:

$$\hat{y}^{PE3} = (\hat{U}_1, \hat{U}_2^{PE3}, \hat{U}_3, \hat{P}_2^{PE3}, \hat{P}_{2-1}^{PE3}). \quad (2.16)$$

Предложенный метод, основанный на ОС, был назван оцениванием ТМДП. Название метода объясняется тем, что как и в классическом оценивании состояния, в качестве исходной информации используется информация от систем сбора данных. В исходные данные добавляется неоперативная информация, из-за чего полученный режим не соответствует текущему и называется результирующим режимом. *Результирующий режим* – это установившийся режим, который содержит оценки максимально допустимых перетоков в контролируемых линиях, оценки регулируемых параметров в диапазоне заданных ограничений, оценки нерегулируемых параметров текущего режима в остальной части ЭЭС в диапазоне заданной точности измерений.

Для получения результирующего режима формируются исходные данные из измерений текущего режима $\bar{y}$ и псевдоизмерений перетоков мощности каждой контрольной линии $P_{2-1}^{ПМДП}$. Вектор измерений, по которому оценивается результирующий режим, выглядит следующим образом:

$$\bar{y}^{PE3} = (\bar{y}^n, \bar{y}^k, P_{lk}^{ПМДП}), \quad (2.17)$$

где $\bar{y}^n$ – вектор некорректируемых измерений, $\bar{y}^k$ – вектор корректируемых измерений. Корректируемыми $\bar{y}^k$ и некорректируемыми $\bar{y}^n$ измерениями называются регулируемые и нерегулируемые параметры режима соответственно, в рассмотренном примере $P_{lk}^{ПМДП} = P_{2-1}^{ПМДП}$.

С помощью оценивания ТМДП возможно по оперативной информации получить оценки МДП в контролируемых линиях в режиме реального времени.

2.2.1 Геометрическая интерпретация распределений ошибок измерений и псевдоизмерений МДП

Модель измерений и закон распределения погрешностей измерений представлены формулами (2.2) и (2.4). Модель ПИ МДП записывается следующим образом:

$$P_{lk}^{ПИ\ МДП} = P_{уст}^{ТМДП} + \xi_{ПИ\ МДП}, \quad \xi_{ПИ\ МДП} \in N(\mu_{ПИ}, 0), \quad (2.18)$$

где $\mu_{ПИ}$ может быть рассмотрена как грубая ошибка вычисленного ПИ МДП.

В начале балансировки результирующего режима величина $\mu_{ПИ}$ будет причиной возникновения большого небаланса мощности в контролируемых линиях и отклонения напряжений, активной и реактивной мощностей в регулируемых узлах. Большая часть этого небаланса распределится между ПИ МДП и корректируемыми измерениями. ПИ МДП трансформируется в величину $P_{lk}^{МДП}$, модель которой выглядит следующим образом

$$P_{lk}^{ТМДП} = P_{уст}^{ТМДП} + \xi_{РЕЗ}^{МДП}, \quad \xi_{РЕЗ}^{МДП} \in N(0, \sigma_{МДП}^2), \quad (2.19)$$

где $\sigma_{МДП}^2$ – дисперсия ошибки $P_{lk}^{ТМДП}$, $P_{уст}^{ТМДП}$ – истинный переток активной мощности в результирующем режиме в линии $l-k$. Затем уточняется режим до получения баланса мощности в узлах и в линиях. ТМДП в результирующем режиме (оценка ТМДП $\hat{P}_{lk}^{ТМДП}$) будет находиться между значениями перетоков в текущем и несуществующем режимах. На рис. 2.2 показаны кривые распределения случайных ошибок измерения перетока активной мощности в контролируемой линии ξ_y , максимально допустимого перетока $\xi_{РЕЗ}^{МДП}$ и псевдоизмерения максимально допустимого перетока $\xi_{ПИ\ МДП}$.

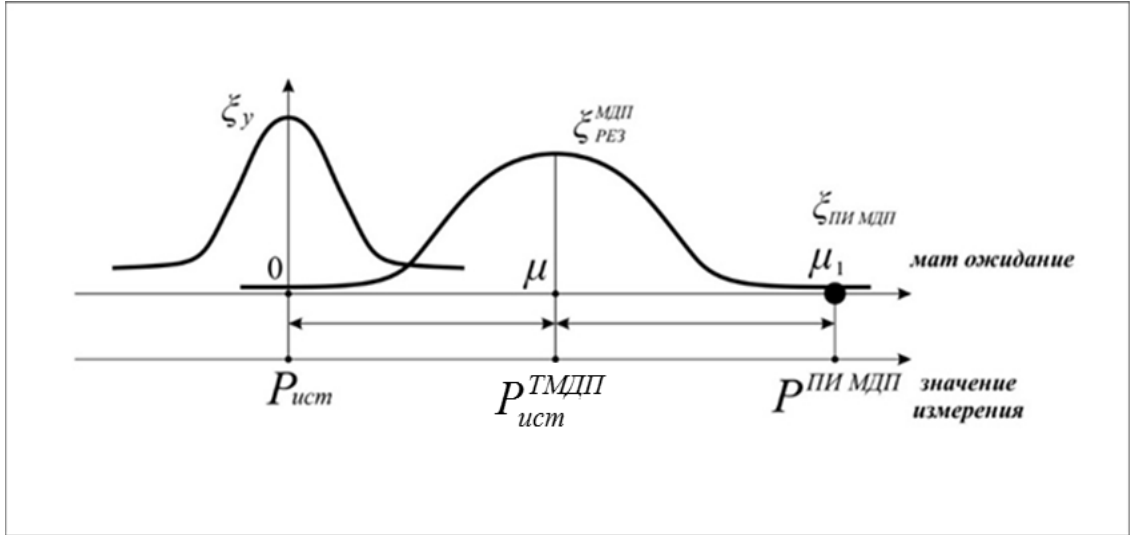


Рис. 2.2 Распределения ошибок измерения перетока в текущем режиме, ТМДП в результирующем режиме и ПИ МДП

В задаче оценивания ТМДП диагональная матрица дисперсий выглядит как:

$$\sigma_{PEЗ}^2 = \begin{vmatrix} \sigma_y^2 & 0 \\ 0 & \sigma_{МДП}^2 \end{vmatrix}. \quad (2.20)$$

Вектор оценок параметров результирующего режима имеет вид:

$$\hat{y}^{PEЗ} = (\hat{y}^n, \hat{y}^k, \hat{P}_{lk}^{ТМДП}), \quad (2.21)$$

где $\hat{y}^n$ – оценки некорректируемых параметров режима, $\hat{y}^k$ – значения регулируемых параметров режима после применения управляющих воздействий, $\hat{P}_{lk}^{ТМДП}$ – оценки максимально допустимых перетоков в контролируемых линиях.

2.2.2 Критерий оценивания ТМДП

Исходной информацией для определения ТМДП является оперативная информация и величины ПИ МДП ($P_{lk}^{ПИ МДП}$), заведомо превышающие реальные МДП.

Вектор измерений выглядит как:

$$\bar{y}^{PEЗ} = (U_i, \delta_i, Q_i, P_i, Q_{ij}, P_{ij}, P_{lk}^{ПИ МДП}), \quad (2.22)$$

Здесь к традиционным измерениям ОС добавлены ПИ МДП в контролируемых линиях.

Задача расчета ТМДП заключается в поиске допустимых значений, максимально приближенных к заданному недопустимому $P_{lk}^{III \text{ МДП}}$, и сводится к минимизации целевой функции взвешенных наименьших квадратов:

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)) + (P_{lk}^{III \text{ МДП}} - P_{lk}(x))^T R_p^{-1} (P_{lk}^{III \text{ МДП}} - P_{lk}(x))$$

или

$$J(x) = (\bar{y}^{PE3} - y^{PE3}(x))^T R_{PE3}^{-1} (\bar{y}^{PE3} - y^{PE3}(x)), \quad (2.23)$$

где R_p^{-1} –диагональная матрица весовых коэффициентов ПИ МДП,

$$R_{PE3}^{-1} = \begin{bmatrix} R_y^{-1} & 0 \\ 0 & R_p^{-1} \end{bmatrix}. \text{ Значения весовых коэффициентов ПИ МДП определяют точность}$$

оценок ТМДП $\hat{P}_{lk}^{TMДП}$.

Результирующий вектор измерений выглядит следующим образом:

$$\bar{y}^{PE3} = (\bar{y}, P_{lk}^{III \text{ МДП}}). \quad (2.24)$$

Получение желаемого режима с требуемой точностью из любой рассматриваемой точки (режима) возможно за счет корректного выбора весовых коэффициентов псевдоизмерений МДП (в.к. ПИ МДП). Задача подбора в.к. ПИ МДП решается заранее методом перебора в.к с учетом системных ограничений и критерия подбора в.к. ПИ МДП [93].

2.3 Исходные данные для задачи оценивания ТМДП

Информация, которая используется для вычисления результирующего УР, состоит из основной, оперативной и расчетной информации.

Основная информация характеризует общие данные об ЭЭС:

1. Данные о конфигурации схемы сети.
2. Данные о параметрах схемы замещения рассчитываемой сети.
3. Метрологические характеристики поступающих измерений.
4. Данные о составе узлов с регулируемыми параметрами.
5. Данные о составе измерений в узлах, в которых возможна регулировка.

6. Технологические пределы, не зависящие от текущего режима, в том числе предельные токи, уровни напряжений.

Оперативная информация поступает от систем сбора данных и представляет собой информацию о составе и значениях имеющихся в схеме измерений и телесигналов.

В векторе измерений выделяются корректируемые $\bar{y}^k$ и некорректируемые $\bar{y}^n$ измерения. Вектор измерений выглядит следующим образом:

$$\bar{y} = (\bar{y}^n, \bar{y}^k). \quad (2.25)$$

Расчетная информация – это данные, которые вычисляются заранее и хранятся в базе данных. Различают постоянную и переменную части расчетной информации.

Постоянная расчетная информация – значения псевдоизмерений максимально допустимых перетоков – ПИ МДП, остается неизменной во всех схемно-режимных ситуациях ЭЭС.

Переменная информация – весовые коэффициенты ПИ МДП ($1/\sigma_{МДП}^2$), которые могут изменяться при изменении режима ЭЭС. Правильный подбор весовых коэффициентов ПИ МДП определяет получение оптимального результата оценивания ТМДП [93]. При вычислении весовых коэффициентов учитываются режимные ограничения, обеспечивающие надежность электроснабжения.

2.4 Задача определения расчетной информации в режиме offline

2.4.1 Определение псевдоизмерения максимально допустимого перетока

Псевдоизмерение МДП – это предельная передаваемая мощность, вычисленная в отдельно взятой линии.

Линии электропередачи характеризуются разным номинальным напряжением и различной протяженностью. В зависимости от напряжения и длины линии предел передаваемой мощности определяется различными факторами. Факторами, ограничивающими передачу, могут быть или условия статической устойчивости

генераторов электрических станций передающей и приемной части ЭЭС, или ограничения по нагреву проводов (термическая стойкость).

При представлении линии собственными и взаимными проводимостями перетоки активной мощности по линии 1–2 вычисляются по формулам:

$$P_{12} = U_1^2 Y_{cob} \sin \alpha_{cob} + U_1 U_2 Y_{ez} \sin(\delta_{12} - \alpha_{ez}), \quad (2.26)$$

$$P_{21} = -U_2^2 Y_{cob} \sin \alpha_{cob} + U_1 U_2 Y_{ez} \sin(\delta_{12} + \alpha_{ez}), \quad (2.27)$$

где δ_{12} – угол между векторами напряжений $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$; Y_{cob} , Y_{ez} – собственная и взаимная проводимости линий; α_{cob} и α_{ez} углы, дополняющие аргументы комплексов собственной и взаимной проводимостей до 90° .

1. Статическая устойчивость

Под статической устойчивостью понимают способность системы самостоятельно восстанавливать исходный режим работы при малом возмущении.

Максимально допустимый переток в линии определяется по угловым характеристикам мощности или вычисляется по формулам. Предельная передаваемая мощность соответствует максимуму характеристики $P_{12} = f(\delta_{12})$.

Из выражений (2.26, 2.27) следует, что предельная передаваемая мощность имеет место при $\delta_{12} + \alpha_{ez} = 90^\circ$ и рассчитывается по формуле:

$$P_{12}^{\max} = U_1^2 Y_{cob} \sin \alpha_{cob} + U_1 U_2 Y_{ez}. \quad (2.28)$$

При представлении реальной линии как линии без потерь активной мощности, чему соответствуют допущения $r_L = 0, g_L = 0$, а следовательно $\alpha_{cob} = \alpha_{ez} = 0$, предельный переток мощности определяется из выражения (2.28):

$$P_{пред}^C = U_1 \cdot U_2 \cdot Y_{ez} = \frac{U^2}{x_L} = \frac{n \cdot U^2}{x_0 \cdot l}, \quad (2.29)$$

где l – длина линии, n – число проводов в фазе; x_0 – погонное реактивное сопротивление линии, принято в соответствии с максимальным сечением [94]. В таблице 2.1 представлены усредненные значения предельных перетоков $P_{пред}^C$ для линий различных напряжений, рассчитанные по выражению (2.29). Значения

натуральной мощности и наибольшей допустимой длины линии приняты в соответствии с [95]. Напряжения начала и конца линии приняты равными номинальному $U_1 = U_2 = U_{ном}$.

2. Термическая стойкость

Максимальная по условию нагрева проводов активная мощность равна:

$$P_{пред}^T = n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{доп} \cdot \cos \varphi, \quad (2.30)$$

где n – число проводов в фазе; $I_{доп}$ – допустимый ток одного провода; $\cos \varphi = 0,9$ – коэффициент мощности электропередачи. $P_{пред}^T$ для каждого класса напряжения представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Предельные перетоки мощности

Напряжение, кВ	Наибольшая допустимая длина ВЛ, км	Натуральная мощность, $P_{НАТ}$ МВт	Пропускная способность	
			По устойчивости $P_{пред}^C$ МВт	По нагреву $P_{пред}^T$ МВт
110	80	30	137	50
220	250	125	350	280
330	400	360	800	760
500	500	900	1350	1740
750	1000	2100	2500	4600

Из практики эксплуатации ЭЭС следует, что пропускная способность ЛЭП 500 кВ и выше определяется фактором статической устойчивости, для ЛЭП 220-330 кВ ограничения могут наступать как по условию устойчивости, так и по допустимому нагреву, 110 кВ и ниже — только по нагреву [96].

В таблице 2.2 показаны значения ПИ МДП для линий различных классов напряжений, которые принимаются равными минимальному из двух значений пропускных способностей из таблицы 2.1.

Таблица 2.2. Значения ПИ МДП

$U_{ном}$, кВ	По допустимому нагреву			По статической устойчивости			
	110	220	330	220	330	500	750
ПИ МДП, МВт	50	280	760	350	800	1350	2500

Значения ПИ МДП в таблице 2.2 рассчитаны по обобщенным данным. Для реальных линий требуется пересчет в соответствии с выражением (2.30) для линий до 220кВ и с выражением (2.29) для линий от 300 кВ и выше.

2.4.2 Задание ограничений

Системные ограничения – это ограничения на параметры режима работы данного оборудования, линии электропередачи, сечения электрической сети, определяемые условиями надежности режима энергосистемы, допустимостью режима другого оборудования, линий электропередачи и сечений электрической сети [97].

Одним из важнейших параметров режима, влияющих на надежность электроснабжения, является напряжение. Учет надежности при рассмотрении режима напряжений состоит в том, что как в нормальных, так и аварийных и послеаварийных режимах напряжения в любых точках ЭЭС не должны превышать или быть ниже определенных допустимых значений [5].

Допустимые снижения напряжений в ЭЭС определяются условиями устойчивости параллельной работы генераторов электростанций и узлов нагрузки. Верхние допустимые значения напряжений определяются надежностью работы изоляции электроустановок и нормируются в пределах от +20% до +5%. Значения указаны в табл.2.3 [98].

Таблица 2.3. Номинальное и наибольшее напряжения электрооборудования

Величины напряжений	
номинальное междуфазное	наибольшее рабочее
110	126
220	252
330	363
500	525
750	785
1150	1200

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

Вопросы регулирования напряжения решаются при проектировании и при управлении режимами.

При оперативном управлении режимами напряжений должна быть обеспечена его допустимость по ограничениям вида

$$U_i^{\min} < U_i < U_i^{\max}, \quad (2.31)$$

где U_i – напряжение в контролируемых точках; $U_i^{\min}$ и $U_i^{\max}$ – соответственно, векторы нижних и верхних допустимых пределов изменения величин. Технологические пределы напряжений не зависят от текущего режима.

Другим критерием надежной работы ЭЭС является обеспечение технического резерва генерирующих мощностей. По функциональному назначению резерв генерирующей мощности разделяется на две составляющие:

- ремонтный резерв – служит для компенсации снижения располагаемой мощности системы, вызываемого выводом генерирующего оборудования в предупредительный или плановый ремонт;

- оперативный резерв – служит для компенсации небаланса между генерацией и потреблением мощности, вызванного отказами оборудования, непредвиденным увеличением нагрузки.

Оперативный резерв разделяется на аварийный и нагрузочный:

- аварийный резерв предназначен для компенсации снижения располагаемой мощности системы, вызванного частичными или полными отказами элементов оборудования;

- нагрузочный резерв предназначен для компенсации покрытия непредвиденного увеличения нагрузки, включая ее случайные колебания.

Для режима реального времени учитывается только оперативный резерв активной мощности — резерв мощности, размещенный на работающих агрегатах и агрегатах со временем ввода в работу до 5 мин [100].

Ограничения, накладываемые на располагаемую мощность электростанции записываются как:

$$P_l \leq P_l^{пред}, \quad (2.32)$$

где $P_l^{пред} = P_l^{раб} + P_l^{рез}$; $P_l^{раб}$ - располагаемая мощность электростанции, за вычетом оборудования выведенного в ремонт; $P_l^{рез}$ - оперативный резерв мощности.

ГЭС наилучшим образом подходят для регулирования нагрузки в ЭЭС. ГЭС имеет фактически 100 % диапазон регулирования мощности, скорость ее изменения — до 500 МВт/мин. Время пуска гидрогенератора (включая синхронизацию) составляет 30 – 50 с [99].

При анализе режимов работы электропередачи необходимо удостовериться в том, что система располагает соответствующими резервами регулируемой реактивной мощности. Для коротких линий роль регулируемого источника реактивной мощности может играть генератор. При больших длинах линий используются регулируемые источники реактивной мощности — статические тиристорные компенсаторы, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели, шунтирующие реакторы, батареи конденсаторов и др. [100]. Ограничения на величину реактивной мощности записываются следующим образом:

$$Q_j^{\min} < Q_j < Q_j^{\max}, \quad (2.33)$$

где j — узлы, в которых регулируется реактивная мощность.

Таким образом, в работе в качестве режимных ограничений рассматриваются неравенства (2.31) – (2.33).

2.4.3 Алгоритм расчета весовых коэффициентов ПИ МДП

Весовой коэффициент отражает значимость, относительную важность, "вес" измерения в сравнении с другими измерениями, оказывающими влияние на

результат ОС. В задаче ОС в качестве в.к. выбираются величины, обратные дисперсиям.

Весовые коэффициенты в задаче оценивания ТМДП определяются для:

- измерений;
- ПИ МДП.

Данные о точности измерений задаются исходя из номинальных метрологических характеристик измерительного тракта.

При быстром определении весовых коэффициентов ПИ МДП для любого состояния функционирования ЭЭС возможно быстрое определение ТМДП в контролируемых линиях. Поэтому предлагается заранее определить в.к. для различных состояний ЭЭС.

Весовые коэффициенты ПИ МДП, определяются offline в результате N расчетов УР рассматриваемой ЭЭС с помощью программы оценивания ТМДП. Результатом расчета являются значения в.к., которые обеспечивают желаемый результирующий режим online в конкретных условиях функционирования ЭЭС.

Пространство рассматриваемых состояний ЭЭС может быть разбито на два множества: C – множество режимов ЭЭС и смоделированных для них срезов измерений, D – множество ограничений. Возможно различное сочетание C и D . В данной работе множества C и D создаются имитационным способом. Для формирования множества C необходима информация:

1. Архив графиков нагрузок для каждого нагрузочного узла – типовые графики нагрузок или заданные пользователем.
2. Информация о том, какие параметры режима измеряются.
3. Дисперсии всех измерений.
4. Количество срезов, отличающихся друг от друга величинами случайных ошибок (нагрузка в нагрузочных узлах рассматривается постоянной).

Формирование срезов измерений (множество C) выполняется следующим образом:

1. Вычисляется установившийся режим (например, по контрольному замеру или из контрольного замера берется максимальное значение нагрузки в каждом нагрузочном узле).

2. Из архива данных выбираются графики активной и реактивной мощности для каждого нагрузочного узла. Для построения конкретного графика нагрузки на любой интервал времени (например, суточный) необходимо знать максимальную величину потребления мощности и иметь график нагрузки на указанный интервал в относительных единицах. Максимальная суточная нагрузка в выбранном графике принимается за единицу, а остальные значения выражаются в долях единицы. Пример одного из смоделированных графиков активной мощности представлен на рис.2.3, максимальное потребление мощности равно 240 МВт.

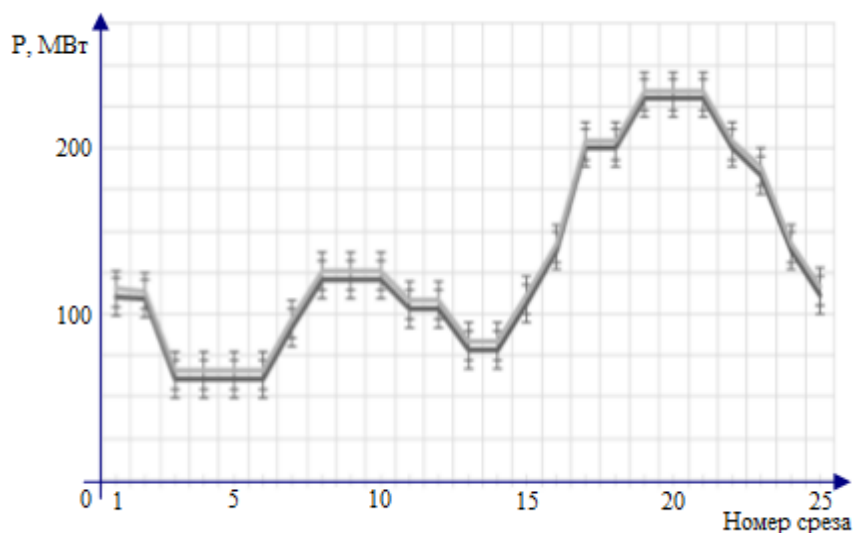


Рис. 2.3. График нагрузки активной мощности в узле

3. Для каждой точки выбранного графика нагрузки вычисляется установившийся режим.

4. Все вычисленные режимы записываются в базу данных УР.

5. Из базы данных УР выбираются значения измеряемых параметров режима, принимаемые за истинное значение $U_{ист}$ и для формирования срезов измерений на $U_{ист}$ накладываются погрешности измерения $x_{сл}$, сгенерированные датчиком случайных чисел:

$$\bar{y} = y_{уст} + x_{сл} \sigma_y, \quad (2.34)$$

где $x_{сл} \in N(0,1)$, σ_y – СКО измерения.

6. Все срезы, полученные в результате наложения случайной ошибки на параметры каждого УР из базы данных УР, сохраняются в базе данных срезов измерений. Такая база данных срезов измерений называется эталонной таблицей срезов измерений.

На базе одного и того же УР можно получить L срезов, которые будут отличаться друг от друга только величиной случайной ошибки. В результате создается архив срезов, состоящий из заданного количества точек.

Разнообразие ограничений (множество D) создается за счет изменения пределов регулирования параметров режима. Границы изменения регулируемых параметров режима определяются системными ограничениями. Команду на внесение изменений в системные ограничения дает диспетчерский центр (ДЦ) [101]. ДЦ может вносить изменения в ограничения по следующим причинам:

- Изменение располагаемой активной мощности в генераторных узлах.
- Изменение величины компенсации реактивной мощности в узлах, где установлены компенсирующие устройства.
- Изменение пределов возможного отклонения модуля напряжения.

Моделирование изменений располагаемой активной мощности выполняется p раз, где p – количество ступеней регулирования активной мощности и заключается в изменении $P_l^{пред}$ в узле, в котором возможна корректировка величины активной мощности. Разнообразие ограничений записывается следующим образом (рис.2.4):

- Ограничение 1 указывает на то, что в узле l регулирование генерации активной мощности возможно в диапазоне $P_l \leq P_l^{пред1}$.
- Ограничение 2 указывает на то, что в узле l регулирование генерации активной мощности возможно в диапазоне $P_l \leq P_l^{пред2}$.
- Ограничение 3 указывает на то, что в узле l регулирование генерации активной мощности возможно в диапазоне $P_l \leq P_l^{пред3}$.

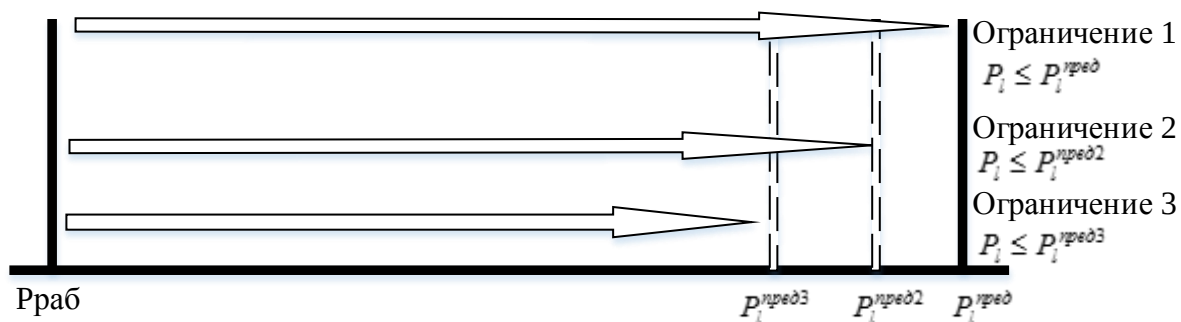


Рис.2.4. Моделирование ограничений активной мощности в узле с регулируемыми параметрами

На рис.2.5 наглядно показано, как моделируются ограничения реактивной мощности в одном из узлов с регулируемым параметром.

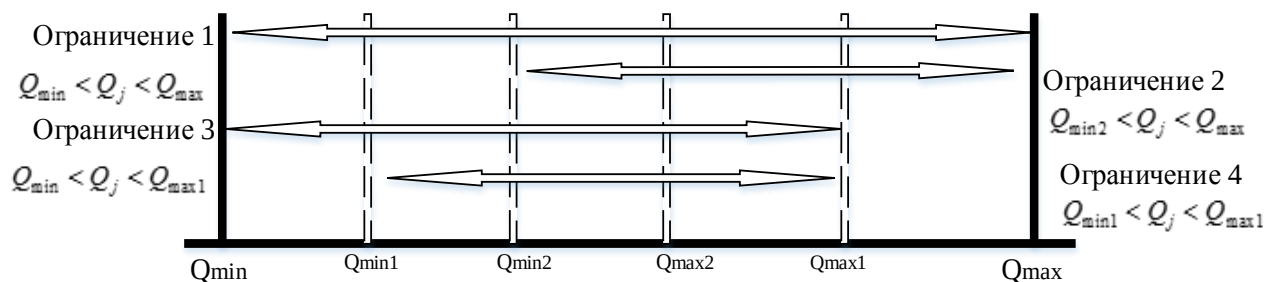


Рис.2.5. Моделирование ограничений по реактивной мощности в узле с регулируемыми параметрами

Моделирование ограничений заключается в изменении диапазона возможной корректировки реактивной мощности:

- Ограничение 1 (верхняя стрелка) указывает на то, что диапазон регулирования реактивной мощности в узле j возможен в рамках ограничений $Q_{\min} < Q_j < Q_{\max}$.

- Ограничение 2 указывает на то, что диспетчер изменил величину ограничения $Q_{\min}$. Диапазон регулирования реактивной мощности в узле j составил $Q_{\min 2} < Q_j < Q_{\max}$.

•Ограничение 3 указывает на то, что диспетчер изменил величину ограничения $Q_{\max}$. Диапазон регулирования реактивной мощности в узле j составил $Q_{\min} < Q_j < Q_{\max 1}$.

•Ограничение 4 указывает на то, что диспетчер изменил величину ограничения $Q_{\max}$ и $Q_{\min}$. Диапазон регулирования реактивной мощности в узле j составил $Q_{\min 1} < Q_j < Q_{\max 1}$.

Подобным образом моделируются изменения напряжений.

Далее выполняется классификация примеров из множества C и D на g и q групп (C_g и D_q) с целью уменьшения размерности множеств.

Формирование базы данных весовых коэффициентов ПИ МДП. База данных представляет собой набор электронных таблиц размерностью $g \times q$, где g – количество ПИ МДП в срезе, g – это количество групп, на которые поделены множества режимов. Количество таблиц равно q . Весовые коэффициенты вычисляются для каждого сочетания множества C_g и D_q и записываются в базу данных в.к. ПИ МДП. Целью создания такой базы данных является экономия времени оценивания ТМДП в режиме online. В режиме реального времени значения в.к., которые соответствуют текущему режиму, выбираются из таблицы (базы данных).

Определение в.к. ПИ МДП ставится как задача минимизации следующего критерия:

$$\varphi_k = \sum_1^{k0} (P_{lk}^{ПИ\ МДП} - P_{lk}^{ТМДП}(x))^2, \quad (2.35)$$

где $k0$ - количество контролируемых линий.

На рис. 2.6 представлена блок – схема алгоритма подбора значений в.к. ПИ МДП для одного среза.

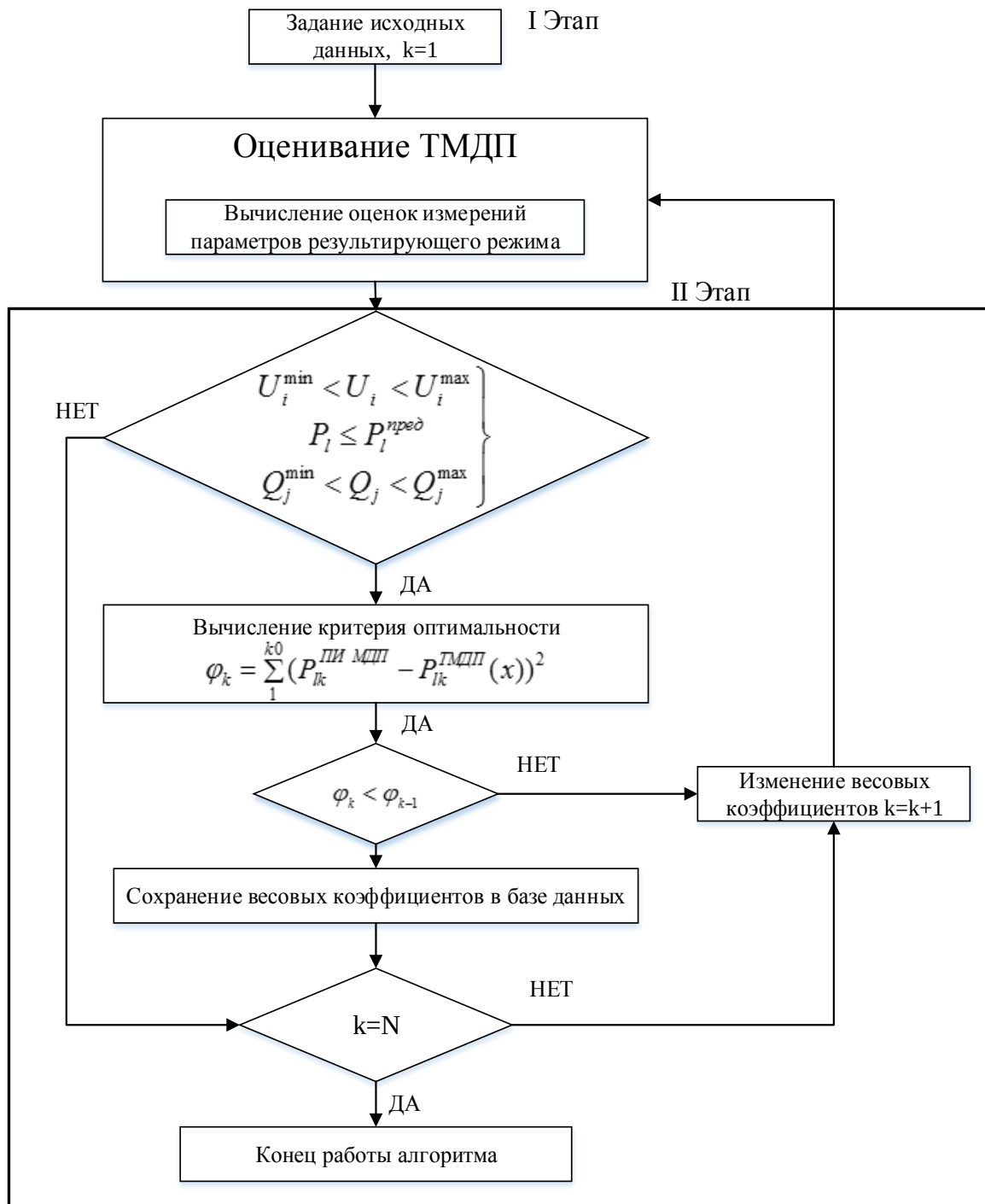


Рис. 2.6. Блок-схема подбора весовых коэффициентов ПИ МДП для одного режима

Задача решается методом перебора весовых коэффициентов в два этапа, N раз, где N – заданное количество наборов весовых коэффициентов.

На первом этапе выполняется оценивание ТМДП в процессе которого вычисляются все параметры УР, в том числе перетоки в контролируемых линиях

P_{lk} без учета ограничений (2.31) – (2.33). В зависимости от значения весового коэффициента, заданного для каждого измерения, погрешности оценивания распределяются между оценками измерений.

На втором этапе проверяются ограничения:

- для неконтролируемых измерений (нерегулируемые параметры режима)

$$\bar{y} - 3\sigma < y(x) < \bar{y} + 3\sigma, \quad (2.36)$$

где σ – СКО измерения, определяемое характеристикой измерительного тракта.

- для контролируемых измерений все системные ограничения по пункту 2.4.2:

$$\left. \begin{aligned} U_i^{\min} < U_i < U_i^{\max} \\ P_l \leq P_l^{пред} \\ Q_j^{\min} < Q_j < Q_j^{\max} \end{aligned} \right\} \quad (2.37)$$

При соблюдении всех ограничений вычисляется критерий (2.35). Далее выполняется анализ критерия:

$$\varphi_k < \varphi_{k-1}. \quad (2.38)$$

При выполнении условия (2.38) значения в.к. ПИ МДП записываются в базу данных. Если $k < N$, то задаются новые в. к. ПИ МДП и задача решается заново.

Если $k \geq N$, то обрабатывается следующее состояние ЭЭС (следующее сочетание C_g и D_q). После обработки всех состояний ЭЭС каждому из них соответствует определенный набор весовых коэффициентов ПИ МДП, который обеспечит корректные результаты разработанного метода оценивания ТМДП.

Программа подбора в.к. запускается m раз. Сначала грубая подборка в.к. от начала линейки значений в.к. до конца с большим шагом. Далее уменьшается диапазон рассматриваемой линейки в.к. от точки А до точки В и размер шага, как показано на рис. 2.7. Снова запускается программа подбора в.к. f раз. Значение m

и f определяется заданной точностью ξ_φ , при проверке условия $|\varphi_k - \varphi_{k-1}| < \xi_\varphi$.

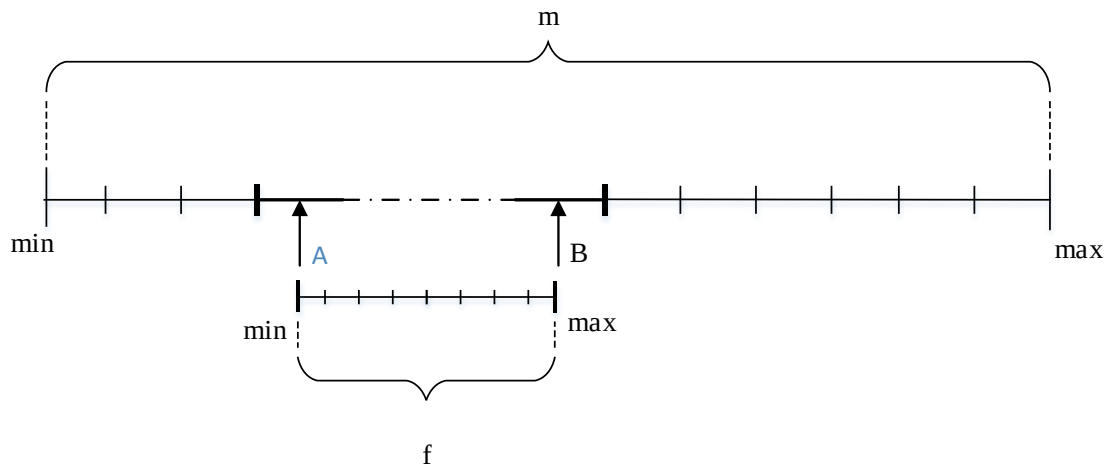


Рис. 2.7 Линейка весовых коэффициентов ПИ МДП

2.5 Вычисление параметров результирующего режима

Постановка задачи расчета режима с помощью оценивания ТМДП несколько отличается от базовой постановки задачи оценивания состояния режима ЭЭС. С точки зрения ОС, оценивание ТМДП – это обработка текущей информации, которая содержит измерения с грубой ошибкой. Метод оценивания ТМДП распределяет эти ошибки на все измерения в разных пропорциях. Пропорции определяются весовыми коэффициентами таким образом, чтобы активные перетоки в контролируемых сечениях оставались максимальными, а баланс активной мощности соблюдался за счет назначенных (указанных) генераторных узлов. Каждый генераторный узел выдает ограниченное количество мощности. Модуль напряжения и генерация реактивной мощности выдерживаются в заданных пределах.

Задача оценивания ТМДП состоит в нахождении оценок ТМДП $\hat{P}_{lk}^{TMДП}$ в контролируемых линиях сечения, которые наиболее близки к ПИ МДП $P_{lk}^{ПИ\ МДП}$ при выполнении законов Ома и Кирхгофа с учетом выполнения текущих ограничений.

Оценивание ТМДП решается при соблюдении следующих условий:

- некорректируемые оценки $\hat{y}$ должны быть наиболее близки к измеренным значениям $\bar{y}$ в смысле некоторого критерия;
- корректируемые параметры режима y^k должны оставаться в заданных пределах;
- оценки ТМДП должны быть наиболее близки к ПИ МДП в соответствии с критерием (2.35).

Для определения параметров результирующего режима вычисляются оценки вектора состояния, путем минимизации критерия (2.23). Для этого итеративно решается система нелинейных уравнений

$$\frac{\partial J(x)}{\partial x} = H^T R_{PE3}^{-1} [\bar{y}^{PE3} - y^{PE3}(x)] = 0. \quad (2.39)$$

На каждой итерации система линеаризуется в точке решения и решается нормальная система уравнений относительно вектора поправок

$$\Delta x^i = [H^{T(i)} R_{PE3}^{-1} H^i]^{-1} H^{T(i)} R_{PE3}^{-1} [\bar{y}^{PE3} - y^{PE3}(x)], \quad (2.40)$$

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

Затем определяются компоненты вектора состояния

$$x^i = x^{i-1} + \Delta x^i, \quad (2.41)$$

пока не будет выполнен критерий сходимости итерационного процесса.

По полученному вектору состояния вычисляются перетоки активной и реактивной мощности в линиях и инъекции активной и реактивной мощности в каждом узле.

На рис.2.8 показан алгоритм решения задачи оценивания ТМДП, в котором выделен блок, отличающийся от ОС.

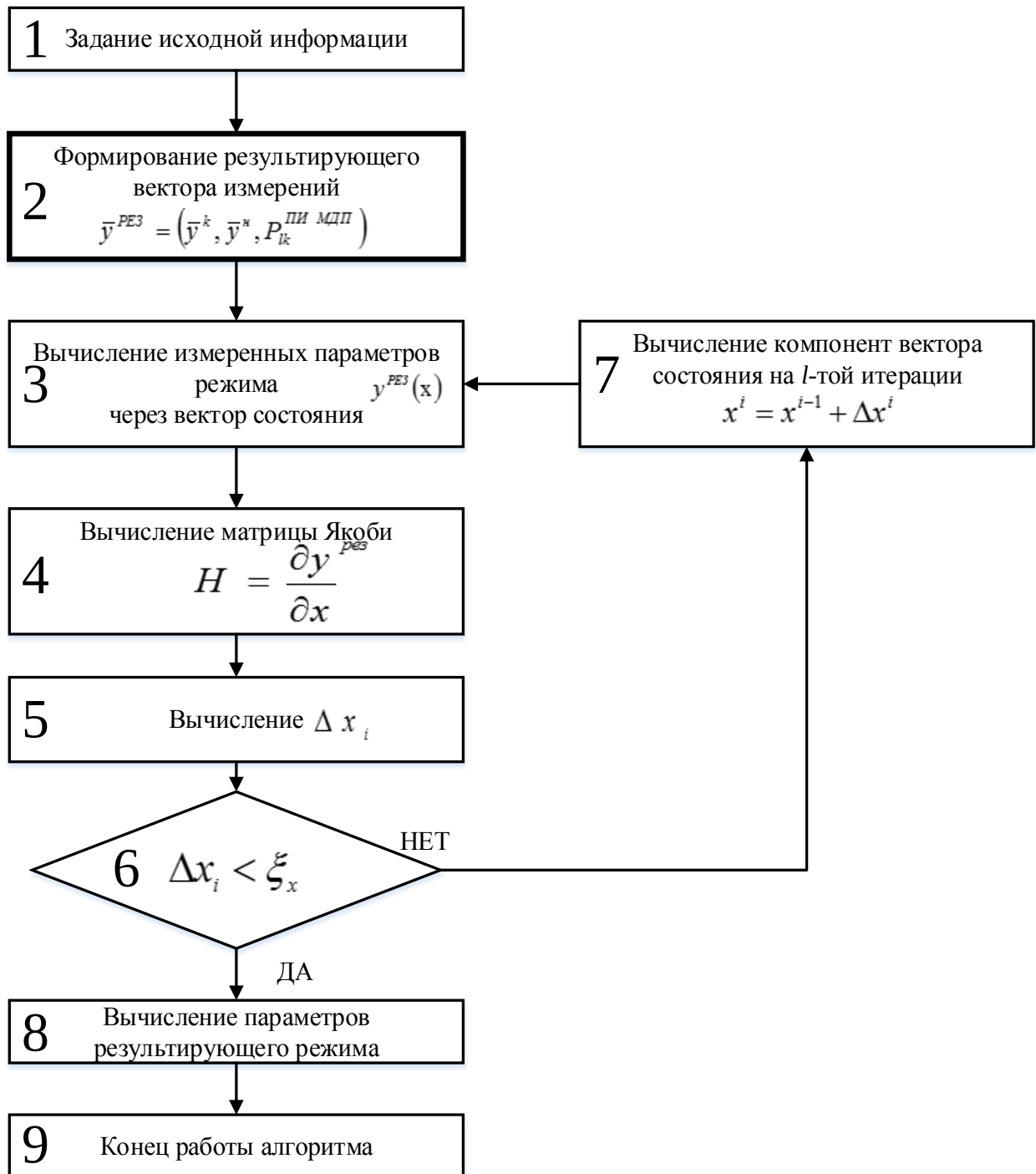


Рис.2.8. Блок-схема алгоритма оценивания ТМДП

Задача оценивания ТМДП решается по следующему алгоритму:

1. Задается исходная информация: исходные приближения вектора состояния $x = (U, \delta)$ и весовые коэффициенты измерений и ПИ МДП. В качестве исходного приближения U, δ в узлах берутся данные от системы сбора информации. При недостатке имеющейся информации могут быть использованы

значения оценок, полученные при оценивании ТМДП режима по предыдущему срезу или номинальные значения напряжения и нулевые углы. Весовые коэффициенты измерений задаются исходя из характеристики измерительного тракта. Весовые коэффициенты ПИ МДП определяются по алгоритму, показанному на рис. 2.6 в зависимости от значений параметров режима и текущих ограничений на корректируемые параметры режима.

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

3. Вычисляются значения параметров режима, входящих в y^{PEZ} через вектор состояния $y^{PEZ}(x)$.

4. Линеаризуется нелинейная система уравнений (2.39). Вычисляется матрица производных $H = \frac{\partial y^{PEZ}}{\partial x}$.

5. Вычисляются поправки к компонентам вектора состояния по (2.40) с учетом весовых коэффициентов измерений и ПИ МДП. Заранее подобранные весовые коэффициенты ПИ МДП позволяют увеличить активные перетоки в контролируемых линиях до максимально допустимых значений с учетом текущих ограничений. Все остальные параметры режима, включая корректируемые параметры, остаются в заданных пределах.

6. Проверяется условие $\Delta x_i < \xi_x$, где ξ_x - заданная точность вычисления компонент вектора состояния; если да, то переход на п.8.

7. Вычисляются компоненты вектор состояния. Переход на п.3

8. Вычисляются параметры результирующего режима через вектор состояния. Перетоки в контролируемых сечениях являются максимально допустимыми для текущих ограничений.

9. Конец работы алгоритма.

2.6 Отличие задачи оценивания ТМДП от задачи ОС ЭЭС

Отличие задачи оценивания ТМДП от классического ОС заключается в том, что при оценивании ТМДП:

1) обрабатывается расширенная исходная информация, которая представляет собой не только измеренные параметры режима (online информация), но и заранее подготовленные данные (расчетная информация);

2) вычисляются оценки параметров результирующего режима, которые представляют собой оценки ТМДП в контролируемых линиях, оценки параметров режима, которые корректируются для достижения ТМДП и оценки остальных параметров режима (совпадают с результатом оценивания состояния).

На рис.2.9 показана укрупненная блок-схема оценивания ТМДП и вычисления СПС и управляющих воздействий.

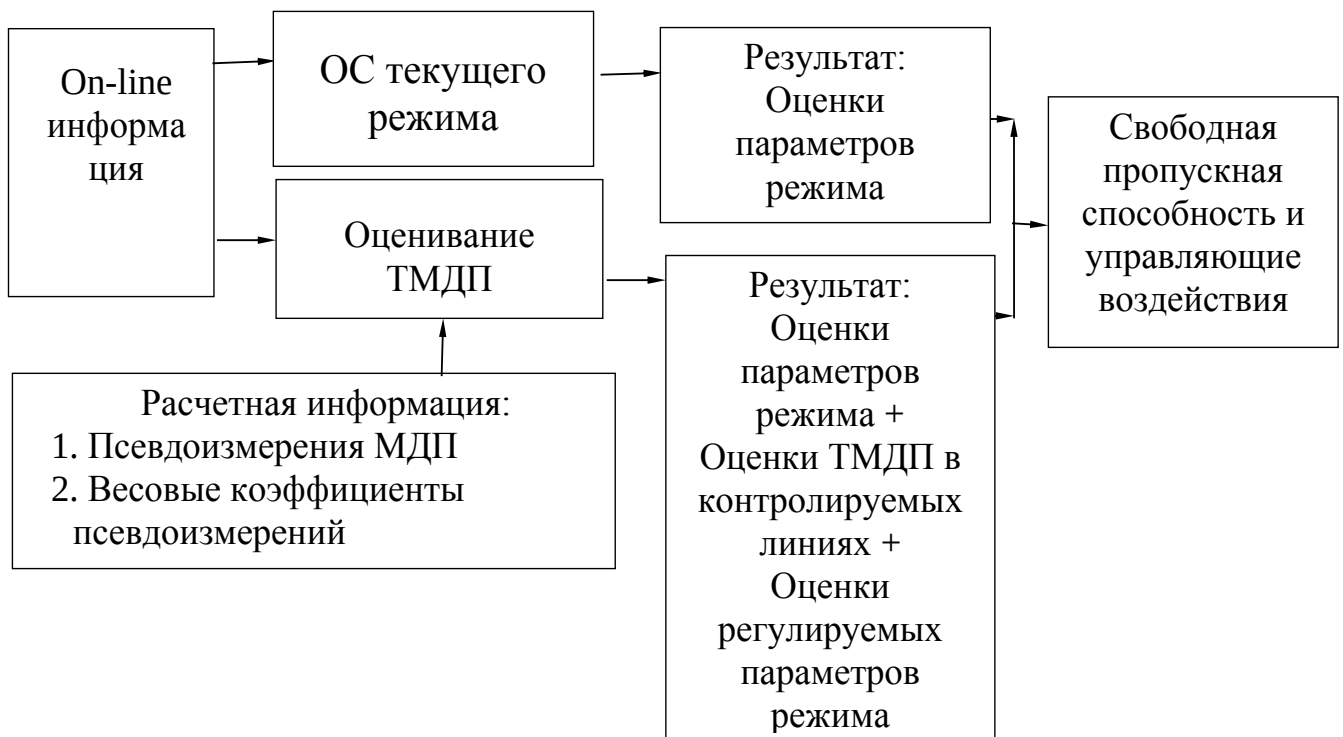


Рис.2.9 Блок-схема оценивания ТМДП и вычисления свободной пропускной способности в режиме реального времени

Информация, полученная от SCADA и СМПП, проходит блок достоверизации, где выявляются ошибочные данные (на рис. 2.9 не показан) и выполняется ОС. Результатом ОС является текущий установившийся режим. Для решения задачи

оценивания ТМДП после достоверизации к online информации добавляется расчетная информация: псевдоизмерения МДП, их весовые коэффициенты. Результатом оценивания ТМДП является результирующий установившийся режим.

В таблице 2.4 представлены сводные данные, характеризующие ОС и оценивание ТМДП.

Таблица 2.4. Сравнение методов оценивания ТМДП и ОС ЭЭС

	Оценивание состояния	Оценивание ТМДП
Определение	Вычисление параметров текущего установившегося режима по измерениям.	Вычисление установившегося режима с максимально допустимыми перетоками в контролируемых линиях и с параметрами текущего режима в остальной части ЭЭС. Значения перетоков в контролируемых линиях изменяются вследствие корректировки определенных заранее параметров режима ЭЭС.
Исходные данные	Вектор измерений, дисперсии измерений, определяемые метрологическими характеристиками измерительного тракта, псевдоизмерения нулевых инъекций в транзитных узлах и нагрузок в ненаблюдаемых узлах.	
		Измерения параметров режима (регулируемые, нерегулируемые), псевдоизмерения максимально допустимого перетока (ПИ МДП), весовые коэффициенты измерений, весовые коэффициенты ПИ МДП соответствующие текущим ограничениям, которые определяют желаемый результирующий режим.
Результат	Установившийся режим. Оценки параметров установившегося режима.	Результирующий установившийся режим. Оценки параметров результирующего установившегося режима, включающие оценки ТМДП.

Качество оценивания ТМДП определяется значением целевой функции, вычисляемой по формуле:

$$\varphi = \sum_1^{k_0} \frac{(P_{lk}^{ПМДП} - P_{lk}(x))^2}{(P_{lk}^{ПМДП})^2} + \sum_1^{k_1} \frac{(\bar{y}_i - y(x))^2}{\sigma_y^2} + \sum_{i=1}^{k_2} a_i, \quad (2.42)$$

где k_0 – количество измерений, замененных на ПИ МДП ; $k_1 = m - k_0$, m – количество измерений; k_2 – количество нарушенных ограничений; a_k – штраф за нарушение i -го ограничения. Введение последнего слагаемого в (2.42) необходимо для резкого увеличения критерия в случае нарушения ограничения. Чем меньше φ , тем лучше качество результатов оценивания ТМДП.

2.7 Вычисление свободной пропускной способности и управляющих воздействий

Управляющие воздействия применяются к регулируемому объекту управления и вызывают изменения в значениях регулируемых параметров. Управляющие воздействия на регулируемые параметры вычисляются как разность параметров результирующего и текущего режимов:

$$S = \hat{y}^{рез-рез} - \hat{y}^{рез} \quad (2.43)$$

где $\hat{y}^{рез-рез}$ – оценки регулируемых параметров в результирующем режиме, $\hat{y}^{рез}$ – оценки регулируемых параметров в текущем режиме.

Свободная пропускная способность определяется как разность величины оценки ТМДП $\hat{P}_{lk}^{ТМДП}$ и оценки текущего перетока $\hat{P}_{lk}$ в рассматриваемой линии:

$$P_{своб} = \hat{P}_{lk}^{ТМДП} - \hat{P}_{lk}. \quad (2.44)$$

Вычисленные значения свободной пропускной способности и управляющие воздействия поступают к специалистам системного оператора или в диспетчерский центр, где специалисты принимают решение о необходимости её использования.

2.8 Выводы

1. Выполнен анализ основных постановок задачи ОС. Результатом ОС является установившийся режим, в котором перетоки активной мощности в контролируемых сечениях соответствуют текущим условиям работы ЭЭС. При

этом анализ недоиспользования пропускных способностей контролируемых сечений не выполняется.

2. Разработан метод оценивания ТМДП, результатом которого является результирующий установившийся режим. Разработанный метод позволяет: сократить время расчета МДП за счет выполнения расчетов непосредственно по оперативной информации; определить МДП для любого режима за счет корректного подбора весовых коэффициентов ПИ МДП; повысить эффективность расчетов МДП путем автоматизации проводимых расчетов; получить величину МДП, которая соответствует реальным схемно–режимным условиям, что обеспечит наиболее полное использование пропускной способности; избежать трудностей, связанных с выбором вектора изменения режима. В качестве такого вектора задаются регулируемые параметры, диапазоны их изменения, а также ПИ МДП в контролируемых линиях.

3. Разработаны алгоритмы, в соответствии с которыми выполняется:

- задание величины ПИ МДП, с учетом класса напряжения. Величина МДП зависит от фактора, который ограничивает величину передаваемой мощности по линии. Это могут быть или условия статической устойчивости генераторов электрических станций передающей и приемной частей ЭЭС или ограничения по нагреву проводов (термическая стойкость);
- формирование системных ограничений в виде неравенств. Ограничения накладываются на величины располагаемой мощности электростанции, на значения реактивной мощности и напряжения в заданных узлах;
- моделирование различных режимов и системных ограничений;
- подбор весовых коэффициентов ПИ МДП, обеспечивающих получение оптимального результирующего установившегося режима. Автоматический подбор весовых коэффициентов ПИ МДП выполняется в ПВК State+, разработанном в ИСЭМ СО РАН.

Эти алгоритмы необходимы для точного и быстрого вычисления ТМДП контролируемых линий в текущих условиях функционирования ЭЭС.

5. С помощью метода оценивания ТМДП максимально допустимые перетоки мощностей в контролируемых линиях могут быть вычислены в режиме реального времени. Наличие этой информации и результатов, полученных от традиционной задачи ОС, позволяет:

- вычислять свободную пропускную способность линий электропередачи (передаваемая мощность, которая может быть использована для коммерческой деятельности).
- вычислять управляющие воздействия, направленные на использование свободной пропускной способностей контролируемых линий;
- вести режим с максимальным использованием пропускной способности электрической сети;
- выполнять анализ близости текущего режима к предельному.

ГЛАВА 3. ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ТМДП В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

3.1 Формулировка проблемы

Основной целью метода оценивания ТМДП является определение максимально допустимого перетока активной мощности в режиме реального времени по текущему срезу измерений. Такая возможность достигается за счет корректной настройки программы оценивания ТМДП для текущего режима.

Под настройкой программы оценивания ТМДП понимается формирование части исходной информации, называемой расчетной. На этом этапе выполняется замена измерений перетоков активной мощности в контролируемых сечениях на ПИ МДП или добавление ПИ МДП в вектор измерений, задание значений весовых коэффициентов ПИ МДП и выбор корректируемых параметров режима. При изменении режима значения ПИ МДП не изменяются, а их весовые коэффициенты изменяются в зависимости от условий работы ЭЭС.

Под условиями работы ЭЭС понимается:

- 1) текущая конфигурация схемы (нормальная с учетом телесигналов, ремонтная или аварийная схема);
- 2) текущие параметры режима;
- 3) системные ограничения на параметры установившегося режима, скорректированные для текущей схемы (описаны в главе 2).

Для получения точных расчетов максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемых сечениях ЭЭС крупных энергетических объединений в режиме реального времени, выполняемых при помощи оценивания ТМДП, необходимо отслеживать изменения условий работы ЭЭС и выполнять подбор весовых коэффициентов ПИ МДП в зависимости от этих условий.

В связи с частым изменением условий работы ЭЭС в реальном времени возникают трудности, связанные с перерасчетом весовых коэффициентов ПИ МДП в режиме реального времени.

Для решения возникающих трудностей необходимо использовать быстродействующие алгоритмы, которые помогут проанализировать большой объем информации и выявить закономерности между данными. Результаты работы таких алгоритмов дают возможность определять весовые коэффициенты в темпе изменения условий работы ЭЭС по ограниченному набору параметров, характеризующих эти условия. Для решения этой задачи необходим механизм, который способен реагировать на любые изменения условий работы ЭЭС и обеспечивать корректный набор весовых коэффициентов ПИ МДП в режиме реального времени.

Такая задача может быть успешно решена с применением специального класса самоорганизующихся нейронных сетей с векторным входом. Обученные искусственные нейронные сети помогут проанализировать текущие условия работы ЭЭС и автоматизировать процесс настройки оценивания ТМДП в режиме реального времени. Описанный подход позволяет сократить время выработки УВ и поддержать диспетчера при принятии решения по коррекции параметров режима работы ЭЭС в реальном времени.

Для условий работы ЭЭС, близких по рассматриваемым характеристикам, весовые коэффициенты ПИ МДП можно принимать одинаковыми. Поэтому целесообразно объединять входные векторы, характеризующие одинаковые условия работы ЭЭС, в одну группу – группу «похожих» векторов с целью уменьшения объема обрабатываемой информации. В результате объединения информации получается определенное количество групп векторов, каждая из которых характеризуется своим эталонным вектором и количеством векторов сформировавших её. Таким образом, все векторы, попавшие в одну группу (далее – класс), заменяются одним эталонным вектором.

По результатам работы такого механизма возможно компактно представить все многообразие режимов, конфигураций и ограничений с помощью ограниченного набора эталонных векторов и сформировать таблицу (таблица 3.1) в которой будут записаны подобранные заранее наборы весовых коэффициентов ПИ МДП в соответствии с текущими условиями работы ЭЭС.

Таблица 3.1. Вид таблицы в.к. ПИ МДП

		Весовые коэффициенты		
Номер линии		Линия 1–2	Линия 2–3	Линия 3–4
Номер	1	Значение в.к.	Значение в.к.	Значение в.к.
класса	2	Значение в.к.	Значение в.к.	Значение в.к.

3.2 Общие сведения об ИНС

ИНС представляют собой систему соединённых и взаимодействующих между собой простых нейронов, которые периодически получают и посылают сигналы друг другу. Соединённые вместе в большую сеть нейроны способны выполнять сложные задачи: задачи прогнозирования, задачи распознавания, задачи управления и т.д. Нейронную сеть можно обучить выполнять конкретную задачу. Возможность обучения является главным преимуществом нейронных сетей перед традиционными алгоритмами [102]. Обученные ИНС способны использовать накопленные данные и обобщать полученную информацию, т.е. правильно обрабатывать данные, которые не использовались при обучении. Обучение заключается в нахождении весов связей между нейронами. В процессе обучения нейронная сеть выявляет сложные зависимости между входными и выходными данными и выполняет обобщение. В случае успешного обучения нейронная сеть способна определить верный результат на основании данных, которые отсутствовали при обучении, а также в случае неполных и/или «зашумленных», частично искаженных данных.

В конце прошлого века ИНС начали использоваться для решения электроэнергетических задач. В 1995 г. учеными ИСЭМ СО РАН были выполнены исследования по сверхсрочному прогнозированию нагрузки с помощью трехслойного персептрона и ИНС Кохонена [103]. Позже эти же виды ИНС были использованы для краткосрочного прогнозирования нагрузки, для обнаружения ошибочных данных в измерениях при ОС ЭЭС [104 – 107] и для прогнозирования перетоков активной мощности [108, 109, 111]. За рубежом ИНС также широко применяются для прогнозирования электрической нагрузки [110, 112 –115]. В

[116–118] с помощью ИНС выполняется анализ надежности режимов ЭЭС. В [119] ИНС применялась для мониторинга и анализа режимной надежности в системе предотвращения крупных аварий в ЭЭС. Задачи расчета УР [120, 121] обнаружение ошибочных данных в исходной информации [122 – 124] предотвращение крупных аварий [125, 126] также решаются с помощью интеллектуальных средств.

Сети Кохонена относятся к самоорганизующимся нейронным сетям. Самоорганизующаяся сеть позволяет выявлять группы «похожих» входных векторов (кластеры), обладающих некоторыми общими характеристиками [127].

Сеть Кохонена разработана в начале 1980 – х г. Теуво Кохоненом и использует неконтролируемое обучение. К преимуществам ИНС Кохонена относится относительная простота реализации, быстрота обучения, устойчивость к помехам, и то, что настройка весов заканчивается после обучения. Недостатком является, то, что необходимо заранее задавать количество кластеров.

Сеть (слой) Кохонена (рис. 3.1) — это однослойная сеть, построенная из нейронов типа WTA (Winner Takes All — победитель получает все) [128].

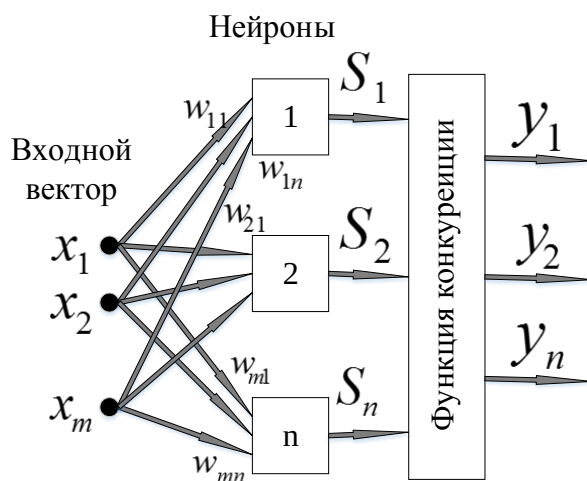


Рис. 3.1 Структура сети Кохонена

Каждый нейрон сети соединен со всеми компонентами m -мерного входного вектора $x_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{im})$. Количество нейронов совпадает с количеством классов, которое должна выделить сеть. В качестве функции активации нейронов применяются линейные взвешенные сумматоры

$$s_j = b_j + \sum_{i=1}^m w_{ij} x_i, \quad (3.1)$$

где j — номер нейрона, i — номер входа, s_j — выход адаптивного сумматора, w_{ij} — вес i -го входа j -го нейрона, b_j — смещение, каждый j -ый нейрон описывается вектором весов $w_j = (w_{j1}, w_{j2}, \dots, w_{jm})$. С выходов сумматоров сигнал поступает на функцию конкуренции. Функция конкуренции находит выход сумматор с максимальным значением выхода. На выходе сети формируется выходной сигнал u .

Обучение сети Кохонена представляет собой подбор значений весов, которые минимизируют ошибки от замены близких в смысле используемой метрики входных векторов вектором весов. Результатом использования нейронной сети является замена векторов из некоторой области входного пространства одним и тем же опорным вектором, являющимся их ближайшим соседом. При этом входные векторы кодируются номерами нейронов-победителей (номерами классов). Таким образом, нейронная сеть Кохонена дает возможность компактно представить многомерные входные векторы с помощью ограниченного набора опорных векторов.

В электроэнергетических задачах для обучения ИНС может использоваться ретроспективная информация о параметрах режима или данные, полученные в результате имитационного эксперимента. Реакция обученной ИНС достаточно быстрая, и это позволяет использовать нейронную сеть для решения задач в реальном времени. К таким задачам относится задача настройки параметров программы оценивания ТМДП для определения текущего максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемых сечениях в режиме реального времени.

3.3 Алгоритм решения задачи с помощью ИНС

Решение любой задачи с помощью нейронной сети предполагает выполнение следующих пунктов:

1. *Постановка задачи*: определение целей работы, формы представления ответа (задача классификации, задача предсказания и т.д.).

2. *Выбор типа ИНС*. В зависимости от поставленной задачи выбирается тип и конфигурация нейронной сети.

3. *Формирование обучающей выборки*. Набор примеров для обучения нейронной сети, каждый из которых представляет массив входных данных и соответствующий ему заранее известный ответ (обучение с учителем). Для ИНС с обучением без учителя обучающая выборка состоит только из входных данных.

4. *Инициализация ИНС*. После формирования обучающей выборки и выбора типа ИНС проводится инициализация нейронной сети, для которой определяются стартовые параметры (например, точность обучения и тестирования, количество циклов обучения, количество выходных нейронов).

5. *Обучение ИНС* представляет собой автоматический процесс, который только после его окончания требует участия специалиста для оценки результатов. Обучение нейронной сети на некотором задатнике означает минимизацию функционала невязки между выходными сигналами сети и сигналами, которые требуется получить. При неудовлетворительных результатах возможна корректировка параметров сети (количество скрытых слоев, количество нейронов в скрытых слоях, тип активационной функции и т.д.) и повторное обучение. При удовлетворительных результатах тестирования, обученная сеть сохраняется для использования ее в реальном времени.

6. *Тестирование ИНС*.

Тестирование нейронной сети проводится с различными целями:

- проверка того, как обучилась нейронная сеть (сети предъявляются примеры из обучающей выборки);
- проверка способности сети к обобщению (сети предъявляются примеры, отсутствующие в обучающей выборке).

Нейронная сеть тестируется на специально созданной тестовой выборке. На вход обученной нейронной сети подаются примеры из тестовой выборки, и она

выдает ответ. В результате сравнения полученного ответа с заранее известным результатом определяется точность обучения ИНС. Для тестирования ИНС, обучение которой выполняется с учителем, используется формула:

$$\Delta_{отн} = \sum_i^M \left(\frac{Y_{i(ответ)} - Y_{i(эталон)}}{Y_{i(эталон)}} \right) 100\%, \quad (3.2)$$

где $Y_{i(ответ)}$ – ответ ИНС, $Y_{i(эталон)}$ – заданное значение, M – количество примеров в тестовом задатнике.

В нашей задаче ИНС без учителя распознает номер класса, к которому относится предлагаемый входной вектор. Абсолютная ошибка тестирования рассчитывается по формуле:

$$\Delta_{абс} = \sum_{i=1}^M ER_i, \text{ где} \quad (3.3)$$

$$ER_i = \begin{cases} 0 & \text{если } Y_{i(ответ)} - Y_{i(эталон)} = 0 \\ 1 & \text{если } Y_{i(ответ)} - Y_{i(эталон)} \neq 0 \end{cases}.$$

Относительная ошибка тестирования вычисляется по формуле:

$$\Delta_{отн} = \frac{\Delta_{абс}}{M} 100\%. \quad (3.4)$$

7. *Сохранение ИНС.* Обученная нейросеть сохраняется в форматах, удобных для использования ИНС. При работе с нейросетями из MATLAB, ИНС, сохраненные в форматах MATLAB, могут работать только в ее оболочке. Для возможности работы с обученными ИНС вне оболочки MATLAB, обученная ИНС записывается в текстовых форматах.

8. *Решение задач обученной ИНС.* Функционирование ИНС представляется в виде последовательных умножений вектора на матрицу, одна операция умножения в каждом слое. Для вычисления выхода входной вектор умножается на матрицу весовых коэффициентов, образуя вектор NET . Затем к этому вектору применяется функция активации F , образуя вектор OUT , являющийся выходом слоя. Символически $NET = XW$, $OUT = F(NET)$, где NET – вектор в виде строки, сформированный взвешенными суммами входов; OUT – выходной вектор; X –

входной вектор; W – матрица весовых коэффициентов [102]. При функционировании ИНС Кохонена нейрон-победитель выбирается в зависимости от решающего правила (минимизация эвклидова расстояния или максимизация корреляционных связей).

9. *Запись полученных решений.* Результаты работы ИНС представляются в форматах, понимаемых другими программами. В данной работе для обмена данными между программами используются текстовые форматы.

Далее представлено описание создания ИНС для практического использования.

3.4 Описание ИНС, используемой в работе

3.4.1. Постановка задачи

В качестве примера рассматривается схема (рис. 3.2), состоящая из 33 узлов и 40 связей. Измерения параметров режима, собранные системой сбора данных SCADA, образуют входные векторы измерений.

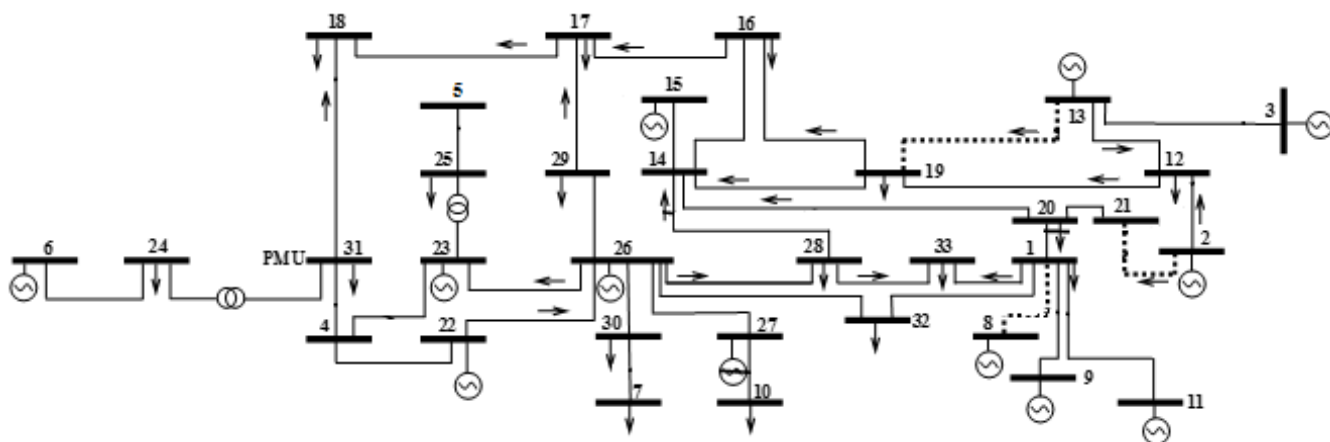


Рис. 3.2 Конфигурация расчетной схемы

При помощи нейронных сетей требуется определить текущие системные условия (текущие параметры режима и ограничения), по которым выбираются значения весовых коэффициентов ПИ МДП в режиме реального времени. Для решения поставленной задачи выбирается нейронная сеть, способная правильно идентифицировать (классифицировать) поступающие векторы, обладающие

некоторыми общими характеристиками. Ответом нейронной сети является номер класса, к которому относится данный вектор.

3.4.2 Выбор типа ИНС

Для решения поставленной задачи применяется ИНС Кохонена. С помощью сетей Кохонена производится классификация условий работы ЭЭС, описываемых входным вектором, содержащим измеренные параметры для различных режимов.

В диссертации применяются две ИНС Кохонена. ИНС1 обучается определять текущие параметры режима и конфигурацию электрической сети, ИНС2 обучается распознавать текущие ограничения. Задача классификации описывается следующим образом: дано множество входных векторов $A = (a_1, a_2, a_j, a_p, \dots, a_v, \dots, a_d)$, каждый из которых характеризуется вектором параметров режима: $a_v = \bar{y} = (U_i, \delta_i, Q_i, P_i, Q_{ij}, P_{ij})$ для ИНС1 и $y_z = (P_i^{pred}, Q_j^{\min}, Q_j^{\max}, U_i^{\min}, U_i^{\max})$ для ИНС2. Требуется построить множество кластеров B из множества A . Задача классификации состоит в построении множества $B = \{b_1, b_2, \dots, b_g\}$, где b_g — класс, содержащий "похожие" режимы из множества A :

$$b_g = \left\{ a_j, a_p \mid a_j \in A, a_p \in A \text{ и } d(a_j, a_p) < \xi \right\}, \quad (3.5)$$

где ξ — величина, определяющая меру близости для включения объектов в один класс, $d(a_j, a_p)$ — мера близости между объектами, называемая расстоянием.

Если расстояние $d(a_j, a_p)$ меньше некоторого значения ξ , то режимы считаются близкими и помещаются в один класс. В противном случае считается, что режимы отличны друг от друга, и их помещают в разные классы. Таким образом классификация основана на использовании расстояния между векторами. В сетях Кохонена обычно применяется евклидово расстояние:

$$d(a_j, a_p) = \sqrt{\sum_{i=1}^m (\bar{y}_{j(i)} - \bar{y}_{p(i)})^2} = \|y_j - y_p\|, \quad (3.6)$$

где $\bar{y}_p, \bar{y}_j$ — векторы измерений из разных срезов, m — количество измерений в срезе. При использовании евклидова расстояния, входное пространство

разбивается на многогранники (мозаику) Вороного (Вороной Г. Ф.) [129]. На рис. 3.3 представлена мозаика Вороного по результатам обучения ИНС1 и ИНС2.

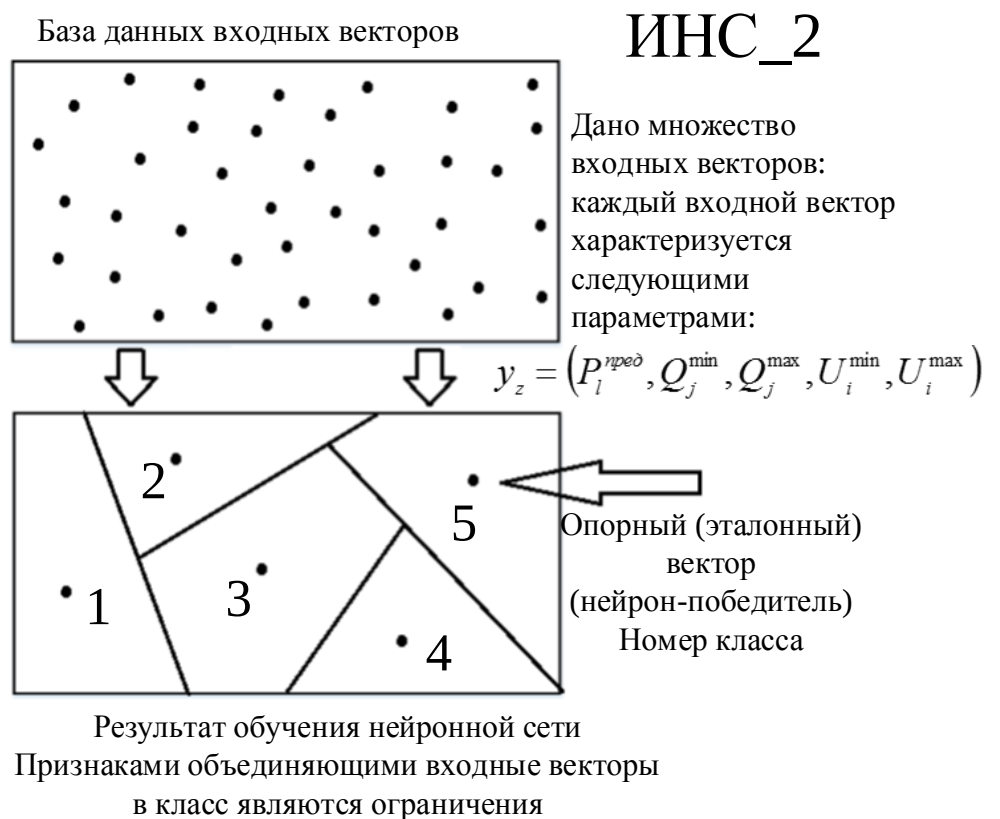
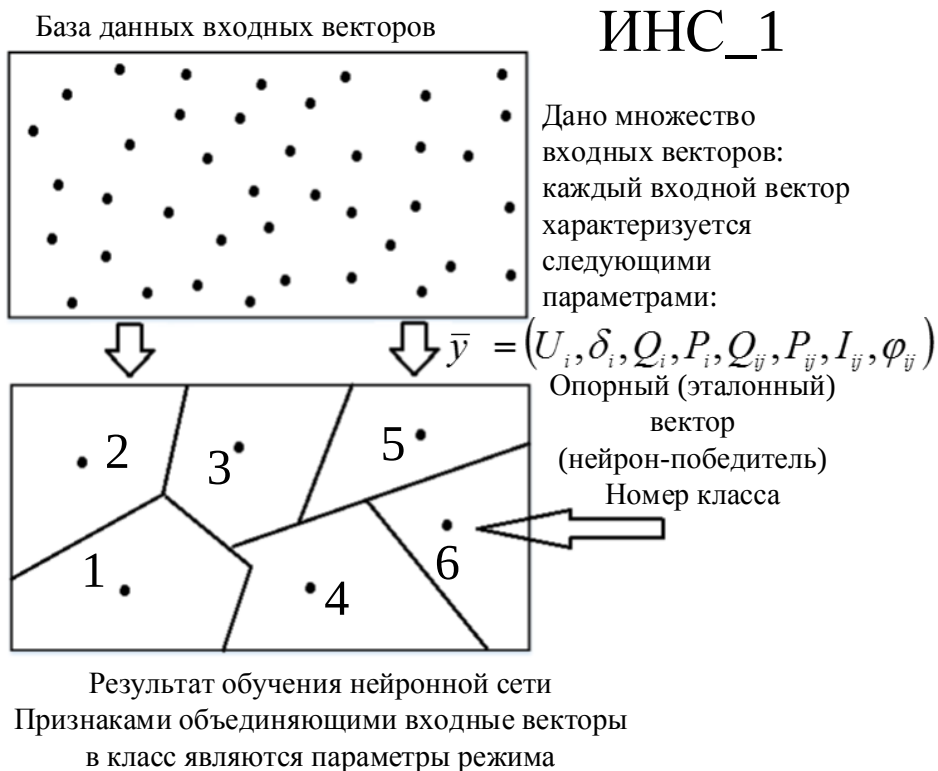


Рис. 3.3. Мозаика Вороного

3.3.3 Формирование задачника для ИНС

При решении задачи классификации режимов и ограничений с помощью нейронных сетей необходимо собрать большой объем данных о состояниях ЭЭС для того, чтобы обучить нейронную сеть решать требуемую задачу. С этой целью данные оформляются в виде обучающей выборки или обучающего набора данных. В электроэнергетических задачах для обучения нейронной сети используется ретроспективная информация о параметрах режима или данные, полученные в результате имитационного эксперимента. Вся информация сводится в электронную таблицу и состоит из большого количества входных векторов (или примеров). Входной вектор представляет собой описание одного из объектов, подлежащего кластеризации.

Таким образом, для решения поставленной задачи, обучающий набор данных – это набор входных векторов, состоящий из всех доступных измерений параметров режима и данных о диапазоне ограничений на регулируемые параметры режима с учетом текущей конфигурации схемы. В качестве обучающих задачников используются архивы срезов измерений и архивы ограничений, формирование которых описано в главе 2.

При формировании примеров обучающего задачника для ИНС1 допускается, что в течение 10 срезов нагрузка не меняется. Это означает, что из каждого эталонного режима моделируется по 10 срезов с различными случайными ошибками, сгенерированными датчиком случайных чисел. В итоге, задачник для ИНС1 состоит из 240 срезов (рис.3.4). На рис. 3.4 значения нагрузки от 2 до 45 среза представлены более детально.

Задачник для ИНС2 создается за счет изменения пределов регулирования заданных параметров режима. В главе 2 показаны принятые в работе интервалы ограничений реактивной мощности в узлах с регулируемой реактивной мощностью. Подобным образом создаются множества ограничений для активной мощности и напряжения в регулируемых узлах.

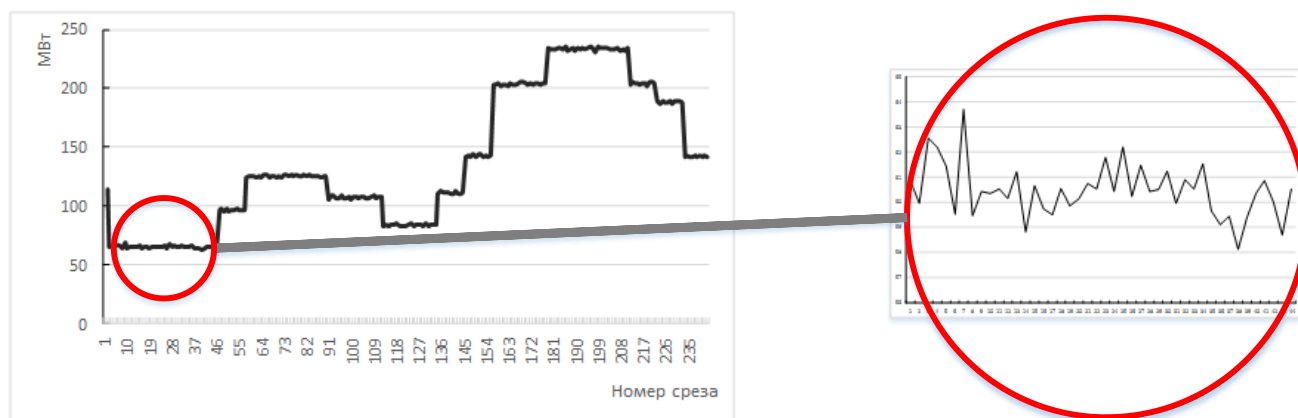


Рис.3.4. Моделирование графика нагрузки в узле 12 для создания обучающего задачника

3.3.4. Инициализация ИНС

Перед процессом обучения производится инициализация нейронной сети, то есть задаются первоначальные значения векторов весов ИНС, количество классов, на которые должна быть классифицирована обучающая выборка и количество циклов (эпох) обучения.

Начальные значения весов и смещений выбираются случайным образом. Количество циклов обучения влияет на скорость обучения и точность. Чем больше циклов, тем лучше выявляются различия между классами, что приводит к лучшей настройке каждого нейрона. В данной работе для настройки нейронной сети было выбрано 1000 эпох обучения.

Количество классов определяется на основе эксперимента. Эксперимент заключается в подборе оптимального количества классов. В ходе эксперимента контролируется, чтобы не оставалось пустых классов и чтобы режимы с различными свойствами не попадали в один класс. В работе количество классов для ИНС1 было выбрано равным 6, для ИНС2 равным 5.

3.3.5 Обучение сети

После формирования нейронной сети и обучающего массива, выполняется обучение нейронной сети задачи классификации данных. Процесс обучения сети Кохонена состоит из циклического повторения ряда шагов:

1. На вход нейронной сети подается случайный пример из обучающей выборки.

2. Вычисляются выходы каждого нейрона.

3. Определяется "выигравший" нейрон (вес которого в наименьшей степени отличаются от соответствующих компонент входного вектора) или нейрон-победитель.

4. Выполняется корректировка весов нейрона-победителя по правилу Кохонена

$$w_i^{(k+1)} = w_i^{(k)} + \eta_i^{(k)} [x - w_i^{(k)}] \quad (3.5)$$

x – входной вектор (в данной работе – это $\bar{y}$ и y_z), k – номер цикла обучения, $\eta_i^{(k)}$ – коэффициент скорости обучения i -го нейрона в k -ом цикле, задается от 0 до 1.

5. Выполняется переход на шаг 1, если обучение не завершено.

После предъявления ИНС достаточного количества примеров она становится способной выполнять обобщение.

На рис. 3.5 и рис. 3.6 показано распределение режимов по 6 классам в соответствии с признаками режима.

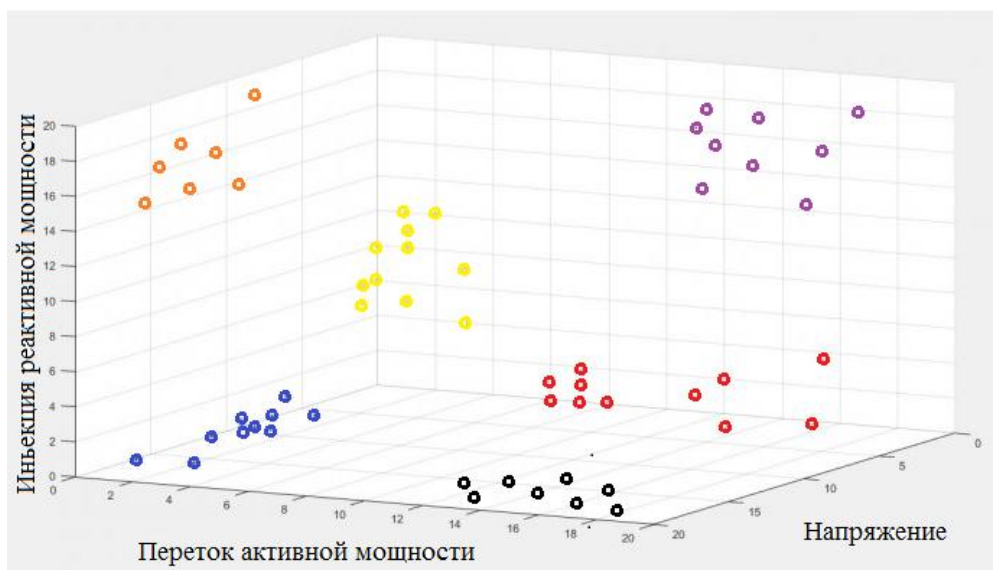


Рис.3.5. Представление входных векторов в виде точек в пространстве признаков

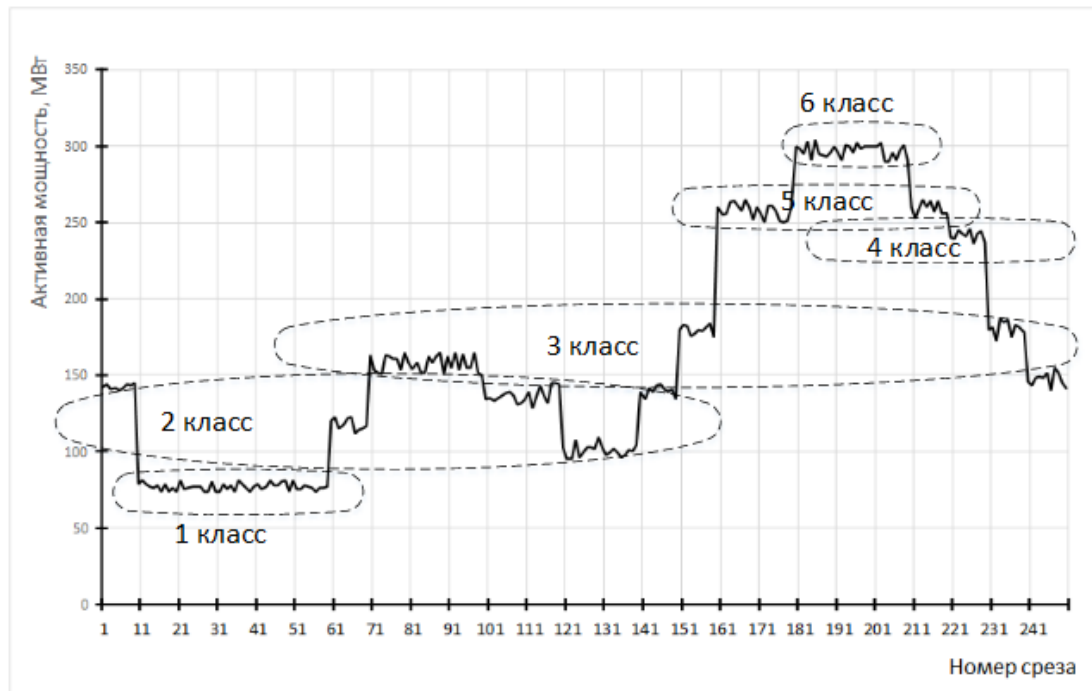


Рис. 3.6. Представление ответов ИНС на графике мощности в узле 12

3.3.6 Тестирование и сохранение ИНС

Тестовая выборка состоит из 40 примеров (по 33 измерения в примере), которые ИНС еще не «видела». Каждый пример этой выборки подается на вход ИНС, где определяется номер класса. Фрагмент результатов тестирования показан на рис. 3.7. Из рис.3.7 видно, что в соответствии с условием (3.3), неправильному ответу ИНС присваивается 1, правильному 0.

Номер примера	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Номер класса	1	1	1	2	2	3	2	2	3	3	3
Присвоение ошибки (0 – ошибки нет; 1 – ошибка есть)	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0

ОШИБКА

Рис. 3.7. Фрагмент ответов ИНС и определение ошибки тестирования

Абсолютная ошибка тестирования вычисляется по формуле (3.2), где $M = 40$,

$ER = 1$: $\Delta_{abs} = \sum_{i=1}^{40} 1 = 1$. Относительная ошибка тестирования вычисляется по

формуле (3.4): $\Delta_{отн} = \frac{1}{40} 100\% = 2,5\%$.

Относительная ошибка тестирования равна 2,5%, что означает, что из 40 примеров, один был идентифицирован не правильно. ИНС сохраняется в виде массива весов W размерностью $[33 \times 6]$.

3.3.7. Решение задач обученной ИНС

Для создания нейронной сети используются функции пакета Neural Networks Toolbox программы MatLab [128]. В состав пакета входит более 160 различных функций, дающих возможность создавать, обучать и исследовать нейронные сети. Для того, чтобы работать с нейронными сетями, необходимо создать структуру нейронной сети. Для создания сетей Кохонена предназначена функция `news`.

```
net = news(minmax(InputY),[6], 'hextop', 'dist')
```

Первый аргумент указывает диапазон входных значений, второй определяет количество нейронов в слое. Первый аргумент – матрица `InputY` минимальных и максимальных значений компонент входных векторов – вычисляется с помощью процедуры `minmax`. Нейронная сеть обучается классификации входных векторов на 6 классов. ИНС использует функцию евклидова расстояния `dist`, функцию описания топологии `hextop`.

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

Далее представлена программа настройки нейронной сети в Matlab:

<code>load('Arfiv_7node_24.mat')</code>	Загружается массив входных векторов обучающей выборки
<code>net = news(minmax(InputY),[6], 'hextop', 'dist')</code>	Вызывается М-функция <code>news</code>
<code>net.trainParam.epochs = 1000;</code>	Задается 1000 циклов обучения.
<code>net = train(net,InputY);</code>	Выполняется обучение ИНС с помощью функции <code>train</code>
<code>a = sim(net,InputY); ac = vec2ind(a) ;</code>	Выполняется тестирование ИНС после обучения

```
wts1 = net.IW{1,1}, b1 = net.b{1};
```

```
figure (1)
```

```
plot(ac);
```

Результирующие веса и смещения
равны

Строится график результатов
обучения нейронной сети

ИНС сохраняется в виде файла с расширением `mat` с помощью команды `save` и при необходимости загружается с помощью команды `load`.

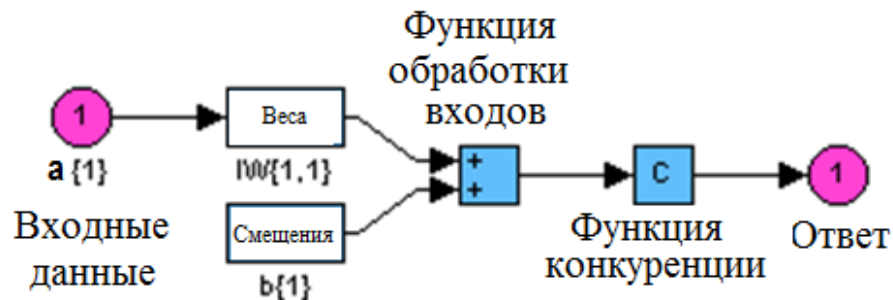


Рис. 3.8. Элементы структурной схемы слоя Кохонена

На рис. 3.8 наглядно показана архитектура и функции, используемые при построении слоя Кохонена.

3.5 Интерпретация ответов нейронной сети

Для интерпретации ответов ИНС формируются M таблиц, с M_a строками и M_b столбцами, где M – количество классов, на которое поделены ограничения (ИНС2), M_a – количество строк в таблице, равное количеству классов, на которые поделены срезы измерений (ИНС1), M_b – количество столбцов в таблице, равное количеству контролируемых линий (в.к. ПИ МДП линий 13–19, 2–21, 1–8 для 6 классов) ($M = 5$, $M_a = 6$, $M_b = 3$). Для заполнения таблиц решается задача подбора весовых коэффициентов ПИ МДП по алгоритму, показанному на рис.2.6 (глава 2), $M \times M_a$ раз.

Таблицы используются в режиме реального времени для настройки программы оценивания ТМДП.

Таблица 3.2 База данных весовых коэффициентов

ОГРАНИЧЕНИЕ 1				ОГРАНИЧЕНИЕ 2			
№класса	Конт.лин№ 13-19	Конт.лин№ 2-21	Конт.лин№ 1-8	№класса	Конт.лин№ 13-19	Конт.лин№ 2-21	Конт.лин№ 1-8
1	1/50	1/52	1/50	1	1/100	1/99	1-99
2	1/65	1/64	1/70	2	1/120	1/124	1/130
3	1/87	1/87	1/89	3	1/154	1/160	1/160
4	1/101	1/102	1/87	4	1/175	1/187	1/178
5	1/120	1/124	1/130	5	1/185	1/197	1/200
6	1/154	1/160	1/160	6	1/195	1/189	1/178
ОГРАНИЧЕНИЕ 3				ОГРАНИЧЕНИЕ 4			
№класса	Конт.лин№ 13-19	Конт.лин№ 2-21	Конт.лин№ 1-8	№класса	Конт.лин№ 13-19	Конт.лин№ 2-21	Конт.лин№ 1-8
1	1/30	1/32	1/34	1	1/95	1/100	1/100
2	1/49	1/50	1/50	2	1/150	1/60	1/164
3	1/65	1/75	1/70	3	1/198	1/200	1/122
4	1/87	1/87	1/87	4	1/235	1/230	1/225
5	1/100	1/99	1/99	5	1/256	1/260	1/254
6	1/120	1/120	1/122	6	1/284	1/290	1/287
ОГРАНИЧЕНИЕ 5							
№класса	Конт.лин№ 13-19	Конт.лин№ 2-21	Конт.лин№ 1-8				
1	1/150	1/154	1/145				
2	1/175	1/187	1/178				
3	1/185	1/197	1/200				
4	1/195	1/189	1/178				
5	1/202	1/202	1/209				
6	1/219	1/222	1/229				

3.6 Использование ИНС в режиме online

На блок–схеме рис. 3.9 показано место нейронных сетей в процессе оценивания ТМДП в режиме реального времени.

С помощью SCADA системы и СМПП собирается информация о режиме ЭЭС (online информация). Полученные данные поступают на вход нейронной сети. Нейронная сеть анализирует их и относит к одному из существующих классов. По номеру класса определяется набор весовых коэффициентов ПИ МДП, который дополняет расчетные данные. Далее выполняется оценивание ТМДП, расчет свободной пропускной способности, УВ, и результаты поступают в пункт управления ЭЭС.

На рис.3.10 схематично показаны результаты расчетов ТМДП, свободной пропускной способности и управляющих воздействий для схемы, показанной на рис. 3.2. Оперативная информация о параметрах режима ЭЭС, необходимая для ОС и оценивания ТМДП представляется в виде вектора измерений $\bar{u}$ и вектора

ограничений y_z . По вектору измерений $\bar{y}$ выполняется ОС. Две обученные ИНС определяют свойства каждого вектора и ищут похожие признаки в уже существующих векторах из множеств C_g и D_q . Ответами нейронных сетей являются номера классов, к которым принадлежит каждый вектор. Интерпретация ответов ИНС выполняется следующим образом. По номеру класса из множества D_q определяется номер таблицы с весовыми коэффициентами ПИ МДП. По номеру класса из множества C_g определяется номер строки в этой таблице, где записаны весовые коэффициенты ПИ МДП, соответствующие текущим условиям работы ЭЭС. Полученная информация передается в блок расчетной информации и начинается процесс оценивания ТМДП. По результатам ОС и оценивания ТМДП вычисляются значения СПС контролируемых линий и управляющие воздействия, направленные на достижение этих величин.

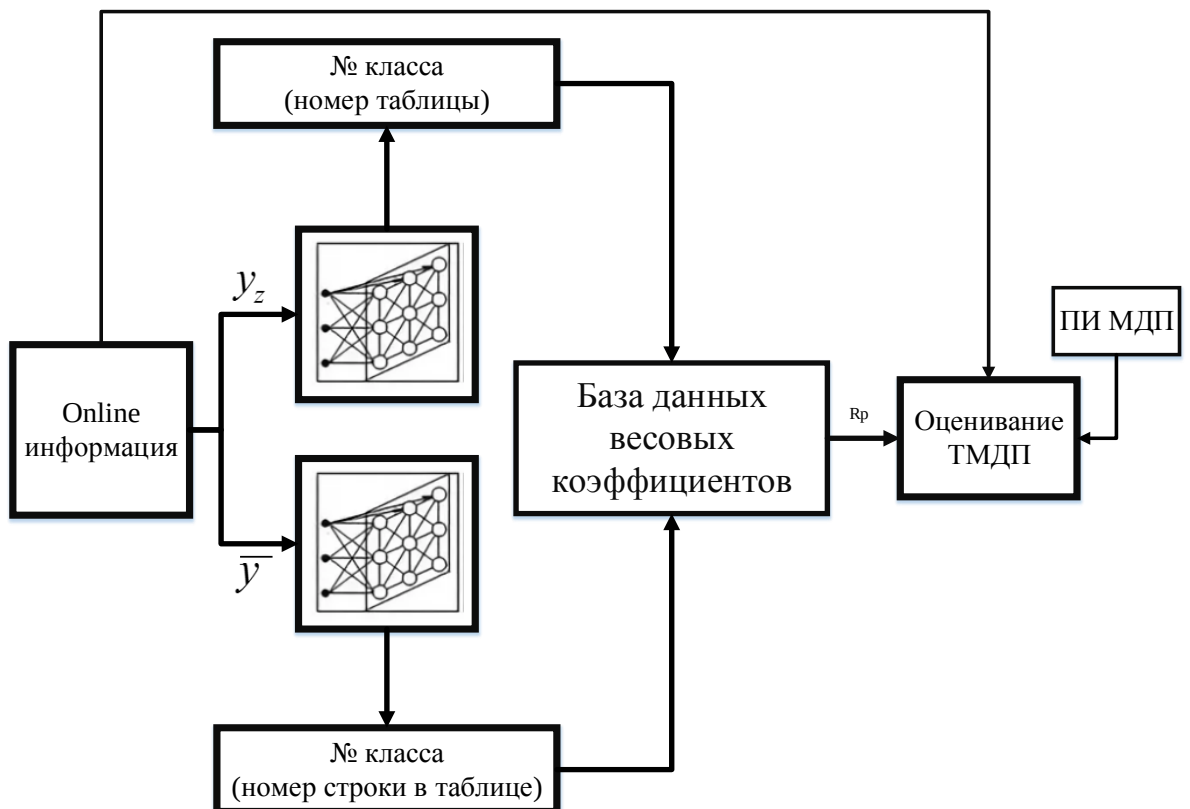


Рис.3.9. Место ИНС в процессе управления ЭЭС

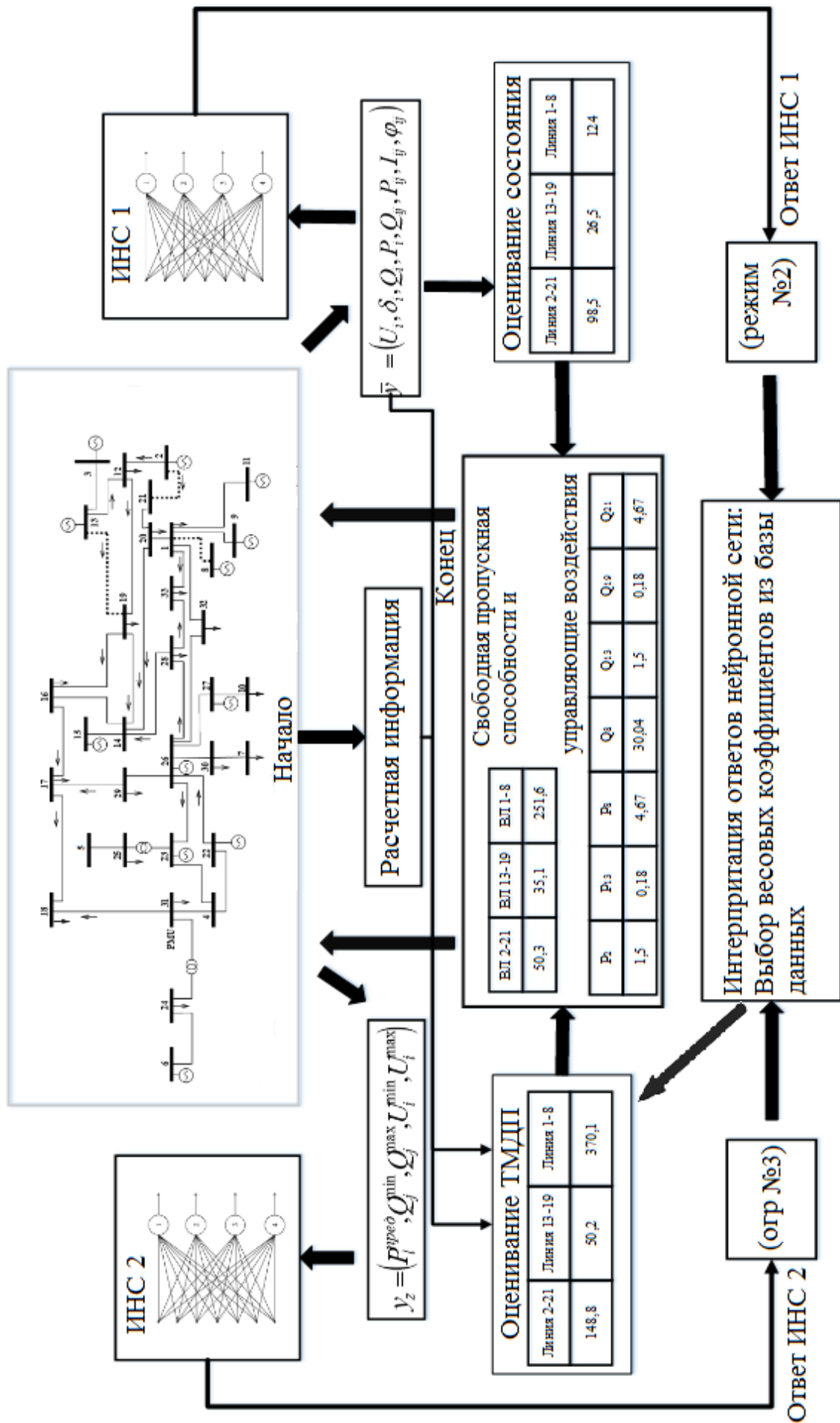


Рис. 3.10 Алгоритм работы вычисления ТМДП с помощью ИНС в реальном времени

3.7 Выводы

1. Задача настройки весовых коэффициентов ПИ МДП в режиме реального времени решается с помощью обученных нейронных сетей. Нейронные сети наилучшим образом подходят для определения признаков, по которым режимы отличаются друг от друга. Для определения класса, которому соответствует данный режим, выбрана ИНС Кохонена, хорошо зарекомендовавшая себя при решении задач классификации.

Достоинством предложенного решения является возможность исключить метод перебора в режиме реального времени, тем самым повысить оперативность настройки метода оценивания ТМДП.

2. Разработан алгоритм формирования обучающего задачника для обучения ИНС классифицировать режимы на заданное количество классов. Относительная ошибка тестирования не превышает 3 %, что означает ее пригодность к использованию в режиме реального времени. В процессе интерпретации ответов ИНС выбираются весовые коэффициенты ПИ МДП, соответствующие текущим условиям работы ЭЭС.

3. Определено и показано место ИНС в методическом подходе, разработанном для оценивания ТМДП в режиме реального времени. ИНС распознает класс непосредственно по измерениям, позволяет учесть текущие условия работы ЭЭС и корректно подобрать весовые коэффициенты ПИ МДП.

ГЛАВА 4. ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ОЦЕНИВАНИЯ ТМДП НА ТЕСТОВЫХ И РЕАЛЬНОЙ СХЕМАХ ЭЭС

4.1 Описание методического подхода для оценивания ТМДП и вычисления СПС

На рис.4.1 в виде блок–схемы представлены основные этапы разработанного методического подхода для определения ТМДП и вычисления СПС в режиме реального времени.

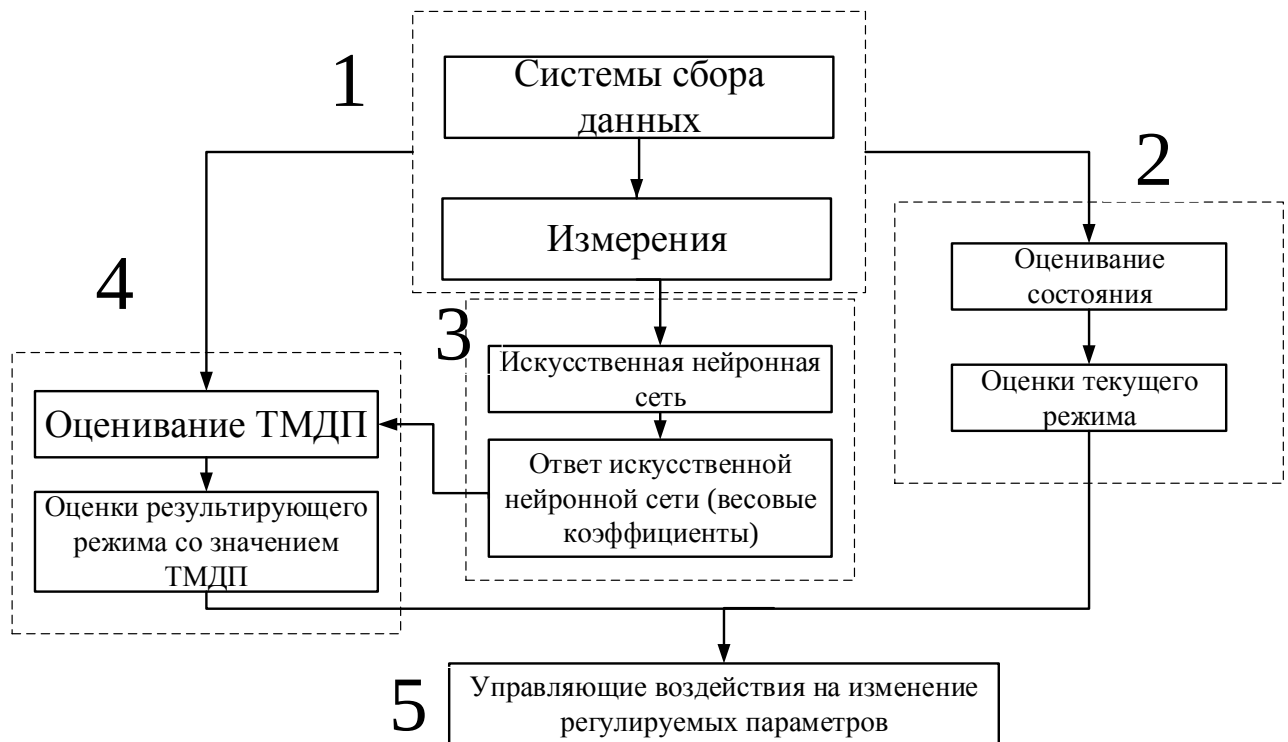


Рис.4.1. Блок-схема методического подхода для определения ТМДП и
вычисления СПС

Принцип работы методического подхода следующий:

1. Из блока «Системы сбора данных» (1) измерения загружаются одновременно в три блока: блок ОС (2), блок ИНС (3), блок оценивания ТМДП (4).

2. В блоке «Искусственная нейронная сеть» ИНС распознает текущие условия работы ЭЭС и определяет параметры, необходимые для настройки программы оценивания ТМДП.

3. В блоке «Оценивание ТМДП» выполняется расчет УР с максимально допустимым перетоком в контролируемых линиях. В блоке «Оценивание ТМДП» также хранится дополнительная информация, необходимая для расчета.

4. В блоке «Оценивание состояния» выполняется ОС текущего режима. Результатом расчета являются оценки параметров текущего режима.

5. В блоке 5 по полученным значениям результирующего и текущего режимов вычисляются свободная пропускная способность и определяются управляющие воздействия на регулируемые параметры, направленные на достижение требуемого значения ТМДП.

По полученным результатам специалист СО может судить об имеющемся запасе пропускной способности контролируемых линий и принимать решения о дополнительной загрузке линий в случае спроса на дополнительную мощность. Также полученные результаты помогут специалисту СО принять решение о перераспределении мощности между линиями в случае необходимости [130].

4.2 Верификация метода оценивания ТМДП

Для проверки корректности предлагаемого метода были выполнены расчёты МДП контролируемых линий для трех тестовых схем, используя разные методы вычисления МДП: метод оценивания ТМДП, разработанный в диссертационной работе, метод утяжеления, реализованный в отечественных программных продуктах, и зарубежный метод, использующий оптимальное потокораспределение. В качестве тестовых схем использовались: 7–ми узловая тестовая схема, приведенная в [92], 14–ти и 30–ти узловые схемы IEEE, приведённые в [131].

Для расчета МДП контролируемых линий в 7–ми узловой тестовой схеме использовался метод оценивания ТМДП и метод непрерывного утяжеления, для реализации которого использовалась программа Project представленная в [132].

Для расчета МДП контролируемых линий в 14-ти узловой схеме IEEE использовались метод оценивания ТМДП и метод последовательного утяжеления, реализованный в программе MatPower [133].

Расчет МДП 30-ти узловой схемы IEEE выполнялся методом оценивания ТМДП и результаты расчета сравниваются с результатами расчета, полученными при помощи метода оптимального потокораспределения [134].

Для реализации метода оценивания ТМДП использовалось приложение «State Estimation» в ПВК «State+», разработанное с участием автора.

Верификация метода выполняется для одного условия работы ЭЭС (один срез измерений, одно условие ограничений) по следующему алгоритму:

1. Описание схемы и расчетной задачи (данные параметров схемы и данные параметров среза представлены в приложениях).
2. Подготовительный этап:
 - расчет ПИ МДП;
 - расчет в.к. ПИ МДП.
3. Основной этап: расчет результирующего режима.
4. Расчет МДП другим методом
5. Сравнительный анализ результатов

4.2.1 Сравнительный анализ метода оценивания ТМДП с методом непрерывного утяжеления (7-ми узловая схема)

1. Описание схемы и расчетной задачи

Исследования выполнены на схеме, показанной на рис.4.2. Эта схема содержит три нагрузочных (1, 2, 7), три генераторных (4, 5, 6) и один транзитный (узел 3) узлы, две трансформаторные связи. Данная схема имеет три ступени напряжения. Балансирующим узлом является узел 5. Контролируемыми линиями являются линии напряжением 330 кВ: линия 5–7 (L 6); линия 6–7 (L 7). Исходные данные приведены в приложении А.

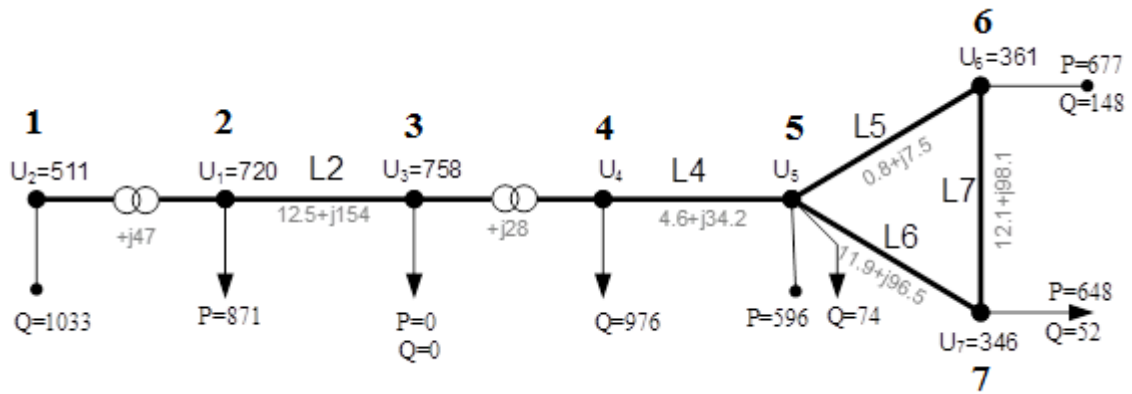


Рис.4.2. 7– ми узловая тестовая схема

Для данной схемы требуется рассчитать МДП контролируемых линий при текущих условиях работы ЭЭС для передачи дополнительной мощности из узла 5 в узел 7. Расчет выполняется в соответствии с блок–схемой алгоритма, показанной на рис.2.11 (алгоритм оценивания ТМДП, глава 2).

2. Подготовительный этап расчета методом оценивания ТМДП

– Определение ПИ МДП. ПИ МДП линии номинального напряжения 330 кВ определяется по условию термической стойкости и равно 760 МВт [глава 2].

– Подбор весовых коэффициентов ПИ МДП. Подбор в.к выполняются по следующему алгоритму:

1. Загружаются файлы параметров схемы D77.txt и файл с измерениями INF_77.txt. Узел 5 выбирается балансирующим узлом.

2. Устанавливаются системные ограничения на регулируемые параметры режима ($U_5, U_6, U_7, P_5, P_6, P_7, Q_5, Q_6, Q_7$) задаются величины ПИ МДП (фрагмент программы показан в приложении А). В данной схеме узлами с регулируемыми параметрами режима являются узлы 5, 6 и 7.

По результатам расчета в.к. ПИ МДП для текущего режима принимается равным 1/52 для линии 5-7 и 1/64 для линии 6-7. Эти значения используются в качестве весовых коэффициентов ПИ МДП при выполнении оценивания ТМДП в реальном времени.

3. Основной этап расчета ТМДП

На основном этапе выполняется расчет результирующего режима методом оценивания ТМДП со значениями:

$$P_{6-7}^{III \text{ МДП}} = 760 \text{ МВт}; R_{P_{6-7}}^{-1} = 1/64,$$

$$P_{5-7}^{III \text{ МДП}} = 760 \text{ МВт}; R_{P_{5-7}}^{-1} = 1/52.$$

На рис. 4.3 представлены результаты расчетов: при данных условиях перетоки по линиям равны $P_{6-7}^{ТМДП} = 445,7 \text{ МВт}$ и $P_{5-7}^{ТМДП} = 455,7 \text{ МВт}$. Суммарный переток по сечению равен 901 МВт .

	№ узла	U, кВ	mU, кВ	Угол (градус)	md	P, МВар	mP	Q, МВар	mQ		
1	1	511	511	-0.0106		-127.0000		1.0334e+03			
2	2	720	720	0.5056		-871.6132		-1.7130e+03			
3	3	758.0281	758	0.2871		1.8806e-07	0	1.5882e-06	0		
4	4	338.0773	338	0.3403		452.0458	452	-976.2734			
5	5	357	357	0		595.5926	596	-76.8158			
6	6	361.1672	361	0.5238		676.5316	677	147.1307	148		
7	7	345.9992	346	0.2550		-646.9122	-648	-53.7261	-54		

	№ н	№ к	Рн-к	mPн-к	Рк-н	mPк-н	Qн-к	mQн-к	Qк-н	mQк-н	Qс(н)	Qс(к)
1	1	2	-127.0000	-127	127.0000		1.0334e+03		-950.0800		0	0
2	2	3	-999.6500	-1000	1.0238e+03		-480.3584		-336.9522	-334	-528.7680	-586.0988
3	3	4	-1.0410e+03		1.0410e+03		963.2734		-865.2472		0	0
4	4	5	-588.9947	-589	603.1051	603	-111.0262		109.5345		-50.2904	-56.1097
5	5	6	-330.1028		330.9380	331	-161.2082		157.4301		-5.7385	-5.8699
6	5	7	455.710	760	-447.7201		-25.1422	-27	-23.6292	-20	-66.4390	-62.3717
7	6	7	445.3	760	-434.1921		-10.2994	-12	-30.0970		-69.2645	-63.5689

Суммарный переток по сечению равен 901 МВт

Рис. 4.3. Результаты расчета методом оценивания ТМДП

4. Определение МДП методом непрерывного утяжеления (НУ)

Для реализации метода использовалась программа «Project» [132]. В приложении 1.2 показаны исходные данные, по которым выполняется расчет. Балансирующим узлом является узел 5.

Для определения МДП контролируемых линий увеличивается нагрузка в узле 7. На рис. 4.4 показан фрагмент формирования блока утяжеления. Расчет предельного по статической устойчивости режима выполняется способом

непрерывного утяжеления (НУ), основанного на использовании модификации метода Ньютона [132].

Рис. 4.4. Формирование блока утяжеления

Результаты расчетов предельных по статической устойчивости перетоков 5–7 и 6–7 представлены на рис. 4.5. Для получения максимально допустимых перетоков в заданных линиях, предельный переток уменьшается на 20%.

№	№	№	P _{ij}	Q _{ij}	P _{ji}	Q _{ji}	d(P)	d(Q)	Q _{гр}
1	2	0	-127.00	1033.00	127.00	-838.50		194.50	
2	3	0	-999.04	1417.40	1042.14	1.49	43.11	1418.89	-887.81
3	4	0	-1052.70	382.19	1052.70	-282.42		99.77	
4	5	0	-600.70	-693.58	676.16	1334.12	75.46	640.54	-79.55
5	6	0	-123.27	466.21	124.70	-441.66	1.43	24.54	-11.17
5	7	0	568.58	650.76	-511.21	-54.27	57.37	596.49	-93.16
6	7	0	552.30	589.66	-494.11	-26.41	58.20	563.25	-91.44

↑ Переток с учетом 20% запаса по статической устойчивости
 По линии 5-7 454,8МВт
 По линии 6-7 441,84МВт
 Суммарный переток по сечению 896,64МВт

Значение предельных перетоков по линиям →

Рис. 4.5. Результаты расчета МДП методом НУ в программе «Project»

5. Сравнительный анализ результатов

Данные, полученные при расчете методом НУ и методом оценивания ТМДП приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Значение МДП и оценка ТМДП

Применяемый метод	Значения МДП, МВт
Оценивание ТМДП	901
Непрерывное утяжеление	896,64

Из таблицы 4.1 видно, что значения МДП, полученные разными методами, находятся в пределах заданной точности $\pm 5\text{МВт}$ (0,56%). Для получения результатов по методу ТМДП выполнялось: расчет ПИ МДП, подбор в.к. ПИ МДП, расчет МДП. Для получения результатов по методу НУ выполнялось: создание блока утяжеления: формирование вектора утяжеления режима, расчет предельного режима, расчет МДП в соответствии с требованиями надежности. Исходя из полученных результатов можно сделать вывод, что метод оценивания МДП является менее трудозатратным методом по сравнению с методом НУ при получении одинаковых результатов.

4.2.2 Сравнительный анализ метода оценивания ТМДП с методом последовательного утяжеления (14-ти узловая схема IEEE)

1. Описание схемы и расчетной задачи

Для проведения исследования была выбрана 14-ти узловая схема IEEE. Схема представлена на рис.4.6. Узел 2 балансирующий, узлы 2, 3, 6, 8 являются РУ-узлами. Линия 1–5 является контролируемой линией. Узлы 1 и 5 – это узлы с регулируемыми параметрами, узлы в остальной части схемы – это узлы с нерегулируемыми параметрами.

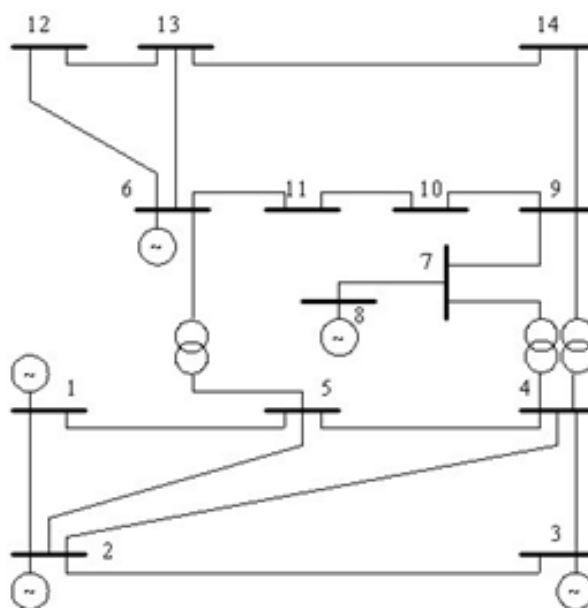


Рис. 4.6. Конфигурация 14-ти узловой схемы IEEE

Для данной схемы необходимо уточнить ТМДП активной мощности по контролируемой линии 1–5, который соответствует текущим схемно-режимным ограничениям и сформировать УВ.

2. Подготовительный этап расчета методом ТМДП

– Определение ПИ МДП. ПИ МДП линии номинального напряжения 220 кВ определяется по условиям термической стойкости и равно 280 МВт (глава 2).

– Подбор весовых коэффициентов ПИ МДП. Подбор в.к выполняется по следующему алгоритму:

1. Загружаются файлы параметров схемы IEEE14.txt и файл с измерениями INF_14IEEE.txt (приложение Б).

2. Устанавливаются системные ограничения на регулируемые параметры режима, задается величина ПИ МДП (фрагмент программы показан в приложении Б).

Результатом является в.к. ПИ МДП равный 1/74. Это значение используется в качестве весового коэффициента ПИ МДП при выполнении оценивания ТМДП в реальном времени.

3. Основной этап расчета методом оценивания ТМДП

На основном этапе выполняется расчет результирующего режима методом оценивания ТМДП со значениями: $P_{1-5}^{ПИ \ МДП} = 280 \text{ МВт}$; $R_{P_{1-5}}^{-1} = 1/74$. Результатами являются оценки значений ТМДП $P_{1-5}^{ТМДП} = 141,87 \text{ МВт}$ в контролируемой линии и оценки остальных параметров режима.

Расчет текущего установившегося режима выполняется по файлу INF_14IEEE.txt методом оценивания состояния. Результаты ОС представлены в приложении Б.

Управляющие воздействия, направленные на достижение величины ТМДП, вычисляются как разность оценок текущего и результирующего режимов. Результаты представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Оценки ТМДП и УВ

Номер контролируемой линии	ТМДП, МВт	УВ		
	$P_{1-5}^{ТМДП}$	P_1 , МВт	Q_1 , МВАр	P_5 , МВт
Линия 1–5	141,87	75	30	72,7

4. Определение МДП методом последовательного утяжеления

Для реализации метода последовательного утяжеления применялась программа MatPower, написанная в среде Matlab [133]. Исходные данные представлены в приложении Б. Программа MatPower основана на методе Ньютона с использованием полного якобиана, обновляемого на каждой итерации. Для получения значения МДП в контролируемой линии задается желаемое значение величины МДП, указываются балансирующие узлы по активной и реактивной мощности и далее активируется функция `constr`, включённая в набор инструментов оптимизации Matlab. Функция `constr` использует последовательную квадратичную методику программирования.

5. Сравнительный анализ результатов

Результаты расчетов представлены в таблице 4.3. Результатами расчета являются значения перетоков в контролируемой линии в текущем установившемся и результирующем режимах. Из таблицы видно, что значения МДП, вычисленные разными способами, отличаются друг от друга на величину погрешности телеизмерения.

Таблица 4.3. Результаты расчета МДП 14-ти узловой схемы

Номер линии	Значение перетоков активной мощности (МВт), полученные при		Значения МДП (МВт), полученные методом,	
	расчете УР	ОС	утяжеления	оценивания ТМДП
1–5	75,51	75,49	140,67	141,87

4.2.3 Сравнительный анализ метода оценивания ТМДП с методом оптимального потокораспределения (30-ти узловая схема IEEE)

Расчеты МДП выполнены для контролируемого сечения 30-ти узловой схемы IEEE, представленной на рис. 4.7. Результаты расчета сравнивались с результатами расчета, представленными в работе [134], полученными методом оптимального потокораспределения. Метод оптимального потокораспределения выбран потому, что задача оценивания ТМДП может быть рассмотрена как оптимизационная задача.

1. Описание схемы и расчетной задачи

Схема состоит из трех областей (ЭЭС 1, ЭЭС 2, ЭЭС 3), в каждой области имеется по 2 генераторных узла. В ЭЭС 1 входят 1–9, 11, 28 узлы. В ЭЭС 2 входят 12–20, 23 узлы. В ЭЭС 3 входят 10, 21, 22, 24–27, 29, 30 узлы. Контролируемое сечение между ЭЭС 1 и ЭЭС 2 состоит из линий 4–12, 6–10. Контролируемое сечение между ЭЭС 2 и ЭЭС 3 состоит из линий 10–17, 10–20, 23–24. Контролируемое сечение между ЭЭС 1 и ЭЭС 3 состоит из линий 10–9, 10–6, 28–17. Данная схема имеет две ступени напряжения. Балансирующим узлом является узел №1.

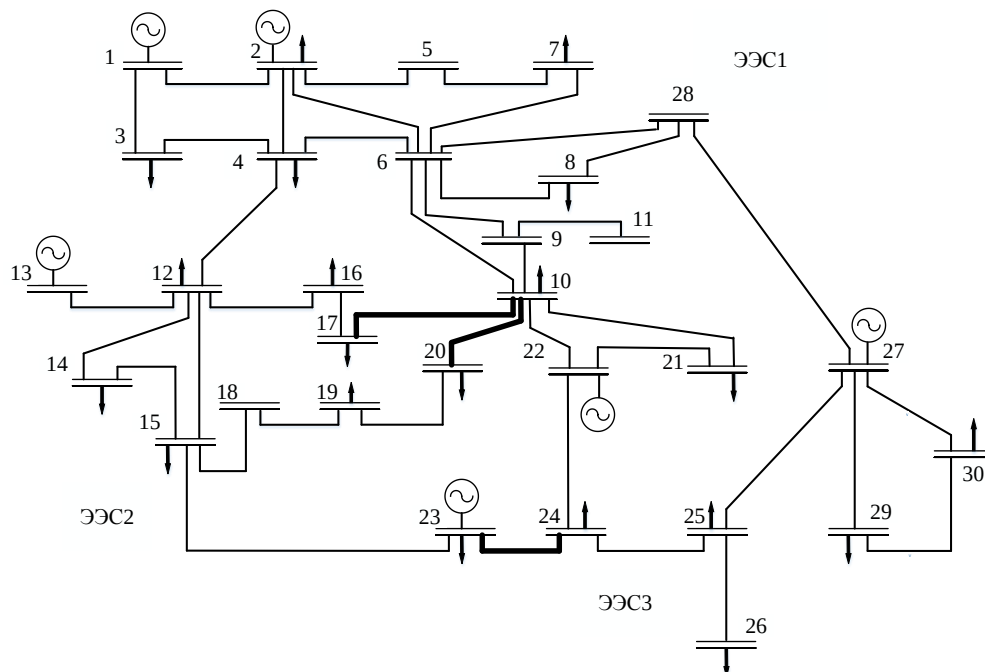


Рис. 4.7. Тестовая 30 – ти узловая схема IEEE

Исходные данные записаны в файлах 30IEEE.txt и INF_30IEEE.txt (приложение В). По данным INF_30IEEE.txt выполнялось ОС. Значение полученных оценок перетоков активной мощности контролируемых линий между ЭЭС2 и ЭЭС3: $\hat{P}_{10-20} = 8,55 MBm$, $\hat{P}_{10-17} = 5,78 MBm$, $\hat{P}_{23-24} = 1,17 MBm$. Далее решается задача определения ТМДП между ЭЭС2 и ЭЭС3.

2. Подготовительный этап расчета методом ТМДП

– Определение ПИ МДП. ПИ МДП линии номинального напряжения 33 кВ определяется по условию термической стойкости и равно 100 МВт.

– Подбор весовых коэффициентов ПИ МДП. Расчеты по подбору в.к. выполняются по следующему алгоритму:

1. Загружаются файлы параметров схемы 30IEEE.txt и файл с измерениями INF_30IEEE.txt.

2. Устанавливаются системные ограничения на регулируемые параметры режима, задаются величины ПИ МДП Ограничениями при подборе весовых коэффициентов ПИ МДП являются повышение напряжения в узлах с регулируемыми параметрами на 5%; изменение реактивной мощности в генераторных узлах допускается в диапазоне от -150 МВАр до 150 МВАр. Выработка активной мощности в генераторных узлах 22 и 27 не должна превышать 200 МВт. В узлах с нерегулируемыми параметрами значения оценок должны оставаться в диапазоне допустимой погрешности.

В соответствии с заданными ограничениями были выбраны весовые коэффициенты ПИ МДП контролируемых линии, равные 1/99 для линии 10–17, 1/78 для линии 10–20, 1/67 для линии 23–24.

3. Основной этап расчета методом оценивания ТМДП

На основном этапе выполняется расчет результирующего режима методом оценивания ТМДП со значениями: $P_{10-17}^{ПИ МДП} = 100 MBm$; $R_{P_{10-17}}^{-1} = 1/99$, $P_{10-20}^{ПИ МДП} = 100 MBm$; $R_{P_{10-20}}^{-1} = 1/78$, $P_{23-24}^{ПИ МДП} = 100 MBm$; $R_{P_{23-24}}^{-1} = 1/67$. Значение полученных оценок ТМДП активной мощности контролируемых линий между ЭЭС2 и ЭЭС3: $\hat{P}_{10-20}^{ТМДП} = 30,64 MBm$, $\hat{P}_{10-17}^{ТМДП} = 37,26 MBm$, $\hat{P}_{23-24}^{ТМДП} = 6,78 MBm$.

Анализ результатов

На рис. 4.8 показаны значения разности между инъекциями активной мощности в текущем и результирующем режимах, полученные при ОС и оценивании ТМДП. Из рис. 4.8 видно, что все обязательства перед потребителями выполнены, так как изменение параметров режима произошло только в регулируемых узлах. Активная мощность изменилась в узлах 22, 27 и 17, 20. Анализ рис. 4.9 показывает, что перетоки активной мощности изменились в контролируемых линиях 25 (10–20), 26 (10–17), 29 (23–24) и в линиях, по которым передается дополнительная мощность в узлы 17 и 20.

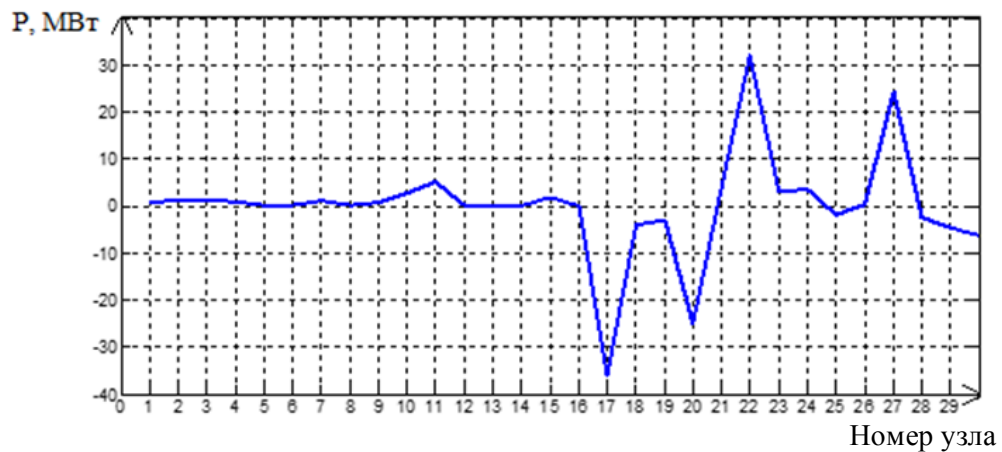


Рис. 4.8. Разность между инъекциями активной мощности в текущем и результирующем режимах

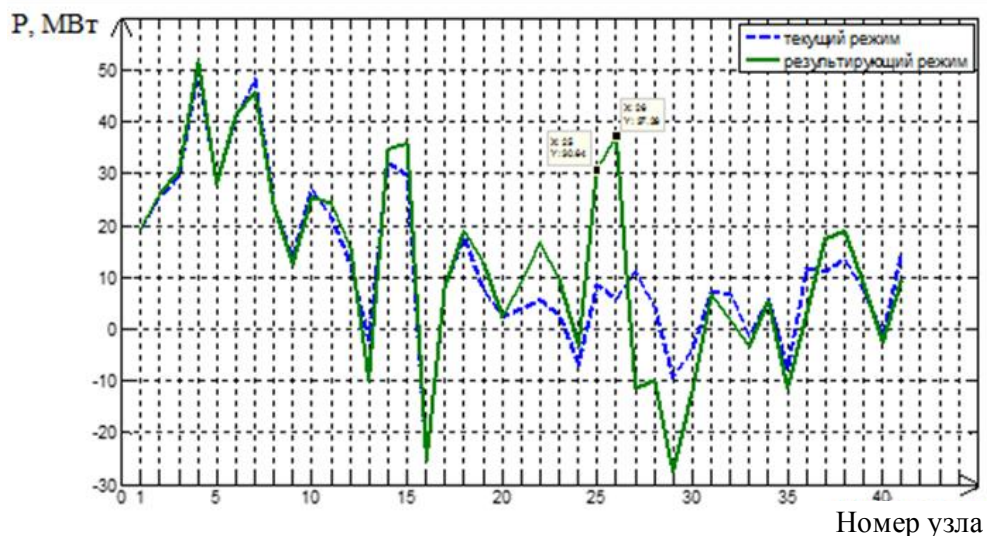


Рис.4.9. Перетоки активной мощности по линиям

В результате анализа графиков, показанных на рис.4.9, можно сделать вывод, что максимальная мощность, которая может быть передана по контролируемому сечению (линии 25 и 26, 32) в заданных условиях работы ЭЭС, равна 67,9 МВт.

5. Сравнительный анализ результатов

В табл.4.6 показаны значения МДП, вычисленные по методу оптимального потокораспределения и по методу оценивания ТМДП.

Таблица 4.4. Результаты расчета МДП по двум методам

Метод	Оптимальное потокораспределение	Оценивание ТМДП
МДП (МВт)	62,9	67,9

Из табл. 4.4 видно, что полученные результаты совпали с точностью, заданной измерениям активной мощности в задаче оценивания ТМДП (5 МВт). Это означает, что при корректном выборе в. к. ПИ МДП результирующий УР, полученный методом оценивания ТМДП, оказывается предельным, в котором переток активной мощности из ЭЭС3 в ЭЭС2 является максимально допустимым.

4.3 Расчет максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении «Братск – Иркутск» Иркутской энергосистемы

Для проверки корректности работы предложенного метода были выполнены расчеты МДП сечения «Братск-Иркутск» для схемы Иркутской энергосистемы. Расчеты МДП выполнялись с помощью метода оценивания ТМДП. Для реализации метода использовались ПВК «State+» и ИНС.

4.3.1 Общая характеристика Иркутской ЭЭС

На территории Иркутской области функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики выполняет филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Иркутской области» (Иркутское РДУ). Иркутское РДУ входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

В диссертационной работе использовалась схема энергосистемы Иркутской области (Иркутская ЭЭС). Схема включает 737 узлов и 991 ветвей.

В [135] представлены максимально допустимые перетоки в контролируемых сечениях Иркутской ЭЭС. Иркутская ЭЭС имеет 8 контролируемых сечений: «Братск – Красноярск», «Иркутск – Бурятия», «Иркутск – Бурятия», «Братск – Иркутск», «Таксимо – Мамакан», «Усть-Илим – БАМ», «Братская ГЭС – Коршуниха», «Ново-Зиминская – Черемхово».

В диссертационной работе были вычислены оценки МДП контролируемого сечения «Братск-Иркутск». Сечение состоит из трех сетевых элементов:

- ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская (ВЛ-560),
- ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун №1 (ВЛ-561),
- ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун №2 (ВЛ-562).

Величины максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении, используемые диспетчерским персоналом в настоящее время для нормальной (полной) схемы сечения представлены в таблице 4.5 [135].

Таблица 4.5. Значения МДП и АДП в сечении «Братск-Иркутск»

№ п/п	Схема сети	Сезон года	Максимально допустимый переток, МВт	Аварийно допустимый переток, МВт
			МДП	
1	Нормальная	Зима	2040	2900
		Лето	1850	2450

4.3.2 Описание схемы и сценариев

С целью ускорения расчетов из нормальной (полной) схемы был выбран фрагмент, показанный на рис. 4.10. Выбранная схема состоит из 12 узлов и 17 линий 500 кВ. Мощности, приходящие в граничные узлы по связям 110 кВ, 220 кВ и отходящие по ним, представлены в виде инъекций. Контролируемым сечением является сечение, состоящее из линий 2-3 и линии 1-5.

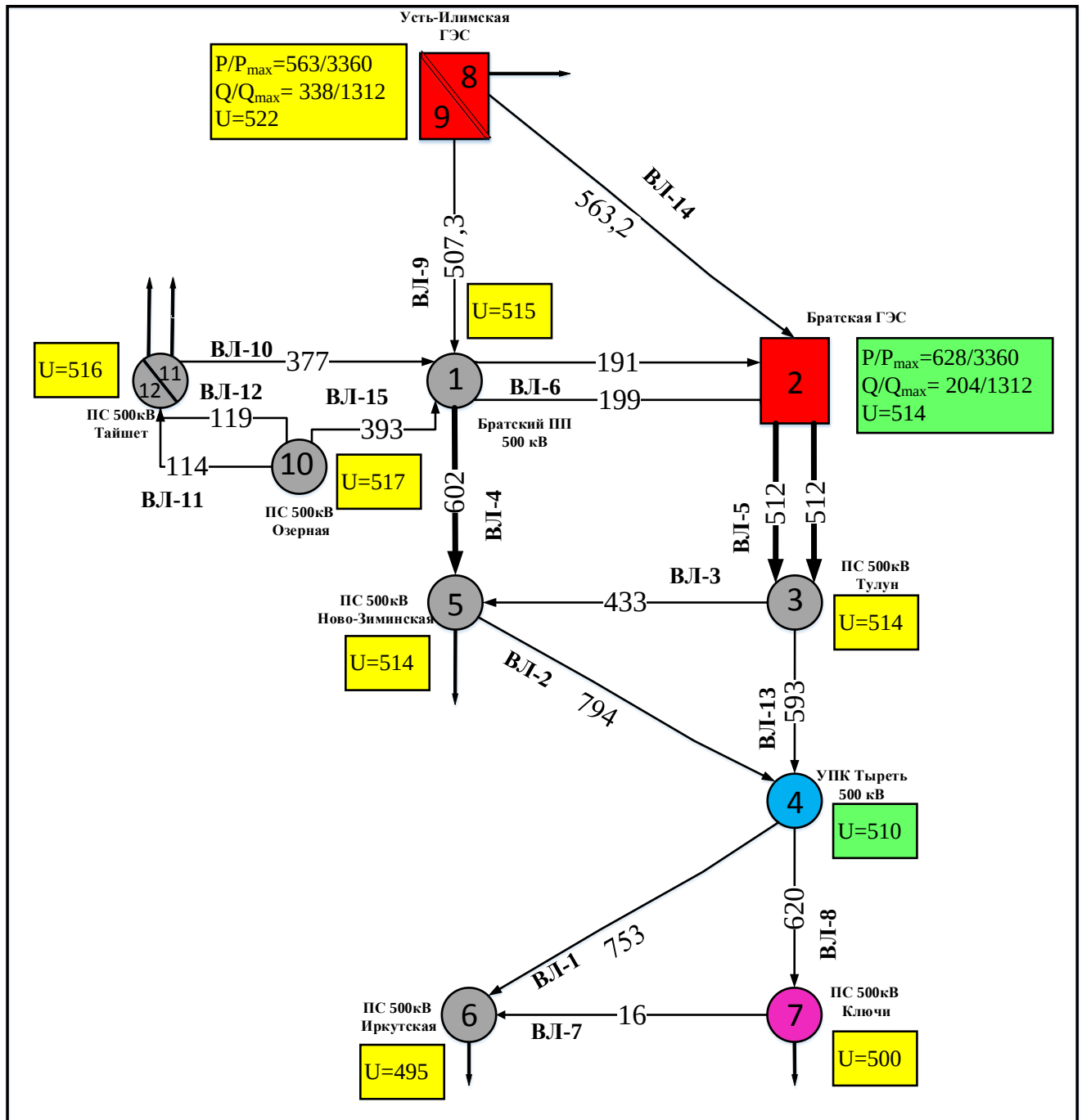


Рис. 4.10. Укрупненная схема операционной зоны Иркутского РДУ

Целью расчета является определение значения МДП в контролируемом сечении при передаче дополнительной мощности из района с избытком генерации в район с недостатком мощности. Для формирования УВ, направленных на передачу дополнительной мощности из узла 2 разрабатываются следующие сценарии: передача дополнительной мощности в текущих условиях функционирования ЭЭС без нарушения режимных ограничений:

Сценарий 1: из узла 2 в узел 7 по сечению, включающему ВЛ-5 и ВЛ-4;

Сценарий 2: из узла 2 в узлы 3, 5 по сечению, включающему ВЛ-5 и ВЛ-4;

Расчеты по сценарию 1 представлены далее в главе 4. Расчеты по сценарию 2 приведены в приложении Г.

4.3.3 Оценивание состояния ЭЭС

Исходными данными для выполнения ОС рассматриваемой ЭЭС являются данные о параметрах схемы замещения, измерения параметров режима и метрологические характеристики поступающих измерений.

Расчет ОС выполняется в ПВК «State+». На рис.4.11 показаны результаты оценивания состояния. Параметры полученного режима сохраняются и используются при вычислении УВ.

StateEstimation

Файл Опции Справка

Открыть файл ЦДУ

Открыть файл INF

xis

Балансирующий узел

2

	№ узла	U, кВ	mU,кВ	Угол (дельта)	md	P, МВар	mP	Q, МВар	mQ	
1	1	514.1567	512.5700	0.0159		-269.7258	-270.9000	9.1168	-76.9000	
2	2	514.7000		0		73.2981	92.5000	-345.5529	-360.2000	
3	3	514.1664	512.1100	-0.1416		0.0028	0	4.5008	0.1000	
4	4	512.8388	509.7800	-0.2488		6.3237e-05	0	96.8185	0.1000	
5	5	514.1288	511.2500	-0.2035		-237.7972	-237.8000	-75.2221	-83.7000	
6	6	492.5773	495.3000	-0.4085		-736.4525	-737.1000	-336.7910	-372.3000	
7	7	497.0360	498.0200	-0.4101		-624.0690	-629.1000	-14.2541	-40.7000	
8	8	523.3723	522.7600	0.1641		564.6994	563.2000	342.8118	338	
9	9	523.5886	522.7100	0.1638		512.7164	514.9000	-88.8025	-83.4000	

	№ н	№ к	Рн-к	тРн-к	Рк-н	тРк-н	Qн-к	тQн-к	Qк-н	тQк-н	Qс(н)	Qс(к)
1	1	5	608.8172	601.8000	-598.0398		-137.7572	-129.1700	-40.1897		-155.4420	-155.42
2	2	1	398.1077	400.5400	-397.7524		-117.2771	2.6000	-19.6837		-71.5879	-71.73
3	1	9	-506.9376	-509.0500	512.7164		-115.3231	-118.3500	-72.3538		-129.4424	-134.23
4	1	11	-377.1503	-378.7100	379.4564		-90.6605	-96.2900	-84.5135		-104.6325	-106.11
5	1	10	-392.5626	-394.1700	395.0040		-85.0152	-90.9200	-83.1809		-102.2665	-103.61
6	2	3	1.0288e+03		1024	-1.0205e+03	-227.0237	-197.6100	-125.2151		-249.0344	-248.51
7	2	8	-557.7032	-560.2300	564.6994		-98.8455	-95.1000	-73.5443		-130.2460	-134.67
8	3	5	430.8514	432.8000	-429.3760		-74.8045	-63.0100	-28.1518		-64.7964	-64.78
9	3	4	589.6517	592.3900	-586.1254		-69.0996	-57.3900	-31.3585		-81.9538	-81.53

Выполнить О. С.

Выполнить анализ

Выявление ошибок

Размещение ЦДУ файла: C:\Users\Elena\Documents\MATLAB\STATE EST\Данные\RDY\DateRDY01.txt

Расположение файла INF: C:\Users\Elena\Documents\MATLAB\STATE EST\Данные\RDY\INF_RDY_07.txt

Рис. 4.11. Фрагмент приложения «State Estimation» (выполнение ОС)

4.3.4 Оценивание ТМДП по одному срезу: сценарий 1

Оценивание ТМДП по одному срезу выполняется для более детального представления разработанного метода на примере реальной схемы. Информацией для оценивания ТМДП является:

- данные о параметрах схемы замещения ЭЭС,
- измерения параметров режима, дисперсии измерений,

- условия расчета (данные о составе узлов с регулируемыми параметрами, данные о составе измерений в узлах, в которых возможна регулировка, системные ограничения),
- значения ПИ МДП контролируемых линий.

Данные о параметрах схемы замещения рассчитываемой ЭЭС и значения измерений являются такими же, как и при выполнении ОС.

4.3.4.1 Подготовительный этап

Определение ПИ МДП. ПИ МДП вычисляются для линий ВЛ-4 (линия 1-5), ВЛ-5 (линии 2-3) в соответствии с таблицей 2.2 и остаются неизменными во всех схемно-режимных ситуациях. ПИ МДП линии номинальным напряжением 500 кВ принимается равным 900 МВт. ПИ МДП для линии 1-5 равно 900 МВт, для двухцепной линии 2-3 равным 1800 МВт.

Подбор весовых коэффициентов ПИ МДП. Расчеты по подбору в.к выполняются в ПВК «State+», про помощи опции «Выполнить анализ» по следующему алгоритму:

1. Загрузка данных. Загружаются файлы параметров схемы в формате ЦДУ DateRDY01.txt и файл с измерениями INF_RDY1.txt. Узел 2 выбирается балансирующим узлом.

2. Выполнение анализа. На данном этапе устанавливаются системные ограничения на регулируемые параметры режима, задаются величины ПИ МДП. В приложении «Выполнение анализа» регулирование задается двумя способами: заданием пределов регулирования (верхний и нижний) и пределом точности.

Предполагается, что по информации от Системного Оператора в данной схеме узлами с регулируемыми параметрами P и Q является узел 2 (Братская ГЭС), в узлах 1, 4, 6 есть возможность регулирования реактивной мощности. В узле 7 увеличивается нагрузка активной мощности. Это означает, что в процессе вычисления результирующего режима значения измерений $U_2, U_4, P_2, Q_2, Q_4, U_7, Q_1, Q_6$ могут изменяться в технологических пределах:

1) Напряжение в узлах 2, 4, 7: $490\text{кВ} < U_2 < 525\text{кВ}$, $490\text{кВ} < U_4 < 525\text{кВ}$, $490\text{кВ} < U_7 < 525\text{кВ}$.

2) Располагаемая активная мощность электростанции в узле 2: $P_{Г2} \leq 3360\text{МВт}$.

3) Реактивная мощность в узлах 2, 4, 1, 6: $-500\text{МВАр} < Q_2 < 1312\text{МВАр}$, $0\text{МВАр} < Q_4 < 200\text{МВАр}$, $-540\text{МВАр} < Q_6 < 540\text{МВАр}$, $-540\text{МВАр} < Q_1 < 540\text{МВАр}$.

Формулы в пункта 1–3 являются конкретными ограничениями, которые в блок–схеме выбора весовых коэффициентов ПИ МДП (рис.2.9) записаны в общем виде. На рис.4.12 показан фрагмент задания ограничений в ПВК.

	Параметр	Номер узла 1	Номер узла 2	Предел точности(+ -х)	Регулирование	Начало	Конец
1	U	2			☒	490	525
2	P	2		1000	☒	0	3360
3	Q	2			☒	-500	1312
4	U	4			☒	490	525
5	Q	4			☒	0	200
6	U	7			☒	490	525
7	P	7		1000	☐		
8	Q	6		36	☒	-540	540
9	Q	3		36	☐		
10	Q	1		36	☒	-540	540
11	Q	9		36	☐		
12	Q	8		36	☐		
13	Q	10		36	☐		

☒ Задать пределы регулирования линий

	Параметр	№ 1-го узла	№ 2-го узла	Предел	R начало	шаг	Количество
1	P	1	5	900	96	1	1
2	P	2	3	1800	96	1	1

Рис. 4.12. Фрагмент ПВК «State+» (выполнение анализа)

В узлах с нерегулируемыми параметрами значения измерений (инъекции активной и реактивной мощности, напряжения) должны оставаться в диапазоне допустимой погрешности.

Ограничения на выработку реактивной мощности в узлах 2 и 4 вводятся заданием пределов регулирования. Предел точности вводится для измерений реактивной мощности в узлах 1 и 6. Задание «пределов регулирования»

заключается в назначении начального и конечного допустимого значения. Если величина начального и конечного значения совпадают, то можно воспользоваться опцией «предел точности». В случае двойного назначения, приоритетным является «предел регулирования».

Подбор в.к. ПИ МДП начинается со значения дисперсии, равного 1. Количество шагов равно 100 и величина шага равна 1.

Далее выполняется подбор в.к. для ПИ МДП в ВЛ–4 (1–5) и ВЛ–5 (2–3) при помощи метода оценивания ТМДП. На первой итерации расчету результирующего режима ПИ МДП трансформируется в МДП и в.к. ПИ МДП рассматриваются как в.к. МДП. Результатом подбора в.к. является набор значений дисперсий МДП, при котором достигается желаемый результирующий режим. На рис. 4.13 вместе со значениями дисперсий МДП R ($R = 96, 96$) указывается, что регулируемые параметры находятся в пределах заданных значений.

При таких значениях в.к. МДП все нерегулируемые и регулируемые параметры режима находятся в пределе заданных значений, целевая функция (2.35) минимальна.

Результат	
Анализ при $R = 96, 96$	
1	Анализ выполнен. Количество срезов - 1
2	Срез №1:
3	Значение Q в 1-м узле в пределе заданного значения
4	Значение Q в 3-м узле в пределе заданного значения
5	Значение Q в 6-м узле в пределе заданного значения
6	Значение Q в 8-м узле в пределе заданного значения
7	Значение Q в 9-м узле в пределе заданного значения
8	Значение Q в 10-м узле в пределе заданного значения
9	Значение Q в 11-м узле в пределе заданного значения
10	Значение Q в 12-м узле в пределе заданного значения
11	Значение P в 1-м узле в пределе заданного значения
12	Значение P в 1-2-ой ветви(1 узел) в пределе заданного значения
13	Значение P в 1-9-ой ветви(1 узел) в пределе заданного значения
14	Значение P в 2-м узле в пределе заданного значения
15	Значение P в 2-8-ой ветви(2 узел) в пределе заданного значения
16	Значение P в 3-5-ой ветви(3 узел) в пределе заданного значения
17	Значение P в 6-м узле в пределе заданного значения
18	Значение P в 7-м узле в пределе заданного значения
19	Значение P в 9-м узле в пределе заданного значения

Рис. 4.13. Результат подбора в.к.

4.3.4.2 Основной этап

Согласно условиям заданного сценария требуется рассчитать ТМДП контролируемого сечения для передачи дополнительной мощности из узла 2 в узел 7 и сформировать УВ, направленные на осуществление передачи мощности.

Исходными данными является информация, используемая для ОС, ПИ МДП и значения в.к для ПИ МДП, вычисленные на подготовительном этапе. Расчеты выполнялись в ПВК «State+».

4.3.4.3 Результаты расчетов по методу оценивания ТМДП

Результаты расчета представлены на рис. 4.14. На графиках показаны оценки перетоков мощности в текущем (ТекУР) и результирующем (РезУР) установившихся режимах по всем линиям и оценки ТМДП по контролируемым линиям. Из рис. 4.14 видно, что переток по линии 4 (ВЛ 1–5) в текущем режиме равен 608 МВт, в результирующем 645,26 МВт; переток по линии 5 (ВЛ 2–3) в текущем режиме равен 1028 МВт, в результирующем 1087 МВт. Таким образом ТМДП равен 1732,23 МВт.

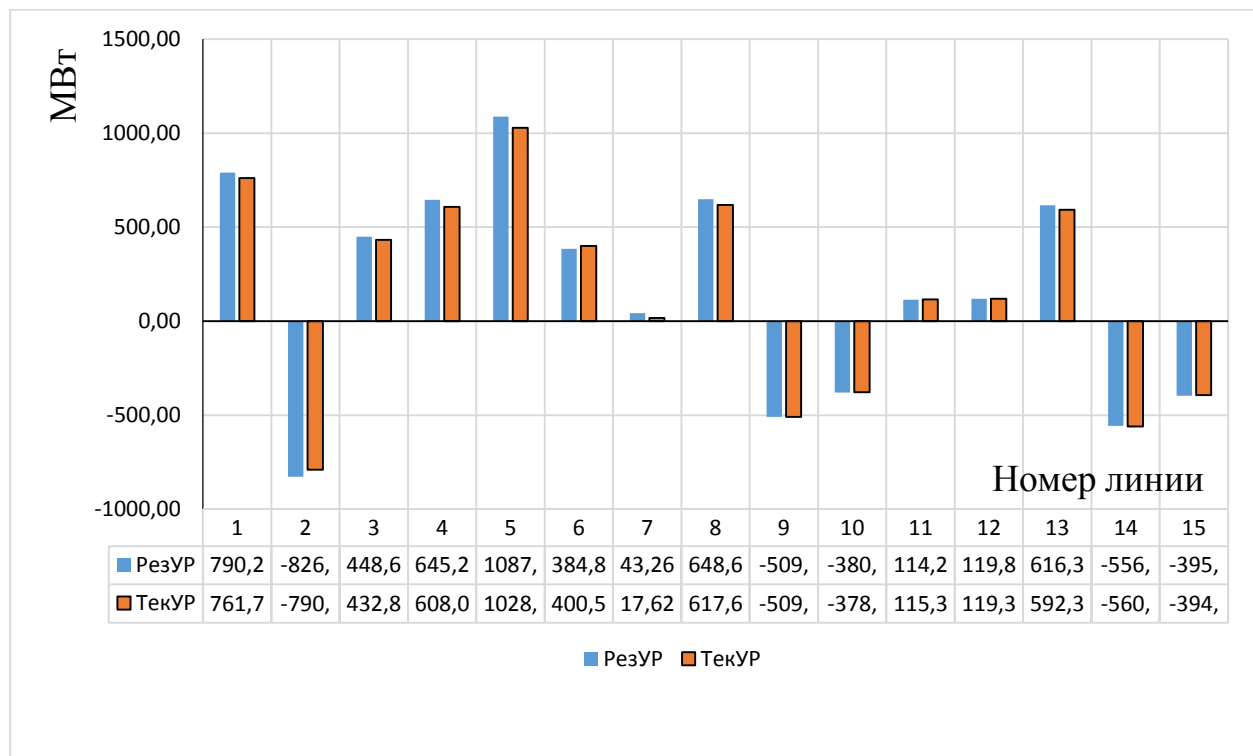


Рис. 4.14. Значения перетоков активной мощности в линиях

На РИ. 4.15 представлены диаграммы изменения инъекций активной мощности в узлах энергосистемы. Величина инъекции активной мощности изменяется только в узлах 2 и 7. В остальных узлах мощность остается без изменений, поэтому можно сделать вывод, что все ограничения и обязательства перед пользователями выполнены.

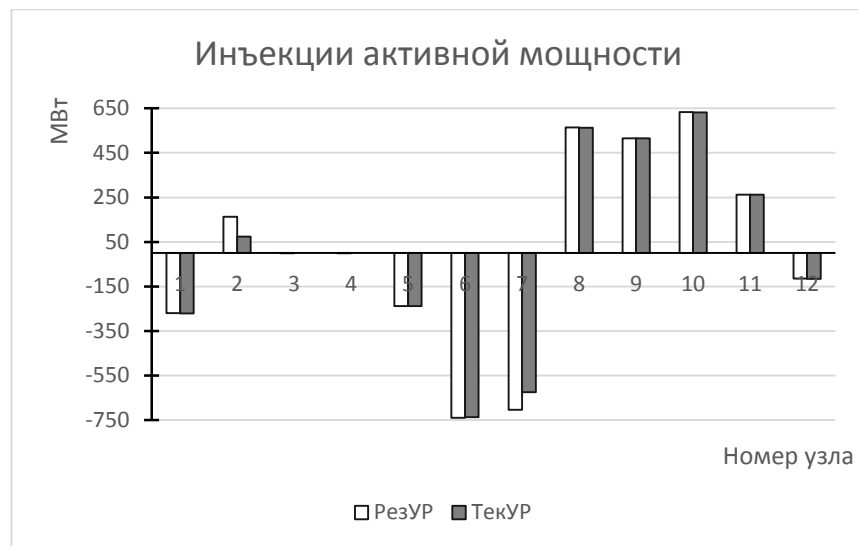


Рис.4.15. Значения инъекций активной мощности

На рис. 4.16 представлены диаграммы инъекций реактивной мощности по результатам ОС и оценивания ТМДП. Из графика видно, что для передачи дополнительной мощности требуется изменять реактивную мощность в узлах 1, 2, 4, 6, 7. Значения реактивной мощности в этих узлах находятся в заданных пределах регулирования.

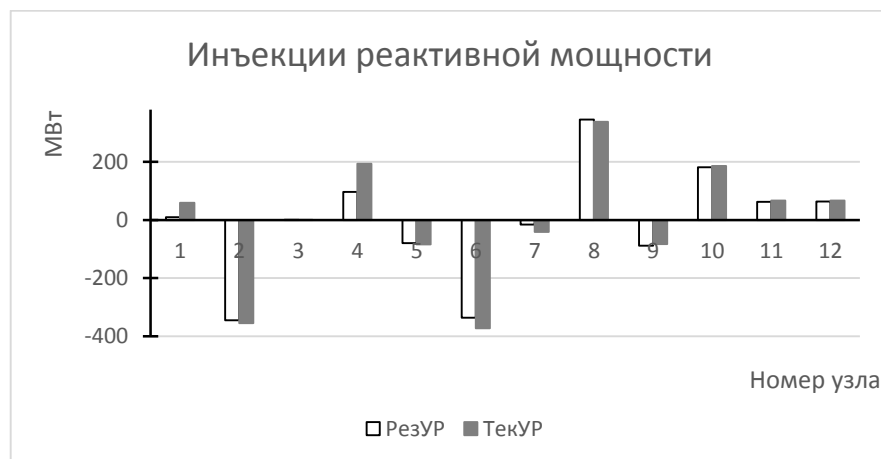


Рис. 4.16. Значения инъекций реактивной мощности

Итоги по сценарию: Величина ТМДП контролируемого сечения (2 линии) для данной задачи при текущих схемно-режимных ограничениях равна 1733 МВт. Для достижения ТМДП требуется увеличить генерацию активной мощности в узле 2 на 89 МВт, генерацию реактивной мощности на 10 МВАр. В узел 7 возможно передать 80 МВт дополнительной мощности. Полученные результаты, представленные в табл. 4.6, характерны только для текущего режима и текущих условий работы ЭЭС.

Таблица 4.6. Результаты ОС, оценивания ТМДП (МВт)

Переток мощности в контролируемом сечении, МВт			УВ	Нагрузка в узле 7, МВт	
Текущий режим	Рез. режим	СПС		Текущий	Рез-щий
$P_{2-3} = 608$ $P_{1-5} = 1028$ $P_{сечения} = 1636$	$P_{2-3}^{ТМДП} = 645$ $P_{1-5}^{ТМДП} = 1087$ $P_{сечения}^{ТМДП} = 1733$	$P_{2-3}^{СПС} = 59$ $P_{1-5}^{СПС} = 37$	$P_2 = 89$ МВт $Q_2 = 10$ МВАр $Q_4 = 103$ МВАр $Q_1 = 50$ МВАр	$P_7 = 624$	$P_7 = 704$

4.3.5 Оценивание ТМДП по множеству срезов

Значения в. к. ПИ МДП могут отличаться друг от друга в различных сценариях и в различных режимах. По этой причине весовые коэффициенты ПИ МДП линий ВЛ-4 и ВЛ-5 определяются заранее для каждого состояния ЭЭС и для каждого сценария. С целью охвата всех возможных вариантов состояний и сценариев создается архив срезов измерений. Архив формируется из ретроспективных данных о функционировании ЭЭС или создается имитационным путем.

4.3.5.1 Подготовительный этап

Создание срезов измерений

В диссертационной работе архив срезов измерений создается имитационным путем. По созданному архиву выполняется анализ и подбор в.к. ПИ МДП. Формирование архива срезов измерений выполняется в ПВК «State+» в следующем порядке:

1. Загрузка данных. Загружается файл с параметрами схемы в формате ЦДУ DateRDY01.txt (контрольный замер, зимний максимум 2016г). Выбираются балансирующие узлы по активной (узел 2) и реактивной мощности (узлы 2 и 4).

2. Выбор данных из архива. При выборе опции «данные архива» на экране появляются варианты типовых графиков. Для каждого нагрузочного узла выбираются типовые графики активной нагрузки, представленные на рис. 4.17. Графики построены в относительных единицах и имеют 24 точки. За 1 о.е. принимается реальное измерение инъекции активной мощности в рассматриваемом узле, взятое из контрольного замера.

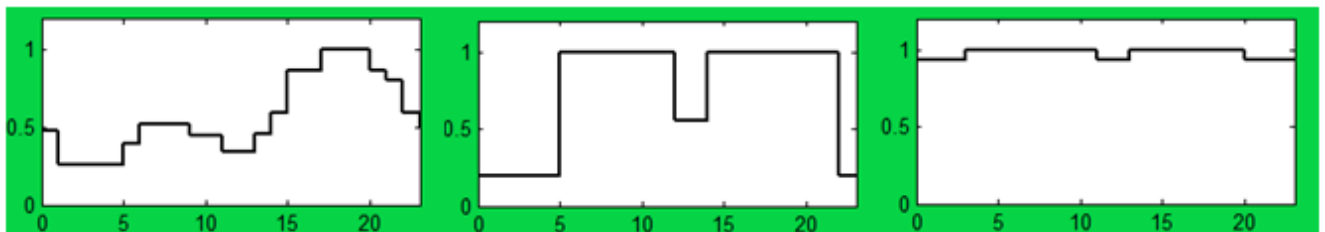


Рис.4.17. Типовые графики

3. Создание архива установившихся режимов. Для каждой точки графика нагрузки выполняется расчет УР. Вычисленные установившиеся режимы записываются в базу данных УР. На рис. 4.18 показан фрагмент расчета УР.

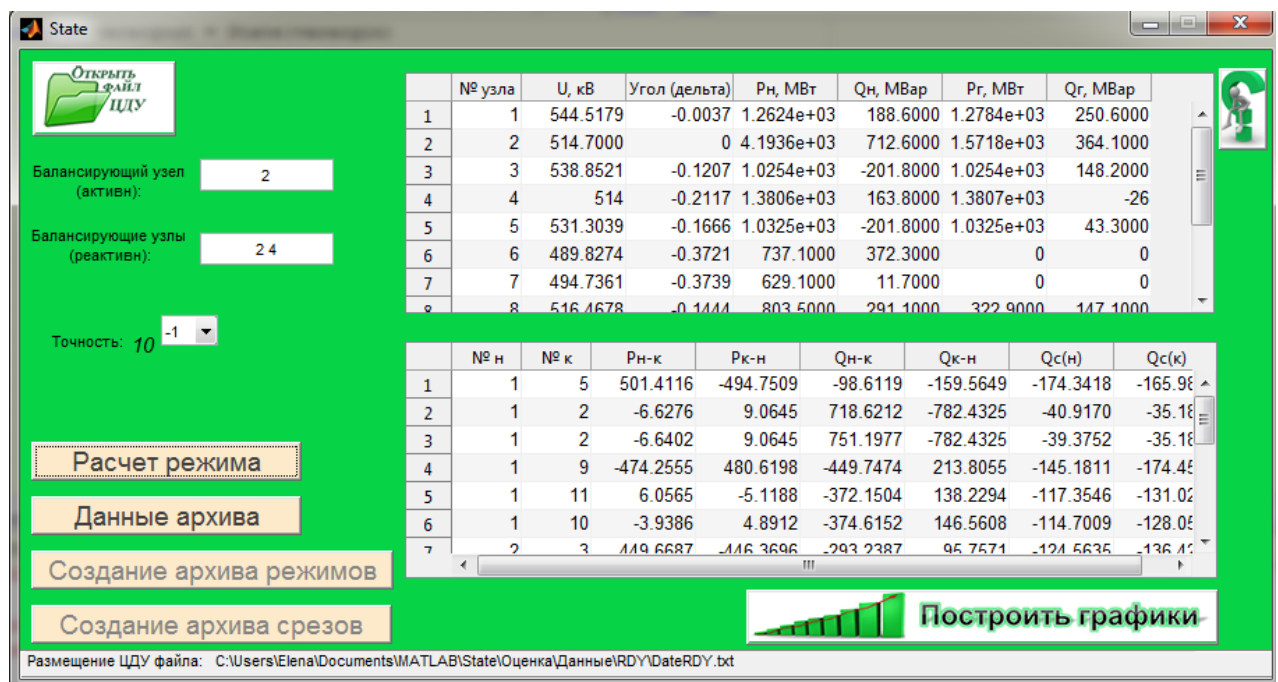


Рис. 4.18. Фрагмент результатов расчета УР в программе State+

4. Создание архива срезов. Для формирования новых срезов измерений из базы данных УР выбираются измеряемые параметры режима и на них накладываются погрешности измерений, сгенерированные датчиком случайных чисел (по формуле 2.34). Результатом моделирования являются 240 срезов (по 10 срезов на каждую точку графика нагрузки, измерения срезов отличаются случайной ошибкой).

Архив срезов измерений записывается в файл REZ_ANALIZ.mat.

Подбор в.к. ПИ МДП для множества срезов измерений

Для того, чтобы уменьшить объем обрабатываемых данных и автоматизировать процесс подбора в.к ПИ МДП в режиме online, используются обученные ИНС. Для данной задачи применяется нейронная сеть Кохонена.

Для обучения ИНС классифицировать срезы измерений на 4 класса используется архив срезов измерений, который записан в файле REZ_ANALIZ.mat. Количество примеров в обучающей выборке 240. Каждый пример состоит из 89 признаков (равно количеству измерений в одном срезе). Ответом ИНС является номер класса. Количество эпох обучения 1000. На рис. 4.19 показан процесс обучение ИНС. Время обучение равно 2 минутам 57 секундам.

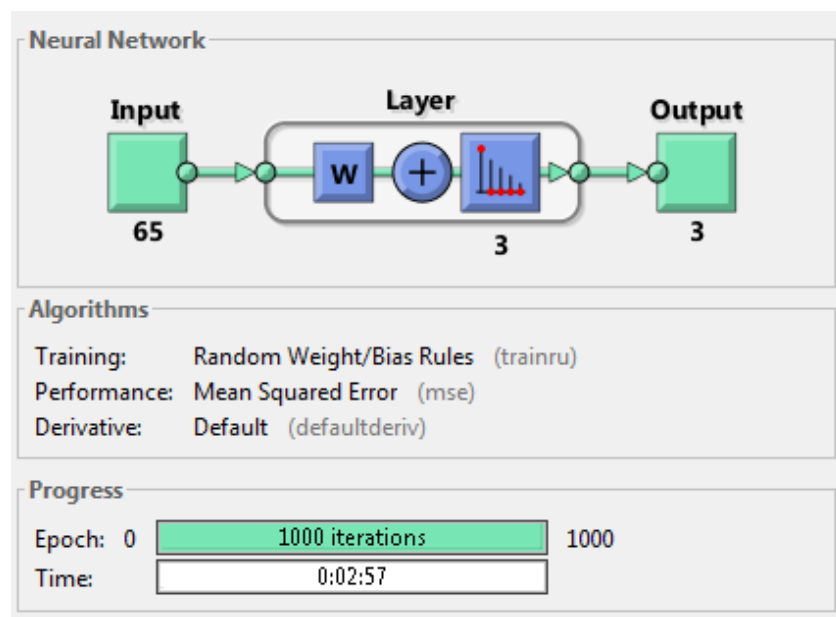


Рис. 4.19. Процесс обучения ИНС

На рис 4.20 в графическом виде показан результат обучения ИНС. На графике показано какие срезы попали в один класс. Примеры с 1 по 50 попали в четвертый класс. Третий класс образуют примеры с 51 до 100. Примеры с 101 до 150 сформировали второй класс. В первый класс попали срезы с 151 до 240. Из каждого класса выбирается эталонный срез и записывается в архив срезов измерений для подбора в.к. ПИ МДП REZALT_INS.txt, тем самым уменьшается объем данных.

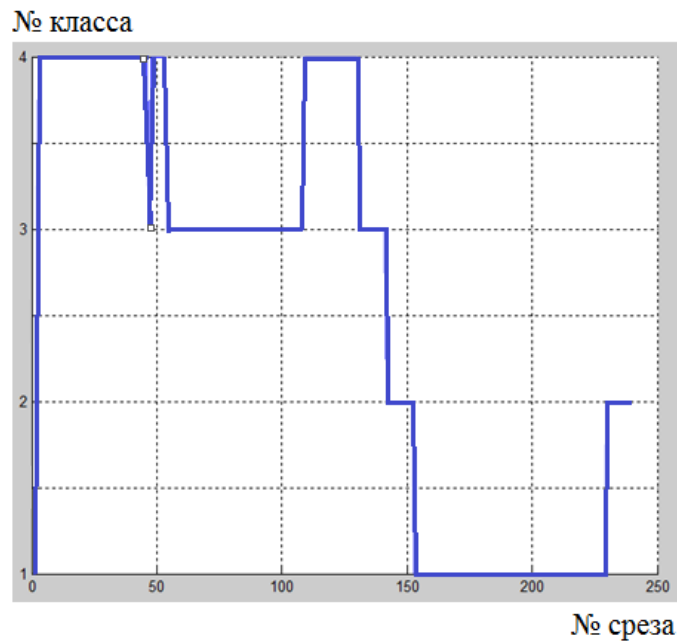


Рис. 4.20. Результат обучения ИНС

Абсолютная ошибка тестирования Δ_{abs} вычисляется по формуле (3.2 см. главу 3), где $M = 100$, $ER = 3$. Абсолютная ошибка тестирования равна

$$\Delta_{abs} = \sum_{i=1}^{100} 1 + 1 + 1 = 3.$$

Относительная ошибка тестирования вычисляется по формуле (3.4) и равна $\Delta_{отн} = \frac{3}{100} 100\% = 3\%$. Это означает, что из 100 примеров, три было идентифицировано не верно.

Ответом ИНС является номер класса. Для интерпретации ответов ИНС заранее выполняется анализ архива REZALT_INS.txt и подбор дисперсий для каждого среза в ПВК «State+» при помощи опции «Выполнить анализ». Результаты подбора показаны на рис. 4.21.

Информация	
1	Количество срезов: 242
2	
3	Мин. значение разницы 1-го среза: 952.8341 Знач R: 125 35
4	Мин. значение разницы 2-го среза: 1357.9101 Знач R: 155 65
5	Мин. значение разницы 3-го среза: 1500.152 Знач R: 155 65
6	Мин. значение разницы 5-го среза: 1509.2406 Знач R: 155 65
7	Мин. значение разницы 6-го среза: 1509.435 Знач R: 155 65
8	Мин. значение разницы 7-го среза: 1506.5652 Знач R: 155 65
9	Мин. значение разницы 8-го среза: 1506.0911 Знач R: 155 65
10	Мин. значение разницы 9-го среза: 1508.8752 Знач R: 155 65
11	Мин. значение разницы 10-го среза: 1504.9865 Знач R: 155 65
12	Мин. значение разницы 11-го среза: 1507.0457 Знач R: 155 65
13	Мин. значение разницы 12-го среза: 1505.0705 Знач R: 155 65
14	Мин. значение разницы 13-го среза: 1507.7822 Знач R: 155 65
15	Мин. значение разницы 14-го среза: 1504.9484 Знач R: 155 65
16	Мин. значение разницы 15-го среза: 1510.1471 Знач R: 155 65
17	Мин. значение разницы 16-го среза: 1504.967 Знач R: 155 65
18	Мин. значение разницы 17-го среза: 1511.2469 Знач R: 155 65
19	Мин. значение разницы 18-го среза: 1507.8604 Знач R: 155 65
20	Мин. значение разницы 19-го среза: 1503.7377 Знач R: 155 65
21	Мин. значение разницы 20-го среза: 1505.3433 Знач R: 155 65
22	Мин. значение разницы 21-го среза: 1504.253 Знач R: 155 65
23	Мин. значение разницы 22-го среза: 1525.2479 Знач R: 170 80
24	Мин. значение разницы 23-го среза: 1501.4859 Знач R: 155 65
25	Мин. значение разницы 24-го среза: 1507.7822 Знач R: 155 65
26	Мин. значение разницы 25-го среза: 1506.4184 Знач R: 155 65
27	Мин. значение разницы 26-го среза: 1507.3499 Знач R: 155 65
28	Мин. значение разницы 27-го среза: 1504.444 Знач R: 155 65
29	Мин. значение разницы 28-го среза: 1503.8332 Знач R: 155 65

Рис. 4.21. Результаты подбора в.к ПИ МДП

На рис. 4.22 проиллюстрировано, как распределяются классы и, соответственно, значения в.к ПИ МДП относительно величины генерации во втором узле. По оси абсцисс обозначены номера срезов, по оси ординат величина мощности во втором узле.

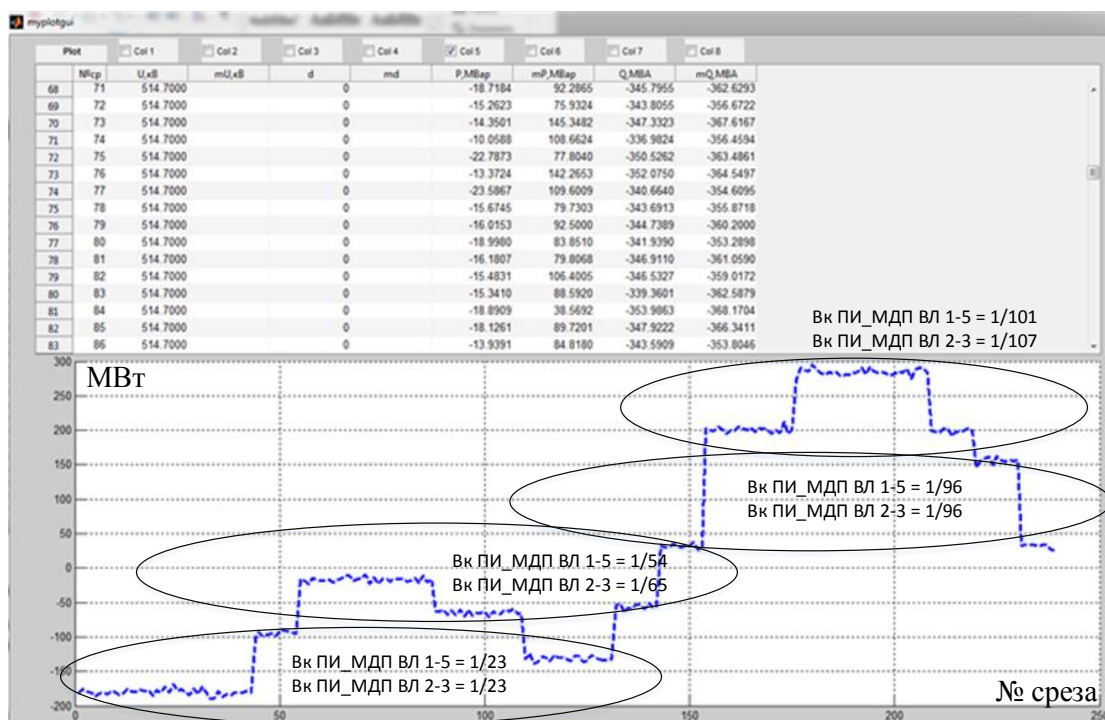


Рис. 4.22. Результаты классификации режимов в зависимости от мощности в узле2

В таблице 4.7 показаны результаты анализа полученных значений в.к. Сформированная таблица используется в реальном времени для определения в.к. ПИ МДП по результатам работы ИНС.

Таблица 4.7. Значение весовых коэффициентов

Номер класса	в.к. ПИ МДП линии 1-5	в.к. ПИ МДП линии 2-3
1	1/23	1/23
2	1/54	1/65
3	1/96	1/96
4	1/101	1/107

4.3.5.2 Основной этап. Иллюстрация методического подхода для оценивания ТМДП контролируемого сечения Иркутской ЭЭС в реальном времени

На рис. 4.23 проиллюстрирована работа методического подхода для оценивания ТМДП и вычисления СПС в режиме реального времени. Принцип работы следующий:

1. В рассматриваемый момент времени в диспетчерский центр от систем сбора данных поступает срез измерений. Поступающие измерения загружаются одновременно в три блока: блок оценивания ТМДП, блок оценивания состояния (ОС), блок ИНС.

2. ИНС определяет, что рассматриваемый срез измерений обладает свойствами векторов, принадлежащих к классу 3. Ответ ИНС интерпретируется следующим образом: значения весовых коэффициентов ТМДП контролируемых линий равны 1/96 (строка 3 табл. 4.7).

3. В блоке ОС выполняется оценивание состояния текущего режима.

4. Выполняется оценивание ТМДП с полученным набором весовых коэффициентов. Результатом расчета являются оценки результирующего режима $P_{2-3}^{МДП} = 1090$ МВт, $P_{1-5}^{МДП} = 650$ МВт (суммарный переток сечения 1740 МВт).

5. Вычисляются управляющие воздействия $P_2 = 92$ МВт, $Q_4 = 96$ МВт, $Q_1 = 46$ МВт и значения СПС $P_{2-3}^{СПС} = 61$ МВт, $P_{1-5}^{СПС} = 36$ МВт.

В результате сравнения параметров результирующего режима, полученных при использовании ИНС и без использования ИНС (табл.4.6) делается вывод, о правомерности использования ИНС для определения весовых коэффициентов ПИ МДП и возможности использования методического подхода для вычисления ТМДП в режиме реального времени.

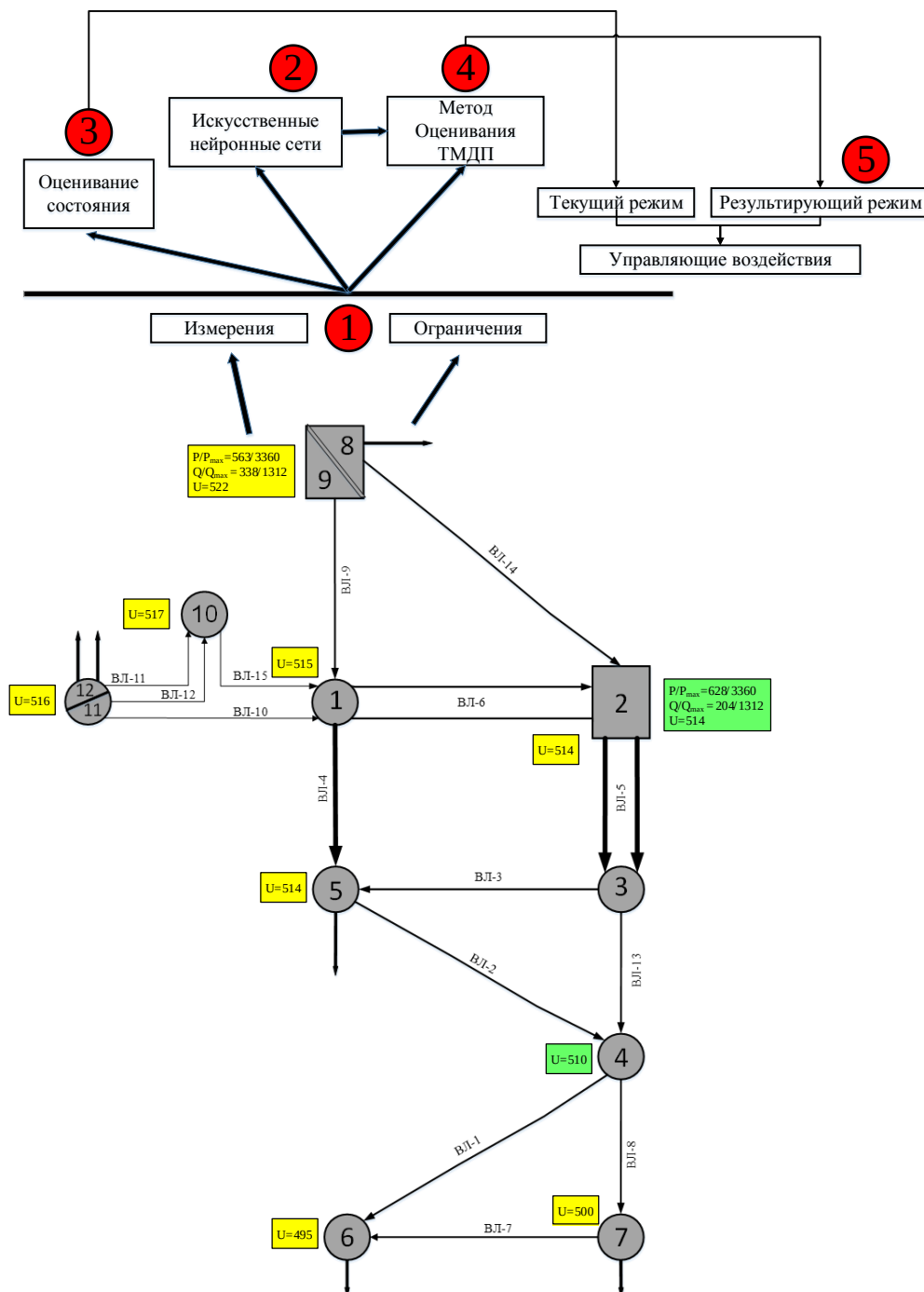


Рис. 4.23. Иллюстрация работы методического подхода оценивания ТМДП и вычисления СПС в режиме реального времени

4.4 Выводы

1. С целью верификации разработанного метода, были рассмотрены три тестовые схемы и выполнены сопоставительные расчеты ТМДП контролируемых сечений для каждой схемы разработанным методом и разными традиционными методами. Результаты расчетов, полученные по предложенному методу, совпадают с результатами расчета по методу непрерывного утяжеления с точностью до 5 МВт; по методу последовательного утяжеления с точностью 1,87 МВт; по методу оптимального потокораспределения с точностью 6 МВт, что свидетельствует о работоспособности метода оценивания ТМДП.

2. Методический подход оценивания ТМДП может быть использован для расчета максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях реальных ЭЭС. Работоспособность методического подхода доказана на примере контролируемого сечения «Братск–Иркутск» Иркутской ЭЭС. Расчеты выполнялись по одному срезу измерений для проверки корректности метода оценивания ТМДП и по множеству срезов для проверки нейросетевого подхода:

– на примере одного среза показан процесс настройки и выполнения расчетов в ПВК «State+». Величина ТМДП сечения «Братск – Иркутск», полученная по данным замера зимнего максимума, равна 1733 МВт. Величина ТМДП контролируемых сечений передачи дополнительной мощности получена путем корректной настройки весовых коэффициентов ПИ МДП. Полученные оценки ТМДП применимы только для текущих условий работы ЭЭС.

– на примере множества срезов измерений показан процесс настройки и обучения ИНС. Результирующий режим, полученный по случайному срезу (в.к. ПИ МДП определены при помощи ИНС) совпадают с результатами расчета оценивания ТМДП по срезу измерений (в.к. ПИ МДП известны заранее), обладающему такими же характеристиками как и случайный срез. Результаты расчетов доказывают правомерность использования ИНС для определения весовых коэффициентов ПИ МДП.

Заключение

В диссертационной работе проанализированы разработанные в России и за рубежом методы определения максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях ЭЭС и возможность их использования в режиме реального времени. Общей чертой всех методов является то, что для расчета МДП требуется рассчитать режим методами УР или оценивания состояния, и на основе полученного установившегося режима выполнять расчет МДП. К недостаткам методов можно отнести значительную трудоемкость, связанную с необходимостью большого количества промежуточных расчетов, которые, как правило, не интересуют расчетчика. Другим недостатком этих методов является то, что исходный утяжеляемый УР, в большинстве случаев, отличается от текущего режима, для которого определяется МДП, в связи с тем, что в энергосистеме происходят различные изменения.

В результате анализа российских методов определения МДП сделан вывод о необходимости разработки метода расчета МДП в контролируемых линиях ЭЭС, который позволит с требуемой точностью в темпе технологического процесса рассчитывать величину МДП для текущего режима ЭЭС.

Разработан метод оценивания ТМДП в контролируемых линиях по информации, поступающей от SCADA системы и СМПП, результатом которого является результирующий установившийся режим. Полученный режим дает оценки максимально допустимых перетоков в контролируемых линиях, оценки регулируемых параметров режима в диапазоне заданных ограничений, оценки нерегулируемых параметров текущего режима в остальной части ЭЭС в диапазоне заданной точности измерений. Выполнение необходимых условий: сходимость итерационного процесса разработанного метода; соблюдение заданных схемно-режимных ограничений; перерасчет значений перетоков активной мощности в контролируемых линиях не реже одного раза в минуту гарантирует, что вычисленные перетоки являются допустимыми. Нарушение ограничений в случае

увеличения значений перетоков говорит о том, что полученные перетоки являются максимально возможными для рассматриваемых условий работы ЭЭС.

Разработан алгоритм подбора весовых коэффициентов ПИ МДП в режиме offline, обеспечивающий получение желаемого результирующего установившегося режима. При подборе весовых коэффициентов ПИ МДП используются ограничения в виде неравенств, позволяющие учесть технологические и режимные характеристики работающего оборудования.

Разработан методический подход для оценивания ТМДП в режиме реального времени, включающий метод оценивания ТМДП и нейросетевой метод подбора весовых коэффициентов ПИ МДП. Обученные ИНС идентифицируют условия, в которых работает ЭЭС, с целью корректной настройки весовых коэффициентов ПИ МДП.

Разработанный методический подход расчета ТМДП в контролируемых линиях позволяет:

- сократить время расчета ТМДП за счет того, что расчеты выполняются непосредственно по оперативной информации;
- определить ТМДП с заданной пользователем точностью для текущего режима за счет корректного задания весовых коэффициентов псевдоизмерений МДП;
- повысить эффективность расчетов ТМДП путем автоматизации проводимых расчетов; получить величину ТМДП, которая максимально приближена к реальному условиям сети, что обеспечит наиболее полное использование пропускной способности контролируемых линий.

Проведена верификация разработанного метода оценивания ТМДП путем сравнения с результатами, полученными при использовании современных методов определения МДП. Доказана работоспособность разработанного метода. Результаты, полученные по предложенному методу, совпадают с результатами расчетов по методу утяжеления с заданной точностью.

Проведены расчеты для схемы Иркутской энергосистемы по определению ТМДП контролируемого сечения «Братск – Иркутск» по множеству срезов измерений. Результаты расчёта ТМДП активной мощности в сечении «Братск-Иркутск» Иркутской ЭЭС с использованием разработанного метода показали, что отклонение результатов расчёта для МДП составляет 0,1 % по сравнению со значениями, используемыми в РДУ Иркутской ЭЭС. Разработанный метод оценивания ТМДП может быть использован для расчета максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых линиях реальных ЭЭС.

Практическая ценность полученных научных результатов состоит в решении актуальной задачи, связанной с оцениванием ТМДП в реальном времени и созданием программного комплекса для оценки ТМДП. Результаты позволят повысить скорость принятия решений, эффективность оперативного управления, полнее использовать резервы энергосистем по пропускной способности.

Список условных обозначений и сокращений

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления
ВИР – вектор изменения режима
В.к. – весовые коэффициенты
ГРЭС – государственная районная электростанция
ЕЭС – единая энергетическая система
МДП – максимально допустимый переток
МИП – многофункциональный измерительный прибор
ИНС – искусственные нейронные сети
ПА – противоаварийная автоматика
ПИ МДП – псевдоизмерение максимально допустимого перетока
ППС – полная пропускная способность
ОИК – оперативно информационный комплекс
ОЭС – объединенная энергосистема
ОС – оценивание состояния
ОПД – обнаружение плохих данных
КУ – контрольные уравнения
СО – Системный Оператор
СМНР – система мониторинга переходных режимов
СМЗУ – система мониторинга запасов устойчивости
СКО – среднеквадратическое отклонение
СПС – свободная пропускная способность
ТМДП – текущий максимально допустимый переток
УПР – уравнения предельных режимов
УР – установившийся режим
УУН – уравнения узловых напряжений
УУР – уравнения установившихся режимов
УСВИ – устройства для измерения комплексных электрических величин
ЭЭС – электроэнергетическая система
ЦДУ – центральное диспетчерское управление

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)

SCADA/EMS – Supervisory Control And Data Acquisition / Energy management system (система диспетчерского контроля и сбора данных реального времени)

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)

OASIS – Оперативная информационная система с открытым доступом (эта система энергообъединения западных штатов США обеспечивает данными о пропускной способности различных участков ЛЭП)

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 (широкомасштабная система измерений)

WAPS – Wide Area Protection System (система автоматического противоаварийного управления)

WACS – Wide Area Control System (система автоматического режимного управления)

ETC – существующие обязательства на передачу мощности по ЛЭП

TRM – Transmission Reliability Margin (запас по надежности передающей сети)

CBM – Capacity Benefit Margin (полезный запас пропускной способности)

Список литературы

1. Системный оператор Единой энергетической системы России. Надежное функционирование ЕЭС. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=ees>, Дата обращения декабрь 2017).
2. Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики. Сборник лекций: учебное пособие для вузов под ред. Ю.В. Шаров. –М.: Машиностроение, 2014. – 380 с.
3. Системный оператор Единой энергетической системы России. Анализ показателей балансов электрической энергии и мощности ЕЭС России.[Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2017/ups_balance_analysis_2017q3.pdf. – (Дата обращения: декабрь 2017).
4. Системный оператор Единой энергетической системы России. Технологическое обеспечение работы оптовых рынков. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=markets>. – (Дата обращения декабрь 2017).
5. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277. – 12 с.
6. Волков А. В. Анализ реализованных в программном обеспечении подходов к автоматизации расчёта МДП/АДП. Применение программного обеспечения и необходимость его развития // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – Томск, 2014. – С. 321–327.
7. Компания "НВП Укравтоматика". Сервер ARIS–SCADA. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ukravtomatika.com.ua/asdtu-scada/7-urovnemer-analizator-portativnyj-analizi-m-3>. – (Дата обращения декабрь 2017)
8. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике. / А.З. Гамм, Ю.Н. Кучеров, С.И. Паламарчук и др. / Новосибирск: Наука. Сиб. Отделение. – 1990. – 294 с.
9. Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2010. – 686 с.
10. Monticelly A. Electric power system state estimation // Proceedings of the IEEE. –2000. – 88(2). – P. 262-282.
11. Конторович А.М., Тараканов А.А. Выдерживание точных измерений при оценивании состояния электрических систем. //Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. Новосибирск: Наука. – 1985. – С. 63-68.

12. Гамм. А.З., Колосок И.Н. Усовершенствованные алгоритмы оценивания состояния электроэнергетических систем // Электричество. – 1987. – № 11. – С. 25-29.
13. 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. –1999. – Выпуск 50.
14. Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Эм Л.В., Орнов В.Г., Шелухин Н.Н. Программно-вычислительный комплекс "Оценка" оценивания состояния ЭЭС в реальном времени // Электричество. –1999. – № 2. – С. 8–16.
15. Kolosok I.N., Glazunova A.M. Bad data detection in power system state estimation using ANN // The International Conference ISAP. Budapest, Hungary, 2001. –P.124–128.
16. 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.
17. Kolosok I., E.Korkina E. Buchinsky E. The Test Equation Method for Linear State Estimation Based on PMU Data // The 18th Int.Power System Computation Conference PSSC, Wroclaw, 2014.
18. Колосок И.Н., Коркина Е.С., Пальцев А.С. Алгоритмы декомпозиции задачи оценивания состояния ЭЭС с использованием системы мониторинга переходных режимов // Современные подходы к обеспечению надежности электроэнергетических систем. / Коми НЦ УрО РАН. – Сыктывкар, 2014 г.
19. Съёмщиков Е.С. Исследование и программная реализация методов обнаружение систематических ошибок в измерениях при оценивании состояния электроэнергетической системы. Пояснительная записка к дипломному проекту. г. Иркутск. – 2015.
20. Хохлов М.В., Чукреев Ю.Я. Помехоустойчивое оценивание состояния ЭЭС в условиях грубых ошибок измерений. Вестник УГТУ–УПИ – 2005. — С.309-315.
21. Паздерин А.В., Плесняев Е.А., Кюсснер А.В. Применение методов оценивания состояния для расчетов энергораспределения в электрической сети. Вестник УГТУ-УПИ 2005. - С.330-335.
22. Прихно В.П. Программный комплекс КОСМОС оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации // Тр. Института электродинамики НАНУ. Энергоэффективность: Киев: ИЭД НАН Украины, 2000. – С. 118–127.
23. 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: изд-во УГТУ – УПИ, 2001. – С.9–98.
24. Неуймин В.Г., Ерохин П.М., Максименко Д.М. Реализация оценивания состояния на базе оптимизационного алгоритма в ПК RastrWin3 / Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. VI междунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Иваново, 2015. – С. 51-58.
 25. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А.З.Гамм. - М.: Наука, 1976. - 220 с.
 26. Идельчик В.И., Тарасов В.И., Строев В.А. О связи статической устойчивости и сходимости итерационного процесса при расчете установившегося режима электрической системы // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1972. – С.32-38.
 27. Веников В.А., Строев В.А., Идельчик В.И., Тарасов В.И. Оценка статической устойчивости электроэнергетических систем на основе решения уравнений установившегося режима // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1971. – № 5. – С.18-23.
 28. Ковшар Л.Г., Коробчук К.В., Цукерник Л.В. К вопросу об однозначности результатов и сходимости итерационного расчета установившегося электрического режима энергосистемы // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1966. – № 4. – С. 106-110.
 29. Цукерник Л.В., Коробчук К.В. Исследование соответствия предела статической устойчивости энергетической системы нарушению сходимости итерационного расчета её установившегося режима // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1969. – № 6 – С. 65-70.
 30. Идельчик В.И., Тарасов В.И., Строев В.А. О связи статической устойчивости и сходимости итерационного процесса при расчете установившегося режима электрической системы // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1972. – № 6. – С. 32-38.
 31. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
 32. Ковшар Л.Г., Коробчук К.В., Цукерник Л.В. К вопросу об однозначности результатов и сходимости итерационного расчета установившегося электрического режима энергосистемы // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1966. – № 4. – С.106-110.
 33. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. Учебник для электроэнергетических спец.вузов., 3-е, перераб. и доп. ред. – М.: Высшая школа, 1978. – 472 с.
 34. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: Методы анализа и управления // М.: Энергоатомиздат. – 1990. – 440 с.
 35. Баринов В.А. Анализ сходимости итерационного процесса расчета установившегося режима и её связь со статической апериодической

- устойчивостью электрической системы // Энергетика и транспорт. М.: Изв. АН СССР. – 1972. – № 6. – С. 65–70.
36. Тарасов В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем / Под ред. А. Л.Ю. – М.: Наука, Новосибирск. – 2002. – 344 с.
 37. Kachore Priti , 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.
 38. Ушаков Е. И. Статическая устойчивость электрических систем / Е. И. Ушаков; Отв. ред. Ю. Н. Руденко; АН СССР, Сиб. отд-ние, Сиб. энерг. ин-т. - Новосибирск : Наука : Сиб. отд-ние, 1988. – 271с.
 39. Баринов В.А., Крюков А.А., Маркович И.М. О выявлении статической устойчивости электроэнергетической системы при отсутствии самораскачивания. Энергетика и транспорт. М.: Изв. АН СССР.– 1971.– № 5. – С. 24-28.
 40. 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.
 41. Тарасов В.И., Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем. –М.: Наука, Новосибирск. – 2002. – 344с.
 42. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Крюков Е.А. Моделирование предельных режимов электроэнергетических систем с учетом продольной компенсации и поперечной несимметрии // Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2006. – 139с.
 43. Конторович А.М., Крюков А.В. Использование уравнений предельных режимов в задачах управления ЭЭС / Изв. АН СССР . Энергетика и транспорт. – 1987. – № 3– С. 25-33.
 44. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М. Оптимизационная модель предельных режимов электрических систем // Электричество. – № 11. – 2010.
 45. Веников В.А., Строев В.А, Идельчик В.И., Тарасов В.И. К определению предельных по апериодической статической устойчивости режимов электрических систем // Энергетика и транспорт. – М.: Изв. АН СССР. – 1973. – № 1. – С. 46-53.
 46. Анисимова Н.Д., Шелухина Т.И. Исследования статической устойчивости предельных по мощности режимов электрических систем // Энергетика и транспорт. – М.: Изв. АН СССР. –1973 – № 1. – С. 54-65.
 47. Захаркин О. В. Угловые характеристики мощности генератора при определении предельных режимов ЭЭС [Текст] / О. В. Захаркин, Е. Ю. Ивахненко // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2009. – №1. – С. 35–43.

48. Совалов С.А., Баринов В.А. Определение установившихся режимов и статической устойчивости электроэнергетических систем // Труды института энергосетьпроект: Методы исследования устойчивости энергосистем и мероприятия по её обеспечению. – Москва. – 1979.– С.19–27.
49. Калюжный А.Х., Лизалек Н.Н., Лукашов Э.С. Методические вопросы расчета режимов и статической устойчивости сложных энергосистем с учетом изменения частоты // Труды института энергосетьпроект: Методы исследования устойчивости энергосистем и мероприятия по её обеспечению. – Москва. – 1979.– С.34–38.
50. Абраменкова Н.А., Заславская Т.Б., Китушин В.Г., Кобец Б.Б. Построение области допустимых состояний электрических систем в практике проектирования // Труды института энергосетьпроект: Методы исследования устойчивости энергосистем и мероприятия по её обеспечению. – Москва. – 1979.– С.53–59.
51. Соболева М.А., Фишов А.Г. Определение предельных по статической устойчивости и допустимости параметров режимов нерегулируемой электроэнергетической системы на основе актуальной матрицы собственных и взаимных проводимостей ЭДС эквивалентных генераторов // Научные труды всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – Екатеринбург, 17-19 ноября 2010. – С.213–230.
52. Дехтерев А.И., Фишов А.Г. Особенности расчетов запасов статической устойчивости в режиме реального времени // Научные труды всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – Екатеринбург. – 17-19 ноября 2010. – С.225–230.
53. Паздерин А.В., Юферов С.В., Никифоров В.С. Расчет предельных режимов комбинированным методом Ньютона // Научные труды всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – Екатеринбург. – 17–19 ноября 2010. –С.319–323.
54. Демчук А.Т., Жуков А.В., Лавров С.В. Система управления режимами Тюменской энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров // Материалы междунаро. конф. Релейная защита и автоматика современных электроэнергетических систем. http://www.energoinfo.ru/images/pdf/Rele/Session_4/S4-5.pdf
55. ОАО РАО "ЕЭС РОССИИ". Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта // Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG_system.pdf . – 2007. – 20с. (Дата обращения: декабрь 2017).
56. ОАО Системный Оператор ЕЭС. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика

- энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования // Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/Emergency_control.pdf. – 2011. – 35с. (Дата обращения: декабрь 2017).
57. The North American Electric Reliability Corporation (NERC). Glossary. – 2018. – 35 с. // Режим доступа: http://www.nerc.com/files/glossary_of_terms.pdf. (Дата обращения: февраль 2018).
 58. Ghawghawe N.D., Thakre K.L. Application of power sensitivity analysis and PTDF for determination of ATC // Proc. IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES-2006). India. – 12–16 Dec.2006. – 2006.
 59. 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.
 60. 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.
 61. Mutlu Yilmaz, Bulent Bilir. Determination of Power Transfer Capability by Incremental Changes // Electrical Power & Energy Conferenc (EPEC), Canada. – 2013.
 62. 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.
 63. 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.
 64. Piyush Warhad Pande, Sachin Kumar, A. K. Sinha. Total Transfer Capability calculation using Modified Repeated Power Flow Method // Annual IEEE India Conference (INDICON). – 2015.
 65. Liang Min, and Ali Abur. Total Transfer Capability Computation for Multi-Area Power Systems // Power systems. –2006. – № 3. – P. 1141-1147.
 66. 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.
 67. Rajathy R., Gnanadass R, Vincy V, Shaliney Esther Ambroise, Harish Kumar. Total Transfer Capability Enhancement using Differential Evolution // в Control, Automation, Communication and Energy Conservation, Perundurai, Tamilnadu, India. – 2009.

68. Kachore Priti , 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.
69. Hamid Falaghi, Maryam Ramezani, Chanan Singh, Mahmood-Reza Haghifam. Probabilistic Assessment of TTC in Power Systems Including Wind Power Generation // SYSTEMS JOURNAL. – 2012.– № 1. – С. 181-190.
70. Aghaebrahimi M. R. Kazemi R., Golkhandan, and 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, Seol, Korea. – 2015.
71. 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.
72. Казакул А.А. Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике. Методические указания // М.: Благовещенск: АмГУ. – 2013.–88с.
73. Максименко Д.М., Машалов Е.В., Неуймин В.Г. Оценивание состояния на базе оптимизационного алгоритма в ПК RastrWin3 // М.: Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2013. –№ 2(69). – С. 36–43.
74. Манов Н.А., Хохлов М.В., Чукреев Ю.Я. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических // Под ред. Манова. Н.А. – М.: Сывтывар: Коми НЦ УрО РАН. –2010. – 292с.
75. Максименко Д.М. Оценивание состояния энергосистем и ввод режима в допустимую область оптимизационным методом внутренней точки. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Екатеринбург. – 2017. – 169с.
76. Аюев Б.И. Новые подходы к мониторингу запаса устойчивости // Энергосистема:управление, конкуренция, образование: Сб.докладов III межд. научно-практической конференции. – Екатеринбург. – 2008. – С. 17–23.
77. Данилин А.В., Прихно В.Л., Жуков А.В. Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы // Режим доступа: <http://forca.ru/stati/energetika/sistema-monitoringa-zapasov-ustoychivosti-energosisitemy.html>.
78. Савченко Д.С. Оценка предельных перетоков по ЛЭП с помощью СМПР // Науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф « Электроэнергетика глазами молодежи». – Томск, 10-14 ноября 2014.
79. Аюев Б.И. О системе мониторинга переходных режимов // Энергорынок. – № 2. – 2006.
80. Жуков А.В., Гельфанд А.М., Бровко С.В. Развитие системы мониторинга переходных режимов (СМПР) в ОЭС Урала для оценки тяжести режима.

- Подходы и решения // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. – 2011.
81. Бартоломей П.И., Плетнева Л.В. Оптимизация расстановки устройств PMU для ускорения расчетов режимов ЭЭС // Науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи». Новочеркасск, 14-18 октября. – 2013.
 82. Голуб И.И., Хохлов М.В., Унифицированный подход к оптимизации размещения PMU в сети для обеспечения надежности наблюдаемости ЭЭС // Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики 2015. – С.591–601.
 83. Gamm, A.Z. PMU Placement Criteria for EPS State Estimation / A.Z.Gamm, A.M.Glazunova, I.N.Kolosok, E.S.Korkina // Proc. of Intern. Conf. DRPT, Nanjing, China, 6-9 April, 2008. CDROM, № 525.
 84. Glazunova, A.M. PMU placement on the basis of SCADA measurements for fast load flow calculation in electric power systems / A.M.Glazunova, I.N.Kolosok, E.S.Korkina //Proc.of The Intern. Conf. «PowerTech 2009», June.28 – July 2, 2009. Bucharest. CDROM № 195.
 85. Глазунова А.М., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Критерии и методы расстановки PMU при оценивании состояния электроэнергетической системы и расчете установившегося режима // Электричество. –2010. – № 9. – С.16-24.
 86. Голуб И.И., Кузькина Я.И. Выбор состава измерительных устройств для оценивания состояния распределительных электрических сетей // XV Всероссийского научного семинара «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем» Иркутск. – 2016. – С. 182–192.
 87. Гамм А.З. Оценивание состояние в электроэнергетике // М.: Наука. – 1983. –302с.
 88. Вторушин А.С. Совершенствование моделей и методов оценивания состояния электроэнергетических систем : Дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02. РГБ ОД, 61:04-5/3238., Чита.– 2004. – 111с.
 89. Методика расчета метрологических характеристик каналов телеизмерений РД 34.11.207-89.
 90. Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Курбацкий В.Г. Системные исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ // Вехи полувекового пути (к 50–летию института, 1960–2010). Российская академия наук, Сибирское отделение, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева: Новосибирск. – 2010.– С.291-324.

91. Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы // Электричество. – 2009. – № 6. – С. 2-9.
92. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / А.З.Гамм, И.Н.Колосок. – Новосибирск: Наука, 2000. - 152 с.
93. Глазунова А.М., Аксаева Е.С. Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы // Электричество. – 2013. – № 12. – С. 21-29.
94. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. — 4-е изд., перераб. и доп. — М. : ЭНАС, 2012. - 376 с.
95. ОАО РАО "ЕЭС России". Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта // Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG_system.pdf. (Дата обращения: декабря, 2017)
96. Передача электрической энергии, характеристика ЛЭП. Режим доступа: <http://mirznanii.com/a/122199/peredacha-elektricheskoy-energii-kharakteristika-lep> (Дата обращения: декабрь, 2017)
97. Системный оператор ЕЭС России. Глоссарий [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=glossary>. (Дата обращения: декабря, 2017)
98. Межгосударственный стандарт ГОСТ 1516.1-76 "Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции" (утв. постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 6 декабря 1976 г.,) [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://dokipedia.ru/document/5163700?pid=171&scroll_to=53199515bc58737b547b2470. (Дата обращения: декабря, 2017)
99. Дудов М.Х. Собственные электростанции промышленных предприятий, малые ГЭС и ГАЭС: методические указания к практическим занятиям студентов направления подготовки 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения. Черкесск: БИЦ СевКавГГТА. – 2014. – 198с.
- Савоськин Н.Е. Надежность электрических систем. Учебное пособие. Пенза, Издательство ПГУ, 2004 г. — 101 с.
100. Системный оператор ЕЭС России. Надежное функционирование ЕЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=reliability> (Дата обращения: декабря, 2017)
101. Уоссермен Ф. Нейрокомпьютерная техника: теория и практика. М.:МИР. – 1992.– 184с.

103. Михайлов М. Ю. Применение искусственных нейронных сетей для краткосрочного прогнозирования нагрузки // Методы управления физико-техническими системами энергетики системами энергетики в новых условиях. – 1995. – с. 82–86.
104. А.М. Глазунова. Искусственные нейронные сети и их применение для решения электроэнергетических задач // Современные программные средства для расчета нормальных и аварийных режимов, надежности, оценивания состояния, проектирования ЭЭС. – 2005.
105. A.M. Glazunova. Neural network-based load forecasting for power system reliability support // New information technologies in state estimation software for analysis of EPS operating conditions. Kazan, Russia, 10-14 September, 2001.
106. Колосок И.Н., Глазунова А.М. Достоверизация критических измерений с помощью ИНС //Сб. трудов Всеросс. научно-технич. конф. "Энергосистема: управление, качество, безопасность": Екатеринбург: УГТУ, 2001. – С.122-125.
107. Глазунова А.М., Колосок И.Н. Использование искусственных нейронных сетей для восстановления значений ошибочных измерений. // Тр. 29 Международной конференции: "Информационные технологии в науке, образовании, телекоммуникации, бизнесе". Гурзуф, Украина, 20-30 мая, 2002. – С. 87-89
108. В. Г. Курбацкий, Д. Н. Сидоров, В. А. Спиряев, Н. В. Томин. О нейросетевом подходе к прогнозированию нестационарных временных рядов на основе преобразования Гильберта–Хуанга. Автоматика и телемеханика. – 2011. – С.58–68.
109. 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. – 2014.–№ 5.– С. 143–158.
110. Kab-Ju-Hwang, Myubg-Kook Yang, Sung-Woo Cho. Daily Load Forecasting Using the Self-Organizing Map. // Proc. The International Conference on Electrical Engineering, 1998. V.2. – P. 429-432.
- Шумилова Г. П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Краткосрочное
111. прогнозирование электрических нагрузок с использованием искусственных нейронных сетей // Электричество. – 1999. – № 10. – С. 6–13.
112. Tomonobu Senie, Hirokazu Sakihara, Katsumi Uezato. Next day load forecasting usingvneural network based on similarity. //The International Conference on Electrical Engineering, 1998. V.2. – P. 314-317
113. P.K. Dash, A.S. Liew, G. Ramakrishna. Power-demand forecasting using s neural network with an adaptive learning algorithm. // IEEE, Proc. 1995. Vol.142. -№6. – P. 560-568.

114. Kwang-Ho Kim, Hyoung-Sun Youn, Yong-Cheol Kang. Short-term load forecasting for special days in anomalous load conditions using Neural Networks and fuzzy inference method. //IEEE, May 2000. Vol. 15. -№2. –P.559-565.
115. 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. – 1970.– № 7, С. 100–107.
116. Belhadj C.A., Abido M.A. Optimized Voltage Stability Loadability Using Neural Networks // The Iinterernational Conference ISAP, Budapest, Hungary, 2001.
117. El-Keib A.A, Ma X. Application of Artificial neural networks in voltage stability assessmebt // Power Systems. – November 1995. – т. 10.– № 4.–С. 1890–1894.
118. Luciano S. Moulin, M. A. El-Sharkawi, R. J. Marks , Alexandre P. Alves da Silva. Automatic Feature Extraction for Neural Network Based Power Systems Dynamic Security Evaluation // The International Conference ISAP, Budapest, Hungary, 2001.
119. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в энергосистемах / Воропай Н.И., Курбацкий В.Г., Томин Н.В. и др. Новосибирск: "Наука", 2016. 332 с. ISBN 978-5-02-038717-1.
120. Nguyen T.T. Neural network load-flow // Generation, Transmission and Distribution. –1955. – т. 142 № 1, P. 51–58, 1995.
121. Чукреев Ю.А., Хохлов М.В., Готман Н.Э. Применение искусственных нейронных сетей в задачах оперативного управления режимами электроэнергетических систем // Коми Научный Центр УрО РАН, Сыктывкар, 2010 г. — 292 с.
122. 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. –1997.– т. 144. – № 5, С. 445–455.
123. 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 // Power Systems. –1998. – т. 13. – № 3. – С. 796–803.
124. 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. –1991. – т. 138. – № 4. – С. 365–376.
125. Воропай Н.И., Негневицкий М, Томин Н.В. Интеллектуальная система для предотвращения крупных аварий в энергосистемах // Электричество. – 2014. – № 8. – С. 19-31.
126. Воропай Н.И., Курбацкий В.Г., Томин Н.В. и др. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в энергосистемах. – Новосибирск: Изд-во Наука, 2016. – 332 с. ISBN 978-5-02-038717-1.

127. Горбань А.Н. Россиев Д.А. Нейронные сети на персональном компьютере. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН. –1996. – 276 с.
128. Донской Д.А., Шашков Б.Д., Деревянчук Д.М. и др. Моделирование искусственных нейронных сетей в системе Matlab // Методические указания к выполнению лабораторных работ. – Часть 1. – Пенза: Изд-во ПГУ, 2005. – 36 с.
129. Горбаченко В.И. Нейронные сети Кохонена [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://gorbachenko.self-organization.ru>. (Дата обращения: декабря, 2017)
130. Аксаева Е.С. Методика оценивания МДП контролируемого сечения ЭЭС // Материалы VIII Международной научно-технической конференции: Электроэнергетика глазами молодежи. Самара: 2 – 6 октября 2017. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – Т 2. – С. 227-231.
131. Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра УрО Российской РАН. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://energy.komisc.ru> (Дата обращения: декабря, 2017)
132. Пленков Э.Р., Акишин Л.А., Шалагинов А.И., Куклахметов С.Т. Программа определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: мат-лы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 24 –28 апреля 2012 г.) / Под общ. ред. В. В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012. – С. 301-307.
133. Ray D. Zimmerman Carlos E. Murillo-S_anchez, Matpower 5.1 User's Manual// Power Systems Engineering Research Center (Pserc), March 20, 2015.
134. R. Rajathy, R. Gnanadass, V. Vincy, Shalinee Esther Ambroise, Harish Kumar. Total Transfer Capability Enhancement using Differential Evolution // Control, Automation, Communication and Energy Conservation (INCACEC 2009). – 2009.
135. Приложение № 7 к письму Филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ № Р74-62-IV-19- от 29.01.2013 Максимально допустимые перетоки в контролируемых сечениях.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Исходная информация по 7–ми узловой схеме

В приложении А представлена исходная информация, по которой выполнялись расчеты УР, ОС и ТМДП. Файл D77.txt содержит информацию по узлам и информацию по связям (рис.П.1). По этому файлу выполняется расчет УР. Расшифровка данных представлена в таблице П.1.

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ								

УЗЛОВ	7	СВЯЗЕЙ ВКЛ.		7	ЗАМЕРОВ	24		
		ОТКЛ.		0				
ИНФОРМАЦИЯ ПО УЗЛАМ								
code	slc	node	U	P1	Q1	Pg	Qg	
0201		1	511.0	127.0	.0	.0	1033.0	
0201		2	720.0	871.0	1712.0	.0	.0	
0201		3	758.0	.0	.0	.0	.0	
0201		4	340.0	.0	976.0	452.0	.0	
0201		5	357.0	.0	74.0	596.0	.0	
0201		6	361.0	.0	.0	677.0	148.0	
0201		7	346.0	648.0	52.0	.0	.0	
ИНФОРМАЦИЯ ПО СВЯЗЯМ								
0301	0	1	2	.00	47.00	.0	.6534	.0000
0301	0	2	3	12.50	154.00	-2040.0	.0000	.0000
0301	0	3	4	.00	28.00	.0	.4673	.0000
0301	0	4	5	4.6	34.20	-880.0	.0000	.0000
0301	0	5	6	.8	7.50	-90.0	.0000	.0000
0301	0	5	7	11.9	96.50	-1042.0	.0000	.0000
0301	0	6	7	12.1	98.10	-1062.0	.0000	.0000
0301	0	2	0	2.0	-545.0			
0301	0	3	0	30.0	-1090.0			

Рис. П.1 Файл D77.txt

Таблица П.1 Расшифровка файла D77.txt

	Информация по узлам:		Информация по связям:
1 колонка	code	Номер карты	Номер карты
2 колонка	node	Номер узла	Номер узла (начало)
3 колонка	U	Модуль напряжения	Номер узла (конец)
4 колонка	P	Нагрузка активной мощности	X линии
5 колонка	Q	Нагрузка реактивной мощности	R линии
6 колонка	Pg	Генерация активной мощности	G линии
7 колонка	Qg	Генерация реактивной мощности	B линии

Файл INF77.txt содержит список телеизмерений и телесигналов (рис.П.2). По этому файлу выполняется расчет ОС и оценивание ТМДП. Расшифровка данных приведена в таблице П.2.

СПИСОК ТИ						
N	ВИД	I	- J	АДР. ТИ	V	R
2	U	0	1	4021	511.00	3.000
3	P	0	3	0	.00	1.000
4	Q	0	3	0	.00	1.000
5	U	0	3	4004	758.00	2.000
6	P	0	4	4006	452.00	20.000
7	U	0	4	4005	338.00	4.000
8	P	0	5	4009	596.00	25.000
9	U	0	5	4008	357.00	4.000
10	P	0	6	4012	677.00	25.000
11	Q	0	6	4013	148.00	36.000
12	U	0	6	4011	361.00	4.000
13	P	0	7	4014	-648.00	25.000
14	U	0	7	4022	346.00	4.000
14	Q	0	7	4021	-54.00	36.000
15	P	1	2	4023	-127.00	25.000
16	P	2	3	4001	-1000.00	25.000
17	Q	3	2	4003	-334.00	36.000
18	P	4	5	4007	-589.00	25.000
19	P	5	4	4010	603.00	25.000
20	P	6	5	4015	331.00	36.000
21	P	5	7	4016	323.00	25.000
22	Q	5	7	4019	-27.00	36.000
23	Q	7	5	4020	-20.00	36.000
24	Q	6	7	4018	-12.00	36.000
				КОЛИЧЕСТВО	ВКЛ. ТИ -	24
				В УЗЛАХ -	14	В ЛИНИЯХ -
				P -	5	P -
				Q -	2	Q -
				I -	0	I -
						ОТКЛ. -
						10
						6
						4
						0

Рис.П.2 Файл INF77.txt

Таблица П.2 Расшифровка файла INF77.txt

Список ТИ:	
1 колонка	Порядковый номер измерения
2 колонка	Измеряемый параметр
3 колонка	Номера узла
4 колонка	Номер узла
5 колонка	Адрес привязки измерений к датчику
6 колонка	Значения измерений
7 колонка	Дисперсии измерений

На рис. П.3 показано задание исходных данных для расчета УР в программе «Project». Верхняя таблица содержит информацию по узлам, нижняя таблица содержит информацию по связям.

№ узла	№ск.	Уном.	фаза (г)	U (кв)	Рн (мгвт)	Qн (мгвар)	Рг (мгвт)	Qг (мгвар)	шунт а	шунт г	Qг min	Qг max	Бал
1		500	0.00	511.00	127.0			1033.0					
2		750	0.00	720.00	871.0	1712.0			2.0	-545.0			У
3		750	0.00	758.00					30.0	-1090.0			
4		330	0.00	340.00		976.0	452.0						
5		330	0.00	357.00		74.0	596.0						Бал
6		330	0.00	361.00			677.0	148.0					
7		330	0.00	346.00	648.0	52.0							

узел I	узел J	№	откл	R (ом)	X (ом)	емк. пров	J Ктр. а	J Ктр. г	тип
1	2			0.000	47.000		0.579		ГР2
2	3			12.500	154.000	-2040.0			ЛЭП
3	4			0.000	28.000		2.140		ГР2
4	5			4.600	34.200	-880.0			ЛЭП
5	6			0.800	7.500	-90.0			ЛЭП
5	7			11.000	96.500	-1042.0			ЛЭП
6	7			12.100	98.100	-1062.0			ЛЭП

Рис. П.3 Задание исходных данных в программе «Project»

Результаты расчета ОС и оценивания ТМДП представлены в главе 4. На рис.П.4 представлено как выполняется задание ограничений для подбора в.к. ПИ МДП в ПВК «State+».

	Параметр	Номер узла 1	Номер узла 2	Предел точности(+ -х)	Регулирование	Начало	Конец
1	U	6			☒	315	340
2	P	6			☒	0	677
3	Q	6			☒	-100	100
4	U	5			☒	315	340
5	P	5			☒	0	800
6	Q	5			☒	-100	100
7	U	7			☒	315	340
8	P	7		100	☐		
9	Q	7			☒	-100	100
☒ Задать пределы регулирования линий							
	Параметр	№ 1-го узла	№ 2-го узла	Предел	R начало	шаг	Количество
1	P	5	7	760	1	1	100
2	P	6	7	760	1	1	100

Рис.П.4 Задание ограничений для подбора весовых коэффициентов

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Исходная информация по 14-ти узловой схеме IEEE

В приложении Б представлена исходная информация, по которой выполнялись расчеты УР, ОС и расчеты ТМДП. Файл IEEE14.txt содержит информацию по узлам и информацию по связям (рис.П.5). По этому файлу выполняется расчет УР. Расшифровка данных приведена в таблице П.1.

Информация по узлам

p201	1	243.8	0.00	0.00	232.39	-16.55
0201	2	240.35	21.7	12.7	40.0	43.56
0201	3	232.3	94.2	19.0	0.00	25.08
0201	4	234.064	47.8	-3.9	0.00	0.00
0201	5	234.488	7.6	1.6	0.00	0.00
0201	6	123.05	11.2	7.5	0.00	12.73
0201	7	122.075	0.00	0.00	0.00	0.00
0201	8	125.35	0.00	0.00	0.00	17.62
0201	9	121.432	29.5	16.6	0.00	0.00
0201	10	120.863	9.00	5.8	0.00	0.00
0201	11	121.544	3.5	1.8	0.00	0.00
0201	12	121.347	6.1	1.6	0.00	0.00
0201	13	120.794	13.5	5.8	0.00	0.00
0201	14	119.086	14.9	5.00	0.00	0.00

Информация по связям

0301	0	1	2	10.2520	31.3009	0.0998	0.0
0301	0	1	5	28.5819	117.9882	0.0930	0.0
0301	0	2	3	24.8577	104.7261	0.0828	0.0
0301	0	2	4	30.7402	93.2733	0.0643	0.0
0301	0	2	5	30.1266	91.9825	0.0654	0.0
0301	0	3	4	35.4483	90.4749	0.0242	0.0
0301	0	4	5	7.0622	22.2762	0.0000	0.0
0301	0	4	7	0.0000	105.8105	0.0000	0.511247
0301	0	4	9	0.0000	276.2604	0.0000	0.515996
0301	0	5	6	0.0000	115.8037	0.0000	0.536481
0301	0	6	11	12.5611	26.3045	0.0000	0.0
0301	0	6	12	16.2548	33.8309	0.0000	0.0
0301	0	6	13	8.7483	17.2282	0.0000	0.0
0301	0	7	8	0.0000	23.2958	0.0000	0.0
0301	0	7	9	0.0000	14.5488	0.0000	0.0
0301	0	9	10	4.2069	11.1751	0.0000	0.0
0301	0	9	14	16.8103	35.7578	0.0000	0.0
0301	0	10	11	10.8511	25.4013	0.0000	0.0
0301	0	12	13	29.2167	26.4341	0.0000	0.0
0301	0	13	14	22.6055	46.0256	0.0000	0.0
0301	0	9	0	0	1.430		

Рис.П.5 Файлы IEEE14.txt

Файл INF_14IEEE.txt содержит список телеизмерений (рис.П.6). По этому файлу выполняется расчет ОС и оценивание ТМДП. Расшифровка данных представлена в таблице П.1.

1 P 1 2 4020 156.88 10.000	33 P 9 14 4950 9.43 10.000	
2 Q 1 2 4021 -20.4 50.000	34 Q 9 14 4951 3.61 36.000	
3 P 1 5 4022 75.51 10.000	35 P 10 11 4952 -3.79 10.000	
4 Q 1 5 4023 3.85 50.000	36 Q 10 11 4953 -1.62 36.000	
5 P 2 3 4876 73.24 10.000	37 P 12 13 4954 1.61 10.000	
6 Q 2 3 4877 3.56 50.000	38 Q 12 13 4955 0.75 36.000	
7 P 2 4 4884 56.13 10.000	39 P 13 14 4956 5.64 10.000	
8 Q 2 4 4885 -1.55 50.000	40 Q 13 14 4957 1.75 36.000	
9 P 2 5 4886 41.52 10.000	41 P 0 1 4997 232.39 10.000	
10 Q 2 5 4887 1.17 50.000	42 P 0 2 4997 18.3 1.000	
11 P 3 4 4888 -23.29 10.000	43 P 0 3 4997 -94.2 10.000	
12 Q 3 4 4889 4.47 50.000	44 P 0 4 4997 -47.8 10.000	
13 P 4 5 4926 -61.16 10.000	46 P 0 6 4997 -11.2 10.000	71 Q 0 11 4997 -1.8 36.000
14 Q 4 5 4927 15.82 36.000	47 P 0 7 4997 0.00 10.000	72 Q 0 12 4997 -1.6 36.000
15 P 4 7 4930 28.07 10.000	48 P 0 8 4997 0.00 10.000	73 Q 0 13 4997 -5.8 36.000
16 Q 4 7 4931 -9.68 36.000	49 P 0 9 4997 -29.50 10.000	74 Q 0 14 4997 -5.00 36.000
17 P 4 9 4934 16.08 10.000	50 P 0 10 4997 -9.00 10.000	81 U 0 1 4997 243.8 10.000
18 Q 4 9 4935 -0.43 36.000	51 P 0 11 4997 -3.50 10.000	82 U 0 2 4997 240.35 5.000
19 P 5 6 4936 44.09 10.000	52 P 0 12 4997 -6.10 10.000	83 U 0 3 4997 232.3 5.000
20 Q 5 6 4937 12.47 36.000	53 P 0 13 4997 -13.50 10.000	84 U 0 4 4997 234.064 5.000
21 P 6 11 4938 7.35 10.000	54 P 0 14 4997 -14.90 10.000	85 U 0 5 4997 234.488 10.000
22 Q 6 11 4939 3.56 36.000	61 Q 0 1 4997 -16.55 60.000	86 U 0 6 4997 123.05 3.000
23 P 6 12 4940 7.79 10.000	62 Q 0 2 4997 30.86 36.000	87 U 0 7 4997 122.075 3.000
24 Q 6 12 4941 2.5 36.000	63 Q 0 3 4997 6.08 36.000	88 U 0 8 4997 125.35 3.000
25 P 6 13 4942 17.75 10.000	64 Q 0 4 4997 -3.90 36.000	89 U 0 9 4997 121.432 3.000
26 Q 6 13 4943 7.22 36.000	65 Q 0 5 4997 1.6 36.000	90 U 0 10 4997 120.863 3.000
27 P 7 8 4944 0.00 10.000	66 Q 0 6 4997 5.23 36.000	91 U 0 11 4997 121.544 3.000
28 Q 7 8 4945 -17.16 36.000	67 Q 0 7 4997 0.00 36.000	92 U 0 12 4997 121.347 3.000
29 P 7 9 4946 28.07 10.000	68 Q 0 8 4997 17.62 36.000	93 U 0 13 4997 120.794 3.000
30 Q 7 9 4947 5.78 36.000	69 Q 0 9 4997 16.60 36.000	94 U 0 14 4997 119.086 3.000
31 P 9 10 4948 5.23 10.000	70 Q 0 10 4997 -5.80 36.000	
32 Q 9 10 4949 4.22 36.000		

Рис.П.6 Файлы INF_14IEEE.txt

По файлу INF_14IEEE.txt выполнялось ОС. Фрагмент результатов ОС представлен на рис.П.7.

	№ узла	U, кВ	mU,кВ	Угол (дельта)	md	P, МВар	mP	Q, МВар	mQ
1	1	243.8224	243.8000	0.0864		231.1498	232.3900	-10.7284	-16.5500
2	2	240.3500	240.3500	0		18.2655	18.3000	37.5589	30.8600
3	3	232.8080	232.3000	-0.1344		-93.2731	-94.2000	10.6758	6.0800
4	4	234.1932	234.0640	-0.0928		-47.7874	-47.8000	0.1298	-3.9000
5	5	234.6725	234.4880	-0.0660		-7.7447	-7.6000	2.6188	-1.6000
6	6	123.4669	123.0500	-0.1591		-10.6964	-11.2000	5.5887	5.2300
7	7	122.8674	122.0750	-0.1460		0.0892	0	0.0509	0
8	8	126.0164	125.3500	-0.1460		0.0446	0	17.0346	17.6200
9	9	122.6803	121.4320	-0.1735		-29.3715	-29.5000	15.2784	16.6000

	№ н	№ к	Рн-к	mPн-к	Рк-н	mPк-н	Qн-к	mQн-к	Qк-н	mQк-н
1	1	2	155.9898	156.8800	-151.7434		-17.0544	-20.4000	30.0250	
2	1	5	75.1600	75.5100	-72.4249		6.3260	3.8500	4.9702	
3	2	3	72.7723	73.2400	-70.4833		4.8602	3.5600	4.7878	
4	2	4	55.9259	56.1300	-54.2615		0.0314	-1.5500	5.0223	
5	2	5	41.3108	41.5200	-40.4172		2.6423	1.1700	0.0899	
6	3	4	-22.7897	-23.2900	23.1521		5.8880	4.4700	-4.9619	
7	4	5	-61.2315	-61.1600	61.7442		15.2586	15.8200	-13.6412	

Рис.П.7 Фрагмент результатов ОС

На рис. П.8 представлено как выполняется задание ограничений для подбора в.к. ПИ МДП в ПВК «State+».

	Параметр	Номер узла 1	Номер узла 2	Предел точности(+ -x)	Регулирование	Начало	Конец
1	P	1			☒	0	600
2	Q	1			☒	-100	100
3	U	1			☒	-100	100
4	P	5		100	☐		
5	Q	5			☒	-100	100
6					☐		
7					☐		
8					☐		
9					☐		
10					☐		
11					☐		
12					☐		

☒ Задать пределы регулирования линий

	Параметр	№ 1-го узла	№ 2-го узла	Предел	R начало	шаг	Количество
1	P	1	5	280	1	1	100

Рис.П.8 Задание ограничений для подбора весовых коэффициентов

На рис.П.9 показано задание исходных данных для расчета УР в программе Matpower. Верхний рис.П.9А содержит информацию по узлам, нижний рис.П.9 Б содержит информацию по связям.

MATPOWER Version 5.1, -- AC Power Flow (Newton)
 Newton's method power flow converged in 3 iterations.
 Converged in 0.10 seconds

Bus Data						
Bus #	voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.060	0.000*	279.98	-21.13	-	-
2	1.045	-5.954	40.00	56.57	21.70	12.70
3	1.010	-14.239	0.00	27.59	94.20	19.00
4	1.013	-12.227	-	-	47.80	-3.90
5	1.013	-10.971	-	-	50.60	1.60
6	1.070	-16.379	0.00	16.76	11.20	7.50
7	1.060	-15.337	-	-	-	-
8	1.090	-15.337	0.00	18.83	-	-
9	1.054	-16.943	-	-	29.50	16.60
10	1.050	-17.129	-	-	9.00	5.80
11	1.056	-16.883	-	-	3.50	1.80
12	1.055	-17.224	-	-	6.10	1.60
13	1.050	-17.292	-	-	13.50	5.80
14	1.034	-18.097	-	-	14.90	5.00
Total:			319.98	98.63	302.00	73.50

А) Информация по узлам

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss (I ² * Z)	
							P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	186.30	-27.02	-180.22	39.75	6.086	18.58
2	1	5	140.67	5.89	-136.42	6.39	4.256	17.57
3	2	3	78.13	3.10	-75.49	3.39	2.640	11.12
4	2	4	65.87	-1.08	-63.56	4.48	2.309	7.01
5	2	5	54.52	2.09	-52.96	-1.00	1.558	4.76
6	3	4	-18.71	5.20	18.96	-5.87	0.252	0.64
7	4	5	-47.97	17.19	48.31	-16.13	0.338	1.07
8	4	7	28.47	-10.94	-28.47	12.76	0.000	1.81
9	4	9	16.29	-0.96	-16.29	2.32	0.000	1.36
10	5	6	43.47	9.13	-43.47	-4.92	-0.000	4.21
11	6	11	6.96	4.11	-6.91	-3.99	0.054	0.11
12	6	12	7.75	2.58	-7.68	-2.43	0.072	0.15
13	6	13	17.56	7.49	-17.35	-7.08	0.211	0.41
14	7	8	0.00	-18.30	-0.00	18.83	0.000	0.53
15	7	9	28.47	5.55	-28.47	-4.72	-0.000	0.82
16	9	10	5.61	3.67	-5.60	-3.63	0.013	0.03
17	9	14	9.65	3.25	-9.53	-3.00	0.119	0.25
18	10	11	-3.40	-2.17	3.41	2.19	0.012	0.03
19	12	13	1.58	0.83	-1.57	-0.83	0.006	0.01
20	13	14	5.42	2.11	-5.37	-2.00	0.052	0.11
Total:							17.978	70.58

Б) Информация по связям

Рис.П.9 Исходная информация по 14–ти узловой схеме IEEE для «MatPower»

ПРИЛОЖЕНИЕ В. Исходная информация по 30–ти узловой схеме IEEE

Файл IEEE30.txt содержит данные по узлам и данные по ветвям (рис.П.10, рис.П.11). По этому файлу выполняется расчет УР.

Данные по узлам

№уз	тип	Uном кВ	Вш (емк+ мСм инд-)	Напряжение		Мощность нагрузки		Мощность генерации		Пределы генерации	
				фаза, град	модуль, кВ	P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар	Qmax, МВар	Qmin, МВар
1	3	132.0	-	0.000	139.920	-	-	260.95	-16.53	-	-
2	2	132.0	-	-5.350	137.676	21.70	12.70	40.00	49.56	50.00	-40.00
3	1	132.0	-	-7.532	134.734	2.40	1.20	-	-	-	-
4	1	132.0	-	-9.285	133.548	7.60	1.60	-	-	-	-
5	2	132.0	-	-14.167	133.320	94.20	19.00	0.00	36.94	40.00	-40.00
6	1	132.0	-	-11.065	133.350	-	-	-	-	-	-
7	1	132.0	-	-12.866	132.312	22.80	10.90	-	-	-	-
8	2	132.0	-	-11.815	133.320	30.00	30.00	0.00	37.22	40.00	-10.00
9	1	132.0	-	-14.110	34.680	-	-	-	-	-	-
10	1	33.0	17.4472	-15.701	34.489	5.80	2.00	-	-	-	-
11	2	33.0	-	-14.110	35.706	-	-	0.00	16.18	24.00	-6.00
12	1	33.0	-	-14.944	34.884	11.20	7.50	-	-	-	-
13	2	33.0	-	-14.944	35.343	-	-	0.00	10.63	24.00	-6.00
14	1	33.0	-	-15.836	34.395	6.20	1.60	-	-	-	-
15	1	33.0	-	-15.928	34.243	8.20	2.50	-	-	-	-
16	1	33.0	-	-15.527	34.464	3.50	1.80	-	-	-	-
17	1	33.0	-	-15.862	34.316	9.00	5.80	-	-	-	-
18	1	33.0	-	-16.543	33.928	3.20	0.90	-	-	-	-
19	1	33.0	-	-16.716	33.846	9.50	3.40	-	-	-	-
20	1	33.0	-	-16.520	33.981	2.20	0.70	-	-	-	-
21	1	33.0	-	-16.143	34.079	17.50	11.20	-	-	-	-
22	1	33.0	-	-16.129	34.097	-	-	-	-	-	-
23	1	33.0	-	-16.319	33.896	3.20	1.60	-	-	-	-
24	1	33.0	3.94858	-16.496	33.712	8.70	6.70	-	-	-	-
25	1	33.0	-	-16.068	33.571	-	-	-	-	-	-
26	1	33.0	-	-16.487	32.988	3.50	2.30	-	-	-	-
27	1	33.0	-	-15.543	33.767	-	-	-	-	-	-
28	1	132.0	-	-11.689	132.897	-	-	-	-	-	-
29	1	33.0	-	-16.773	33.112	2.40	0.90	-	-	-	-
30	1	33.0	-	-17.656	32.733	10.60	1.90	-	-	-	-

Рис.П.10 Исходная информация по 30–ти узловой схеме IEEE. Данные по узлам

Данные по ветвям

нач	кон	R, Ом	X, Ом	B, мСм (емк+ инд-)	Ктр
1	2	3.3454	10.0188	0.3030	-
1	3	7.8756	28.7844	0.2342	-
2	4	9.9317	30.2655	0.2112	-
3	4	2.3000	6.6037	0.0482	-
2	5	8.2241	34.5518	0.2399	-
2	6	10.1233	30.7185	0.2146	-
4	6	2.0735	7.2135	0.0517	-
5	7	8.0150	20.2118	0.1171	-
6	7	4.6522	14.2877	0.0976	-
6	8	2.0909	7.3181	0.0517	-
6	9	0.0000	34.6648	0.0000	0.255624
6	10	0.0000	90.9641	0.0000	0.257998
9	11	0.0000	2.2651	0.0000	-
9	10	0.0000	1.1979	0.0000	-
4	12	0.0000	38.7454	0.0000	0.26824
12	13	0.0000	1.5246	0.0000	-
12	14	1.3406	2.7868	0.0000	-
12	15	0.7209	1.4201	0.0000	-
12	16	1.0291	2.1638	0.0000	-
14	15	2.4067	2.1747	0.0000	-
16	17	0.5706	2.0941	0.0000	-
15	18	1.1685	2.3795	0.0000	-
18	19	0.6959	1.4070	0.0000	-
19	20	0.3703	0.7405	0.0000	-
10	20	1.0193	2.2760	0.0000	-
10	17	0.3528	0.9202	0.0000	-
10	21	0.3790	0.8157	0.0000	-
10	22	0.7917	1.6324	0.0000	-
21	22	0.1263	0.2570	0.0000	-
15	23	1.0890	2.1998	0.0000	-
22	24	1.2524	1.9493	0.0000	-
23	24	1.4375	2.9403	0.0000	-
24	25	2.0528	3.5850	0.0000	-
25	26	2.7704	4.1382	0.0000	-
25	27	1.1903	2.2727	0.0000	-
28	27	0.0000	64.6538	0.0000	0.258264
27	29	2.3936	4.5226	0.0000	-
27	30	3.4870	6.5634	0.0000	-
29	30	2.6125	4.9364	0.0000	-
8	28	11.0817	34.8480	0.2456	-
6	28	2.9447	10.4370	0.0746	-

Рис.П.11 Исходная информация по ветвям для 30-ти узловой схеме IEEE.
Данные по ветвям

Файл IEEE. INF_30IEEE.txt содержит список телеизмерений (рис.П.12). По этому файлу выполняется расчет ОС и оценивание ТМДП. Расшифровка данных приведена в таблице П.1.

Информация по узлам

1	4	1	2	4020	173.9121	10.000
2	4	1	3	4021	87.5393	10.000
3	4	2	4	4020	43.8244	10.000
4	4	2	5	4021	82.7125	10.000
5	4	2	6	4020	60.3635	10.000
6	4	3	4	4021	82.0042	10.000
7	4	4	6	4020	70.9483	10.000
8	4	4	12	4021	45.3647	10.000
9	4	5	7	4020	-14.4622	10.000
10	4	6	7	4021	37.8558	10.000
11	4	6	8	4020	29.7682	10.000
12	4	6	9	4021	26.9239	10.000
13	4	6	10	4020	15.3057	10.000
14	4	6	28	4021	18.8659	10.000
15	4	9	11	4020	0.000	10.000
16	4	9	10	4021	26.9236	10.000
17	4	10	20	4020	906.9.5956	300.000
18	4	10	17	4021	905.0213	450.000
19	4	10	21	4020	15.4349	10.000
20	4	10	22	4021	7.3882	10.000
21	4	12	13	4020	0.00	10.000
22	4	12	14	4021	8.1306	10.000
23	4	12	15	4020	18.4466	10.000
24	4	12	16	4021	7.6012	10.000
25	4	14	15	4020	1.9229	10.000
26	4	15	18	4021	6.4532	10.000
27	4	15	23	4020	5.3004	10.000
28	4	16	17	4021	4.0074	10.000
29	4	18	19	4020	3.1980	10.000
30	4	19	20	4021	-6.3142	10.000
31	4	21	22	4020	-2.1818	10.000
32	4	22	24	4021	5.1764	10.000
33	4	23	24	4020	904.0852	300.000
34	4	24	25	4021	-1.5354	10.000
35	4	25	26	4020	3.5645	10.000
36	4	25	27	4021	-5.0865	10.000
37	4	27	28	4020	-18.4042	10.000
38	4	27	29	4021	6.1997	10.000
39	4	27	30	4020	43.8244	10.000
40	5	1	2	4021	-25.0191	50.000
41	5	1	3	4021	8.4896	50.000
42	5	2	4	4021	9.3998	50.000
43	5	2	5	4021	4.0014	50.000
44	5	2	6	4021	5.4379	50.000
45	5	3	4	4021	-4.1676	50.000
46	5	4	6	4021	-17.7135	50.000
47	5	4	12	4021	15.6494	50.000
48	5	5	7	4021	16.1053	50.00
50	5	6	7	4021	-3.4957	50.00
51	5	6	8	4021	-20.0307	50.0
52	5	6	9	4021	-3.6302	50.00
53	5	6	10	4021	4.1710	50.00
54	5	6	28	4021	2.5620	50.00
55	5	8	28	4021	-4.9055	50.0
56	5	9	11	4021	23.6868	50.0
57	5	9	10	4021	17.6060	50.0
58	5	10	20	4021	-1.7042	50.0
59	5	10	17	4021	-0.836	50.0
60	5	10	21	4021	10.0581	50.0
61	5	10	22	4021	-4.5229	50.0
62	5	12	13	4021	17.9912	50.0
63	5	12	14	4021	-3.0820	50.0
64	5	12	15	4021	10.3879	50.0
65	5	12	16	4021	-6.8331	50.0
66	5	14	15	4021	-1.5032	50.0
67	5	15	18	4021	-3.3417	50.0
68	5	15	23	4021	-5.2661	50.0
69	5	16	17	4021	-4.9573	50.0
70	5	18	19	4021	-2.4220	50.0
71	5	19	20	4021	1.003	50.0
72	5	21	22	4021	1.3857	50.0
73	5	22	24	4021	-3.0688	50.0
74	5	23	24	4021	-3.6194	50.0
75	5	24	25	4021	-1.5354	50.0
76	5	25	26	4021	-0.009	50.0
77	5	25	27	4021	-2.3846	50.0
78	5	27	28	4021	-5.8012	50.0
79	5	27	29	4021	1.6725	50.0
80	5	27	30	4021	1.6689	50.0

Продолжение INF_30IEEE.txt

Информация по связям

82	3	0	2	4997	137.67	3.00
83	3	0	3	4997	133.89	3.00
84	3	0	4	4997	132.75	3.000
85	3	0	5	4997	133.32	3.00
86	3	0	6	4997	132.66	3.00
87	3	0	7	4997	131.78	3.000
88	3	0	8	4997	133.32	3.00
89	3	0	9	4997	34.203	3.00
90	3	0	10	4997	34.60	3.000
91	3	0	11	4997	35.70	3.00
92	3	0	12	4997	34.56	3.00
93	3	0	13	4997	35.34	3.000
94	3	0	14	4997	33.99	3.00
95	3	0	15	4997	33.76	3.00
96	3	0	16	4997	33.90	3.00
97	3	0	17	4997	33.52	3.00
98	3	0	18	4997	33.76	3.00
99	3	0	19	4997	33.12	3.00
100	3	0	20	4997	33.21	3.00
101	3	0	21	4997	33.18	3.00
102	3	0	22	4997	33.20	3.00
103	3	0	23	4997	33.23	3.00
104	3	0	24	4997	32.82	3.00
105	3	0	25	4997	32.92	3.00
106	3	0	26	4997	32.32	3.00
107	3	0	27	4997	33.27	3.00
108	3	0	28	4997	132.05	3.00
109	3	0	29	4997	33.0	3.0
110	3	0	30	4997	33.0	3.0
111	0	0	10	4997	26.95	1.000
112	1	0	1	4997	-16.53	20.0
113	0	0	9	4997	-9.3	10.0
114	0	0	21	4997	-25.86	10.0
114	0	0	23	4997	-2.86	10.0
115	0	0	3	4997	-2.4	10.0
116	1	0	3	4997	-1.2	20.0
117	0	0	4	4997	-140.6	10.0
118	1	0	4	4997	-1.6	20.0
119	0	0	5	4997	-250.2	10.0
120	1	0	5	4997	17.94	20.0
121	0	0	27	4997	144.2	100.0
122	0	0	22	4997	2.2	1000.0
122	0	0	24	4997	-13.2	10.0
122	0	0	25	4997	-3.2	10.0
122	0	0	26	4997	-3.2	10.0
122	0	0	28	4997	-3.2	10.0
122	0	0	29	4997	42.2	10.0
122	0	0	30	4997	-82	10.0

Рис.П.12 Исходная информация по 30–ти узловой схеме IEEE. INF_30IEEE.txt

ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Расчет ТМДП в сечении «Братск-Иркутск». Сценарий 2

В приложении приведены расчеты максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении «Братск – Иркутск» Иркутской энергосистемы по сценарию 2. На подготовительном этапе для вычисления весовых коэффициентов ПИ МДП формируются режимные ограничения. Для второго сценария в качестве ограничений используются выражения 4.1 (первые два неравенства), 4.2–4.4.

На основном этапе (режим on line) согласно условию заданного сценария требуется рассчитать МДП контролируемого сечения для передачи дополнительной мощности из узла 2 в узлы 3, 5 и сформировать УВ, направленные на осуществление передачи мощности.

Исходными данными является оперативная информация и значения в.к ПИ МДП, полученные с помощью ИНС. Расчеты выполнялись в ПВК «State+».

На рис. П.13 показаны значения перетоков активной мощности в линиях. Суммарный переток в контролируемом сечении равен 2037 МВт (сумма перетоков по ВЛ–4 и ВЛ–5), что соответствует значению МДП, используемого диспетчерским персоналом в настоящее время (2040 МВт). На рис. П.14 показаны отклонения активной мощности, реактивной мощности, напряжения в узлах. Из рисунков видно, что все ограничения соблюдены и все обязательства перед потребителями выполнены.

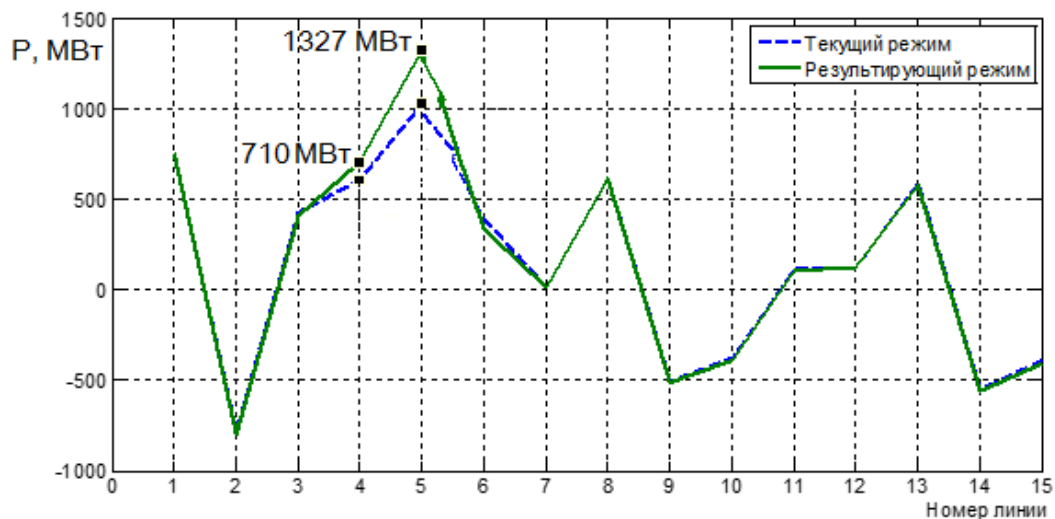


Рис. П.13 Значения перетоков активной мощности

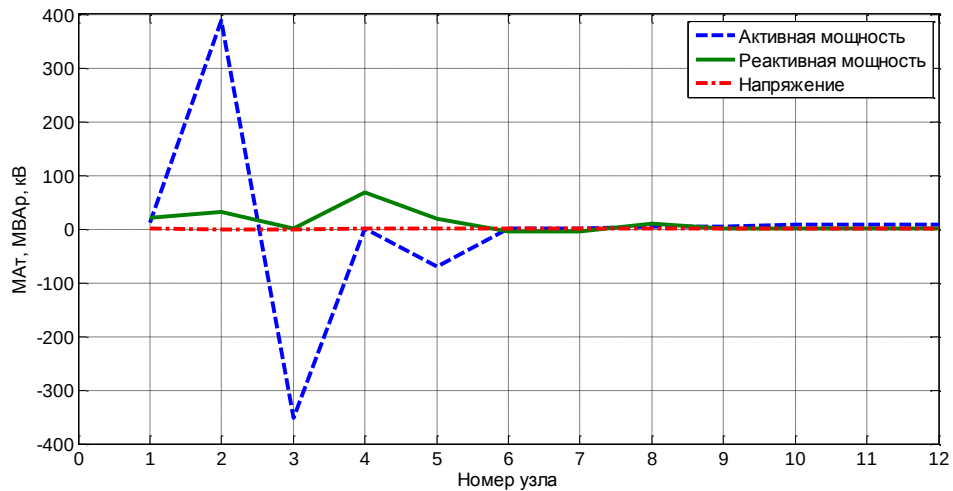


Рис.П.14 Отклонения инъекции активной мощности, инъекции реактивной мощности, напряжения в увеличенном виде

По полученным результатам специалист СО может судить об имеющемся запасе пропускной способности контролируемого сечения и принимать решения о дополнительной загрузке сечения в случае спроса на дополнительную мощность. Также полученные результаты помогут специалисту СО принять, в случае необходимости, решение о перераспределении мощности между линиями, входящими в состав контролируемого сечения.