

Шувалова А.А., Полищук В.И.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСПОРТОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Монография



2026

Югорский государственный университет

Шувалова А.А., Полищук В.И.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ
УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСПОРТОМ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Монография

Москва
Альпен-Принт
2026

УДК 621.316.11
ББК 31.19
Ш95

Рекомендована к печати:
Методическим советом Политехнической школы ЮГУ

Авторы:

Шувалова А.А. – кандидат технических наук, доцент, Югорский
государственный университет
Полищук В.И. – доктор технических наук, профессор, Югорский
государственный университет

Рецензенты:

Ковалев В.З. – доктор технических наук, профессор, Югорский
государственный университет
Банов Д.М. – кандидат технических наук, доцент, Самарский государственный
технический университет

Шувалова А. А., Полищук В. И.

Совершенствование методов управления транспортом электроэнергии :
монография / А. А. Шувалова, В. И. Полищук. —
Москва : ООО «Альпен-Принт», 2026. — 143 с. : рис., табл.

ISBN 978-5-6055838-0-6

DOI: 10.65551/978-5-6055838-0-6.2026

EDN: NHUYVO

В монографии выполнен анализ методов ликвидации недопустимых перегрузок системных элементов, на основе которого предлагаются новые методики оперативного управления электрическими режимами. Обоснованы методики, использующие регулирующий эффект нагрузки по напряжению, обусловленного их статическими характеристиками. Предлагается применение описанных методик для оперативного управления электрическими режимами, что позволит снизить или полностью избежать отключений потребителей, необходимых для предотвращения развития и ликвидации недопустимых перегрузок межсистемных сетевых элементов. Результаты имеют значение специалистов электросетевых компаний, занимающихся диспетчерским управлением, и студентов-магистрантов, обучающихся по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

© Шувалова А.А., Полищук В.И., 2026
© ООО «Альпен-Принт», 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. МЕТОДЫ И ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ В УТЯЖЕЛЕННЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ	8
1.1 Задачи оперативного управления режимами	8
1.2 Анализ системных аварий XX и XXI века	18
1.3 Анализ исследований в области ликвидации аварий, связанных с дефицитом активной мощности в энергосистеме и токовой перегрузкой ее сетевых элементов.....	32
1.4 Выводы к главе 1	40
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ СНИЖЕНИЯ НЕДОПУСТИМОЙ ТОКОВОЙ ПЕРЕГРУЗКИ СИСТЕМНОЙ СВЯЗИ	41
2.1 Оценка регулирующего эффекта нагрузки и анализ возможности его использования при решении задач снижения недопустимой токовой перегрузки сетевых элементов.....	41
2.2 Разработка алгоритма оптимизации значений напряжений в узлах генераторов и коэффициентов трансформации системообразующих подстанций	57
2.3 Рекомендации по применению регулирующего эффекта нагрузки	69
2.4 Разработка методики ввода сальдо-перетока активной мощности в область допустимых значений	78
2.5 Выводы к главе 2	86
ГЛАВА 3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ НЕОБХОДИМЫХ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕДОПУСТИМОГО САЛЬДО-ПЕРЕТОКА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	87
3.1 Моделирование элементов энергосистем.....	87
3.2 Расчетные модели энергосистем	92

3.3 Анализ взаимосвязей изменения напряжения узлов нагрузки, с учетом их статических характеристик, на уровни токовой загрузки межсистемных связей	99
3.4 Апробация программы определения уровней напряжения для ввода сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении в область допустимых значений	114
3.5 Проверка методики в рамках решения задачи предотвращения развития и ликвидации превышения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении.....	123
3.6 Выводы к главе 3	131
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	133
Список литературы.....	135

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. Единая Энергетическая Система является уникальным энергообразованием, охватывающем множество энергорайонов с высокими уровнями генерации и потребления электроэнергии, которые связаны между собой обширной сетью линий высокого, сверхвысокого и ультравысокого напряжения. Развитые электрические сети позволяют каждый день передавать десятки гигаватт электроэнергии с востока на запад и обратно. Ввиду большого количества часовых поясов на территории Российской Федерации, транзитные потоки мощности по линиям СВЕРХВЫСОКОГО и ультравысокого напряжения могут менять направление несколько раз за день. В этих условиях обеспечение нормальных режимов работы системообразующих элементов является важной стратегической задачей, с которой на протяжении многих лет успешно справляется персонал Системного Оператора Единой Энергетической Системы.

К одной из подзадач управления транспортом электроэнергии, решаемых персоналом электрических сетей, принадлежит задача предупреждения и ликвидации перегрузок сетевых элементов как в отдельности, так и в составе сечения. Залогом успешного ее решения является постоянное развитие и совершенствование методов планирования, а также методов противоаварийного и оперативного управления электроэнергетическими режимами.

При этом, несмотря на большую степень разработки вопросов планирования и управления электроэнергетическими режимами, системные аварии, связанные с недопустимыми режимами работы сетевых элементов, все еще имеют место быть как в отечественной энергетике, так и за рубежом. Регулярно в энергосистемах по всему миру происходят нарушения, вызванные различными процессами природного и техногенного характера, которые способствуют возникновению недопустимой перегрузки межсистемных сетевых элементов. Это, в свою очередь, приводит к веерным отключениям и развалу всей энергосистемы, что влечет за собой значительные финансовые убытки и социальные последствия. Одной из первопричин этого является постоянное наращивание генерирующих и потребляющих мощностей, сопровождающее все

развивающиеся экономики, что приводит к кратному росту загрузки электрических сетей, развитие которых, зачастую, производится далеко не в первую очередь. Электрические сети находятся в условиях постоянно снижающихся резервов пропускной способности при одновременном росте требований к качеству электроснабжения потребителей. Ярким примером являются электросети Индии, работающие на пределе своих перегрузочных способностей, что явилось главной предпосылкой к развитию аварии 2012 года, результате которой было обесточено 600 млн. человек. При этом, несмотря на значительное ужесточение законодательства, в практике оперативного управления электрическими режимами энергосистем все еще остаются актуальными такие архаичные, на первый взгляд, способы предотвращения перегрузок системных элементов как принудительное погашение потребителей. К подобному мероприятию регулярно прибегают во время ликвидации аварий, как например это было в 2006 г. в Европейской энергосистеме.

Ввиду этого, расширение арсенала средств оперативного управления по снижению перегрузок системообразующих элементов, не связанного с погашением потребителей является актуальной задачей.

В данной работе выполнен анализ методов ликвидации недопустимых перегрузок системных элементов, на основе которого предлагаются новые методики оперативного управления электрическими режимами. В основе предлагаемых методик лежит использование регулирующего эффекта нагрузки по напряжению, обусловленного их статическими характеристиками. Применение описанных в данной работе методик оперативного управления электрическими режимами позволит снизить или полностью избежать отключений потребителей, необходимых для предотвращения развития и ликвидации недопустимых перегрузок межсистемных сетевых элементов.

Степень разработанности проблемы. Большой вклад в проработку данных вопросов внесли многие ученые, среди которых: Аюев Б. И., Веников В. А., Идельчик В. И., Файницкий О. В., Хозяинов М. А., Пономаренко И. С., Панасецкий Д. А., Фролов О. В., Илюшин П. В., Денисов В. В., Сатанин В. В.,

Батраков Р. В., Воронин В. А., Андреев. А. В., Наровлянский В. Г. и др.

Среди иностранных коллег, большую значимость имеют исследования Mazi A. A, Makram E. B, Bakirtzis A. J., A. P. Sakis Melioropoulos и др.

Объектом исследования является энергосистема, включающая себя крупные энергоузлы, связанные между собой межсистемными сетевыми элементами.

Цель настоящей работы заключается в расширении арсенала средств оперативного управления электроэнергетическими режимами, связанных с решением задачи предотвращения развития и ликвидации перегрузок межсистемных связей, которые позволят снизить или полностью избежать ввода графиков ограничений электроснабжения.

Для достижения цели были поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ статических характеристик нагрузки по напряжению и оценка их регулирующего эффекта.

2. Изучение способов изменения уровней напряжения и выявления закономерностей между уровнями напряжений и загрузкой системных элементов.

3. Разработка алгоритмов оптимизации значений напряжений в узлах рассматриваемой части энергосистемы по критерию минимума отклонения токовой загрузки межсистемного элемента и критерию минимума отклонения сальдо-перетока активной мощности межсистемного элемента от заданных значений.

4. Разработка методик оперативного управления токовой загрузкой и сальдо-перетоком активной мощности межсистемного элемента, применение которых позволяет снизить объемы вводимых ограничений электроснабжения, необходимых для решения задачи по снижению перегрузок межсистемных элементов.

5. Выработка рекомендаций по использованию регулирующего эффекта нагрузки по напряжению в практике планирования и управления электрическими режимами энергосистем.

ГЛАВА 1. МЕТОДЫ И ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ В УТЯЖЕЛЕННЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

1.1 Задачи оперативного управления режимами

Целью управления электроэнергетической системой является достижение наибольшего значения критерия эффективности, с учетом заданных ранее ограничений. Данная задача разбивается на поиски оптимальных состояний энергосистемы в разные интервалы времени. Управление энергосистемами по временному промежутку можно разделить на три вида: оперативное, годовое и многолетнее.

Оперативное управление обладает своей спецификой, ввиду различной скорости протекания переходных процессов в электрических сетях. Продолжительность многих переходных процессов зачастую не превышает нескольких секунд, а иногда составляет доли секунды. Примером такого переходного процесса является короткое замыкание на линии электропередач. В таких ситуациях персонал организаций, ответственных за оперативное управление энергосистемой, чисто физиологически не в состоянии своевременно среагировать на то или иное возмущение в электрической сети. Поэтому, для эффективного решения задачи управления энергосистемой применяется комплекс устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА), элементы которого производят постоянное измерение состояния сети, анализ параметров электроэнергетического режима и выдачу соответствующих управляющих воздействий в ответ на то или иное изменение в системе. Основным назначением оборудования РЗА является предотвращение развития и ликвидация аварийных нарушений в энергосистеме. Иногда в результате одного или нескольких аварийных возмущений локализовать и предотвратить развитие аварии на начальном этапе не удастся, вследствие чего происходит дальнейшее развитие аварийного процесса с вовлечением в него всё большего количества элементов. Особо масштабные аварии носят название системных аварий ввиду их

распространения далеко за пределы локации с первоначальным возмущением.

Несмотря на то, что причинами возникновения аварии могут быть абсолютно разные события, а варианты дальнейшего развития аварийного процесса достаточно обширны, можно выделить несколько основных этапов, которые имеют место быть в каждой аварии, независимо от ее масштаба, причины возникновения и процесса развития:

- предаварийное состояние;
- инициирующее событие;
- каскадное развитие аварии;
- конечное состояние;
- восстановление.

При этом, каскадное развитие аварии можно разделить на быструю и медленную фазу. В быструю фазу процессы, протекающие в энергосистеме, происходят очень быстро, в результате чего ответную реакцию может выдать только автоматика. В медленную фазу, в течение некоторого времени сохраняется нормальное состояние сети, отсутствует серьезное нарушение баланса активной и реактивной мощности, превышения различных критериев минимальны. При этом все процессы протекают медленно и главной проблемой является множественная перегрузка элементов сети. На данном этапе низкая скорость протекания аварии позволяет реализовать оперативные команды, которые могут предотвратить каскадное развитие аварии. [1]

Зачастую авариям предшествуют утяжеленные режимы, которые допустимы по условию работы электрооборудования в течение ограниченного времени. Однако данные режимы крайне нежелательны т.к. в этом случае уменьшается запас прочности в энергосистеме. Обычно утяжеленные режимы характеризуются выходом одного или более параметров за рамки допустимых значений, как например перегрузка одного или нескольких элементов сечения. Перегрузка электрооборудования и сетевых элементов возникает при потере генерации, росте нагрузки (при отсутствии генерирующего резерва в дефицитной части энергосистемы), отключении одной или нескольких

параллельных связей.

Перетоки мощности по сетевым элементам не должны превышать своих длительно допустимых значений. В случае возникновения перегрузки одного или нескольких сетевых элементов выполняются мероприятия по их разгрузке: загрузка по активной мощности генераторов в дефицитной части; изменение топологии сети; скорейший ввод в работу ранее отключенного оборудования; ограничение электроснабжения потребителей.

Ввиду сложности и многообразности процессов, протекающих в энергосистеме и характеризующихся множеством различных параметров, непрерывно изменяющихся во времени, выявление потенциально опасного изменения параметра режима является крайне сложной задачей. Ввиду этого, в практике планирования и управления электрическими режимами используется ряд критериев, с помощью которых происходит оценка режима энергосистемы. В рамках исследований наиболее интересными являются напряжение в контрольных пунктах (далее КП) энергосистемы, сальдо-переток активной мощности в контролируемом сечении, максимально-допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении (далее МДП), длительно-допустимая токовая нагрузка (ДДТН) линий электропередач и электросетевого оборудования.

Под напряжением в контрольных пунктах энергосистемы понимаются значения уровней напряжения в некоторых выделенных узлах энергосистемы, оказывающих наибольшее влияние на устойчивость нагрузки, потери электроэнергии, параллельную работу электростанций и частей синхронной зоны. Напряжение в контрольных пунктах поддерживается в соответствии в соответствии со специально разработанными графиками. Поддержание заданного уровня напряжения обеспечивается за счет изменения:

- генерируемой реактивной мощности электростанций;
- генерируемой реактивной мощности компенсирующих устройств;
- коэффициента трансформации силовых трансформаторов.

Определение контрольных пунктов производится на основании

результатов расчетов установившихся режимов электроэнергетической системы, при этом проводится оценка: взаимного влияния уровней напряжения в узлах модели; возможности и эффективности осуществления операций регулирования напряжения; диапазона изменения уровней напряжения в узлах модели в процессе регулирования.

В составляемом на один месяц графике напряжений, для рабочего и выходного дня, содержатся значения верхней и нижней границы напряжения в контрольном пункте:

Таблица 1 – Пример графика напряжений КП

КП	$U_{Авар}$	U_{min}	$U_{НПП}$	$U_{уст}$	$U_{ВПП}$	U_{max}
Узел №1	87	91	112	115,5	124	126
Узел №2	87	91	112	113,4	124	126
Узел №3	87	91	112	114,5	124	126
Узел №4	88	92	112	115,1	124	126
Узел №5	86	90	112	114,6	124	126
Узел №6	89	92	115	114,4	124	126
Узел №7	86	90	112	114	124	126

Под максимально допустимым перетоком мощности в контролируемом сечении подразумевают такое суммарное значение перетока активной мощности в сечении (группе сетевых элементов, отключение которых приведет к выделению части энергосистемы на изолированную работу), в нормальном режиме, при котором в случае нормативного возмущения в послеаварийной схеме будут выполняться условия статической и динамической устойчивости.

Под нормативными возмущениями понимаются наиболее тяжелые возмущения, которые необходимо учитывать по условиям устойчивости энергосистем.

Для каждого значения МДП должны выполняться следующие условия:

1. Коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме

– не менее 0,20,

$$P_{дон1} = (1 - K_{зан1}) \times P_{пред} - \Delta P_{но} = 0,8 \times P_{пред} - \Delta P_{но} \quad (1)$$

где $P_{дон1}$ – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (20 %) коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме (МВт); $K_{зан1}$ – нормативный (20 %) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности; $P_{пред}$ – предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт), $\Delta P_{но}$ – нерегулярные отклонения активной мощности.

Коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,15.

$$P_{дон2} = P(U_{дон}) - \Delta P_{но} \quad (2)$$

где $P_{дон2}$ – допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного (15 %) коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме (МВт); $U_{дон}$ – допустимое напряжение в узле нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме (кВ); $P(U_{дон})$ – переток активной мощности в контролируемом сечении, соответствующий допустимому напряжению в контролируемых узлах (МВт).

Поиск величины допустимого напряжения в узле нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме, по которой определяется допустимый переток активной мощности в сечении, производится следующим образом:

$$U_{дон} = \frac{U_{кр}}{(1 - K_{зан2})} = \frac{U_{кр}}{0,85} \quad (3)$$

где $U_{кр}$ – критическое напряжение в узле нагрузки (кВ); $K_{зан2}$ – нормативный (15%) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки. Критическое напряжение в узле нагрузки соответствует границе

статической устойчивости электродвигательной нагрузки. При отсутствии точных данных величина критического напряжения в узлах нагрузки 110 кВ принимается равной:

$$U_{кр} = 0,7 \times U_{ном} \quad (4)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение электрической сети (кВ).

2. Коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях – не менее 0,08.

$$P_{допз} = P_{\partial/ав} (P_{n/ав}) - \Delta P_{но} + \Delta P_{ПА} \quad (5)$$

где $P_{допз}$ – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (8 %) коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме (МВт); $P_{\partial/ав}$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт); $P_{n/ав}$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт); $P_{\partial/ав} (P_{n/ав})$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий перетоку активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт); $\Delta P_{ПА}$ – приращение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств и комплексов противоаварийной автоматики (МВт).

Величина перетока активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения ($P_{n/ав}$), относительно которой должен рассчитываться переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме ($P_{\partial/ав}$) определяется по формуле:

$$P_{n/ав} = (1 - K_{занз}) \times P_{n/ав}^{пред} = 0,92 \times P_{n/ав}^{пред} \quad (6)$$

где $K_{занз}$ – нормативный (8 %) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности; $P_{n/ав}^{пред}$ – предельный по статической

апериодической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт).

3. Коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях – не менее 0,10.

$$P_{\text{дон}4} = P_{\text{д/ав}}(U_{\text{н/ав}}^{\text{дон}}) - \Delta P_{\text{но}} + \Delta P_{\text{ПА}} \quad (7)$$

где $P_{\text{дон}4}$ – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (10 %) коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в контролируемом сечении в послеаварийном режиме (МВт); $P_{\text{д/ав}}$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт); $U_{\text{н/ав}}^{\text{дон}}$ – допустимое напряжение в узле нагрузки в послеаварийном режиме (кВ); $P_{\text{д/ав}}(U_{\text{н/ав}}^{\text{дон}})$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимому напряжению в контролируемых узлах в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт). При этом величина допустимого напряжения в узле нагрузки в послеаварийном режиме, по которой определяется допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении находится следующим образом:

$$U_{\text{н/ав}}^{\text{дон}} = \frac{U_{\text{кр}}}{(1 - K_{\text{зан}4})} = \frac{U_{\text{кр}}}{0,9} \quad (8)$$

где $K_{\text{зан}4}$ – нормативный (10 %) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки.

4. Отсутствие нарушения динамической устойчивости при нормативных возмущениях.

$$P_{\text{дон}5} = P_{\text{дин}}^{\text{пред}} - \Delta P_{\text{но}} \quad (9)$$

где $P_{\text{дон}5}$ – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций в послеаварийном режиме (МВт); $P_{\text{дин}}^{\text{пред}}$ – предельный по динамической

устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт).

5. Токовые нагрузки электросетевого и генерирующего оборудования не превышают длительно допустимых значений в нормальной (ремонтной) схеме и аварийно допустимых (на время 20 минут) значений в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях.

$$P_{\text{донб}} = P_{\text{д/ав}}(I_{\text{н/ав}}^{\text{дон}}) - \Delta P_{\text{но}} + \Delta P_{\text{ПА}} \quad (10)$$

где $P_{\text{донб}}$ – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт); $P_{\text{д/ав}}$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт); $I_{\text{н/ав}}^{\text{дон}}$ – допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме (А); $P_{\text{д/ав}}(I_{\text{н/ав}}^{\text{дон}})$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимой токовой нагрузке линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт).

В качестве значения длительно допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме ($I_{\text{н/ав}}^{\text{дон}}$) принимается значение длительно допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования с учетом перегрузки длительностью 20 минут.

В результате расчетов получают шесть значений перетоков активной мощности для каждой конкретной схемы. Из этих шести значений выбирают наименьшее значение, которое и будет являться максимально допустимым перетоком активной мощности в контролируемом сечении. При этом значения МДП рассчитываются для каждой конкретной схемы энергосистемы и значения температуры окружающего воздуха.

Для многих энергосистем определяющим условием, при расчете максимально допустимого перетока, является условие обеспечения длительно-

допустимой токовой нагрузки сетевых элементов.

Также при планировании и управлении режимом энергосистемы осуществляется контроль за следующими параметрами:

- текущая токовая нагрузка оборудования не должна превышать длительно допустимое значение, определенное для каждого элемента сети с использованием поправочных температурных коэффициентов;
- вырабатываемая генераторами активная и реактивная мощность должна находиться в интервале, определенном технологическим минимумом и максимумом для каждого генератора;
- текущее значение сальдо-перетока мощности в сечении не должно превышать максимально допустимое значение в течении 20 минут (используется среднеквадратичное значение), а в случае перехода энергосистемы на вынужденный режим работы – в течение дополнительных 40 минут. При этом, в при оперативном управлении контролируется только активная часть сальдо-перетока мощности.

Все проанализированные выше параметры активно используются при проведении противоаварийных мероприятий по разгрузке системных связей. При этом, в настоящее время, разгрузка системных связей осуществляется несколькими методами.

Загрузка генераторов станций в дефицитной части энергосистемы и разгрузка генераторов станций в избыточной части энергосистемы. За счет этого происходит перераспределение перетоков мощности и дефицитная энергосистема начинает получать большее количество мощности по внутренним связям, в результате чего происходит разгрузка загруженных системных связей. Данный метод обладает высоким быстродействием и эффективностью. Однако для его реализации необходимо наличие достаточного резерва мощности в дефицитной энергосистеме. Объемы располагаемых резервов изменяются в течение суток ввиду неравномерности потребления нагрузки и если в вечернее и ночное время энергосистема обычно располагает значительными объемами резервной мощности, то на периоды максимума нагрузки, во время которых

наиболее вероятно развитие аварии, связанной с перегрузкой системных связей, резерв зачастую может достигать минимально необходимых значений. Стремление к уменьшению объемов холодного и особенно горячего резерва связано с издержками, затрачиваемыми на поддержание оборудования в работоспособном состоянии, что негативно сказывается на экономике генерирующих предприятий. Помимо достаточных объемов, располагаемый резерв мощности должен соответствовать требованиям стандартов [2-6] и обладать достаточным быстродействием для возможности реализации оперативного противоаварийного управления.

Следующим рассматриваемым способом является изменение топологии сети за счет переключений коммутационного оборудования. Данный способ позволяет вывести из состава рассматриваемого дефицитного района часть нагрузки, путем перевода ее питания на баланс источника другого энергорайона. Данное мероприятие характеризуется хорошими показателями быстродействия и эффективности. Быстродействие, в данном случае, определяется временем выполнения команды по изменению состояния коммутационного оборудования и, как правило, не превышает нескольких минут (в аварийных ситуациях). Недостатком данного метода является относительно небольшое количество узлов, которые можно перевести на баланс другой части энергосистемы, ввиду чего данный способ не позволяет ликвидировать значительные перегрузки системных связей.

Если ввод доступных резервов, а также мероприятия по изменению топологии сети не привели к необходимому результату, то диспетчерским персоналом, без согласования с потребителем, вводятся графики ограничений режима потребления [7-9]. В рамках данных графиков потребители электрической энергии могут быть ограничены в потреблении вплоть до значений аварийной брони. В случае невозможности ввода графиков аварийного ограничения мощности в сроки, необходимые для предупреждения или предотвращения перегрузки системной связи, производится ввод графиков временного ограничения электроснабжения. Данный метод разгрузки системных

связей обладает хорошими показателями эффективности и быстродействия, однако обладает существенным недостатком, который проявляется в виде нарушения электроснабжения потребителей, что недопустимо согласно ГОСТу качества электроэнергии [10] (за исключением аварийных ситуаций).

Таким образом, несмотря на множество различных инструментов, используемых диспетчером при ликвидации недопустимых перегрузок системных связей, поиск новых методов разгрузки является актуальной задачей. Далее приводится анализ наиболее крупных системных аварий так или иначе связанных с недопустимой перегрузкой системных связей.

1.2 Анализ системных аварий XX и XXI века

В многочисленной литературе, посвященной анализу системных аварий, произошедших в последние десятилетия показано, что причиной развития локальных возмущений зачастую было увеличение загрузки оставшихся в работе линий электропередач [11–13]. Это приводило к их отключению вследствие недопустимой перегрузки, либо к отключению ввиду увеличения стрелы провеса и перекрытия провода на естественные или искусственные сооружения [14–17].

Перегрузка сетевых элементов также может выступать в качестве первичного аварийного возмущения, как это было в 1965 г. в Америке, когда от перегрузки отключилась сначала одна линия, а затем еще четыре, что в конечном итоге привело к перегрузке межсистемных связей и разделению энергосистемы на несколько изолированных островов [11]. Наиболее крупные аварии за последние десятилетия приведены в таблице 2. Далее приводится анализ наиболее крупных системных аварий XX и XXI века.

Авария в энергосистеме города Нью-Йорк 13 июля 1977 года.

13.07.77 в 20:30 потребление в Нью-Йоркской энергосистеме было на уровне 5860 МВт. Из них 3000 МВт находилось на балансе электростанций Нью-Йорка и 2860 МВт передавалось извне по линиям 345 и 500 кВ от электростанции Indian Point (870 МВт) к северу от города, двух электростанций, расположенных

Таблица 2 – наиболее крупные аварии в энергосистемах.

Дата	Место события	Ущерб (недоотпуск мощности, обесточенное население)
09.11.65	США/Канада	30 млн. чел.
19.12.78	Франция	28 000 МВт
14.12.82	Хайдро–Квебек	15 500 МВт
27.12.83	Швеция	11 400 МВт
12.01.87	Франция	12 000 МВт
23.08.87	Токио	9186 МВт
08.04.88	Хайдро–Квебек	10 000 МВт
13.09.89	Хайдро–Квебек	21.000 МВт
02.07.96	Северо–Запад США	11 860 МВт
10.08.96	Калифорния	30 392 МВт
24.08.94	Юг Италии	18 млн. чел.
26.12.98	Канада	3 млн. чел.
10.01.98	Филиппины	35 млн. чел.
26.12.99	Франция	3.6 млн. чел.
02.01.01	Индия	200 млн. чел.
14.08.03	США/Канада	50 млн. чел.
23.09.03	Дания/Швеция	5 млн. чел.
28.09.03	Италия	56 млн. чел.
25.05.05	Москва	2 млн. чел.
05.11.06	Западная Европа	5 млн. чел.
10.11.09	Бразилия	50 млн. чел.
20.12.10	Санкт–Петербург	2,2 млн. чел.
08.09.11	Мексика и США	9 млн. чел.
30.07.12	Индия	600 млн. чел.

на правом берегу реки Гудзон (около 800 МВт) выше по течению, а также по линиям, обеспечивающим связь с гидроэлектростанциями в северо–западной части штата (переток 1200 МВт) с энергосистемой Новой Англии (штат Коннектикут) и с энергосистемой штата Нью Джерси.

В 20:37 в результате удара молнии в опору двухцепной линии электропередачи 345 кВ между подстанциями Buchanan и Millwood, по которой передавалось приблизительно 1200 МВт от электростанций Indian Point, Roseton и Bowline были поражены обе цепи. Автоматическое повторное включение не проводилось ввиду блокировки автоматики защитой генератора электростанции Indian Point от несинхронного включения, вследствие чего Indian Point, генератор, который нес на себе нагрузку в 870 МВт, потеряла связь с энергосистемой. Одновременно с этим из-за ложного срабатывания защиты произошло отключение линии 345 кВ Buchanan – Ladentown.

Второе грозовое воздействие произошло в 20:56, когда молния поразила опору, на которой были смонтированы две линии 345 кВ, обеспечивающие связь между подстанциями: Buchanan North и Sprain Brook, а также Millwood West и Sprain Brook, в результате чего линии отключились релейной защитой. На линии электропередач Millwood West – Sprain Brook произошло успешное АПВ, однако автоматическое повторное включение линии Sprain Brook – Buchanan North было заблокировано действием релейной защиты от несинхронного включения генератора № 2 электростанции Indian Point, который в этот период времени был выведен из работы. Из-за нарастающей нагрузки, несмотря на то что, нагрузка линии находилась в допустимом интервале значений, отключилась одна цепь линии 345 кВ между подстанциями Pleasant Valley и Millwood. Таким образом, после второго удара молнии связь энергосистемы Нью-Йорка с внешней энергосистемой обеспечивалось только двумя линиями: оставшейся в работе цепью между подстанциями Pleasant Valley и Millwood и линией между подстанциями Goethals и Linden, расположенной в штате Нью-Джерси. Данные связи работали с перегрузкой 20–30%.

Начиная с этого момента, развитие событий начало приобретать лавинообразный характер. Произошел быстрый обмен информацией и командами между диспетчерами энергообъединения штата (New York Power Pool – NYPP) и компании Consolidated Edison (Co.Ed.). Диспетчер NYPP предписал снизить нагрузку кабельной связи Goethals – Linden. В 20:57

диспетчер Co.Ed. попросил помощи в разгрузке связи между подстанциями Pleasant Valley и Millwood, однако диспетчер NYPP отдал команду отключения нагрузки или «сделать что-нибудь» внутри системы Нью-Йорка. Диспетчер Co.Ed. в 20:57 приказал запустить газотурбинные установки, которым необходимо около 30 минут для запуска и набора полной мощности.

В 20:59 диспетчер NYPP отдал команду отключить не менее чем 400 МВт нагрузки в пределах Нью-Йорка или «все будет потеряно». Он также сообщил диспетчеру Co.Ed., что энергокомпания штата Пенсильвания (PSE&G) готова отключить перегруженную связь Goethals – Linden, в случае если не будут проведены необходимые мероприятия. Стоит отметить, что диспетчер Co.Ed. ложно считал находящейся в работе связь между подстанциями Sprain Brook и Ramapo, несмотря на то что, она была отключена неправильными действиями релейных защит, что не могло не повлиять на его дальнейшие действия.

В 21:08 диспетчером Нью-Йорка была отдана команда о снижении напряжения в энергосистеме на 5%, с целью уменьшения потребления. В 21:18 напряжение было снижено на 8% с той же целью. Однако эти действия привели к отказу втягивания в синхронизм запущенных ранее газотурбинных агрегатов, ввиду того, что уставки автосинхронизаторов рассчитывались только на номинальное напряжение.

В 21:19 произошло отключение линии Millwood – Pleasant Valley – Leeds вследствие длительной перегрузки, удлинения провода и перекрытия на дерево между подстанциями Leeds и Pleasant Valley. К 21:29 были отключены все остальные связи компании Consolidated Edison с близлежащими энергосистемами. Нью-Йоркская энергосистема отделилась с дефицитом в 1700 МВт. Частота в энергосистеме стала снижаться и достигла значения 58,3 Гц. После срабатывания третьей очереди системы автоматической частотной разгрузки частота начала возрастать.

Несмотря на это, ввиду того, что система электроснабжения города, была выполнена в основном с помощью маслонеполненных кабелей высокого давления (138, 230 и 345 кВ), отключение 1800 МВт нагрузки привело к резкому

скачку напряжения. В результате этого, системы регулирования возбуждения генераторов городских станций начали снижать токи возбуждения. Вследствие изменения направления перетока реактивной мощности, ложно отработала релейная защита генератора № 3 электростанции Ravenswood (1000 МВт) (изменение перетока реактивной мощности было воспринято как обрыв цепи возбуждения) в результате чего, дефицит активной мощности увеличился на 870 МВт. После этого Нью-Йоркской энергосистеме произошла классическая «лавина частоты». Нагрузки, подключенной к последней очереди автоматической частотной разгрузки, оказалось недостаточно и в 21:36 энергосистема погасла.

На восстановление электроснабжения было затрачено около 25 часов. Большая часть этого времени была затрачена на обеспечение питания масляных насосов маслонеполненных кабелей ввиду того, что было полностью прекращено питание систем собственных нужд городских подстанций.

Известно, что к моменту первого аварийного нарушения в энергосистеме Нью-Йорка имелось 1200 МВт вращающегося резерва и 790 МВт холодного резерва, приходящегося на газотурбинные установки (ГТУ), которые в силу различных обстоятельств не смогли оказать помощь.

По итогам расследования основными причинами развития системной аварии были названы неудовлетворительная структура системы автоматической частотной разгрузки, а также грубые ошибки в настройке релейных защит. Также сказалось то, что диспетчер не имел ясного представления о действительной топологии энергосистемы, которая кардинально изменилась в результате многочисленных отключений, что затруднило принятие правильных решений.

Непосредственный финансовый ущерб, вызванный недоотпуском электроэнергии, составил около 50 млн. долларов. Косвенный ущерб, вызванный уличными беспорядками из-за отсутствия освещения и отключения всех систем сигнализации, составил более 500 млн. долларов. Комиссией правительства США было принято решение, что авария являлась катастрофой природного характера. Большая часть убытков была покрыта из федерального бюджета.

[14,15]

Авария в энергосистеме Швеции 27 декабря 1983 года.

Основная сеть Шведской энергосистемы состоит из семи протяженных линий электропередач напряжением 400 кВ, оборудованных устройствами параллельной и последовательной компенсаций. Данная сеть конструировалась для передачи больших объемов мощности от гидроэлектростанций на севере страны, к крупным узлам нагрузки в южной ее части. В последнее время на юге страны рядом с крупнейшими узлами нагрузки были построены крупные атомные электростанции. Это покрыло рост нагрузки в южной части страны при сохранении загрузки линий основной сети 400 кВ в допустимых пределах. Энергосистема Швеции в составе энергообъединения «Нордел» работает параллельно с энергосистемами Финляндии, Дании и Норвегии.

Нагрузка энергосистемы Швеции на период 27.12.83 13:00 составляла 18300 МВт, в том числе: экспорт в Финляндию составлял 320 МВт; нагрузка электробойлеров была равна 920 МВт. Распределение генерирующей мощности составило: 10850 МВт от ГЭС в северной части страны; 5800 МВт от АЭС в южной части страны; 1350 МВт импортируемой из Норвегии мощности.

В основной сети 220-400 кВ были выведены в ремонт межсистемная связь с финской энергосистемой напряжением 400 кВ и одна линия 220 кВ к северу от Стокгольма. При этом переток активной мощности в первом сечении составлял 5600 МВт, при допустимом пределе в 6000 МВт и был направлен с севера страны на юг. Напряжение в сети 400 кВ варьировалось от 400 кВ до 405 кВ, частота составляла 50,01 Гц.

В 12 ч 20 мин. был произведен вывод в ремонт энергоблока мощностью 490 МВт на АЭС Оскарсхамн. В это же время диспетчерским персоналом Нордела было выдано разрешение на вывод в ремонт линейного разъединителя на ПС 400 кВ Хамра и отдана команда на отключение электробойлеров в г. Стокгольме и подготовку к вводу в работу ГТУ в южном районе.

В 12 ч 57 мин. при выполнении переключений на ПС Хамра, от которой осуществлялось энергоснабжение стокгольмского района, повредился

разъединитель, в результате чего отработала дифференциальная защита шин и подстанция полностью погасла. Оставшиеся в работе ВЛ 400 кВ перегрузились и напряжение в южной части энергосистемы Швеции снизилось до 360–370 кВ, что привело к снижению потребления электрической энергии. Однако через 1 минуту, в результате работы автоматики регулирования напряжения, смонтированной на трансформаторах, напряжение в сети 220 кВ было восстановлено, и потребляемая нагрузка вернулась к исходным значениям.

Дальнейшее развитие аварии, которое выразилось в первую очередь в отключении от перегрузки одной ВЛ 220 кВ и одной ВЛ 400 кВ привело к дальнейшему снижению напряжения в южной части сети 400 кВ, нарушению синхронизма по сечению А, полному разделению энергосистемы Швеции на две части с одновременным отделением межсистемных связей с южной Норвегией и Данией.

Дефицит активной мощности объемом 7000 МВт, возникший в южной части энергосистемы, стал причиной резкого снижения частоты (со скоростью 2–4 Гц/с) и напряжения. В результате перегрузки и низкого напряжения в сети, релейной защитой от внешних повреждений были отключены генераторы трех АЭС. Ни один энергоблок не был удержан в работе на собственные нужды.

Через пять секунд после отделения южной части частота в северной части энергосистемы увеличилась до 54 Гц. В результате этого отработала автоматика повышения частоты, отключив часть гидрогенераторов, оставшихся в работе. Через 12 сек. после деления, частота установилась на уровне 50,05 Гц. Затем, вследствие перегрузки, отключились межсистемные линии связи с энергосистемами Северной Норвегии и Финляндии, после чего частота снова увеличилась до 51 Гц. Через некоторое время действиями оперативного персонала частота была восстановлена до нормального уровня (49,9–50,1 Гц).

В 13 ч 35 мин. было произведено включение связи с южной частью энергосистемы Норвегии. Сети 220 и 400 кВ по большей части были восстановлены к 13 ч 48 мин.

В процессе аварии были запущены и быстро загружены ГТУ, постепенно

производился запуск с набором нагрузки мазутных ТЭС, находившихся в холодном резерве. К 21 ч все малоэкономичные ГТУ были остановлены. Первый энергоблок АЭС был введен в работу в 22:35, последний – 29 декабря в 14:44 мин.

По итогам аварии было выяснено, что нарушение устойчивости параллельной работы и отключение ЛЭП 400 кВ Холлсберг – Килфорсен, которое привело, после кратковременной стабилизации, к нарушению устойчивости транзитов Север – Юг и развитию аварии, могло бы быть предотвращено блокировкой РПН трансформаторов и отключением части нагрузки с целью разгрузки перегруженной ЛЭП. При этом развитию аварии способствовали многочисленные ложные срабатывания устройств релейной защиты и автоматики, а также неудовлетворительное состояние АЧР, которое привело к отказу большого числа реле частоты в результате снижения напряжения в энергосистеме.

Системная авария 23 июля 1987 года в Токио.

Данная авария произошла в операционной зоне компании The Tokyo Electric Power Company, Inc. (TEPCO), причина которой заключалась в аномально высокой температуре (39°C) и повышенном потреблении электроэнергии. Результатом аварии стало отключение 2,8 миллиона потребителей [14].

Согласно предварительным расчетам, резерв генерирующих мощностей был равен 40 570 МВт (при максимальном потреблении в 38 500 МВт). Однако, ввиду роста температуры окружающего воздуха, данные были скорректированы, и резерв вырос на 950 МВт, из которых 570 МВт приходилось на долю других компаний, что обеспечило 41 520 МВт суммарного генерируемого резерва при прогнозе потребления (на 11 часов утра) в 40 000 МВт.

В Японской энергосистеме используется две шкалы частот: 50 и 60 Гц. Энергообъединения TEPCO (50 Гц) и Chubu Electric Power Co. (60 Гц) связаны между собой посредством двух вставок постоянного тока мощностью 300 МВт каждая, которые смонтированы на подстанциях Sakuma и Shin-Shimano.

Таблица 3 – Хронология развития событий.

Время	События
утро	– максимум потребления 39 100 МВт
около 12:40	– электропотребление 36 500 МВт (на 1000 МВт выше, чем 15 июля) – нормальный уровень напряжений и частоты до 13:00
13:00	– потребление 38 200 МВт – введена в работу емкостная компенсация, генераторы станций загружены по реактивной мощности
с 13:00	– рост нагрузки со скоростью 400 МВт/мин при одновременном снижении напряжения в сети
к 13:07	– введены все компенсаторы реактивной мощности
около 13:10	– потребление 39 300 МВт
около 13:15	– напряжение в сети 500 кВ составляет 460 кВ
около 13:19	– напряжение в сети 500 кВ снизилось до 370 кВ на западе и 390 кВ на востоке – действиями релейной защиты отключены три подстанции – отключено 8 168 МВт нагрузки (около 2,8 млн. потребителей)
13:23 – 13:35	– возобновлена работа трех подстанций
13:36	– восстановлено 4 700 МВт нагрузки
14:30	– восстановлено 6 300 МВт нагрузки
16:00	– восстановлено 7 300 МВт нагрузки
16:40	– полное восстановление

После 13:00 электропотребление начало увеличиваться со скоростью 400 МВт в минуту, что привело к снижению напряжения в сети 500 кВ. Для предотвращения снижения напряжения компанией ТЕРСО были введены в работу емкостная компенсация реактивной мощности и произведена загрузка генераторов по реактивной мощности. Однако это не привело к изменению ситуации и напряжение продолжило снижаться несмотря на то, что все устройства компенсации были введены в работу. Снижение напряжения и увеличение тока в магистральной электрической сети 500 кВ привело к отключению подстанций 500 кВ в Shin–Fuji и Shin–Hatano и 275 кВ в Kita–Токуо.

Главной причиной развития аварии стал крайне высокий уровень нагрузки

после полудня и последовавшее за этим резкое увеличение электропотребления, что привело к глубокому снижению напряжения в сети и образованию классической «лавины напряжения».

Изменение потребления активной мощности при изменении напряжения в окрестностях номинального напряжения объясняется только наклоном зависимости механической мощности в функции скольжения. Однако при значительных снижениях напряжения потребление реактивной мощности, после достижения минимального значения, начинает быстро возрастать, в результате чего система теряет устойчивость по напряжению, происходит рост потребления реактивной мощности асинхронными двигателями и напряжение снижается еще больше. На практике дальнейшее развитие событий определяется логикой действия и настройкой устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Принятые меры для предотвращения подобных аварий:

- Увеличение рабочего напряжения в магистральной электрической сети на 5%.
- Введение в работу первого блока ТЭЦ Higashi–Ohgishima. Изменение топологии в сети 275 кВ.
- Увеличение межсистемных перетоков через вставки постоянного тока.
- Изменение взаимоотношений с потребителями электроэнергии, обязывавшее, при необходимости ликвидации аварийной ситуации, снижать потребляемую ими мощность.
- Ввод новых статических тиристорных компенсаторов (СТК).

Компанией ТЕРСО были приняты меры по обновлению трансформаторного оборудования и совершенствованию алгоритмов управления напряжением с помощью РПН трансформаторов, устройств компенсации и пр.

Авария в Москве 24-25 мая 2005 года.

Московская энергосистема является крупной энергосистемой с обширной сетью высоковольтных линий напряжением 220 и 500 кВ. Общая установленная

мощность генерирующего оборудования Москвы и Московской области на период 2005 г. составляла около 8 000 МВт. Зимний максимум электропотребления энергосистемы Мосэнерго составлял примерно 12 000 МВт. К 23–25 мая в ремонт было выведено 20 генераторов общей мощностью 2 630 МВт и 9 автотрансформаторов суммарной мощностью 3 138 МВА.

Май 2005 года выдался достаточно теплым и максимум потребления энергосистемы в предыдущие дни был равен 6 500 – 7 000 МВт, при 4 050 – 4 200 МВт генерируемых непосредственно в Московской энергосистеме и импорте в 2 500 МВт.

Центром дальнейших событий стала подстанция 500 кВ Чагино, обладающая системами шин трех классов напряжения – 500, 220 и 110 кВ, к которым подключены 3 линии 500 кВ, 9 линий 220 кВ и 12 линий 110 кВ.

В результате серии технологических нарушений 23–24 мая схема сети 500 кВ была ослаблена. Это стало причиной развития локальной аварии, образовавшейся вследствие ряда технологических нарушений на ПС Чагино вечером 24 мая, в общесистемное нарушение.

В 20:57, вследствие повреждения (с возгоранием) трансформаторов тока в цепи секционного воздушного выключателя 2 СШ 110 кВ, действием дифференциальной защиты шин был отключен 1–я и 2–я секции 2 СШ 110 кВ. Осколки трансформатора тока нанесли повреждения воздушному выключателю первой секции шин 110 кВ, присоединенному к АТ–1 и через 0,06 с произошло короткое замыкание и возникновение пожара. Действием дифференциальной защиты трансформатора был отключен АТ–1 и 1 СШ 500 кВ. Прибывшая на место пожарная команда ликвидировала пожар.

В 21:17 в результате падения провода на 1–ю систему шин 220 кВ в месте присоединения одного из силовых трансформаторов и повлекшее за ним дальнейшее повреждение смежного оборудования, подстанция потеряла питание собственных нужд, что вызвало остановку компрессоров и падение давления воздуха в магистралях. ТЭЦ–22, в результате работы защит линий от внешних междуфазных коротких замыканий, разгрузилась на 640 МВт и несла на себе

только 240 МВт. Произошло частичное обесточивание Московского НПЗ в Капотне и потребителей в Люблино, Марьино, Текстильщиках. После ряда возмущений на ступени напряжения 110 кВ ПС 500 кВ Чагино окончательно потеряла питание собственных нужд.

Таким образом, к утру 25.05 Московская энергосистема оказалась существенно ослабленной, а службы энергосистемы готовились к утреннему росту нагрузки.

Далее, при возрастании нагрузки происходило тепловое удлинение проводов, сопровождавшееся перекрытиями на деревья и несанкционированные постройки под ВЛ, в результате чего отключилось множество ВЛ 110 и 220 кВ.

После погашения линий электропередач в южной части г. Москвы напряжение в сети 110 кВ снизилось до 85-90 кВ, что привело к возникновению лавины напряжения. В итоге частично или полностью была потеряна генерация на девяти электростанциях Московской энергосистемы и четырех станциях Тульской энергосистемы.

Вследствие дальнейшего развития аварийной ситуации в Московской энергосистеме, произошло погашение 321 подстанции, суммарной мощностью более 3 500 МВт.

После обесточивания шести ВЛ 220 кВ в условиях увеличения электропотребления, развитие аварии приобрело каскадный характер. В южной части энергосистемы Москвы и в части энергосистемы Тулы напряжение в сети 110 и 220 кВ снизилось ниже своих допустимых значений, что стало причиной отключения генераторов электростанций действием релейной защиты или персоналом станций, с целью недопущения аварийной перегрузки оборудования. При многочисленных отключениях ВЛ 110-220 кВ и генераторов станций возможности оперативно-диспетчерского персонала по анализу и обработке больших объемов информации, которая поступала к ним в основном по каналам телефонной связи, и принятию своевременных мер по предотвращению развития аварии были исчерпаны.

Последующий анализ событий выявил множество нарушений на участках

трасс ВЛ 110 кВ и ВЛ 220 кВ в плане расчистки охранной зоны от растительности. В результате обходов и осмотров отключившихся линий было обнаружено множество следов перекрытий на деревья в непосредственной близости от проводов.

Действиями оперативного персонала и устройствами автоматики 12:30 25.05 было остановлено развитие аварии. Несмотря на масштабы аварии, сеть 500 кВ и Единая Энергосистема России не были затронуты аварийным процессом, благодаря чему получилось ограничить масштабы аварии и восстановить работу электрооборудования и электроснабжение потребителей короткие сроки.

Несмотря на предпринятые диспетчерским персоналом Московского РДУ мероприятия, которыми пытались устранить аварию без применения радикальных мер (отключения потребителей), предотвратить массовое отключение линий 110 и 220 кВ не удалось. Недоотпуск энергии составил около 100 млн. кВт*часов, сумма ущерба была оценена в 1 600 000 000 рублей.

Анализ развития аварии показал, что эффективным средством предотвращения развития и ликвидации аварии было бы быстрое отключение потребителей. После данных событий был принят ряд решений по увеличению генерирующих мощностей в Московском регионе, по внедрению средств регулирования напряжения и существенному увеличению возможностей средств измерения и обработки информации.

Другие аварии.

Отключение электроэнергии в Италии 28 сентября 2003, когда из-за упавшего дерева была отключена межсистемная связь с Швейцарской энергосистемой Меттлен–Лаворго, что привело к перегрузке второй линии Силс–Соаззо. Несмотря на последовавшее снижение объемов импорта электроэнергии со стороны Италии, разгрузка линии Сан–Бернардино была недостаточна, вследствие чего она также вышла из строя. Это привело к каскадным отключениям оставшихся в работе швейцарских линий, что стало причиной перегрузок и дальнейших отключений межсистемных связей с

энергосистемами Франции, Австрии и Словении. Последовавший затем сбой в работе электрогенераторов на севере Италии, вследствие чрезмерно возросшей нагрузки, привел к полному погашению данной части энергосистемы. [18]

5 ноября 2006 страны Западной Европы испытали перебои в электроснабжении из-за аварии в электрических сетях Германии. Значительный рост потребления электроэнергии и вызванное этим отключение двух линий электропередач привело к каскадным отключениям системных элементов. С целью предотвращения развития и ликвидации развала Европейской энергосистемы были осуществлены принудительные отключения потребителей в Германии, Франции, Италии, Бельгии и Испании. При этом ограничения электроснабжения коснулись не только бытовых потребителей, но и железнодорожной сети [19].

10 ноября 2009 вследствие повреждения сетевого элемента, осуществляющего связь между бразильской энергосистемой и ГЭС «Итайпу», наблюдались нарушения электроснабжения в Бразилии и Уругвае, которые затронули более 50 миллионов человек, проживающих в данных регионах [20].

20 августа 2010 на подстанции 330 кВ «Восточная» по причине технологического сбоя в Ленинградской энергосистеме произошло обесточивание шести секций шин 330 кВ. В результате аварии были обесточены четыре городских ТЭЦ, при этом в Санкт-Петербурге без электроэнергии остались 2 200 000 человек и около 350 000 человек в Ленинградской области. Общий объем отключений составил 1,46 гигаватт [21].

8 сентября 2011 произошло отключение электроэнергии в Мексике и США, в результате чего более 10 миллионов жителей региона остались без электричества. При этом в Калифорнии произошла автоматическая разгрузка двух блоков на АЭС "Сан Онофре". Причиной отключения была ошибка работника электрической компании Arizona Power Service (APS) [22].

31 июля 2012 в Индии произошла крупнейшая в истории авария в энергосистеме. Отключения электроэнергии затронули 600 миллионов человек, что составляет половину населения страны. В качестве причины столько

крупной аварии было названы неудовлетворительное состояние электросетей Индии и высокая их загруженность [23].

Проведенный анализ крупных аварий показывает, что перегрузки сетевых элементов не редко приводят к их отключению и дальнейшему развитию аварии и приобретению ей системного характера. Подобные аварии затрагивают большое количество потребителей и приводят к большими финансовым ущербам. Несмотря на то что, причинами рассмотренных аварий были абсолютно разные события, а их развитие было следствием естественных, техногенных и человеческих факторов, данные аварийные ситуации можно было локализовать либо минимизировать нанесенный ущерб, при наличии более обширного арсенала методов ликвидации аварийных режимов, а именно методов ликвидации недопустимых токовых перегрузок сетевых элементов. Из анализа аварий видно, что некоторые методы ликвидации проработаны недостаточно, либо вообще не учитывают известные свойства электрооборудования энергосистем, как например регулирующий эффект нагрузки (далее РЭН) по напряжению, ввиду чего эффективность управления энергосистемой оказывается ниже, чем она могла бы быть.

1.3 Анализ исследований в области ликвидации аварий, связанных с дефицитом активной мощности в энергосистеме и токовой перегрузкой ее сетевых элементов

Различными авторами проводились исследования в области противоаварийного управления с целью совершенствования текущих методов и добавления новых способов ликвидации аварийных ситуаций в арсенал диспетчерского персонала [24-61].

В [35] Файницкий О. В. выделяет два принципа снижения перегрузки в электрической сети:

- Путем непрерывных воздействий
- Путем дискретных воздействий

Под непрерывными воздействиями понимается снижение перегрузки путем воздействия на непрерывные величины, например, на генерируемую электростанциями активную и реактивную мощность. Однако воздействие на активную мощность негативно сказывается на стоимости генерируемой в энергосистеме активной мощности, а изменение реактивной мощности негативно сказывается на уровнях напряжений в электрической сети.

Под дискретными воздействиями понимается коммутация сетевого оборудования или иными словами – изменение топологии сети. При этом в рамках данного способа противоаварийного управления разнятся как постановка задачи, так вводимые в допустимую область критерии. В [36] поставлена задача сортировки переключения ветвей по знаку и величине снижения перетока мощности по перегружаемой линии. В [37] определяется зависимость, позволяющая снизить перегрузку одной ветви без возникновения новых перегрузок по другим ветвям. В [38-40] определяется последовательность операций, снижающая одну перегрузку, а в [41] – несколько перегрузок. В [36,38–40] в качестве регулируемой величины выступают токи ветвей, а в [36,37] – активные мощности перегружаемых ветвей. В [42] в допустимую область вводят напряжения узлов, а в [43] – потери активной мощности. Варианты изменения топологии также различны. Это могут быть и переключения всех ветвей, либо переключения всех ветвей кроме секционных выключателей, либо только отключение ветвей.

В [44] Хозяиновым М. А. раскрыта сложность поиска необходимого деления сети, с целью ликвидации перегрузок в электрической системе. Разработан метод расчета установившегося режима по матрице узловых нагрузок для эффективного решения задачи комбинаторного поиска нормальных режимов из послеаварийных.

В [45] Пономаренко И. С. предложил алгоритм поиска таких элементов сети, отключение которых приводит к максимальной перегрузке рассматриваемого элемента. Развитием этой работы стали исследования, опубликованные в [46] где автором для распределительных сетей 6–10 кВ

предлагается алгоритм для поиска определенного деления сети, с учетом ряда ограничений, при котором будет достигаться ликвидация перегрузки оборудования. Авторами разработан алгоритм оценки возможности существования допустимого режима при заданных аварийных возмущениях. Разработанный алгоритм оценки возможности существования допустимого режима при заданных аварийных возмущениях позволяет исключить поиск вариантов оперативных переключений в тех случаях, когда режим без перегрузки в принципе не существует. Разработан усовершенствованный алгоритм определения состава оперативных переключений для устранения перегрузки в элементах сети. Усовершенствованный алгоритм определения состава оперативных переключений, разработанный на основе моделирования логики принятия решений диспетчером РЭС, позволяет увеличить быстродействие и эффективность поиска вариантов переключений.

Вышеописанные исследования повышают эффективность применения мероприятия по изменению топологии электрической сети. Однако не всегда имеются возможности по перенесению точек потокораздела в энергосистеме и необходимо использовать другие средства противоаварийного управления.

К таким средствам относится использование свойств устройств FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) – управляемых (гибких) систем электропередачи переменного тока. [47]

Различают два поколения устройств FACTS. К первому относятся устройства, обеспечивающие регулирование напряжения и необходимый уровень компенсации реактивной мощности в электрической сети. Ко второму поколению относятся устройства, обеспечивающие регулирование режимных параметров на базе приборов силовой электроники. FACTS данного поколения позволяют регулировать не только величину, но и фазу вектора напряжения в сети.

Устройства FACTS делят на статические и электромашинные системы. К первым относятся:

- управляемые шунтирующие реакторы (УШР);

- реакторы, коммутируемые вакуумными выключателями (ВРГ);
- статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК);
- синхронные статические компенсаторы реактивной мощности типа СТАТКОМ на базе преобразователя напряжения с параллельным подключением к сети;
- синхронные статические продольные компенсаторы реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (ССПК);
- объединенный регулятор перетока мощности на основе преобразователей напряжения параллельного и последовательного включения, объединённых по цепям постоянного тока (ОРПМ);
- управляемые тиристорами устройства продольной емкостной компенсации (УУПК);
- управляемые фазоповоротные устройства (ФПУ) на базе фазосдвигающих трансформаторов с тиристорным управлением или РПН;
- вставки постоянного тока на базе преобразователей напряжения (ВПТН);
- токоограничивающие устройства на основе технологии FACTS.

В группу электромашинных систем входят:

- асинхронизированные синхронные компенсаторы (АСК);
- асинхронизированные электромашинные преобразователи частоты (АС ЭМПЧ) на основе двух асинхронизированных машин (АСМ) на одном валу либо на основе асинхронизированной (АСМ) и синхронной машин (СМ) на одном валу;
- фазовращающийся трансформатор–вращающаяся машина с питанием статора и ротора от сетей с различной частотой с дополнительным двигателем на валу (ФВТ).

В области фазового управления проводятся обширные исследования. В [48] автор в рамках своих исследований в области оптимизации режимов энергосистемы Северо–Запада для решения задачи перегрузки кабельной линии 330 кВ между подстанцией Западная и подстанцией Порт предлагает использовать фазорегулирующее устройство. В качестве предлагаемого

устройства рассматривается фазорегулирующий автотрансформатор 750/330 кВ. В [48] приведены зависимости, отражающие эффективность регулирования фазы напряжения на кабельной линии, отходящей от подстанции Западная. В результате применения фазорегулирующего устройства достигается ограничение перегрузки системы внутригородских кабельных линий и обеспечивается равномерная загрузка системы линий электропередач различных классов напряжения в западной зоне Северо–Западной объединенной энергосистемы.

Также можно отметить исследования, проводившиеся на кафедре автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ, по использованию электродинамических эффектов фазовых воздействий при регулировании режимов электроэнергетических систем и систем снабжения промышленных предприятий, содержащих крупные синхронные двигатели [49]. В рамках данных исследований показана возможность разгрузки и перераспределения потоков мощности между крупными системообразующими элементами на примере связи Кулунда–Урожай в Сибирской ОЭС.

В [50] автором опубликованы результаты исследований по устранению перегрузок путем изменения генерации активной мощности, а также путем применения устройств FACTS.

В [51] рассматривается описание предпосылок к разработке нового подхода управления потоками реактивной мощности в электроэнергетической системе с наличием трехобмоточного силового трансформатора с подключенным к одной из обмоток низкого напряжения источника реактивной мощности.

В [52] предлагается способ ликвидации недопустимой перегрузки оборудования путем комбинирования возможностей устройств FACTS и автоматики отключения нагрузки. В статье представлен новый подход к проблеме координации противоаварийного управления нагрузкой и устройствами FACTS. Совместно с отключением нагрузки, как традиционным средством противоаварийного управления, рассмотрено применение устройств

FACTS двух видов: тиристорно–управляемой продольной компенсации и тиристорно–управляемого фазоповоротного трансформатора. Предложенный алгоритм противоаварийного управления может быть успешно использован для координации отключения нагрузки, а также координированного совместного использования отключения нагрузки с устройствами FACTS для предотвращения перегрузок и возможного нарушения устойчивости ЭЭС, вызванного аварийными отключениям ЛЭП. Предложенная стратегия управления позволяет учитывать ущерб, наносимый потребителем действием отключения нагрузки, необходимым для поддержания заданных пределов передаваемой мощности по сечениям. Проведенные исследования показали, что устройства FACTS являются эффективным средством противоаварийного управления. Применение устройств FACTS совместно с отключением нагрузки позволяет уменьшить требуемый объем отключения нагрузки и соответственно уменьшить ущерб потребителей.

Исходя из вышеперечисленного видно, устройства FACTS являются перспективным направлением, ввиду предлагаемых ими возможностей. Однако они также не лишены недостатков, один из которых заключается в необходимости ввода нового оборудования, что требует больших затрат времени и существенных финансовых вложений.

Ввиду этого, становится актуальным поиск способов противоаварийного управления на основе известных свойств электроэнергетической системы с использованием уже введенного в работу оборудования. Один из таких способов используется в устройстве, которое запатентовал Калентионок Е. В. [53]. Автором предлагается устройство для ликвидации перегрузки оборудования тупиковой ПС путем комбинирования снижения напряжения и отключения нагрузки. При превышении активной мощности нагрузки предельно допустимого значения устройство должно устранять возникший дефицит мощности, т.е. выполнить условие при минимальном ущербе потребителей. При этом, при небольшом дефиците устройство ликвидирует перегрузку только снижением напряжения, а при большом дефиците задействует и отключение

нагрузки.

Принцип действия устройства основан на том факте, что снижение напряжения, в соответствии со статическими характеристиками нагрузки по напряжению приведет к снижению потребляемой электроприёмником мощности. Данное свойство нагрузки подтверждено в результате проведения различных экспериментальных работ, выполненных в СССР [54,55].

В первой половине XX века в СССР проводились эксперименты, в которых в комплексных узлах нагрузки, а также в узлах промышленной и бытовой нагрузки снижалось напряжение и фиксировались значения перетока активной и реактивной мощности. На их основе предлагалось использовать регулирующий эффект нагрузки по напряжению для решения задач противоаварийного управления, но в то время широкого распространения данный метод не нашел [56]. Однако в зарубежной практике данный способ уже находил свое применение, в частности он использовался диспетчерским персоналом при ликвидации аварии в энергосистеме Нью-Йорка [14].

В 1995 Году в «Кировэнерго» проводился эксперимент, в рамках которого снижалось напряжение в сельской распределительной сети и производились замеры активной и реактивной мощности. В результате была получена прямо пропорциональная зависимость потребляемой сельскими потребителями активной мощности от значения напряжения. В результате были высказаны рекомендации по применению снижения напряжения в целях снижения дефицита активной мощности [57].

В [58] автором предлагается использовать регулирующий эффект нагрузки по напряжению для управления электропотреблением промышленных электроподстанций в условиях лимитирования мощности и энергии.

В [59] автором решается задача уменьшения потребления активной мощности промпредприятием средствами регулирования напряжения в системе электроснабжения за счет использования регулирующего эффекта нагрузки. При этом обращается внимание на то, что в ряде случаев промпредприятия вынуждены идти на отключение электроприемников для выполнения

требования энергосистемы, а управление электропотреблением за счет регулирования напряжения при учете средств КРМ позволяет равномерно распределить уменьшение мощности по некоторому множеству электроприемников, не отключая их.

В [60] автором решается задача повышения эффективности управления режимами электропотребления с целью снижения потребления электроэнергии предприятием с учетом уменьшения объема выпуска продукции при снижении уровней напряжения в электрической сети предприятия.

Также различными авторами предлагается использовать перераспределение потоков реактивной и активной мощности с целью ликвидации перегрузки транзитных ЛЭП [61], однако отсутствуют какие-либо рекомендации по виду, типу и объему применения управляющих воздействий или оперативных команд и оценки положительного эффекта.

Таким образом, в результате анализа исследований в области планирования и управления утяжеленными режимами, а также ликвидации аварийных ситуаций, связанных с перегрузкой системных элементов, была выявлена недостаточная разработанность методов управления энергосистемами, основанных на регулирующем эффекте нагрузки по напряжению. Объекты исследований сторонних авторов ограничиваются маломасштабными электрическими сетями выражающиеся в конкретных предприятиях, подстанционных объектах и сельских сетях. Несмотря на зарубежный опыт и результаты исследований, проведенных как в СССР в период с середины XX века, так и в современной России, методы управления утяжеленными режимами энергосистем, использующие регулирующий эффект нагрузки по напряжению, все еще недостаточно проработаны.

1.4 Выводы к главе 1

1. На примере анализа задач оперативного управления режимами крупных энергосистем разобраны основные критерии, которыми руководствуются при планировании и оперативном управлении электрическими режимами. Показана актуальность поиска дополнительных методов управления утяжеленными режимами, связанных с перегрузкой системных связей.

2. Анализ наиболее крупных системных аварий XX и XXI века показал, что одним из наиболее тяжелых аварийных процессов является перегрузка и последующее отключение системных линий электропередач, что приводит к развитию системной аварии. Выделены ошибки, совершенные оперативным персоналом при ликвидации аварийных нарушений. Отмечена недостаточная эффективность противоаварийных мероприятий, основанных на использовании регулирующего эффекта нагрузки по напряжению, заключающаяся в том, что при осуществлении мероприятий, направленных на использование данного эффекта, не была учтена работа автоматики генерирующего и трансформаторного оборудования.

3. На основе анализа исследований в области ликвидации аварий, связанных с дефицитом активной мощности в энергосистеме или перегрузкой ее сетевых элементов определены недостатки предлагаемых методов противоаварийного управления, заключающиеся в необходимости ввода дополнительного дорогостоящего оборудования либо в недостаточной их эффективности и универсальности. Отмечена недостаточная разработанность методов управления утяжеленными режимами, основанных на изменении напряжения в контрольных пунктах энергосистемы и использовании регулирующего эффекта нагрузки по напряжению.

ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ СНИЖЕНИЯ НЕДОПУСТИМОЙ ТОКОВОЙ ПЕРЕГРУЗКИ СИСТЕМНОЙ СВЯЗИ

2.1 Оценка регулирующего эффекта нагрузки и анализ возможности его использования при решении задач снижения недопустимой токовой перегрузки сетевых элементов

Известно, что статические характеристики нагрузки отражают свойства нагрузки, проявляющиеся при медленных изменениях параметров режима, то есть таких изменениях, при которых каждое их значение соответствует установившемуся режиму.

$$P = F_1(U, \omega_*) ; \quad (11)$$

$$Q = F_2(U, \omega_*) , \quad (12)$$

где P – активная мощность нагрузки, Q – реактивная мощность нагрузки, U – напряжение в узле нагрузки, ω – частота в сети.

Эти характеристики отражают изменения потребляемой активной и реактивной мощности. Различают статические характеристики по напряжению, отражающие изменение потребления мощности при медленном изменении напряжения, и статические характеристики по частоте, которые отражают изменения потребления мощности при медленном изменении частоты [62]. Для каждого рода нагрузки статические характеристики будут иметь различный вид.

СХН могут быть представлены в именованных единицах, однако их принято выражать в относительных единицах. При этом за единицу принимаются номинальная частота, нормальное напряжение $U_{норм}$ и соответствующие этим значениям величины активной и реактивной мощности. В энергосистеме на подстанциях уровни напряжения всегда разные, поэтому характеристики, измеренные в узле высокого напряжения, пересчитывать к номинальному напряжению не целесообразно. Таким образом, в относительных единицах, общепринятых для статических характеристик нагрузки, в

нормальном режиме $\omega = 1$, $U = 1$, $P = 1$, $Q = 1$.

Выражения вида (1) и (2) часто аппроксимируются полиномами вида

$$P = 1 - a_p - b_p - c_p + a_p U + b_p U^2 - c_p \omega_* ; \quad (13)$$

$$Q = 1 - a_q - b_q - c_q + a_q U + b_q U^2 - c_q \omega_* , \quad (14)$$

где все коэффициенты a_p , b_p , ..., c_q постоянны [63,64].

Несмотря на то, что зависимости величины нагрузки от частоты и напряжения содержат и другие составляющие, вводить их в уравнение не имеет особого смысла ввиду того что, как правило рассматриваются режимы, в которых частота равна номинальной или близка к ней, а также ввиду того, что точность определения характеристик нагрузки как расчетным, так и экспериментальным путем достаточно невелика и надежно аппроксимировать реальные зависимости (1) и (2) более сложными полиномами обычно не удается.

Особый интерес с точки зрения управления утяжеленными режимами энергосистем представляют статические характеристики нагрузки (СХН) по напряжению и обусловленный ими регулирующий эффект нагрузки по напряжению для активной и реактивной мощности, который достаточно правильно характеризует изменение нагрузки при малых отклонениях напряжения [63–65].

Статические характеристики асинхронных двигателей.

На рисунках 1 и 2 представлены СХН асинхронного двигателя (АД), сформированные по результатам экспериментов В.М. Горнштейна в 1938...1939 гг, в рамках которых проводилось определение статических характеристик путем выделения потребителей на отдельный генератор или группу генераторов, напряжение которых поднималось ступенчато по 1...2% до максимально допустимого в 105...110% от номинального, а затем снижалось до 80...90% от номинального значения. Измерения проводились для разной нагрузки на валу АД. Изменение потребления фиксировались с помощью ваттметров, установленных на каждом замеряемом фидере.

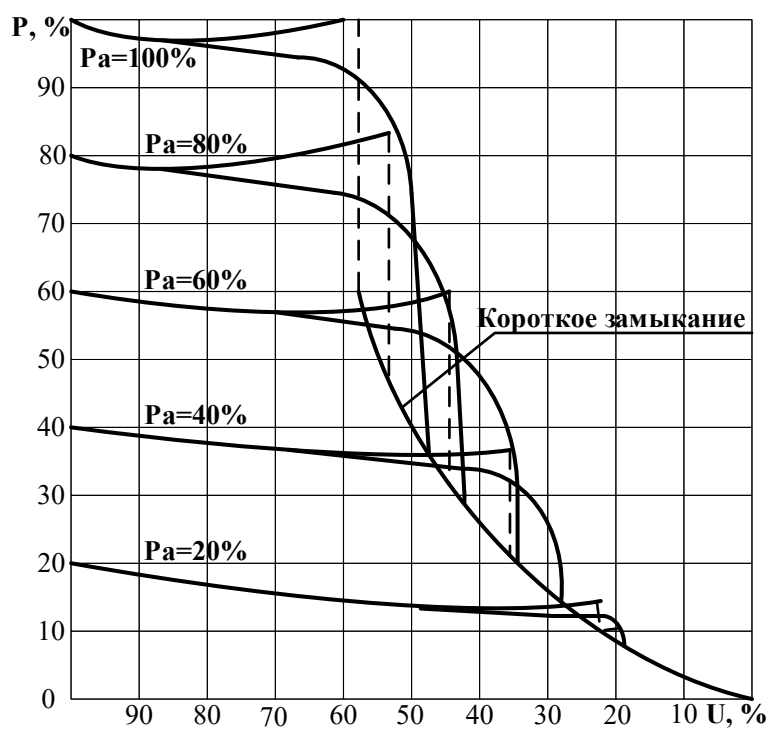
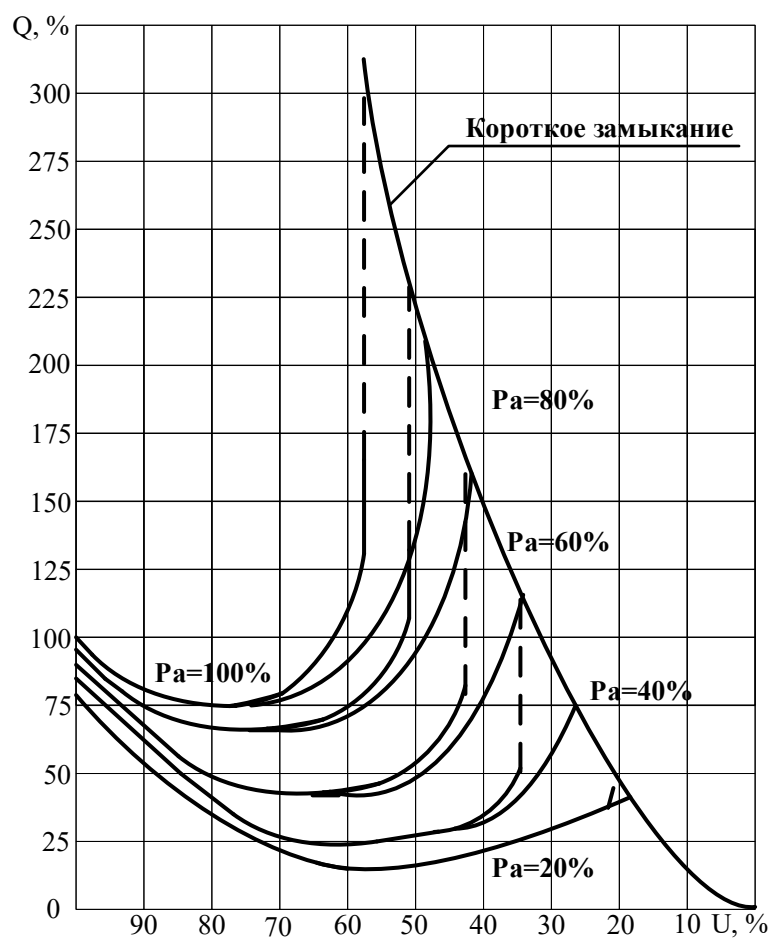
Рисунок 1 – Характеристика активной мощности – P АД от напряжения – U 

Рисунок 2 – Зависимость реактивной нагрузки электродвигателя от напряжения

В результате экспериментов не удалось зарегистрировать заметного влияния напряжения на активную мощность потребителей, из чего следует вывод, что активная нагрузка промышленных потребителей практически не зависит от изменения напряжения.

Данное обстоятельство объясняется тем, что при снижении напряжения увеличиваются потери в электрических сетях, которые компенсируют снижение активной мощности потребителей:

$$\Delta P_{л} = \frac{(P_{л} + Q_{л})^2}{U_{л}^2} \cdot R_{л} , \quad (15)$$

где $\Delta P_{л}$ – потери активной мощности в линии, $R_{л}$ – активное сопротивление линии, $P_{л}$ – активная мощность линии, $Q_{л}$ – реактивная мощность линии.

Иначе дело обстоит с реактивной нагрузкой. При снижении напряжения реактивная мощность, потребляемая электродвигателями, уменьшается за счет снижения намагничивающей мощности, которая составляет основную долю от всей реактивной нагрузки двигателя (рис 5). Данные выводы полностью подтверждаются экспериментами, проведенными в 1933–34 гг. и в 1938–39 гг [66].

На рисунке 3. приведены СХН узлов, где преобладают крупные асинхронные электродвигатели (P_2, Q_2), а также аналогичных узлов с нагрузкой АД при $K_{зан}=0,8$ (P_1, Q_1) и компенсацией реактивной мощности на шинах электродвигателей (P_3, Q_3).

Статические характеристики преобразовательной нагрузки.

Данные характеристики рисунок 4 показывают зависимость активной и реактивной мощностей, потребляемых или выдаваемых преобразователем, в зависимости от напряжения, подведенного к нему.

На рисунке 5 показаны характеристики установок, питающих электролизную нагрузку.

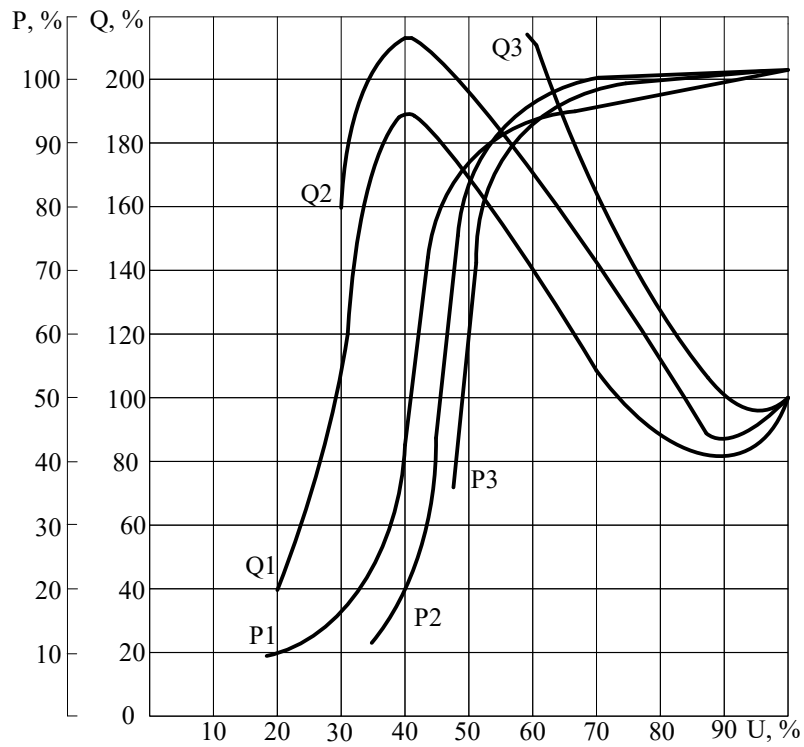


Рисунок 3 – Статические характеристики асинхронной нагрузки

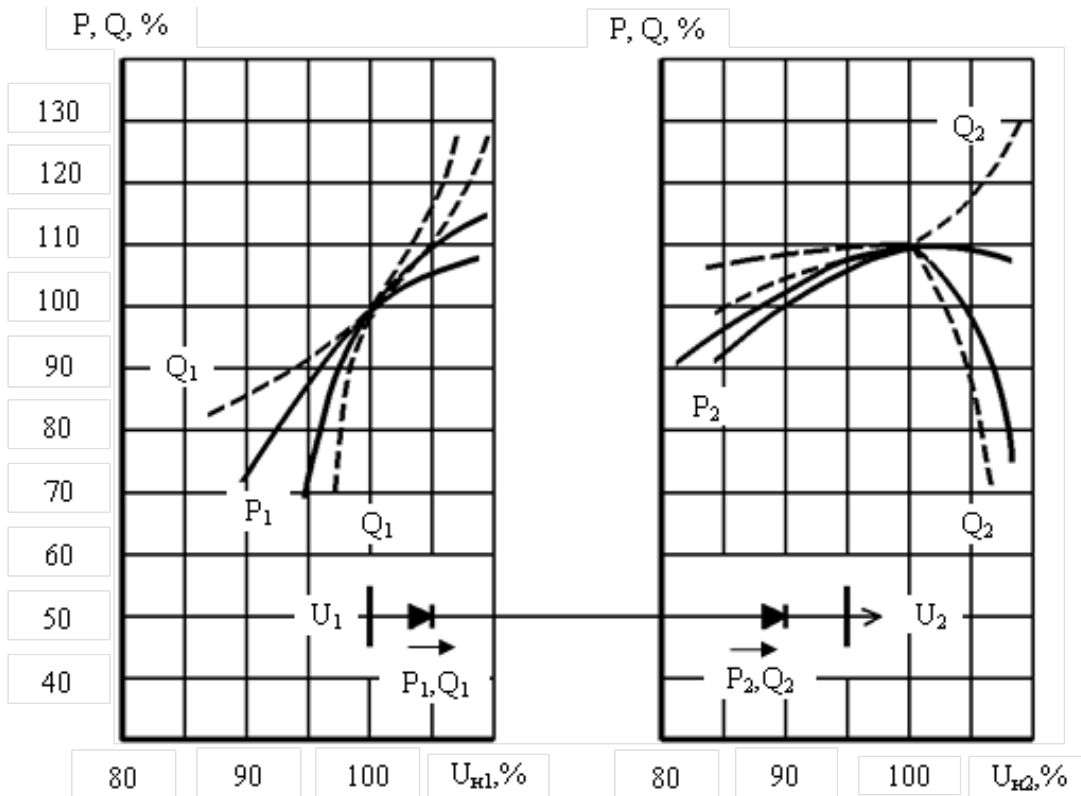


Рисунок 4 – Характеристики преобразовательной нагрузки

5,7

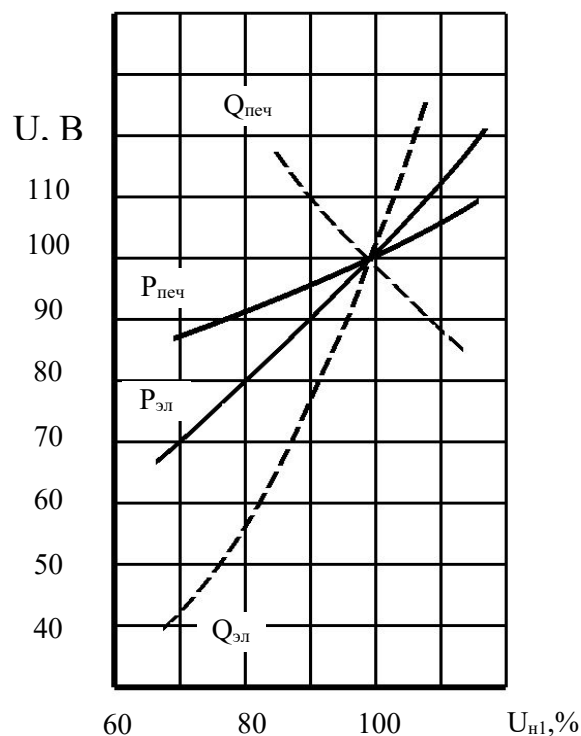


Рисунок 5 – Характеристики электролизных установок

Характеристики печных нагрузок различаются в зависимости от типа печи. Потребляемая дуговыми печами нагрузка обычно чисто активная и пропорциональна квадрату напряжения сети

$$P, Q \cong U^2 \quad (16)$$

Карборундовые печи потребляют также реактивную мощность рисунок 6.

Статические характеристики синхронных двигателей.

Момент на валу синхронного двигателя и активная мощность не зависят от изменения напряжения:

$$P(U) = P_{ном} \quad (17)$$

Ввиду этого РЭ по напряжению для активной мощности у синхронного двигателя будет равен нулю.

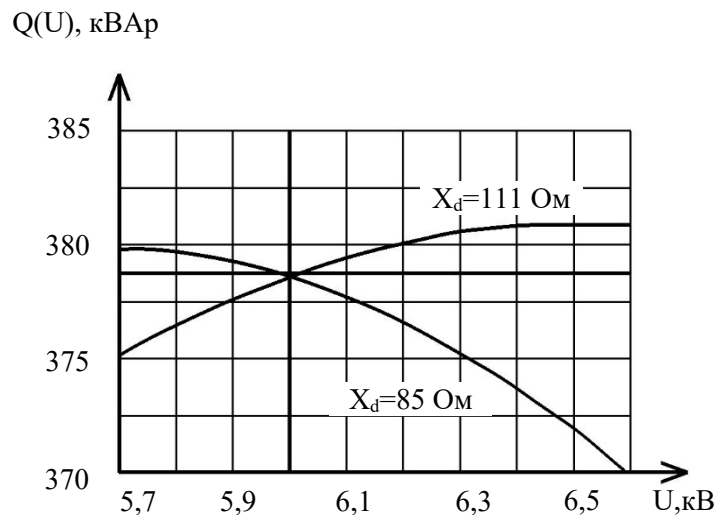


Рисунок 6 – Статические характеристики реактивной мощности синхронного двигателя

Статические характеристики источников реактивной мощности.

Реактивная мощность батареи статических конденсаторов определяется по формуле:

$$Q = -3\omega C U_{\phi}^2 \quad (18)$$

где Q – потребляемая реактивная мощность, ω – частота, U_{ϕ} – фазное напряжение сети.

Статические характеристики СТК имеют более сложную зависимость. В интервале рабочих значений напряжения СХН СТК практически линейны, однако при выходе за рабочий диапазон СХ становится квадратичной, соответствующей неизменной индуктивности или емкости:

$$Q_C = -\frac{3U_{\phi}^2}{X_C}; Q_L = \frac{3U_{\phi}^2}{X_L} \quad (19)$$

где Q_C – емкостная реактивная мощность, Q_L – индуктивная реактивная мощность, X_C – емкостное сопротивление, X_L – индуктивное сопротивление, U_{ϕ} – фазное напряжение.

Общий вид СХ для СТК примет следующий вид:

$$Q(U) = \left\{ \begin{array}{l} -\frac{3U_{\phi}^2}{X_C} \leftarrow U_{\phi} < U_{\phi 1} \\ k_0(U_{\phi 0} - U_{\phi}) \leftarrow U_{\phi} < U_{\phi} < U_{\phi 2} \\ \frac{3U_{\phi}^2}{X_L} \leftarrow U_{\phi} > U_{\phi 2} \end{array} \right. \quad (20)$$

Статические характеристики осветительной нагрузки.

Потребляемая активная мощность осветительной нагрузки, состоящей из ламп накаливания, зависит от сопротивления, которое меняется в соответствии с поданным напряжением:

$$P = \frac{U^2}{R(U)}, \quad (21)$$

где P – потребляемая активная мощность осветительной нагрузки, U – напряжение на шинах нагрузки, $R(U)$ – сопротивление нити накаливания.

Изменение сопротивления происходит вследствие процессов изменения температуры нити накаливания. Зависимость (2.1.11) в общем виде аппроксимируется следующим выражением:

$$P = P_{ном} \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^{1,6}, \quad (22)$$

где $P_{ном}$ – номинальная активная мощность осветительной нагрузки, $U_{ном}$ – номинальное значение напряжения

Статические характеристики по напряжению люминесцентных ламп несколько отличаются:

$$P = P_{ном} \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^{1,9}, \quad (23)$$

$$Q = Q_{ном} \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^{1,5}, \quad (24)$$

Таким образом, на интервале изменения значений напряжения в $\pm 15\%U_{ном}$ статические характеристики нагрузки характеризуются пологой

зависимостью и отсутствуют резкие изменения режима потребления, что можно использовать в рамках оперативного управления электрическими режимами энергосистем.

Узел комплексной нагрузки

Как видно рисунки 7 и 8, статические характеристики нагрузки по напряжению различны для разного типа нагрузки, при этом получить точные данные о составе нагрузки того или иного узла зачастую проблематично. Поэтому особый интерес с точки зрения управления утяжеленными режимами представляют статические характеристики комплексного узла нагрузки, основной способ получения которых является проведение активного эксперимента.

В 60-хх годах во ВНИИЭ был проведен ряд экспериментов по определению СХН. Отличия данных исследований от экспериментов, проведенных ранее, заключались в том, что в данном случае объектом исследований выступала комплексная нагрузка.

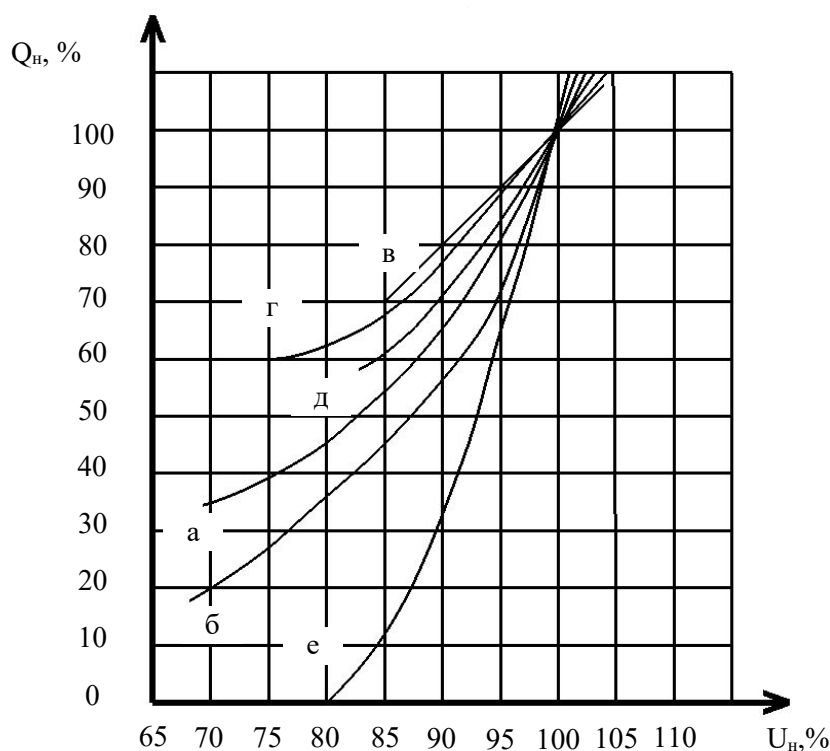


Рисунок 7 – Статические характеристики активной мощности узлов комплексной нагрузки: а, б – узла 1, в, г – узла 2, д – узла 3, е – узла 4.

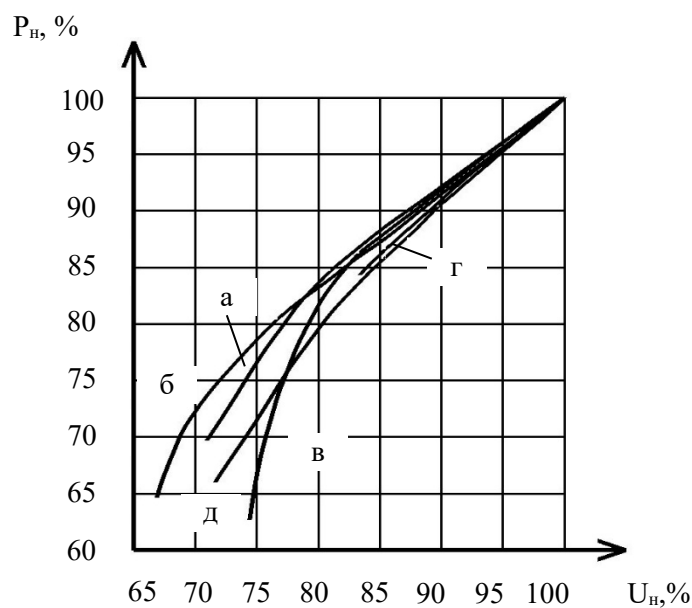


Рисунок 8 – Статические характеристики реактивной мощности узлов комплексной нагрузки:

а, б – узла 1, в, г – узла 2, д – узла 3, е – узла 4.

Составы нагрузки при этом различались и разделены на следующие типы:

- коммунально–бытовые потребители (внутреннее и наружное освещение, бытовые приборы, электродвигатели небольшой мощности);
- небольшие промышленные предприятия;
- электрифицированный транспорт;
- прочие потребители (водопровод, канализация, прилегающие сельскохозяйственные районы).

В качестве комплексной нагрузки исследовались узлы нагрузки в городах с населением 150–300 тыс. чел., а в качестве промышленной – узлы нагрузки предприятий с преимущественно крупными асинхронными электродвигателями, а также узел нагрузки с преобладанием синхронных электродвигателей. Активные мощности нагрузки испытуемых узлов были в пределах 30–150 МВт. Определялись характеристики суммарной нагрузки узлов и отдельных групп потребителей мощностью от 5 до 25–50 МВт, питавшихся по линиям 6–110 кВ. При этом измерения проводились в дневное и ночное время суток [55,58].

Таблица 4 – Типовые коэффициента регулирующего эффекта нагрузки

Вид нагрузки	Регулирующие эффекты нагрузки	
	k_P	k_Q
Коммунально–бытовая нагрузка, малые промышленные узлы	1,45	3,5
Крупные промышленные узлы	1	2,8
Узлы с большой долей горнодобывающих предприятий	0,6 (0÷1,9)	3,9(–0,7÷8,9)
Узлы с большой долей нефтяной промышленности	0,3÷0,5)	(5÷7)
Узлы с различной промышленной нагрузкой	0,5–1,2 0,9–2,0 1,0–1,3 0,32–0,8	4,5–5,5 3,2–6,4 2,5–5,0 3,0–3,2
Синхронные двигатели	0	0,75; 2,7
Асинхронные двигатели	0	2,0; 3,2

Анализ полученных данных позволяет сделать следующие выводы. СХН активной мощности различных узлов комплексной нагрузки в значительном диапазоне близки друг к другу и представляют собой линейную зависимость от напряжения, при рассмотрении интервала снижения напряжения до значений $U = 0,85U_{ном}$. В этих случаях РЭН для активной мощности будет составлять $k_{P,Q} = 0,75 - 1,0$.

В отличие от СХН для активной мощности – СХН для реактивной мощности существенно различаются в зависимости от состава комплексного узла нагрузки. При этом на СХН большое влияние оказывают степень компенсации реактивной мощности, реакция устройств АРВ синхронных двигателей, загрузка трансформаторов, потери в сетях. Также значительное влияние оказывает уровень нормального напряжения в узле. При повышении рабочего напряжения происходит насыщение трансформаторов и увеличение потерь реактивной мощности, что увеличивает регулирующий эффект (РЭ). При снижении рабочего напряжения происходит рост потерь в электрических сетях и, в случае небольшой степени компенсации реактивной мощности в

рассматриваемом узле, значения РЭ будут небольшими.

В 2013 г. на ПС 35/6 «Сибкабель» г. Томск был проведен активный эксперимент по определению СХН [67,68]. Диапазон изменения напряжения составил 15%. Данные снимали с помощью цифрового анализатора электропотребления, подключенного к вторичным цепям ТТ и ТН.

В течение эксперимента, с помощью устройства РПН изменялось напряжение на второй секции шин 6 кВ. Работы на каждой ступени составляла 2 мин. В результате активного эксперимента были получены графики изменения напряжения, активной и реактивной мощности рисунок 9,10,11.

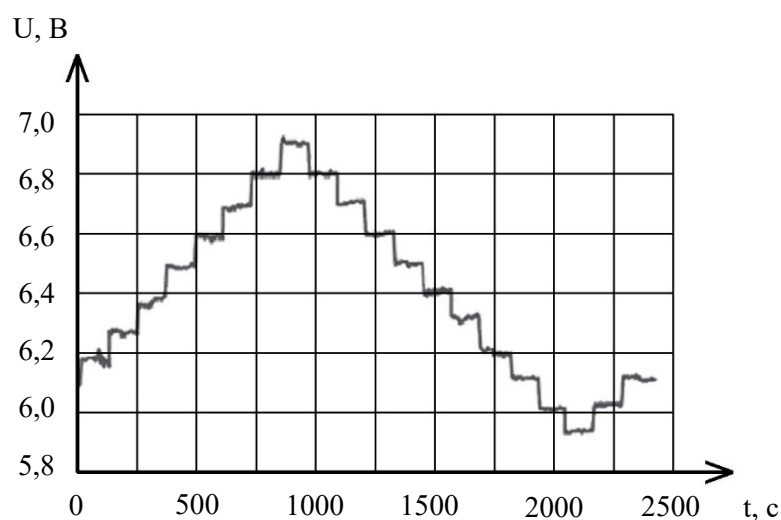


Рисунок 9 – График изменения напряжения

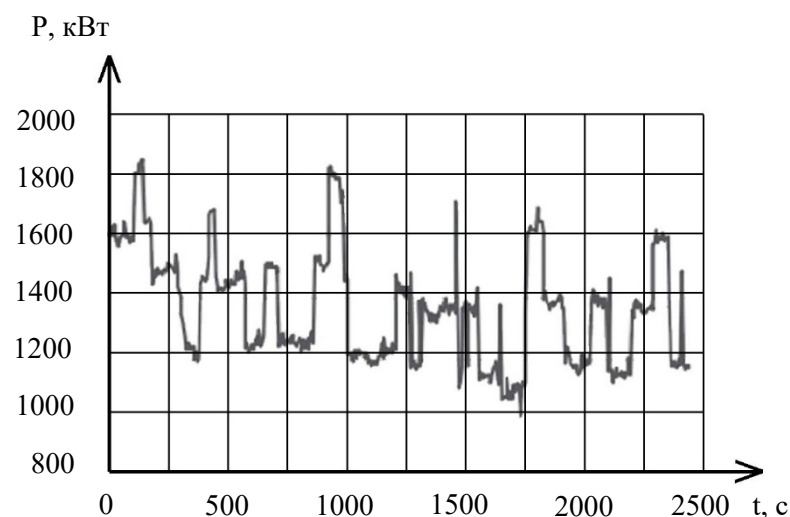


Рисунок 10 – Графики изменения активной мощности

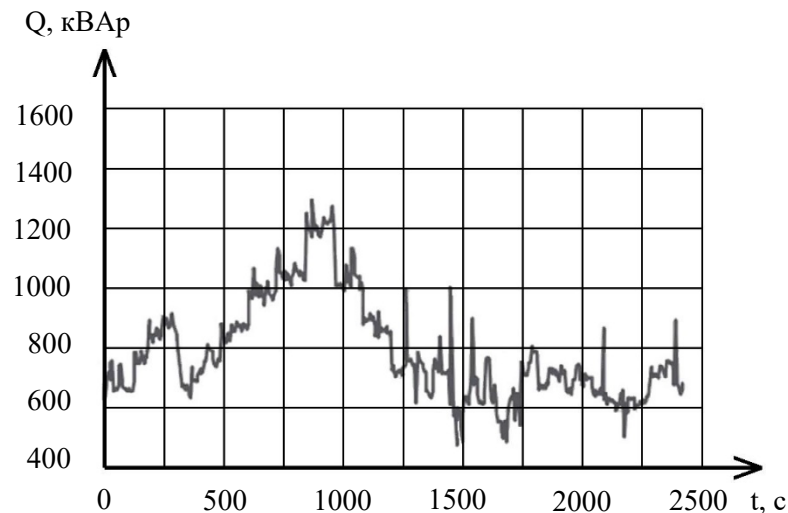


Рисунок 11 – Графики изменения реактивной мощности

На основе данных, полученных в ходе эксперимента, была опробована методика определения СХН, суть которой заключается в выделении регулярной составляющей, отражающей регулирующий эффект, и отсеке нерегулярной составляющей. После анализа полученных результатов были сформированы следующие полиномы, отражающие зависимость потребляемой активной и реактивной мощности от напряжения для рассматриваемого узла:

$$P(U) = P_{ном} \left[1,481 - 2,277 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + 1,796 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right]; \quad (25)$$

$$Q(U) = Q_{ном} \left[52,048 - 108,651 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + 57,599 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right], \quad (26)$$

где $P_{ном}$ – номинальная активная мощность нагрузки, $P(U)$ – расчетная активная мощность нагрузки, $Q_{ном}$ – номинальная реактивная мощность нагрузки, $Q(U)$ – расчетная реактивная мощность нагрузки $U_{ном}$ – номинальное напряжение узла, U – расчетное напряжение в узле. Исходя из полиномов (2.1.15, 2.1.16) можно оценить регулирующий эффект нагрузки данного узла, который составит:

Таблица 5 – Изменение потребления активной и реактивной мощности

$U, \%$	$P(U), \%$	$Q(U), \%$
115	1,23766	3,274027
110	1,14946	2,22669
105	1,07024	1,467348
100	1	1
95	0,93874	0,812648
90	0,88646	0,91729
85	0,84316	1,309928

В данный момент в практике планирования и управления электрическими режимами обобщенные характеристики нагрузки представляются в виде полиномов второй степени со следующими коэффициентами: [70]

$$P(U) = P_{ном} \left[0,83 - 0,3 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + 0,47 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right]; \quad (27)$$

$$Q(U) = Q_{ном} \left[3,7 - 7 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + 4,3 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right]. \quad (28)$$

При этом регулирующий эффект для данных СХН будет следующий:

Таблица 6 – Изменение потребления активной и реактивной мощности

$U, \%$	$P(U), \%$	$Q(U), \%$
115	1,106575	1,33675
110	1,0687	1,203
105	1,033175	1,09075
100	1	1
95	0,969175	0,93075
90	0,9407	0,883
85	0,914575	0,85675

Таким образом, при регулирующем эффекте нагрузки $k_P, k_Q > 0$ снижение

потребляемой мощности будет достигаться за счет снижения напряжения, а при регулирующих эффектах нагрузки $k_P, k_Q < 0$ снижение потребления будет достигаться при увеличении напряжения. При этом, в случае $k_P, k_Q = 0$, регулирующий эффект нагрузки не будет проявляться и изменение напряжения на шинах ни к чему не приведёт.

Снижение электропотребления, путем изменения напряжения на шинах нагрузки в зависимости от её статических характеристик, можно использовать в оперативном управлении электрическими режимами энергосистем.

Например, в 1993 г. в Кировском политехническом институте была проведена научно–исследовательская работа по определению возможностей создания оперативного резерва мощности в АО «КИРОВЭНЕРГО» за счет регулирования напряжения в узлах электропотребления [57].

Были проведены расчеты на базе ПЭВМ «Искра 10,30» по разработанной программе расчета параметров установившихся режимов «RSET». Для решения данной задачи в программу были введены корректировки активных и реактивных мощностей электроприёмников в соответствии с их статическими характеристиками.

В результате расчетов было определено, что при снижении напряжения на 5% и 10% наблюдалось снижение потребляемой активной мощности на 6,16% и 10,4% соответственно. При этом снижение напряжения приводило к повышению нагрузочных потерь. Например, при понижении напряжения на 10% потери увеличивались на 3,8–5,7%.

С целью выявления реального эффекта от регулирования напряжения были проведены экспериментальные исследования на ПС «Беляево» и «Шестаки» СЭС, которые питают преимущественно сельскохозяйственных потребителей. Фиксация измерений напряжения, активной мощности и тока проводилась через 0,5–1 минуту. Продолжительность 15–20 минут. При обработке результатов измерений определялись оценки математических ожиданий токов, напряжений, активных и полных мощностей.

Изменение напряжения на первой секции шин на 8,5–9,7% привело к

уменьшению активной мощности на 13,6–15,9%. Повышение напряжения на 4,9–6,26% привело к увеличению активной мощности на 7,33–8,9% соответственно. Похожее значение были получены и для секции шин №2. На ПС «Шестаки» также наблюдалось уменьшение активной мощности.

На основе этих данных была проведена оценка возможного оперативного резерва активной мощности Слободского РЭС. Данный резерв был оценен в 6,4–11,3 МВт для утреннего максимума нагрузки и 5,5–9,7 МВт для вечернего максимума нагрузки.

Реакция потребителя на снижение напряжения.

Согласно стандартам организации АО «СО ЕЭС» ведение режима по напряжению в рамках нижнего и верхнего предупредительных пределов считается нормальным и не приводит к негативному влиянию на потребителя.

Ведение режима по напряжению в интервале от минимального значения напряжения до нижнего предупредительного значения считается допустимым и ограничивается по времени (среднеквадратичное значение) $t=20$ мин. При этом в течении дня значение напряжения в контрольных пунктах может изменяться в пределах 5-10 кВ.

Также необходимо учесть регулирующий эффект электроэнергии, который проявляется как реакция потребителя на изменение напряжения. Примером такой реакции является увеличение числа включенных ламп освещения, при снижении эффективности освещения ввиду изменения напряжения в сети. Данный эффект может частично нивелировать положительный регулирующий эффект электроэнергии. Однако согласно [69] «Эффект приспособления потребителей к изменению напряжения особенно проявляется, если напряжение выходит за допустимые пределы у большого числа электроприемников». Из этого следует, что при регулировании напряжения в интервале допустимых пределов регулирующий эффект электроэнергии будет проявляться слабо.

2.2 Разработка алгоритма оптимизации значений напряжений в узлах генераторах и коэффициентов трансформации системообразующих подстанций

В разработанной методике, основанной на использовании регулирующего эффекта нагрузки по напряжению, ключевым звеном является определение оптимальных значений напряжения в контрольных пунктах энергосистемы.

В процессе поиска оптимальных значений напряжений необходимо учесть ограничения по значению тока, протекающего в сетевых элементах.

$$I_{y_{k,j}} < I_{\max_{k,j}}, \quad (29)$$

где $I_{y_{k,j}}$ – ток в ветви $k-j$ в установившемся режиме, $I_{\max_{k,j}}$ – длительно-допустимый ток в ветви .

Также, в качестве ограничений выступают уровни напряжения контрольных пунктов, значения которых определяются исходя из условий статической и динамической устойчивости:

$$U_{\min_n} < U_{y_n} < U_{\max_n}, \quad (30)$$

где U_{\min_n} – минимальное напряжение в узле нагрузки n , U_{y_n} –установившееся значение напряжение в узле нагрузки n , U_{\max_n} – максимальное значение напряжение в узле нагрузки n .

Кроме этого, необходимо учесть загрузку генераторов станций по реактивной мощности и не только не допустить их перегрузки, но и оставить резерв для успешного выполнения задачи регулирования напряжения в энергосистеме.

Также, при использовании трансформаторов в процессе регулирования необходимо учесть заложенные пределы регулирования устройств РПН:

$$k_{mp_min} < k_{mp} < k_{mp_max}. \quad (31)$$

где k_{mp_min} – минимальное значение коэффициента трансформации, k_{mp} – заданное значение коэффициента трансформации, k_{mp_max} – максимально

значение коэффициента трансформации.

Таким образом, формируется задача оптимизации, целевой функцией которой является минимум отклонения токовой загрузки межсистемного элемента от заданного значения:

$$I = \left| \frac{S_{\text{ЭЭС}_{\text{исх}}}(U)}{U_{\text{л}}} - \frac{S_{\text{ЭЭС}_{\text{у}}}(U)}{U_{\text{л}}} - \Delta I \right| \rightarrow \min, \quad (32)$$

где $S_{\text{ЭЭС}_{\text{у}}}(U)$ – мощность энергосистемы в установившемся режиме, определяемая с учетом статических характеристик нагрузки, ΔI – разница между длительно допустимым и установившемся значением тока элемента, а $U_{\text{л}}$ – напряжение системной линии:

$$\Delta I = I_{\text{уст}} - I_{\text{max}}; \quad (33)$$

$$S_{\text{ЭЭС}}(U) = \sum S_n(U_n) = \sum \sqrt{P_{\text{ном}_n} \cdot \left[0,83 - 0,3 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}_n}} + 0,47 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}_n}} \right)^2 \right]^2 + Q_{\text{ном}_n} \cdot \left[3,7 - 7 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}_n}} + 4,3 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}_n}} \right)^2 \right]^2}; \quad (34)$$

$$U_{\text{л}} = \sqrt{3} \cdot \frac{U_k + U_j}{2}, \quad (35)$$

где $I_{\text{уст}}$ – ток элемента в установившемся режиме, I_{max} – максимально допустимое значение тока элемента.

Для решения данной оптимизационной задачи разработан алгоритм, базирующийся на известных методах расчета и оптимизации режимов энергосистем [71]. В его основе лежит метод приведенного градиента используемый для решения задач оптимизации. [72]

1. Расчет электрического режима методом Ньютона

1.1. Формирование таблицы ветвей.

1.2. Формирование матрицы уравнений небалансов мощностей для

каждого узла:

$$W(X) = 0; \quad (36)$$

$$X = \begin{pmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \dots \\ \delta_{n-1} \\ U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_{n-1} \end{pmatrix}; W(X) = \begin{pmatrix} w_{P_1}(x) \\ w_{P_2}(x) \\ \dots \\ w_{P_{n-1}}(x) \\ w_{Q_1}(x) \\ w_{Q_2}(x) \\ \dots \\ w_{Q_{n-1}}(x) \end{pmatrix} \quad (37)$$

$$w_{P_k} = P_k - g_{k,k}U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (g_{k,j} \cos \delta_{k,j} - b_{k,j} \sin \delta_{k,j}); \quad (38)$$

$$w_{Q_k} = Q_k - b_{k,k}U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (b_{k,j} \cos \delta_{k,j} - g_{k,j} \sin \delta_{k,j}), \quad (39)$$

где X – вектор столбец искомым переменных; $W(X)$ – система уравнений балансов мощностей для каждого узла; δ – угол отклонения между фаз напряжений; U – напряжение в узле; $w_P(x)$ – уравнения небаланса активной мощности узла, $w_Q(x)$ – уравнение небаланса реактивной мощности узла (не записывает для узлов–генераторов реактивной мощности); n – количество узлов схемы, P, Q – активные и реактивные мощности узла; g, b – активная и реактивная проводимости ветви; k, j – номера узлов.

1.3. Выбор начальных приближений для искомым переменных.

Для нулевого шага итерации: $\delta_k^0 = 0$, $U_k^0 = U_{ном}$. Для последующих шагов в качестве начальных приближений используются значения, полученные в результате решения системы уравнений методом Гаусса в п. 1.5. Значение напряжений узлов–генераторов является неизменным.

1.4. Формирование матрицы Якоби:

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \begin{vmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix} \quad (40)$$

где $\frac{\partial W_P}{\partial U}$, $\frac{\partial W_Q}{\partial U}$ – частные производные небаланса активной и реактивной мощности по модулю напряжения узла; $\frac{\partial W_P}{\partial \delta}$, $\frac{\partial W_Q}{\partial \delta}$ частные производные небаланса активной и реактивной мощности по фазе напряжения узла.

1.5. Определение неизвестных переменных методом Гаусса:

$$X^{(i+1)} = X^i - \left\| \frac{\partial W}{\partial X}(X^i) \right\|^{-1} W(X^i), \quad (41)$$

где i – шаг итерации.

Результатом выполнения данного подцикла являются новые значения напряжений и углов отклонений фаз напряжений в соответствии с выбранными на шаге 1.2 приближениями. Поэтому для расчета электрического режима с заданной точностью необходимо повторить пункты 1.2–1.5 вплоть до достижения допустимой погрешности расчета.

2. Определение токовой нагрузки ветвей схемы.

На данном этапе определяется токовая нагрузка ветвей схемы в соответствии с результатами вычислений предыдущего шага.

Сначала определяются действительные U'_n и мнимые U''_n значения напряжений:

$$U'_n = U_{y_n}; \quad (42)$$

$$U''_n = U_{y_n} \cdot \sin(\delta_{y_n}). \quad (43)$$

Затем определяются действительные $I'_{y_{k,j}}$ и мнимые $I''_{y_{k,j}}$ значения токов ветвей с приведением к базисному напряжению, которым является напряжение узла начала:

$$I'_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - U'_j) \cdot g_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - U''_j) \cdot b_{k,j} \quad (44)$$

$$I''_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - U'_j) \cdot b_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - U''_j) \cdot g_{k,j}. \quad (45)$$

При этом при расчете трансформаторной ветви необходимо учитывать коэффициент трансформации и приводить напряжения к базисному значению. В

качестве базисного значения выбирается напряжения узла начала. Например, для трансформаторной ветви $k - j$, где узел k является узлом высокого напряжения, а узел j – является узлом низкого напряжения формулы (44) и (45) примут следующий вид:

$$I'_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left(U'_k - \frac{U'_j}{k_{mp}} \right) \cdot g_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left(U''_k - \frac{U''_j}{k_{mp}} \right) \cdot b_{k,j} ; \quad (46)$$

$$I''_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left(U'_k - \frac{U'_j}{k_{mp}} \right) \cdot b_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left(U''_k - \frac{U''_j}{k_{mp}} \right) \cdot g_{k,j} \quad (47)$$

Затем, исходя из полученных значений токов и напряжений, производится расчет перетоков активной и реактивной мощностей в ветвях схемы, а также полной мощности:

$$P_{y_{k,j}} = \sqrt{3} \cdot (U'_k \cdot I'_{y_{k,j}}) + \sqrt{3} \cdot (U''_k \cdot I''_{y_{k,j}}) ; \quad (48)$$

$$Q_{y_{k,j}} = \sqrt{3} \cdot (U''_k \cdot I'_{y_{k,j}}) - \sqrt{3} \cdot (U'_k \cdot I''_{y_{k,j}}) ; \quad (49)$$

$$S_{y_{k,j}} = \sqrt{P_{y_{k,j}}^2 + Q_{y_{k,j}}^2} . \quad (50)$$

После этого определяется значение полного тока в ветвях схемы:

$$I_{y_{k,j}} = \sqrt{I_{y_{k,j}}'^2 + I_{y_{k,j}}''^2} . \quad (51)$$

Данный этап необходим для контроля выполнения установленных ограничений по длительно допустимому току элемента в полученном электрическом режиме.

3. Определение уточненного значения ΔI :

$$\Delta I = I_{уст} - I_{max} . \quad (52)$$

4. Формирование целевой функции:

$$И[X'(Y'), Y'] , \quad (53)$$

где X' – вектор зависимых переменных: U , δ узлов нагрузки; Y' – вектор независимых переменных: U , δ узлов–генераторов;

5. Проверка выполнения заданных ограничений:

$$U_{min_n} < U_{y_n} < U_{max_n} \quad (54)$$

$$I_{y_{k,j}} < I_{\max_{k,j}} ; \quad (55)$$

$$k_{\min} < k_{mp} < k_{\max} . \quad (56)$$

6. Определение градиента неявной функции:

$$\frac{\partial I}{\partial Y'} = \frac{\partial I}{\partial Y'} \Big|_0 + \frac{\partial I}{\partial W} \cdot \frac{\partial W}{\partial Y'} , \quad (57)$$

где $\frac{\partial I}{\partial Y'}$ – градиент неявной функции по вектору независимых переменных;

$\frac{\partial I}{\partial Y'} \Big|_0$ – вектор, определяемый из явной зависимости $I(Y')$; $\frac{\partial W}{\partial Y'}$ – матрица

частных производных $\frac{\partial w_{Pk}}{\partial Y'_j}$, $\frac{\partial w_{Qk}}{\partial Y'_j}$ определяемых из явных зависимостей

$w_{Pk}(Y'), w_{Qk}(Y')$, $\frac{\partial I}{\partial W} = \left(\frac{\partial I}{\partial W_P} \frac{\partial I}{\partial W_Q} \right)$ – вектор–строка частных производных,

причем $\frac{\partial I}{\partial W}$ определяется из следующего выражения:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{pmatrix}^T \cdot \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial W_P} \\ \frac{\partial I}{\partial W_Q} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial U} \\ \frac{\partial I}{\partial \delta} \end{pmatrix} . \quad (58)$$

7. Определение независимых переменных:

$$Y^i = Y^{i-1} - \frac{\partial I}{\partial Y'} \cdot t_0 , \quad (59)$$

где Y^i – значение вектора независимых переменных на шаге итерации i .

8. Определение зависимых переменных.

С помощью расчета электрического режима методом Ньютона, в соответствии с п. 1.2–1.5, производится определение зависимых переменных в соответствии с новыми значениями независимых переменных. При оптимизации по напряжению, в результате выполнения данного шага, получаются новые значения напряжений узлов–нагрузки.

Для оптимизации электрического режима с заданной точностью, необходимо повторить выполнение п. 2–8 вплоть до достижения допустимой погрешности расчетов.

В результате выполнения данного алгоритма определяются значения независимых переменных U_{n_i} и k_{mp} , при которых достигается минимум отклонения токовой загрузки межсистемного элемента от заданного значения. Ввиду того, что снижение напряжения в дефицитной энергосистеме оказывает незначительное влияние на напряжение передачи, то снижение потребляемой энергосистемой мощности приведет к уменьшению значения тока, протекающего по системной линии.

Для определения эффективности предлагается использовать объем потенциально не отключённой нагрузки $P_{НОН}$:

$$P_{НОН} = P_{сальдо_исх} - P_{сальдо_уст} \cdot \quad (60)$$

Методика снижения недопустимой токовой перегрузки элемента сечения будет состоять из следующих шагов:

1. Выявление недопустимой токовой перегрузки элемента сечения оперативным персоналом организации, осуществляющей управление и контроль за режимом энергосистемы с помощью средств телеизмерений и телесигнализации.

$$I_{уст} < I_{max} \cdot \quad (61)$$

При этом в качестве I_{max} может выступать не только длительно-допустимое значение тока в установившемся режиме, но такое значение, при котором происходит нарушение по длительно-допустимой токовой нагрузки прогнозируемом послеаварийном режиме с учетом нормативных возмущений.

2. Определение необходимого снижения ΔI в соответствии с (33).

3. Определение коэффициентов трансформации на системных подстанциях и заданных уровней напряжения на шинах станций, при которых будет обеспечиваться минимум отклонения токовой загрузки межсистемного элемента от заданного значения с учетом всех ограничений в соответствии с

алгоритмом, исходя из данных телеметрии на момент выявления токовой перегрузки.

4. Оценка эффективности по объему потенциально не отключенной нагрузки.

5. Формирование команд на изменение режимов работы оборудования на электростанциях, участвующих в регулировании напряжения в дефицитной энергосистеме и на системных подстанциях, осуществляющих связь дефицитной энергосистемы с элементами сечения.

Методика снижения недопустимой токовой перегрузки системной связи:

1. Выявление недопустимой токовой перегрузки элемента сечения
Выявление недопустимой токовой перегрузки элемента сечения оперативным персоналом организации, осуществляющей управление и контроль за режимом энергосистемы с помощью средств телеизмерений и телесигнализации.

$$I_{уст} < I_{max} \quad (62)$$

где $I_{уст}$ – установившееся значение тока через элемент сечения, I_{max} – максимально допустимое значение тока через данный элемент сечения.

2. Определение необходимого снижения ΔI :

$$\Delta I = I_{уст} - I_{max} \quad (63)$$

3. Расчет электрического режима методом Ньютона.

3.1. Формирование таблицы ветвей.

3.2. Формирование матрицы уравнений небалансов мощностей для каждого узла:

$$W(X) = 0 ; \quad (64)$$

$$X = \begin{pmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \dots \\ \delta_{n-1} \\ U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_{n-1} \end{pmatrix}; W(X) = \begin{pmatrix} w_{P_1}(x) \\ w_{P_2}(x) \\ \dots \\ w_{P_{n-1}}(x) \\ w_{Q_1}(x) \\ w_{Q_2}(x) \\ \dots \\ w_{Q_{n-1}}(x) \end{pmatrix}; \quad (65)$$

$$w_{P_k} = P_k - g_{k,k}U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (g_{k,j} \cos \delta_{k,j} - b_{k,j} \sin \delta_{k,j}); \quad (66)$$

$$w_{Q_k} = Q_k - b_{k,k}U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (b_{k,j} \cos \delta_{k,j} - g_{k,j} \sin \delta_{k,j}), \quad (67)$$

где X – вектор столбец искомым переменных; $W(X)$ – система уравнений балансов мощностей для каждого узла; δ – угол отклонения между фаз напряжений; U – напряжение в узле; $w_p(x)$ – уравнения небаланса активной мощности узла, $w_q(x)$ – уравнение небаланса реактивной мощности узла (не записывает для узлов–генераторов реактивной мощности); n – количество узлов схемы, P, Q – активные и реактивные мощности узла; g, b – активная и реактивная проводимости ветви. k, j – номера узлов.

3.3. Выбор начальных приближений для искомым переменных.

Для нулевого шага итерации: $\delta_k^0 = 0, U_k^0 = U_{ном}$. Для последующих шагов в качестве начальных приближений используются значения, полученные в результате решения системы уравнений методом Гаусса в п. 1.5. Значение напряжений узлов–генераторов является неизменным.

3.4. Формирование матрицы Якоби:

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \begin{vmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}, \quad (68)$$

где $\frac{\partial W_P}{\partial U}$, $\frac{\partial W_Q}{\partial U}$ – частные производные небаланса активной и реактивной мощности по модулю напряжения узла; $\frac{\partial W_P}{\partial \delta}$, $\frac{\partial W_Q}{\partial \delta}$ частные производные небаланса активной и реактивной мощности по фазе напряжения узла.

3.5. Определение неизвестных переменных методом Гаусса:

$$X^{(i+1)} = X^i - \left\| \frac{\partial W}{\partial X}(X^i) \right\|^{-1} W(X^i), \quad (69)$$

где i – шаг итерации.

Результатом выполнения данного подцикла являются новые значения напряжений и углов отклонений фаз напряжений в соответствии с выбранными на шаге 3.2 приближениями. Поэтому для расчета электрического режима с заданной точностью необходимо повторить пункты 3.2–3.5 вплоть до достижения допустимой погрешности расчета.

4. Определение токовой нагрузки ветвей схемы.

На данном этапе определяется токовая загрузка ветвей схемы в соответствии с результатами вычислений предыдущего шага.

Сначала определяются действительные U'_n и мнимые U''_n значения напряжений:

$$U'_n = U_{y_n}; \quad (70)$$

$$U''_n = U_{y_n} \cdot \sin(\delta_{y_n}). \quad (71)$$

Затем определяются действительные $I'_{y_{k,j}}$ и мнимые $I''_{y_{k,j}}$ значения токов ветвей с приведением к базисному напряжению, которым является напряжение узла начала:

$$I'_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - U'_j) \cdot g_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - U''_j) \cdot b_{k,j} \quad (72)$$

$$I''_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - U'_j) \cdot b_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - U''_j) \cdot g_{k,j} \quad (73)$$

При этом при расчете трансформаторной ветви необходимо учитывать коэффициент трансформации и приводить напряжения к базисному значению. В

качестве базисного значения выбирается напряжения узла начала. Например, для трансформаторной ветви $k - j$, где узел k является узлом высокого напряжения, а узел j – является узлом низкого напряжения формулы (72) и (73) примут следующий вид:

$$I'_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - \frac{U'_j}{k_{mp}}) \cdot g_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - \frac{U''_j}{k_{mp}}) \cdot b_{k,j}; \quad (74)$$

$$I''_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - \frac{U'_j}{k_{mp}}) \cdot b_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - \frac{U''_j}{k_{mp}}) \cdot g_{k,j} \quad (75)$$

Затем, исходя из полученных значений токов и напряжений, производится расчет перетоков активной и реактивной мощностей в ветвях схемы, а также полной мощности:

$$P_{y_{k,j}} = \sqrt{3} \cdot (U'_k \cdot I'_{y_{k,j}}) + \sqrt{3} \cdot (U''_k \cdot I''_{y_{k,j}}); \quad (76)$$

$$Q_{y_{k,j}} = \sqrt{3} \cdot (U''_k \cdot I'_{y_{k,j}}) - \sqrt{3} \cdot (U'_k \cdot I''_{y_{k,j}}); \quad (77)$$

$$S_{y_{k,j}} = \sqrt{P_{y_{k,j}}^2 + Q_{y_{k,j}}^2}. \quad (78)$$

После этого определяется значение полного тока в ветвях схемы:

$$I_{y_{k,j}} = \sqrt{I'^2_{y_{k,j}} + I''^2_{y_{k,j}}}. \quad (79)$$

Данный этап необходим для контроля выполнения установленных ограничений по длительно допустимому току элемента в полученном электрическом режиме.

5. Определение уточненного значения ΔI :

$$\Delta I = I_{y_{cm}} - I_{\max}. \quad (80)$$

6. Формирование целевой функции:

$$H[X'(Y), Y'], \quad (81)$$

где X' – вектор зависимых переменных: U , δ узлов нагрузки; Y' – вектор независимых переменных: U , δ узлов–генераторов;

7. Проверка выполнения заданных ограничений:

$$U_{\min_n} < U_{y_n} < U_{\max_n} \quad (82)$$

$$I_{y_{k,j}} < I_{\max_{k,j}} \quad (83)$$

$$k_{\min} < k_{mp} < k_{\max} \quad (84)$$

8. Определение градиента неявной функции:

$$\frac{\partial I}{\partial Y'} = \frac{\partial I}{\partial Y'} \Big|_0 + \frac{\partial I}{\partial W} \cdot \frac{\partial W}{\partial Y'} , \quad (85)$$

где $\frac{\partial I}{\partial Y'}$ – градиент неявной функции по вектору независимых переменных;

$\frac{\partial I}{\partial Y'} \Big|_0$ – вектор, определяемый из явной зависимости $I(Y')$; $\frac{\partial W}{\partial Y'}$ – матрица

частных производных $\frac{\partial w_{Pk}}{\partial Y'_j}$, $\frac{\partial w_{Qk}}{\partial Y'_j}$ определяемых из явных зависимостей

$w_{Pk}(Y')$, $w_{Qk}(Y')$, $\frac{\partial I}{\partial W} = \left(\frac{\partial I}{\partial W_P} \frac{\partial I}{\partial W_Q} \right)$ – вектор–строка частных производных,

причем $\frac{\partial I}{\partial W}$ определяется из следующего выражения:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{pmatrix}^T \cdot \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial W_P} \\ \frac{\partial I}{\partial W_Q} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial U} \\ \frac{\partial I}{\partial \delta} \end{pmatrix} . \quad (86)$$

9. Определение независимых переменных:

$$Y^i = Y^{i-1} - \frac{\partial I}{\partial Y'} \cdot t_0 , \quad (87)$$

где Y^i – значение вектора независимых переменных на шаге итерации i .

10. Определение зависимых переменных.

С помощью расчета электрического режима методом Ньютона, в соответствии с п. 3.2–3.5, производится определение зависимых переменных в соответствии с новыми значениями независимых переменных. При оптимизации по напряжению, в результате выполнения данного шага, получаются новые значения напряжений узлов–нагрузки.

Для оптимизации электрического режима с заданной точностью,

необходимо повторить выполнение п. 3–10 вплоть до достижения допустимой погрешности расчетов.

11. Оценка эффективности по объему потенциально не отключенной нагрузки:

$$P_{НОН} = P_{сальдо_исх} - P_{сальдо_уст} \quad (88)$$

Формирование команд на изменение режимов работы оборудования на электростанциях, участвующих в регулировании напряжения в дефицитной энергосистеме и на системных подстанциях, осуществляющих связь дефицитной энергосистемы с элементами сечения.

2.3 Рекомендации по применению регулирующего эффекта нагрузки

На основе информации, приведенной в главе 2.1 и 2.2 сформулированы рекомендации по применению регулирующего эффекта нагрузки по напряжению на примере решения различных задач, возникающих в процессе планирования и управления утяжеленными режимами энергосистем.

Задача оперативной ликвидации токовой перегрузки системных связей.

Одним из вариантов применения РЭН является оперативная ликвидация токовой перегрузки системной линии или группы линий, образующих сечение, по которым осуществляется снабжение изолированной энергосистемы. Использование РЭН позволит разгрузить системную связь или группу системных связей по току и снизить или полностью избежать ввода графиков временного отключения потребления, которые необходимы при недостаточной эффективности других методов разгрузки системных линий.

Суть предлагаемого решения заключается в снижении напряжения в узлах нагрузки изолированной энергосистемы с целью снижения потребления активной и реактивной мощности узлов нагрузки в соответствии с их статическими характеристиками по напряжению. Это, в свою очередь, приведет к снижению потребления мощности всей энергосистемой, что при $P_{ген} = const$ и

$U_{\text{связи}} = \text{const}$ соответствует снижению перетока активной мощности в контролируемом сечении, а значит и снижению значения тока, протекающего по элементам данного сечения.

Решение о применении разгрузки системных связей, а также выбор оперативных команд должно осуществляться диспетчерским персоналом организации, осуществляющей контроль и управление режимом единой энергосистемы, исходя из данных телеметрии, полученных по специальным каналам связи. Конкретно условием применения данного способа является превышение токовой нагрузки линии некоторого значения, определенного для каждой линии\группы линий в зависимости от наиболее характерных режимных ситуаций.

Скорость снижения загрузки системных связей зависит от времени выполнения выбранных оперативным персоналом оперативных команд. Если для систем автоматического регулирования возбуждения генераторов станций время изменения уставок составляет доли секунды, то для переключения отпаяк РПН трансформаторов может потребоваться на порядок больше времени, в зависимости от типа используемого оборудования. Например, согласно регламентирующим документам [73] время переключения отпайки устройства РПН на одну ступень составляет 5,4 секунды. Однако ввиду специфики оперативных переключений время, затраченное на ввод данной оперативной команды будет значительно больше ввиду дополнительных затрат времени на:

- формирование команды диспетчерским персоналом;
- передачи команды нижестоящему оперативному персоналу;
- выполнение полученной команды персоналом объектов энергетики;
- уведомление диспетчерского персонала о выполнении данной команды.

Также на время будет оказывать влияние глубина изменения напряжения т.к. при значительном снижении напряжения необходимо совершить переключение на несколько ступеней.

Период, на время которого будет использоваться данное мероприятие, обуславливается иницирующим событием, а также величиной необходимого

снижения напряжения в энергосистеме. При изменении напряжения в диапазоне нижнего и верхнего предупредительного предела время существования данного режима, в соответствии с нормативными документами [3] не ограничивается. В случае изменения напряжения в диапазоне минимально и максимально допустимых значений существование такого режима ограничивается временем существования послеаварийного и утяжеленного режима. В данных режимах допускается отклонение одного параметра от нормально допустимых значений, но не ниже аварийно допустимых. При это время существования данных режимов составляет 20 и 40 минут соответственно, что в сумме дает 60 минут [6].

Предлагаемый вариант оперативной разгрузки системных связей предлагается использовать в случае недостаточной эффективности других быстродействующих мероприятий по разгрузке системных связей, не связанных с ограничением электроснабжения потребителей. При этом иерархия мероприятия по разгрузке системных связей будет иметь следующий вид:

- загрузка по активной мощности генераторов электростанций дефицитной энергосистемы (в том числе использование аварийных перегрузок генерирующего оборудования) и разгрузка генераторов станций в передающей энергосистеме;
- перераспределение потоков активной мощности путем изменения топологии сети;
- снижение напряжения в сети не ниже минимально допустимого значения с контролем ряда ограничений;
- ввод временных отключений потребления.

Задача разгрузки системных связей путем ввода режима пониженных напряжений

Еще одним вариантом использования регулирующего эффекта для разгрузки системных связей является ввод режима пониженных напряжений в энергосистеме на период режима повышенной готовности (Режима высоких рисков), который позволит снизить объемы ввода графиков аварийного

ограничения режима потребления электрической энергии. Данная задача, также как и ее решение, мало чем отличается от вышеописанной за исключением рассматриваемых временных интервалов. Если в предыдущей главе речь шла о временных рамках порядка десятков минут, то в данной главе рассматривается задача планирования электроэнергетического режима и управления им в рамках нескольких часов и десятков часов, что снижает требования к скорости выполнения оперативных команд. Это, в свою очередь, позволяет расширить арсенал средств по снижению напряжения в рассматриваемой части энергосистемы.

В данном случае, инициатором ввода режима пониженных напряжений является не непосредственное превышение загрузки системных линий выше определенного значения, а прогноз на увеличенное электропотребление и вызванную этим возможную перегрузку системных связей. В этом случае при поступлении информации о том, что ожидается повышенное потребление мощности изолированной энергосистемой и становится возможным перегрузка системных связей, персоналом службы электрических режимов просчитывается соответствующий режим, в котором будет достигаться минимум потребления активной и реактивной мощности при выполнении всех ограничений. На основании полученных результатов диспетчерским персоналом посредством выдачи соответствующих команд подготавливается режим, при котором энергосистема будет функционировать на пониженном напряжении.

Данный вариант действий мог быть использован в Московской энергосистеме в 2006 г., когда на период зимних холодов на две недели вводились ограничения объемом 680 МВт.

Задача ввода значения сальдо-перетока активной мощности в энергосистеме в область допустимых значений

Как указывалось выше, в результате различных событий природного и техногенного характера возможна ситуация превышения максимально допустимого перетока, что недопустимо т.к. при не соблюдении неравенства (2.3.1) (при отсутствии нарушений других параметров режима) в случае

нормативного возмущения в послеаварийном режиме не гарантируется нормальная работа энергосистемы из-за вероятности возникновения дальнейших нарушений параметров режима, что приведет к лавинообразному развитию аварии.

$$P_{\text{сальдо}} < P_{\text{МДП}} . \quad (89)$$

Вследствие этого при превышении МДП оперативным персоналом предпринимаются мероприятия по снижению сальдо-перетока активной мощности в сечении. К таким мероприятиям относятся:

- увеличение генерации в дефицитной части энергосистемы и снижение генерации в избыточной части энергосистемы;
- изменение топологии сети;
- ввод графиков временных отключений;

В данном случае снижение напряжения в дефицитной части энергосистемы и, как следствие, снижение потребляемой активной мощности приведет к уменьшению сальдо-перетока активной мощности в сечении, что позволит уменьшить или полностью исключить ввод графиков временных отключений.

При этом стоит учесть, что: «...при снижении напряжения в узлах энергосистемы происходит снижение предела передаваемой мощности в контролируемых сечениях и увеличение токовой загрузки электротехнического оборудования» [74], следовательно, возникает задача определения возможного интервала снижения напряжения.

Для определения напряжения, которым будет соответствовать минимум потребляемой энергосистемой мощности, а следовательно, и минимум сальдо-перетока в сечении, можно использовать алгоритм, приведенный в главе 2.2.

Для определения возможных границ снижения напряжения был проведен анализ метода расчета МДП сечения по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в нормальной схеме и в послеаварийных режимах после возмущений, который является определяющим при расчете МДП для Самарской ЭС.

Для расчета МДП в соответствии со стандартом организации [3] необходимо:

1. Задать рассматриваемое контролируемое сечение, расчетную траекторию утяжеления, контролируемые ветви.
2. Выполнить моделирование послеаварийного режима после рассматриваемого нормативного возмущения.
3. Провести пошаговое утяжеление режима с контролем корректности параметров режима вплоть до получения сбалансированного режима с токовой нагрузкой любого из контролируемых элементов равной допустимой токовой нагрузке в послеаварийном режиме.
4. Выполнить восстановление схемы путем включения элементов, которые были отключены в результате рассматриваемого нормативного возмущения.
5. Зафиксировать значение сальдо-перетока сечения.
6. Определить допустимый переток в сечении по следующей формуле:

$$P_{донб} = P_{\partial/ав} (I_{n/ав}^{\partial on}) - \Delta P_{но} + \Delta P_{ПА}, \quad (90)$$

где $P_{донб}$ – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт); $P_{\partial/ав}$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт); $I_{n/ав}^{\partial on}$ – допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме (А); $P_{\partial/ав} (I_{n/ав}^{\partial on})$ – полученный в п. 5 переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимой токовой нагрузке линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт).

7. Повторить пункты 1–6 алгоритма для всех нормативных возмущений.
8. Выбрать наименьшее значение $P_{донб}$, которое будет являться МДП для рассматриваемой схемы.

В качестве исходного режима обычно выбирается зимний и летний замерные дни. Исходя из вышеописанного алгоритма видно, что полученные в результате расчета значения МДП фиксированы и привязаны к каждой конкретной схеме энергосистемы. Это обусловлено несовершенством методов расчета и технической базы, которая не позволяет проводить расчет МДП в режиме реального времени для каждого конкретного режима.

При этом согласно стандартам организации [3] при обеспечении уровней напряжений в рамках графика регулирования напряжения в энергосистеме будет обеспечиваться нормальная работа энергосистемы в послеаварийном режиме при нормативном возмущении.

Таким образом первичной приблизительной границей снижения напряжения будет выступать значение нижнего предупредительного предела, при котором в соответствии с [3] уменьшение МДП рассматриваемого режима можно не учитывать.

Способы снижения напряжения.

Напряжение в дефицитной энергосистеме можно снизить различными способами. Выбор той или иной оперативной команды зависит от требований, предъявляемых к реализуемым противоаварийным мероприятиям.

- Быстродействие – в данной работе под быстродействием понимается время, которое пройдет с момента выдачи оперативной команды до достижения предполагаемого эффекта в сети.

- Эффективность – в данном случае под эффективностью подразумевается глубина снижения напряжения в сети. При этом эффективность одного и того же способа снижения, примененного для разных узлов сети, может существенно различаться.

Первый рассматриваемый способ заключается в уменьшения тока возбуждения генераторов станций I_g этой энергосистемы, что приведет к уменьшению выдаваемой станцией реактивной мощности $Q_{ген}$ и уменьшению заданного напряжения U_{30} на шинах высокого напряжения станции. Снижение напряжения на шинах станции приведет к равномерному снижению напряжения

в прилегающей сети. Причем в сетях со сложной структурой, где узлы нагрузки получают питание из нескольких источников, наибольшая эффективность будет достигаться для близлежащих узлов нагрузки.

При этом стоит учесть, что вызванное снижением напряжения перераспределение потоков реактивной мощности может привести к загрузке системных связей по реактивной составляющей и полностью нивелировать положительный регулирующий эффект нагрузки по напряжению. Также при глубоком снижении напряжения становится возможным переход генераторов станции в режим потребления реактивной мощности.

Данный способ отличается высокими показателями быстродействия и эффективности для близлежащих узлов нагрузки.

Также напряжение на шинах станции можно изменить путем переключения отпаек генераторных трансформаторов, которые обеспечивают связь генераторов станции с шинами высокого напряжения распределительного устройства станции. При этом можно использовать как возможности только устройства РПН, так и возможности устройства ПБВ. Быстродействие данного способа (особенно при оперировании устройством ПБВ) будет значительно ниже, чем при изменении тока возбуждения генераторов, однако применение данного метода вместе с изменением тока возбуждения генераторов позволит увеличить глубину снижения напряжения, что может быть использовано при вводе предлагаемого выше режима пониженных напряжений. Тем не менее, для узлов нагрузки, на напряжение которых режим станции оказывает небольшое влияние – необходимо использовать другие методы снижения напряжения.

К таким методам можно отнести изменение коэффициента трансформации $k_{тр}$ на подстанциях, получающих питание от системных линий и осуществляющих трансформаторную связь изолированной энергосистемы с внешней сетью. Переключение должно осуществляться с помощью устройства РПН трансформатора, при решении задач оперативного управления и с помощью устройства ПБВ, при решении задач планирования электроэнергетического режима. Это позволит снизить напряжение в сети дефицитной энергосистемы,

при том, что напряжение системной связи останется неизменным. При этом необходимо учесть, что если уставки по напряжению $U_{зо}$ на электростанциях изолированной энергосистемы останутся без изменения, то изменение напряжения на системных подстанциях может привести к избыточной загрузке генераторов станций по реактивной мощности, что является нежелательным, ввиду того, что оборудование станций начинает работать при больших значениях тока, близким к максимальным, что повышает износ оборудования.

Для увеличения глубины снижения напряжения в сети дефицитной энергосистемы также можно использовать возможности регулирования внутрисистемных трансформаторных подстанций, снижая напряжение в распределительной сети 6–10 кВ. Особенно актуальным использование возможностей регулирования данных подстанций будет при планировании режима пониженных напряжений. Благодаря этому можно будет точно воздействовать на режим напряжений каждого узла нагрузки, поддерживая заданное пониженное напряжение в энергосистеме и при достаточном значении напряжения в ответственных узлах нагрузки.

Снижение напряжения путем коммутаций линий высокого и сверхвысокого напряжения, в рамках предлагаемого метода противоаварийного управления не может быть применено, т.к. данный способ оказывает существенное влияние на напряжение системных связей. По тем же причинам нельзя применить методы, основанные на коммутации управляемых шунтирующих реакторов в сети 500 кВ.

Еще одним способом снижения напряжения в сети высокого напряжения дефицитной энергосистемы является коммутации источников реактивной мощности, в том числе и тех, что установлены у потребителей. Привлечение потребителей к задаче регулирования напряжения в энергосистеме уже не раз применялось. Примером может служить ввод режима высоких напряжений на уровне ЦДУ ЕЭС в 1997–1999 годах. Согласно отчетам, на период 1999 года мощность таких источников реактивной мощности для ОДУ Центра составляла порядка 5300 МВАр, а для ОДУ Средней Волги – 1500 МВАр, что может

значительно повлиять на режим напряжения энергосистемы. Возникающие при этом разногласия между потребителем и поставщиком при учете потребленной энергии решаются с помощью, разработанного в те же года метода оплаты. В рамках метода используется система штрафов за невыполнение команд по отключению источников реактивной мощности и поощрений за перевыполнение плана по отключениям [75].

Также, для увеличения эффективности управления электроэнергетическим режимом, можно комбинировать различные способы регулирования. Например, использовать снижение напряжения как путем изменения уставок по напряжению $U_{зд}$ на электростанциях, так и за счет снижения напряжения на межсистемных подстанциях изменяя коэффициент трансформации k_{mp} .

При этом необходимо учесть работу УКРМ, установленных в рассматриваемой части энергосистемы и в случае применения изменения напряжения – переводить устройства компенсации на соответствующие уставки либо выводить их из работы на время ввода предлагаемых мероприятий, основанных на регулирующем эффекте нагрузки.

Таким образом выбор способа регулирования напряжения в энергосистеме зависит от каждой конкретной решаемой задачи. Например, при решении задач оперативного управления в интервале времени до 60 минут наиболее эффективным будет использовать способы регулирования напряжения с высоким быстродействием как изменение уровня напряжения на генераторах, переключение РПН трансформаторов и т.д.

2.4 Разработка методики ввода сальдо-перетока активной мощности в область допустимых значений

На основе разработанного в главе 2.2 алгоритма оптимизации автором был разработан алгоритм поиска уровней напряжений и коэффициентов трансформации в контрольных пунктах, обеспечивающих ввод сальдо-перетока активной мощности в область допустимых значений. Отличительной

особенностью в данном случае является измененная целевая функция:

$$I(k_{тр}, U_{БУ_Q_n}) = P_{сальдо_исх} - \Delta P_{сальдо} - P_{сальдо_расч}, \quad (91)$$

где $P_{сальдо_исх}$ – исходное значение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении, $P_{сальдо_расч}$ – расчетное значение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении, $\Delta P_{сальдо}$ – необходимое значение снижения сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении, $U_{БУ_Q_n}$ – напряжение в узле балансирующем по реактивной мощности. Согласно нормативным документам АО «СО ЕЭС» [74], значение сальдо-перетока должно быть меньше максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении для рассматриваемой схеме:

$$P_{сальдо} < P_{МДП} \quad (92)$$

Следовательно, ΔP рассчитывается следующим образом:

$$\Delta P_{сальдо} = P_{сальдо_расч} - P_{МДП}; \quad (93)$$

$$P_{сальдо} = \sum \left[P_{ном_n} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{ном}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{ном}} \right)^2 \right] + P_{ген} \right]. \quad (94)$$

Для расчета исходного значения сальдо-перетока активной мощности $P_{сальдо_исх}$ используются данные исходного режима, а определение расчетного значения $P_{сальдо_расч}$ производится после каждого шага итерации в соответствии с новыми расчетными значениями напряжений в узлах нагрузки.

В итоге выражение (91) примет следующий вид:

$$I(k_{тр}, U_{БУ_Q_n}) = P_{сальдо_исх} - \Delta P_{сальдо} - \sum \left[P_{ном_n} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{ном}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{ном}} \right)^2 \right] + P_{ген} \right]$$

Благодаря выше представленному изменению целевой функции данный алгоритм оптимизации будет искать такие значения напряжений и коэффициентов трансформации в управляемых узлах нагрузки, при которых будет достигаться снижение сальдо-перетока активной мощности на величину

ΔP с учетом заданных ограничений.

Алгоритм действий в упрощенном виде [76]:

1. Выявление недопустимой токовой перегрузки элемента сечения.
2. Определение необходимого снижения $\Delta P_{\text{сальдо}}$.
3. Расчет электрического режима методом Ньютона.
 - 3.1. Формирование матрицы уравнений небалансов мощностей для каждого узла.
 - 3.2. Выбор начальных приближений для искомых переменных.
 - 3.3. Формирование матрицы Якоби.
 - 3.4. Определение неизвестных переменных методом Гаусса.
4. Определение токовой нагрузки ветвей схемы.
5. Определение уточненного значения $\Delta P_{\text{сальдо}}$.
6. Формирование целевой функции.
7. Проверка выполнения заданных ограничений.
8. Определение градиента неявной функции.
9. Определение независимых переменных.
10. Определение зависимых переменных.
11. Для решения поставленной задачи с заданной точностью необходимо повторить выполнение п. 3–11 вплоть до достижения допустимой погрешности расчетов.
12. Оценка эффективности по объему потенциально не отключенной нагрузки.
13. Формирование команд на изменение режимов работы оборудования на электростанциях, участвующих в регулировании напряжения в дефицитной энергосистеме и на системных подстанциях, осуществляющих связь дефицитной энергосистемы с элементами сечения.

Методика ввода сальдо-перетока активной мощности в область допустимых значений.

1. Выявление недопустимого значения сальдо-перетока активной мощности в сечении оперативным персоналом организации, осуществляющей

управление и контроль за режимом энергосистемы с помощью средств телеизмерений и телесигнализации.

$$P_{уст} < P_{МДП} \quad (95)$$

где $P_{уст}$ – установившееся значение сальдо-перетока активной мощности через элемент сечения, $P_{МДП}$ – максимально допустимое значение сальдо-перетока активной мощности через данный элемент сечения.

2. Определение необходимого снижения $\Delta P_{сальдо}$:

$$\Delta P_{сальдо} = P_{сальдо_уст} - P_{МДП} . \quad (96)$$

3. Расчет электрического режима методом Ньютона.

3.1. Формирование таблицы ветвей.

3.2. Формирование матрицы уравнений небалансов мощностей для каждого узла:

$$W(X) = 0 ; \quad (97)$$

$$X = \begin{pmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \dots \\ \delta_{n-1} \\ U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_{n-1} \end{pmatrix} ; W(X) = \begin{pmatrix} w_{P_1}(x) \\ w_{P_2}(x) \\ \dots \\ w_{P_{n-1}}(x) \\ w_{Q_1}(x) \\ w_{Q_2}(x) \\ \dots \\ w_{Q_{n-1}}(x) \end{pmatrix} ; \quad (98)$$

$$w_{Pk} = P_k - g_{k,k} U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (g_{k,j} \cos \delta_{k,j} - b_{k,j} \sin \delta_{k,j}); \quad (99)$$

$$w_{Qk} = Q_k - b_{k,k} U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (b_{k,j} \cos \delta_{k,j} - g_{k,j} \sin \delta_{k,j}), \quad (100)$$

где X – вектор столбец искоемых переменных; $W(X)$ – система уравнений балансов мощностей для каждого узла; δ – угол отклонения между фаз напряжений; U – напряжение в узле; $w_p(x)$ – уравнения небаланса активной мощности узла, $w_q(x)$ – уравнение небаланса реактивной мощности узла (не

записывает для узлов–генераторов реактивной мощности); n – количество узлов схемы, P, Q – активные и реактивные мощности узла; g, b – активная и реактивная проводимости ветви. k, j – номера узлов.

3.3. Выбор начальных приближений для искомых переменных.

Для нулевого шага итерации: $\delta_k^0 = 0$, $U_k^0 = U_{ном}$. Для последующих шагов в качестве начальных приближений используются значения, полученные в результате решения системы уравнений методом Гаусса в п. 1.5. Значение напряжений узлов–генераторов является неизменным.

3.4. Формирование матрицы Якоби:

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \begin{vmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}, \quad (101)$$

где $\frac{\partial W_P}{\partial U}$, $\frac{\partial W_Q}{\partial U}$ – частные производные небаланса активной и реактивной мощности по модулю напряжения узла; $\frac{\partial W_P}{\partial \delta}$, $\frac{\partial W_Q}{\partial \delta}$ – частные производные небаланса активной и реактивной мощности по фазе напряжения узла.

3.5. Определение неизвестных переменных методом Гаусса:

$$X^{(i+1)} = X^i - \left\| \frac{\partial W}{\partial X}(X^i) \right\|^{-1} W(X^i), \quad (102)$$

где i – шаг итерации.

Результатом выполнения данного подцикла являются новые значения напряжений и углов отклонений фаз напряжений в соответствии с выбранными на шаге 3.2 приближениями. Поэтому для расчета электрического режима с заданной точностью необходимо повторить пункты 3.2–3.5 вплоть до достижения допустимой погрешности расчета.

4. Определение токовой нагрузки ветвей схемы.

На данном этапе определяется токовая нагрузка ветвей схемы в соответствии с результатами вычислений предыдущего шага.

Сначала определяются действительные U'_n и мнимые U''_n значения напряжений:

$$U'_n = U_{y_n} ; \quad (103)$$

$$U''_n = U_{y_n} \cdot \sin(\delta_{y_n}) . \quad (104)$$

Затем определяются действительные $I'_{y_{k,j}}$ и мнимые $I''_{y_{k,j}}$ значения токов ветвей с приведением к базисному напряжению, которым является напряжение узла начала:

$$I'_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - U'_j) \cdot g_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - U''_j) \cdot b_{k,j} \quad (105)$$

$$I''_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - U'_j) \cdot b_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - U''_j) \cdot g_{k,j} . \quad (106)$$

При этом при расчете трансформаторной ветви необходимо учитывать коэффициент трансформации и приводить напряжения к базисному значению. В качестве базисного значения выбирается напряжения узла начала. Например, для трансформаторной ветви $k - j$, где узел k является узлом высокого напряжения, а узел j – является узлом низкого напряжения вышеупомянутые формулы примут следующий вид:

$$I'_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - \frac{U'_j}{k_{mp}}) \cdot g_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - \frac{U''_j}{k_{mp}}) \cdot b_{k,j} ; \quad (107)$$

$$I''_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - \frac{U'_j}{k_{mp}}) \cdot b_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - \frac{U''_j}{k_{mp}}) \cdot g_{k,j} \quad (108)$$

Затем, исходя из полученных значений токов и напряжений, производится расчет перетоков активной и реактивной мощностей в ветвях схемы, а также полной мощности:

$$P_{y_{k,j}} = \sqrt{3} \cdot (U'_k \cdot I'_{y_{k,j}}) + \sqrt{3} \cdot (U''_k \cdot I''_{y_{k,j}}) ; \quad (109)$$

$$Q_{y_{k,j}} = \sqrt{3} \cdot (U''_k \cdot I'_{y_{k,j}}) - \sqrt{3} \cdot (U'_k \cdot I''_{y_{k,j}}) ; \quad (110)$$

$$S_{y_{k,j}} = \sqrt{P_{y_{k,j}}^2 + Q_{y_{k,j}}^2} . \quad (111)$$

После этого определяется значение полного тока в ветвях схемы:

$$I_{y_{k,j}} = \sqrt{I_{y_{k,j}}'^2 + I_{y_{k,j}}''^2} . \quad (112)$$

Данный этап необходим для контроля выполнения установленных ограничений по длительно допустимому току элемента в полученном электрическом режиме.

5. Определение уточненного значения $\Delta P_{сальдо}$.

$$\Delta P_{сальдо} = P_{сальдо_уст} - P_{МДП} . \quad (113)$$

6. Формирование целевой функции:

$$I(k_{mp}, U_4) = P_{сальдо_исх} - \Delta P - \sum \left[P_{ном_n} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{ном}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{ном}} \right)^2 \right] + P_{ген} \right] \quad (114)$$

где $P_{сальдо_исх}$ – исходное значение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении, $P_{сальдо_расч}$ – расчетное значение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении, $\Delta P_{сальдо}$ – необходимое значение снижения сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении, U_{n_n} – напряжение в узле балансирующем по реактивной мощности.

$$I[X'(Y'), Y'] ,$$

где X' – вектор зависимых переменных: U , δ узлов нагрузки; Y' – вектор независимых переменных: U , δ узлов-генераторов;

7. Проверка выполнения заданных ограничений:

$$\begin{aligned} U_{\min_n} < U_{y_n} < U_{\max_n} \\ I_{y_{k,j}} < I_{\max_{k,j}} ; \\ k_{\min} < k_{mp} < k_{\max} . \end{aligned}$$

8. Определение градиента неявной функции:

$$\frac{\partial I}{\partial Y'} = \frac{\partial I}{\partial Y'} \Big|_0 + \frac{\partial I}{\partial W} \cdot \frac{\partial W}{\partial Y'} , \quad (115)$$

где $\frac{\partial I}{\partial Y'}$ – градиент неявной функции по вектору независимых переменных;

$\frac{\partial I}{\partial Y'} \Big|_0$ – вектор, определяемый из явной зависимости $I(Y')$; $\frac{\partial W}{\partial Y'}$ – матрица

частных производных $\frac{\partial w_{Pk}}{\partial Y'_j}, \frac{\partial w_{Qk}}{\partial Y'_j}$ определяемых из явных зависимостей

$w_{Pk}(Y'), w_{Qk}(Y'), \frac{\partial I}{\partial W} = \left(\frac{\partial I}{\partial W_P} \frac{\partial I}{\partial W_Q} \right)$ – вектор–строка частных производных,

причем $\frac{\partial I}{\partial W}$ определяется из следующего выражения:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{pmatrix}^T \cdot \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial W_P} \\ \frac{\partial I}{\partial W_Q} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial U} \\ \frac{\partial I}{\partial \delta} \end{pmatrix}. \quad (116)$$

9. Определение независимых переменных:

$$Y^i = Y^{i-1} - \frac{\partial I}{\partial Y'} \cdot t_0, \quad (117)$$

где Y^i – значение вектора независимых переменных на шаге итерации i .

10. Определение зависимых переменных.

С помощью расчета электрического режима методом Ньютона, в соответствии с п. 3.2–3.5, производится определение зависимых переменных в соответствии с новыми значениями независимых переменных.

Для оптимизации электрического режима с заданной точностью, необходимо повторить выполнение п. 3–10 вплоть до достижения допустимой погрешности расчетов.

11. Оценка эффективности по объему потенциально не отключенной нагрузки:

$$P_{НОН} = P_{сальдо_исх} - P_{сальдо_уст}. \quad (118)$$

12. Формирование команд на изменение режимов работы оборудования на электростанциях, участвующих в регулировании напряжения в дефицитной энергосистеме и на системных подстанциях, осуществляющих связь дефицитной энергосистемы с элементами сечения

2.5 Выводы к главе №2

1. На основе анализа статических характеристик нагрузки по напряжению осуществлена оценка регулирующего эффекта нагрузки по напряжению и показано, что при регулирующем эффекте нагрузки $k_P, k_Q > 0$ снижение потребляемой мощности будет достигаться за счет снижения напряжения, при регулирующих эффектах нагрузки $k_P, k_Q < 0$ снижение потребления будет достигаться при увеличении напряжения, а в случае $k_P, k_Q = 0$, регулирующий эффект нагрузки не будет проявляться.

2. Сформулированы предпосылки применения регулирующего эффекта нагрузки в области оперативного управления утяжеленными режимами, заключающиеся в выявлении зависимостей снижения потребляемой нагрузкой мощности от напряжения в сети.

3. На основе метода оптимизации с помощью приведенного градиента в ПК MathCad разработаны алгоритмы оптимизации электрического режима по критерию минимума отклонения токовой загрузки межсистемного элемента и критерию минимума отклонения сальдо-перетока активной мощности от заданного значения.

4. Разработаны методики оперативного управления электрическими режимами энергосистем, применение которых позволяет снизить объемы вводимых ограничений электроснабжения, необходимых для решения задачи по снижению перегрузок сетевых элементов.

5. Сформулированы рекомендации по использованию регулирующего эффекта нагрузки по напряжению в практике планирования и управления электрическими режимами.

ГЛАВА 3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ НЕОБХОДИМЫХ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕДОПУСТИМОГО САЛЬДО-ПЕРЕТОКА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

3.1 Моделирование элементов энергосистем

Для анализа эффективности разработанной методики по снижению недопустимых токовых перегрузок системных линий электропередачи были синтезированы модели энергосистем, включающие в себя генераторы, трансформаторы, линии электропередачи и узлы нагрузки. Ввиду вариативности способов моделирования, далее предоставляется описание и обоснование выбранных способов представления элементов моделей. [77,78]

Линии электропередачи.

При расчетах установившихся режимов высоковольтные линии электропередач на напряжение 110 кВ и длиной, не превышающей 300 км представляются П–образной схемой замещения рисунок 12.

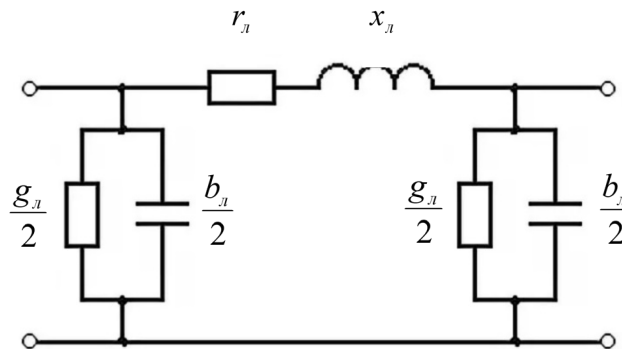


Рисунок 12 – П–образная схема замещения воздушной линии электропередачи

Продольная ветвь схемы замещения имеет активную и реактивную составляющие: r_l и x_l соответственно, причем

$$R_l = r_0 l ; \quad (119)$$

$$X_l = x_0 l , \quad (120)$$

где r_0 – удельное сопротивление, при температуре провода $+20\text{ }^\circ\text{C}$; l – длина линии, x_0 – удельное реактивное сопротивление, R_l – активное сопротивление линии, X_l – реактивное сопротивление линии.

Удельные индуктивные сопротивления фаз высоковольтной воздушной линии также зависят от типа расположения проводов на опоре:

$$x_0 = 0,144 \lg(D_{cp} / r_{np}) + 0,0157 ; \quad (121)$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}} , \quad (122)$$

где r_{np} – радиус провода, см; D_{np} – среднегеометрическое расстояние между фазами, D_{ab}, D_{bc}, D_{ca} – расстояние между проводами соответственно фаз a, b, c .

Поперечная ветвь включает в себя активную проводимость g_l , которая соответствует потерям активной мощности на корону и токи утечки через изоляторы, и реактивную проводимость b_l , соответствующую емкостной проводимости линии на землю.

$$b_l = b_0 l ; \quad (123)$$

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{r_{np}}} \cdot 10^{-6} , \quad (124)$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость.

В практике расчетов режимов для сетей 220 кВ и ниже активная проводимость не учитывается ввиду небольших значений потерь, а емкостная проводимость начинает учитываться при расчетах электрических сетей, выполненных в виде воздушных линий электропередач напряжением 110 кВ и выше. П образная схема для линии 110 кВ приведена на рисунке 13.

Также, вместо емкостной проводимости можно использовать зарядную мощность линии Q_c :

$$Q_c = \frac{1}{2} U^2 b_l \quad (125)$$

где U – линейное напряжение линии, Q_c – зарядная мощность линии.

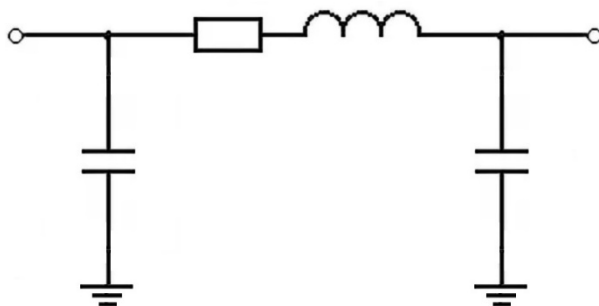


Рисунок 13 – Схема замещения линий электропередачи 110 кВ и выше

Трансформаторы.

В сетях 220 кВ и ниже наиболее часто применяются двухобмоточные трансформаторы. Простейшая схема замещения такого трансформатора представлена на рисунке 14.

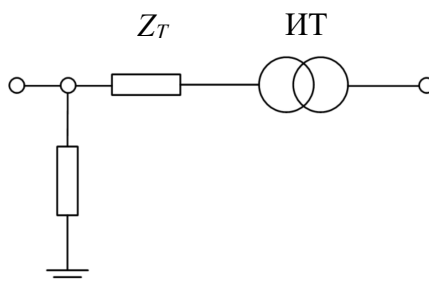


Рисунок 14 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Продольная часть схемы замещения содержит активное r_T и реактивное x_T сопротивления.

$$r_T = \frac{\Delta P_{\kappa} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}; \quad (126)$$

$$x_T = \frac{u_{\kappa} \% U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}, \quad (127)$$

где ΔP_{κ} – потери короткого замыкания, u_{κ} – напряжение короткого замыкания, r_T – активное сопротивление трансформаторной ветви, x_T – реактивное сопротивление трансформаторной ветви.

Эти сопротивления равны сумме соответственно активных и реактивных сопротивлений обмоток высшего и низшего напряжений. Сопротивление обмотки низшего напряжения приводится к высшей путем его умножения на квадрат коэффициента трансформации. Если же в качестве базисного напряжения используется напряжение вторичной обмотки, то сопротивление первичной обмотки приводится к сопротивлению вторичной обмотки, путем деления на квадрат коэффициента трансформации.

В поперечную ветвь входят активная g_T и реактивная b_T проводимости обмоток трансформатора:

$$g_T = \Delta P_x / U_{ном}^2 ; \quad (128)$$

$$b_T = \Delta Q_x / U_{ном}^2 , \quad (129)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора, ΔP_x – активные потери холостого хода, ΔQ_x – намагничивающая мощность, g_T – активная проводимость трансформаторной ветви, b_T – реактивная проводимость трансформаторной ветви

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \% S_{ном}}{100} , \quad (130)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность, $I_x \%$ – ток холостого хода в % от $I_{ном}$.

Нагрузка

Представление электрической нагрузки в расчетах установившихся режимов возможно различными способами. Одним из таких способов является представление нагрузки в виде заданных значений активной и реактивной мощности. Однако в этом случае не отражается несколько важных свойств нагрузки, которые могут быть использованы при планировании и оперативном управлении энергосистемами, как например регулирующий эффект активной мощности по напряжению. Представление нагрузки в виде статических характеристик по напряжению, с помощью полиномов второй степени (131, 132), позволяет учесть при расчетах зависимость потребляемой электроприёмником мощности от напряжения сети:

$$P(U) = P_{ном} \left[a_0 - a_1 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + a_2 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right]; \quad (131)$$

$$Q(U) = Q_{ном} \left[b_0 - b_1 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + b_2 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right], \quad (132)$$

где $P_{ном}$ – номинальная активная мощность нагрузки, $P(U)$ – расчетная активная мощность нагрузки, $Q_{ном}$ – номинальная реактивная мощность нагрузки, $Q(U)$ – расчетная реактивная мощность нагрузки $U_{ном}$ – номинальное напряжение узла, U – расчетное напряжение в узле, a_0, b_0 – доля активной и реактивной мощности нагрузки не зависящей от напряжения на ее шинах, a_1, b_1 – доля активной и реактивной нагрузки зависящей от напряжения на шинах подстанции в первой степени, a_2, b_2 – доля активной и реактивной нагрузки зависящей от напряжения на шинах подстанции во второй степени.

Генераторы.

Представление генераторов в расчетах зависит от поставленной цели. При расчетах установившихся режимом используется способ задания через постоянную активную и реактивную мощности: $P_G = const$ и $Q_G = const$. При этом задание генерируемой реактивной мощности в виде некой постоянной не соответствует действительному управлению режимом в энергосистеме, ввиду того, что на генераторах нет регуляторов реактивной мощности.

Еще одним способом задания мощности генерации является использование постоянной активной мощности $P_G = const$ и постоянного модуля напряжения $U_G = const$. В данном случае в качестве переменных будет выступать $Q_G = var$. Генерирующие узлы, представленные в расчетах подобным образом, являются узлами балансирующими по реактивной мощности. Данный способ задания генерации соответствует реальным условиям работы генераторов станций, оборудованных регуляторами напряжения, задача которых в поддержании заданного напряжения $U_{ген} = const$.

Также генерирующий узел можно представлять с помощью постоянных модуля и фазы напряжения: $\delta_{ген} = const$ и $U_{ген} = const$. В данных узлах в качестве переменных используются $P_{ген} = var$ и $Q_{ген} = var$. Узлы, представленные данным способом, являются балансирующими узлами по активной и реактивной мощности и принимают на себя небалансы как реактивной, так и активной мощности.

3.2 Расчетные модели энергосистем

Для подтверждения основных положений, сформулированных автором, в программном комплексе RastrWin и Mathcad, были созданы две модели энергосистем: тестовая модель и модель части Самарской энергосистемы.

В соответствии с поставленной целью исследований данные модели должны отвечать следующим требованиям [79,80]:

- Наличие межсистемной связи;
- Наличие возможности регулирования напряжения в дефицитной части энергосистемы путем изменения уставок по напряжению и коэффициентов трансформации;

- Наличие возможности внесения статических характеристик нагрузки;
- Наличие узла, балансирующего по активной и реактивной мощности;
- Наличие не менее трех узлов нагрузки;
- Наличие не менее 5 связей между узлами;

При этом возможно использовать следующие допущения:

- Частота электрического тока в сети $f=const$;
- Отсутствие устройств автоматического регулирования напряжения и АРКТ;
- Не представлять на модели тупиковые подстанции, при условии невозможности перегрузки линий электропередач по току;
- Моделировать источник питания эквивалентным генератором, подключенным к шинам высокого напряжения;

- Моделировать нагрузку распределительных устройств с помощью нагрузки, подключенной к шина высокого напряжения.

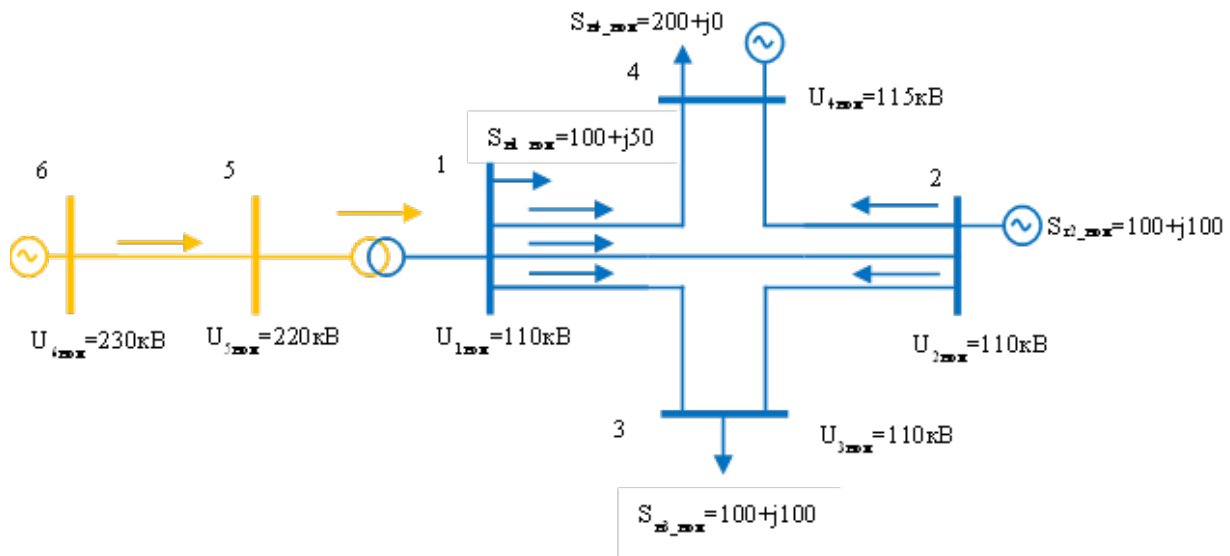


Рисунок 15 – Принципиальная схема тестовой модели.

Первая модель является тестовой моделью и состоит из двух частей. Первая часть представляет из себя изолированный энергорайон, состоящий из четырех узлов номинальным напряжением 110 кВ соединенных с помощью четырех линий в кольцо и пятой линией, шунтирующей узлы №1 и №2. Узел №4 является балансирующим по реактивной мощности, узел №2 является узлом–генератором активной и реактивной мощности, узлы №1,3,4 являются узлами нагрузки. Узел №4 моделирует шины низкого напряжения трансформаторной подстанции 220/110 кВ.

Вторая часть состоит из трансформаторной ветви с номинальным коэффициентом трансформации $k_{mp} = 2$ и линии 220 кВ, которая моделирует связь с внешней энергосистемой. Узел №6 является балансирующим по активной и реактивной мощности и является источником бесконечной мощности, узел №5 моделирует шины высокого напряжения трансформаторной подстанции 220/110 кВ. Ветвь №6–5 моделирует связь изолированной энергосистемы с внешней энергосистемой, по которой происходит передача активной и реактивной мощности. Данная ветвь является единственным элементом сечения

изолированного энергорайона.

При этом, в узлах-источниках реактивной мощности напряжение U_{30} , в соответствии с нормативными документами [10] задается на 5% выше номинального: для сети 110 кВ $U_{30} = 115$ кВ, а для сети 220 кВ $U_{30} = 230$ кВ.

Таблица 7 – Исходные параметры узлов

№	$P_{ген}$, МВт	$Q_{ген}$, МВАр	U_{30} , кВ	$P_{ном}$, МВт	$P_{ном}$, МВАр
1	–	–	–	100,0	50
2	100,0	100,0	–	–	–
3	–	–	–	200,0	100,0
4	–	–	115,0	200,0	–
5	–	–	–	–	–
6	–	–	230,0	–	–

Для повышения скорости расчетов в данной модели не учитывается емкостная проводимость линий 110 и 220 кВ, а также потери в трансформаторе.

Таблица 8 – Исходные параметры ветвей Z (Ом).

№	1	2	3	4	5	6
1	–	1+2i	1.25+3i	1.5+4i	–	–
2	1+2i	–	2+6i	1+2i	–	–
3	1.25+3i	2+6i	–	–	–	–
4	1.5+4i	1+2i	–	–	–	–
5	–	–	–	–	–	1+2i
6	–	–	–	–	1+2i	–

Математическая модель описывается системой нелинейных уравнений небалансов активной и реактивной мощности для каждого узла:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 w_{P_1} = P_1 - g_{1,1} \cdot U_1^2 - U_1 \cdot U_2 \cdot \begin{pmatrix} g_{1,2} \\ b_{1,2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_1 - \delta_2) \\ -\sin(\delta_1 - \delta_2) \end{pmatrix} - \\
 U_1 \cdot U_3 \cdot \begin{pmatrix} g_{1,3} \\ b_{1,3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_1 - \delta_3) \\ -\sin(\delta_1 - \delta_3) \end{pmatrix} - U_1 \cdot U_4 \cdot \begin{pmatrix} g_{1,4} \\ b_{1,4} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_1 - \delta_4) \\ -\sin(\delta_1 - \delta_4) \end{pmatrix} - \\
 U_1 \cdot \frac{U_5}{k_{mp}} \cdot \begin{pmatrix} g_{1,5} \\ b_{1,5} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_1 - \delta_5) \\ -\sin(\delta_1 - \delta_5) \end{pmatrix} \\
 w_{P_2} = P_2 - g_{2,2} \cdot U_2^2 - U_2 \cdot U_3 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,3} \\ b_{2,3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_2 - \delta_3) \\ -\sin(\delta_2 - \delta_3) \end{pmatrix} - \\
 U_2 \cdot U_1 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,1} \\ b_{2,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_2 - \delta_1) \\ -\sin(\delta_2 - \delta_1) \end{pmatrix} - U_2 \cdot U_4 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,4} \\ b_{2,4} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_2 - \delta_4) \\ -\sin(\delta_2 - \delta_4) \end{pmatrix} \\
 w_{P_3} = P_3 - g_{3,3} \cdot U_3^2 - U_3 \cdot U_1 \cdot \begin{pmatrix} g_{3,1} \\ b_{3,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_3 - \delta_1) \\ -\sin(\delta_3 - \delta_1) \end{pmatrix} - \\
 U_3 \cdot U_2 \cdot \begin{pmatrix} g_{3,2} \\ b_{3,2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_3 - \delta_2) \\ -\sin(\delta_3 - \delta_2) \end{pmatrix} \\
 w_{P_4} = P_4 - g_{4,4} \cdot U_4^2 - U_4 \cdot U_1 \cdot \begin{pmatrix} g_{4,1} \\ b_{4,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_4 - \delta_1) \\ -\sin(\delta_4 - \delta_1) \end{pmatrix} - \\
 U_4 \cdot U_2 \cdot \begin{pmatrix} g_{4,2} \\ b_{4,2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_4 - \delta_2) \\ -\sin(\delta_4 - \delta_2) \end{pmatrix} \\
 w_{P_5} = P_5 - g_{5,5} \cdot U_5^2 - U_5 \cdot U_1 \cdot k_{mp} \cdot \begin{pmatrix} g_{5,1} \\ b_{5,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_5 - \delta_1) \\ -\sin(\delta_5 - \delta_1) \end{pmatrix} - \\
 U_5 \cdot U_6 \cdot \begin{pmatrix} g_{5,6} \\ b_{5,6} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_5 - \delta_6) \\ -\sin(\delta_5 - \delta_6) \end{pmatrix}
 \end{array} \right.$$

Согласно методики расчетов электрических режимов [72] уравнения небалансов активной и реактивной мощности не записываются для балансирующего узла – узел №6 и узла, балансирующего по реактивной мощности – узел № 4.

$$\left\{ \begin{array}{l}
 w_{Q_1} = Q_1 - b_{1,1} \cdot U_1^2 - U_1 \cdot U_2 \cdot \begin{pmatrix} g_{1,2} \\ b_{1,2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_1 - \delta_2) \\ \cos(\delta_1 - \delta_2) \end{pmatrix} - \\
 U_1 \cdot U_3 \cdot \begin{pmatrix} g_{1,3} \\ b_{1,3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_1 - \delta_3) \\ \cos(\delta_1 - \delta_3) \end{pmatrix} - U_1 \cdot U_4 \cdot \begin{pmatrix} g_{1,4} \\ b_{1,4} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_1 - \delta_4) \\ \cos(\delta_1 - \delta_4) \end{pmatrix} - \\
 U_1 \cdot \frac{U_5}{k_{mp}} \cdot \begin{pmatrix} g_{1,5} \\ b_{1,5} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_1 - \delta_5) \\ \cos(\delta_1 - \delta_5) \end{pmatrix} \\
 w_{Q_2} = Q_2 - b_{2,2} \cdot U_2^2 - U_2 \cdot U_3 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,3} \\ b_{2,3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_2 - \delta_3) \\ \cos(\delta_2 - \delta_3) \end{pmatrix} - \\
 U_2 \cdot U_1 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,1} \\ b_{2,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_2 - \delta_1) \\ \cos(\delta_2 - \delta_1) \end{pmatrix} - U_2 \cdot U_4 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,4} \\ b_{2,4} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_2 - \delta_4) \\ \cos(\delta_2 - \delta_4) \end{pmatrix} \\
 w_{Q_3} = Q_3 - b_{3,3} \cdot U_3^2 - U_3 \cdot U_1 \cdot \begin{pmatrix} g_{3,1} \\ b_{3,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_3 - \delta_1) \\ \cos(\delta_3 - \delta_1) \end{pmatrix} - \\
 U_3 \cdot U_2 \cdot \begin{pmatrix} g_{3,2} \\ b_{3,2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_3 - \delta_2) \\ \cos(\delta_3 - \delta_2) \end{pmatrix} \\
 w_{Q_5} = Q_5 - b_{5,5} \cdot U_5^2 - U_5 \cdot U_1 \cdot k_{mp} \cdot \begin{pmatrix} g_{5,1} \\ b_{5,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_5 - \delta_1) \\ \cos(\delta_5 - \delta_1) \end{pmatrix} - \\
 U_5 \cdot U_6 \cdot \begin{pmatrix} g_{5,6} \\ b_{5,6} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_5 - \delta_6) \\ \cos(\delta_5 - \delta_6) \end{pmatrix}
 \end{array} \right.$$

Вторая модель представляет собой упрощенную модель Самарской энергосистемы. Нумерация узлов производится по следующему принципу: XY X – порядковый номер узла, Y – номинальное напряжения узла. По аналогии с первой моделью, данная энергосистема также состоит из двух частей рисунок 16.

Первая часть представляет из себя энергорайон с номинальным напряжением 110 и 35 кВ. В состав данного энергорайона входит две электростанции «НкТЭЦ–1», «НкТЭЦ–2», пять трансформаторных подстанций 220/110 кВ, пять подстанций 110 кВ. Связь между подстанциями обеспечивается линиями напряжением 110 кВ.

Станция «НкТЭЦ–1» (Узел №12) установленной мощностью $P_{уст} = 361,5$ МВт смоделирована эквивалентным генератором на шинах 110 кВ. Распределительное устройство включается в себя шины высокого напряжения

110 кВ. На шинах 110 кВ присутствует шесть линий. Нагрузка станции смоделирована нагрузкой на шинах 110 кВ.

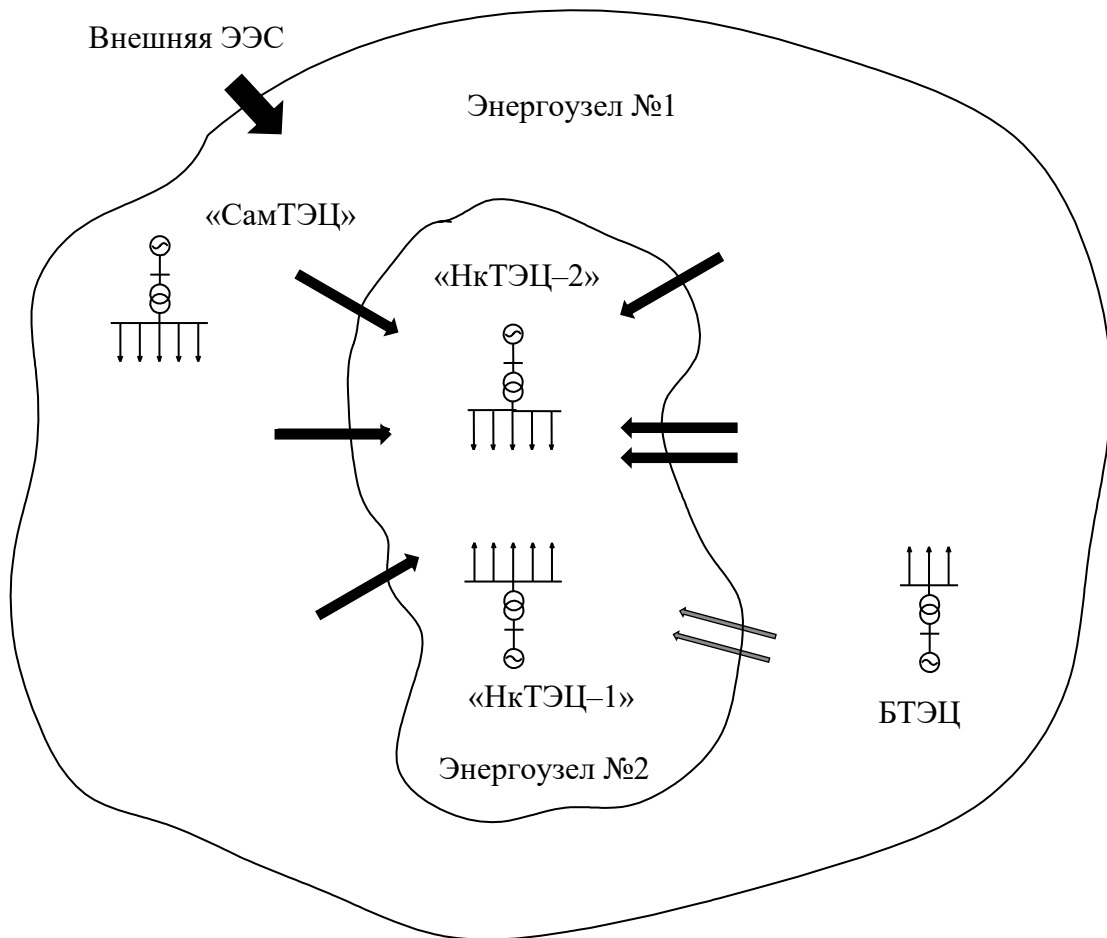


Рисунок 16 – Принципиальная схема рассматриваемой энергосистемы.

Станция «НкТЭЦ-2» (Узел №3) установленной мощностью $P_{уст} = 340$ МВт смоделирована эквивалентным генератором. Распределительное устройство включает в себя шины высокого напряжения 110 кВ. На шинах 110 кВ присутствует шесть отходящих линий. Нагрузка станции смоделирована нагрузкой на шинах 110 кВ.

Узлы №2,4,5,7,9 представлены шинами высокого напряжения 220 кВ и шинами низкого напряжения 110 кВ, связь между шинами ВН и НН в узлах №2 и №9 обеспечивается с помощью трансформаторов АТДЦТН 200000/220/110, связь между шинами ВН и НН в узлах 4,5,7 обеспечивается с помощью

трансформаторов марки АДЦТН 125000/220/110, На всех трансформаторах установлено устройство РПН.

Узлы № 11,13,14,28,29 представлены шинами высокого напряжения 110 кВ.

Связь Энергоузла №2 с Энергоузлом №1 обеспечивается с помощью двух линий 110 кВ и шести линий 220 кВ, которые образуют сечение энергоузла №2.

Вторая часть модели состоит из трех подстанции 500 кВ «Азот», «Куйбышевская» и «Красноармейская», двух электростанций «СамТЭЦ», «БТЭЦ», трёх трансформаторных подстанции 220/110 кВ, одной подстанции 220 кВ, также в состав модели входит подстанция 500/220 кВ с коэффициентом трансформации $k_{mp} = 2,5$, причем шины 500 кВ являются балансирующим узлом данной модели.

Станция «СамТЭЦ» (Узел №30) смоделирована шинами 110 кВ с пятью отходящих линий. Нагрузка станции смоделирована нагрузкой на шинах 110 кВ.

Станция «БТЭЦ» (Узел №10) смоделирована генератором номинальной мощностью 25 МВт. Распределительное устройство включается в себя шины высокого напряжения 110 кВ. На шинах 110 кВ присутствует восемь отходящих линий. Нагрузка станции смоделирована нагрузкой на шинах 110 кВ.

Узлы №31,32 представлены шинами высокого напряжения 220 кВ и шинами низкого напряжения 110 кВ, связь между шинами ВН и НН в узлах №31 обеспечивается с помощью трансформаторов АДЦТН 250000/220/110, связь между шинами ВН и НН в узле №32 обеспечивается с помощью трансформаторов марки АДЦТН 125000/220/110. На всех трансформаторах установлено устройство РПН.

Узел № 34 представлен шинами высокого напряжения 220 кВ.

Узел №500 представлен шинами высокого напряжения 500 кВ и является балансирующим узлом. Связь с узлом №220 обеспечивается с помощью трансформаторной ветви с $k_{mp} = 2,5$. Линии, отходящие от узлов 220 и 500 моделируют связь Энергоузла №1 с внешней энергосистемой.

Данная модель позволяет с необходимой точностью рассчитывать

электрические режимы для энергосистемы второго сечения Самарской ЭС.

3.3 Анализ взаимосвязей изменения напряжения узлов нагрузки, с учетом их статических характеристик, на уровне токовой загрузки межсистемных связей.

Анализ взаимосвязей между изменением напряжения комплексного узла нагрузки, с учетом его статических характеристик, и токовой загрузкой межсистемных связей производится на примере применения разработанной методики по снижению недопустимой токовой загрузки линии, обеспечивающей связь рассматриваемой энергосистемой с внешней ЭЭС.

Решение задачи оптимизации по разработанному во второй главе алгоритму осуществлено в программном комплексе Mathcad. В рамках решения использованы встроенные функции, такие как формирование матрицы Якоби, решение системы нелинейных уравнений методом Ньютона, поиск корней системы уравнений методом Гаусса и др.

Решение приведено для тестовой модели энергосистемы, принципиальная схема которой указана на рис. Исходные данные соответствуют данным таблиц х и у.

1. Выявление недопустимой токовой перегрузки элемента сечения

$$I_{уст\ 6-5} < I_{max}$$

где $I_{max}=1000$ А.

2. Определение необходимого снижения ΔI :

$$\Delta I = I_{уст} - I_{max} = 1,0437 - 1 = 0,0437$$

3. Расчет электрического режима методом Ньютона.

- 3.1. Формирование таблицы ветвей.

Для начала расчета необходимо сформировать матрицу узловых проводимостей элементов $Y_{k,j}$. Для ветвей она определяется по следующей формуле:

$$Y_{k,j} = -\frac{1}{Z_{k,j}}.$$

Проводимости узлов определяются по другой формуле:

$$Y_{k,k} = -\sum Y_{k,j}.$$

В итоге получены следующие данные:

Таблица 9 – Проводимости элементов схемы.

№	1	2	3	4	5	6
1	0,401 -0,943i	-0,2 +0,4i	-0,1183 +0,284i	-0,0822 +0,219i	-0,001 +0,04i	0
2	-0,2 +0,4i	0,45 -0,95i	-0,05 +0,15i	-0,2 +0,4i	0	0
3	-0,118 +0,284i	-0,05 +0,15i	0,1683 -0,434i	0	0	0
4	-0,082 +0,219i	-0,2 +0,4i	0	0,2822 -0,6192i	0	0
5	-0,001 +0,04i	0	0	0	0,201 -0,44i	-0,2 +0,4i
6	0	0	0	0	- 0,2+0,4i	0

Для дальнейших расчетов необходимо выделить активную $g_{k,j}$ и реактивную $b_{k,j}$ составляющие:

$$g_{k,j} = \operatorname{Re}(Y_{k,j});$$

$$b_{k,j} = -\operatorname{Im}(Y_{k,j}).$$

3.2. Формирование матрицы уравнений небалансов мощностей для каждого узла.

Для узла 2 уравнения небаланса активной и реактивной мощности примут следующий вид:

$$w_{P_2} = P_2 - g_{2,2} \cdot U_2^2 - U_2 \cdot U_3 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,3} \\ b_{2,3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_2 - \delta_3) \\ -\sin(\delta_2 - \delta_3) \end{pmatrix} - \\ U_2 \cdot U_1 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,1} \\ b_{2,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_2 - \delta_1) \\ -\sin(\delta_2 - \delta_1) \end{pmatrix} - U_2 \cdot U_4 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,4} \\ b_{2,4} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_2 - \delta_4) \\ -\sin(\delta_2 - \delta_4) \end{pmatrix};$$

$$w_{Q_2} = Q_2 - b_{2,2} \cdot U_2^2 - U_2 \cdot U_3 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,3} \\ b_{2,3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_2 - \delta_3) \\ \cos(\delta_2 - \delta_3) \end{pmatrix} - \\ U_2 \cdot U_1 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,1} \\ b_{2,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_2 - \delta_1) \\ \cos(\delta_2 - \delta_1) \end{pmatrix} - U_2 \cdot U_4 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,4} \\ b_{2,4} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_2 - \delta_4) \\ \cos(\delta_2 - \delta_4) \end{pmatrix}.$$

Аналогичные выражения будут для остальных узлов. Исключение составляет узел №4, являющийся балансирующим по реактивной мощности, вследствие чего уравнение небаланса реактивной мощности для него не записывается. Также не записываются уравнения небалансов для балансирующего узла №6.

Для узла №1, представляющего собой шины низкого напряжения трансформаторной подстанции 220/110 кВ в уравнениях небаланса активной и реактивной мощности необходимо учесть коэффициент трансформации k_{mp} :

$$w_P = P_1 - g_{1,1} \cdot U_1^2 - U_1 \cdot U_2 \cdot \begin{pmatrix} g_{1,2} \\ b_{1,2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_1 - \delta_2) \\ -\sin(\delta_1 - \delta_2) \end{pmatrix} - \\ U_1 \cdot U_3 \cdot \begin{pmatrix} g_{1,3} \\ b_{1,3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_1 - \delta_3) \\ -\sin(\delta_1 - \delta_3) \end{pmatrix} - U_1 \cdot U_4 \cdot \begin{pmatrix} g_{1,4} \\ b_{1,4} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_1 - \delta_4) \\ -\sin(\delta_1 - \delta_4) \end{pmatrix} - \\ U_1 \cdot \frac{U_5}{k_{mp}} \cdot \begin{pmatrix} g_{1,5} \\ b_{1,5} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_1 - \delta_5) \\ -\sin(\delta_1 - \delta_5) \end{pmatrix} \\ w_{Q_1} = Q_1 - b_{1,1} \cdot U_1^2 - U_1 \cdot U_2 \cdot \begin{pmatrix} g_{1,2} \\ b_{1,2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_1 - \delta_2) \\ \cos(\delta_1 - \delta_2) \end{pmatrix} - \\ U_1 \cdot U_3 \cdot \begin{pmatrix} g_{1,3} \\ b_{1,3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_1 - \delta_3) \\ \cos(\delta_1 - \delta_3) \end{pmatrix} - U_1 \cdot U_4 \cdot \begin{pmatrix} g_{1,4} \\ b_{1,4} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_1 - \delta_4) \\ \cos(\delta_1 - \delta_4) \end{pmatrix} - \\ U_1 \cdot \frac{U_5}{k_{mp}} \cdot \begin{pmatrix} g_{1,5} \\ b_{1,5} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_1 - \delta_5) \\ \cos(\delta_1 - \delta_5) \end{pmatrix}$$

Как видно все напряжения, участвующие в расчете небаланса приводятся к базисному напряжению, которым является напряжения узла, для которого рассчитывается небаланс мощности. Для узла №5 базисным напряжением будет $U_5 = 220$ кВ, следовательно необходимо привести напряжение U_1 к базисному напряжению путем умножения на коэффициент трансформации:

$$\begin{aligned}
 w_{P_5} &= P_5 - g_{5,5} \cdot U_5^2 - U_5 \cdot U_1 \cdot k_{mp} \cdot \begin{pmatrix} g_{5,1} \\ b_{5,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_5 - \delta_1) \\ -\sin(\delta_5 - \delta_1) \end{pmatrix} - \\
 & U_5 \cdot U_6 \cdot \begin{pmatrix} g_{5,6} \\ b_{5,6} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_5 - \delta_6) \\ -\sin(\delta_5 - \delta_6) \end{pmatrix} ; \\
 w_{Q_5} &= Q_5 - b_{5,5} \cdot U_5^2 - U_5 \cdot U_1 \cdot k_{mp} \cdot \begin{pmatrix} g_{5,1} \\ b_{5,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_5 - \delta_1) \\ \cos(\delta_5 - \delta_1) \end{pmatrix} - \\
 & U_5 \cdot U_6 \cdot \begin{pmatrix} g_{5,6} \\ b_{5,6} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_5 - \delta_6) \\ \cos(\delta_5 - \delta_6) \end{pmatrix} .
 \end{aligned}$$

В результате формируется система нелинейных узловых уравнений небалансов активной и реактивной мощности:

$$W(X) = \begin{pmatrix} w_{P_1} \\ w_{P_2} \\ w_{P_3} \\ w_{P_4} \\ w_{P_5} \\ w_{Q_1} \\ w_{Q_2} \\ w_{Q_3} \\ w_{Q_5} \end{pmatrix} ; X = \begin{pmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \delta_3 \\ \delta_4 \\ \delta_5 \\ U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_5 \end{pmatrix} ,$$

где X – вектор столбец неизвестных переменных.

3.3. Выбор начальных приближений для искоемых переменных.

Для первого шага итерации начальные приближения будут следующие: $\delta_k^0 = 0$, $U_k^0 = U_{ном}$ т.е. например для узла №2 $\delta_2^0 = 0$, $U_k^0 = 110$ кВ. Для последующих шагов в качестве начальных приближений используются значения, полученные в результате решения системы уравнений методом Гаусса в п. 3.4. Значение напряжений узлов–генераторов является неизменным.

3.4. Формирование матрицы Якоби.

Для формирования матрицы Якоби используется встроенная функция $Jacob(F(x_0), x_0)$, которая находит частные производные от уравнений

небалансов мощностей w_p и w_Q по соответствующим переменным x , в результате чего формируется таблица данных вида:

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \begin{vmatrix} \frac{\partial W_p}{\partial U} & \frac{\partial W_p}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}.$$

3.5. Определение неизвестных переменных методом Гаусса.

На данном этапе осуществляется значений заданных неизвестных переменных с использованием ранее сформированной матрицы Якоби.

В ПК Mathcad расчет электрического режима реализуется с помощью встроенной функции:

$$Newton(F, x_0, \varepsilon),$$

где F – система нелинейных уравнений небалансов активной и реактивной мощности узлов, x_0 – матрица неизвестных переменных, ε – коэффициент, отвечающий за точность расчетов и осуществляющий остановку цикла при достижении заданного значения.

Данная функция осуществляет прогон пунктов 3.1–3.4 вплоть до достижения заданного значения коэффициента ε .

Для учета регулирующего эффекта нагрузки по напряжению в тело цикла были введены дополнительные функции, отражающие зависимость потребляемой активной и реактивной мощности от напряжения узла:

$$P_n = Fp(P_{ном}, U_{y_n}) = P_{ном} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{ном}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{ном}} \right)^2 \right]; \quad (133)$$

$$Q_n = Fq(Q_{ном}, U_{y_n}) = Q_{ном} \cdot \left[b_0 - b_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{ном}} + b_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{ном}} \right)^2 \right], \quad (134)$$

где U_{y_n} – установившееся напряжение в узле n .

В качестве коэффициентов полиномов $a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2$ были выбраны значения, используемые в программном комплексе RastrWin, в результате чего выражения (133) и (134) примут следующий вид:

$$P_n = Fp(P_{ном}, U_{y_n}) = P_{ном} \cdot \left[0,83 - 0,3 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{ном}} + 0,47 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{ном}} \right)^2 \right];$$

$$Q_n = Fq(Q_{ном}, U_{y_n}) = Q_{ном} \cdot \left[3,7 - 7 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{ном}} + 4,3 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{ном}} \right)^2 \right].$$

Пересчет значений мощности нагрузки производится после каждого шага итерации, исходя из данных полученных на предыдущем шаге. Для первого (нулевого) шага итерации $U_{y_n}^0 = U_{ном} = 110$ кВ. В результате выполнения функции $Newton(W, x_0, 0.0001)$ получены следующие значения неизвестных переменных:

Таблица 10 – Таблица узлов.

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	δ , рад	U , кВ
1	–	–	–	100	50	-0,2137	113,9727
2	100,0	100,0	–	–	–	-0,2297	115,0135
3	–	–	–	202,2567	105,5678	-0,2448	110,933
4	–	114,409	115,0	200	–	-0,2499	115
5	–	–	–	–	–	-0,015	227,877
6	413,81	40,199	230,0	–	–	–	230

4. Определение токовой нагрузки ветвей схемы.

На данном этапе определяется токовая нагрузка ветвей схемы в соответствии с результатами вычислений предыдущего шага.

Определение действительных U'_n и мнимых U''_n значений напряжений например для узла №1:

$$U'_1 = U_{y_1};$$

$$U''_1 = U_{y_1} \cdot \sin(\delta_{y_1}).$$

Определение действительных $I'_{y_{k,j}}$ и мнимых $I''_{y_{k,j}}$ значений токов ветвей, с приведением к базисному напряжению, которым является напряжение узла начала. Для ветви 1–2 выражение примет следующий вид:

$$I'_{y_{1,2}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_1 - U'_2) \cdot g_{1,2} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_1 - U''_2) \cdot b_{1,2} ;$$

$$I''_{y_{1,2}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_1 - U'_2) \cdot b_{1,2} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_1 - U''_2) \cdot g_{1,2} .$$

Для трансформаторной ветви необходимо учитывать коэффициент трансформации. Для ветви 1–5 выражение получится следующее:

$$I'_{y_{1,5}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_1 - \frac{U'_5}{k_{mp}}) \cdot g_{1,5} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_1 - \frac{U''_5}{k_{mp}}) \cdot b_{1,5} ;$$

$$I''_{y_{1,5}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_1 - \frac{U'_5}{k_{mp}}) \cdot b_{1,5} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_1 - \frac{U''_5}{k_{mp}}) \cdot g_{1,5} .$$

Аналогичное выражение для ветви 5–1, где началом является узел №5 с номинальным напряжением 220 кВ:

$$I'_{y_{5,1}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_5 - k_{mp} \cdot U'_1) \cdot g_{5,1} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_5 - k_{mp} \cdot U''_1) \cdot b_{5,1} ;$$

$$I''_{y_{5,1}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_5 - k_{mp} \cdot U'_1) \cdot b_{5,1} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_5 - k_{mp} \cdot U''_1) \cdot g_{5,1} .$$

Определение значения полного тока ветви:

$$I_{y_{5,1}} = \sqrt{I'^2_{y_{5,1}} + I''^2_{y_{5,1}}}$$

Определение активных и реактивных мощностей:

$$P_{y_{5,1}} = \sqrt{3} \cdot (U'_5 \cdot I'_{y_{5,1}}) + \sqrt{3} \cdot (U''_5 \cdot I''_{y_{5,1}}) ;$$

$$Q_{y_{5,1}} = \sqrt{3} \cdot (U''_5 \cdot I'_{y_{5,1}}) - \sqrt{3} \cdot (U'_5 \cdot I''_{y_{5,1}}) .$$

Для рассматриваемой энергосистемы результаты расчетов будут следующие:

Данные значения используются для контроля ограничений по условию длительно допустимой токовой нагрузки элементов.

Таблица 11 – Токи элементов схемы.

№	1	2	3	4	5	6
1	–	0,5452	0,8232	0,5771	2,0873	0
2	0,5452	–	0,4036	0,5986	0	0
3	0,8232	0,4036	–	0	0	0
4	0,5771	0,5986	0	–	0	0
5	1,0437	0	0	0	–	1,0437
6	0	0	0	0	1,0437	–

Таблица 12 – Перетоки активной мощности элементов схемы.

№	1	2	3	4	5	6
1	–	60,7519	153,4147	95,0744	-409,241	0
2	-59,8601	–	52,3605	107,4996	0	0
3	-150,8734	-51,3833	–	0	0	0
4	-93,5756	-106,4244	0	–	0	0
5	410,548	0	0	0	–	-410,548
6	0	0	0	0	413,8157	–

Таблица 13 – Перетоки реактивной мощности элементов схемы.

№	1	2	3	4	5	6
1	–	-88,8435	53,5937	-62,7775	48,0273	0
2	90,6271	–	61,0047	-51,6318	0	0
3	-47,4947	-58,0731	–	0	0	0
4	66,7745	53,7821	0	–	0	0
5	33,6643	0	0	0	–	-33,6643
6	0	0	0	0	40,1996	–

5. Определение уточненного значения ΔI :

$$\Delta I = I_{уст} - I_{max} = 1,0437 - 1 = 0,0437 .$$

6. Формирование целевой функции.

На данном шаге формируется целевая функция, изменение которой от выбранных переменных будет отслеживаться в процессе выполнения оптимизации градиентным методом. Для рассматриваемой энергосистемы в

качестве независимых переменных, подвергаемых оптимизации, выбраны напряжение в узле №4 U_4 и коэффициент трансформации ветви 5–1 k_{mp} . В итоге целевая функция имеет следующий вид:

$$I(k_{mp}, U_4) = \left| \frac{\sum S_{n_{ucx}}}{\sqrt{3} \cdot \frac{U_{5_{ucx}} + U_{6_{ucx}}}{2}} - \frac{\sum S_{n_y}}{\sqrt{3} \cdot \frac{U_{5_y} + U_{6_y}}{2}} - \Delta I \right| \rightarrow \min ,$$

где S_n – полная мощность узла нагрузки, рассчитываемая с учетом статических характеристик нагрузки исходя из результатов расчета электрического режима в п 3.4 Для узла №1 получится следующее:

$$S_1 = \sqrt{P_{ном_1} \cdot \left[0,83 - 0,3 \cdot \frac{U_{y_1}}{U_{ном_1}} + 0,47 \cdot \left(\frac{U_{y_1}}{U_{ном_1}} \right)^2 \right]^2 + Q_{ном_1} \cdot \left[3,7 - 7 \cdot \frac{U_{y_1}}{U_{ном_1}} + 4,3 \cdot \left(\frac{U_{y_1}}{U_{ном_1}} \right)^2 \right]^2}$$

7. Проверка выполнения заданных ограничений.

На данном этапе проверяется соблюдение заданных в виде неравенств ограничений по длительно допустимой токовой нагрузке ветви, а также минимально и максимально допустимым уровням напряжений. Для изолированной энергосистемы напряжением 110 кВ ограничения будут следующие:

$$106 < U_{y_n} < 126 \text{ кВ};$$

$$1,84 < k_{mp} < 2,16 ;$$

$$I_{yk,j} < 0,875 \text{ кА.}$$

Для сети 220 кВ ограничения будут иными:

$$210 < U_{y_n} < 232 \text{ кВ};$$

$$I_{yk,j} < 1,2 \text{ кА.}$$

8. Определение градиента неявной функции.

Для оптимизации градиентным методом необходимо рассчитать градиент

неявной функции $\frac{\partial I}{\partial Y'}$. Расчет производится по следующей формуле:

$$\frac{\partial I}{\partial Y'} = \frac{\partial I}{\partial Y'} \Big|_0 + \frac{\partial I}{\partial W} \cdot \frac{\partial W}{\partial Y'}$$

Для выбранных независимых переменных вектор $\frac{\partial I}{\partial Y'} \Big|_0$ при записи в матричной форме примет следующий вид:

$$\frac{\partial I}{\partial Y'} \Big|_0 = \begin{pmatrix} \frac{\partial \sum S_n}{\partial U_4^0} & \frac{\partial \sum S_n}{\partial k_{mp}^0} \end{pmatrix}.$$

Матрица $\frac{\partial W}{\partial Y'}$ – являющаяся матрицей частных производных уравнений небаланса активной и реактивной мощности $\frac{\partial w_{Pk}}{\partial Y'_j}$, $\frac{\partial w_{Qk}}{\partial Y'_j}$ по оптимизируемым переменным представляет собой матрицу Якоби, аналогичную матрице в п. 1.3 алгоритма, с тем лишь отличием, что производные берутся по вектору оптимизируемых переменных U_4 и k_{mp} .

Матрица $\frac{\partial I}{\partial W}$ определяется по следующей формуле:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{pmatrix}^T \cdot \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial W_P} \\ \frac{\partial I}{\partial W_Q} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial U} \\ \frac{\partial I}{\partial \delta} \end{pmatrix},$$

где первый множитель является транспонированной матрицей Якоби из п. 1.3 алгоритма, второй множитель – искомой матрицей, третий множитель – матрицей частных производных целевой функции по вектору зависимых переменных.

9. Определение независимых переменных.

На данном шаге производится определение новых значений оптимизируемых переменных. В расчетах используется поправочные коэффициенты t_{01} и t_{02} , необходимые для корректировки расчетов.

$$k_{mp}^i = k_{mp}^{i-1} - \frac{\partial \sum S_n}{\partial k_{mp}} \cdot t_{01};$$

$$U_4^i = U_4^{i-1} - \frac{\partial \sum S_n}{\partial U_4} \cdot t_{02}.$$

В результате выполнения первого шага итерации получены новые значения независимых переменных $U_4 = 114,845$ кВ и $k_{mp} = 2,00486$.

10. Определение зависимых переменных.

Путем расчета электрического режима методом Ньютона, в соответствии с п. 3 определяются новые значения зависимых переменных:

Таблица 14 – Таблица узлов после 1 шага итерации.

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	δ , рад	U , кВ
1	–	–	–	100	50	-0,2134	113,819 8
2	100,0	100,0	–	–	–	-0,2295	114,863 4
3	–	–	–	201,922	104,639	-0,2446	110,796
4	–	120,18	114,845	200	–	-0,2497	114,845
5	–	–	–	–	–	-0,015	227,885 1
6	413,46	39,444	230	–	–	0	230

А также новые значения токовой нагрузки и перетоков мощности в ветвях в соответствии с п.3.5:

Таблица 15 – Токи элементов схемы после 1 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	0,546	0,822	0,5775	2,0887	0
2	0,546	0	0,4026	0,599	0	0
3	0,822	0,4026	0	0	0	0
4	0,5775	0,599	0	0	0	0
5	1,0426	0	0	0	0	1,0426
6	0	0	0	0	1,0426	0

Таблица 16 – Перетоки активной мощности элементов схемы после 1 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	60,6948	153,159	95,0457	-408,8996	0
2	-59,8005	0	52,2692	107,5313	0	0
3	-150,625	-51,2968	0	0	0	0
4	-93,5451	-106,4549	0	0	0	0
5	410,204	0	0	0	0	-410,204
6	0	0	0	0	413,465	0

Таблица 17 – Перетоки реактивной мощности элементов схемы после 1 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	-88,8922	52,9525	-62,6642	48,6039	0
2	90,6808	0	60,6852	-51,366	0	0
3	-46,871	-57,768	0	0	0	0
4	66,6659	53,5188	0	0	0	0
5	32,9222	0	0	0	0	-32,9222
6	0	0	0	0	39,4443	0

11. Для оптимизации электрического режима с заданной точностью необходимо повторить выполнение п. 3–10 вплоть до достижения допустимой погрешности расчетов.

12. Оценка эффективности по объему потенциально не отключённой нагрузки:

$$\Delta P_{6,5} = 413,816 - 402,042 = 11,774 \text{ МВт.}$$

При этом расчет заканчивается на 79 шаге итерации, когда в узле №3 происходит нарушение ограничения (3.3.34). При этом достигаются следующие значения контрольных параметров:

Таблица 18 – Таблица узлов после 79 шага итерации.

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	δ , рад	U , кВ
1	–	–	–	100	50	-0,2067	108,6786
2	100,0	100,0	–	–	–	-0,2239	109,7592
3	–	–	–	198,947	83,398	-0,2402	105,9948
4	–	105,07	109,557	200	–	-0,2454	109,5571
5	–	–	–	–	–	-0,0148	228,0357
6	402,042	27,75	–	–	–	0	230

А также достигнуто снижение токовой загрузки системной линии, по которой происходит электроснабжение изолированной энергосистемы:

Таблица 19 – Токи элементов схемы после 79 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	0,5592	0,7972	0,5835	2,1332	0
2	0,5592	0	0,3794	0,6126	0	0
3	0,7972	0,3794	0	0	0	0
4	0,5835	0,6126	0	0	0	0
5	1,0116	0	0	0	0	1,0116
6	0	0	0	0	1,0116	0

Таблица 20 – Перетоки активной мощности элементов схемы после 79 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	58,8571	144,9153	93,9713	-397,7437	0
2	-57,919	0	49,232	108,687	0	0
3	-142,5318	-48,3684	0	0	0	0
4	-92,439	-107,561	0	0	0	0
5	398,9717	0	0	0	0	-398,971
6	0	0	0	0	402,0418	0

Таблица 21 – Перетоки реактивной мощности элементов схемы после 79 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	-87,2692	38,9981	-56,8758	55,1468	0
2	89,1454	0	52,7112	-41,8566	0	0
3	-33,2777	-50,1202	0	0	0	0
4	60,962	44,1086	0	0	0	0
5	21,6052	0	0	0	0	-21,6052
6	0	0	0	0	27,7454	0

Таким образом, в результате выполнения данного алгоритма получен режим, в котором $k_{mp} = 2,1087$, $U_4 = 109,557$ кВ, $\Delta I_{6,5} = 1,0437 - 1,0116 = 0,0321$ кА. При расширении границ снижения напряжения (3.3.34) до $U_{\min} = 96$ кВ был получен следующий режим:

Таблица 22 – Таблица узлов после 369 шага итерации.

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	δ , рад	U , кВ
1	–	–	–	100	50	-0,2042	105,1456
2	100,0	100,0	–	–	–	-0,2216	106,1016
3	–	–	–	183,546	81,86	-0,2385	102,401
4	–	82,319	105,659	200	–	-0,2439	105,659
5	–	–	–	–	–	-0,0142	227,9066
6	394,4	46,17	230	–	–	0	230

А также достигнуты следующие значения контролируемых параметров:

Таблица 23 – Токи элементов схемы после 369 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	0,5346	0,7976	0,5691	2,151	0
2	0,5346	0	0,3739	0,6194	0	0
3	0,7976	0,3739	0	0	0	0
4	0,5691	0,6194	0	0	0	0
5	0,9968	0	0	0	0	0,9968
6	0	0	0	0	0,9968	0

Таблица 24 – Перетоки активной мощности элементов схемы после 369 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	57,8247	139,5947	92,8163	-390,2357	0
2	-56,9673	0	47,1754	109,7919	0	0
3	-137,2094	-46,3364	0	0	0	0
4	-91,3589	-108,6411	0	0	0	0
5	391,4281	0	0	0	0	-391,4281
6	0	0	0	0	394,409	0

Таблица 25 – Перетоки реактивной мощности элементов схемы после 369 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	-78,3306	40,1308	-46,1143	34,3142	0
2	80,0455	0	49,9712	-30,0166	0	0
3	-34,4059	-47,4541	0	0	0	0
4	50,0006	32,3183	0	0	0	0
5	40,2086	0	0	0	0	-40,2086
6	0	0	0	0	46,1704	0

В данном случае расчет заканчивается на 369 шаге итерации в результате достижения предела регулирования коэффициента трансформации, при этом получен режим, в котором $k_{mp} = 2,158$, $U_4 = 105,659$ кВ, $\Delta I_{6,5} = 1,0437 - 0,9968 = 0,0469$ кА, $\Delta P_{6,5} = 413,816 - 394,409 = 19,407$ МВт.

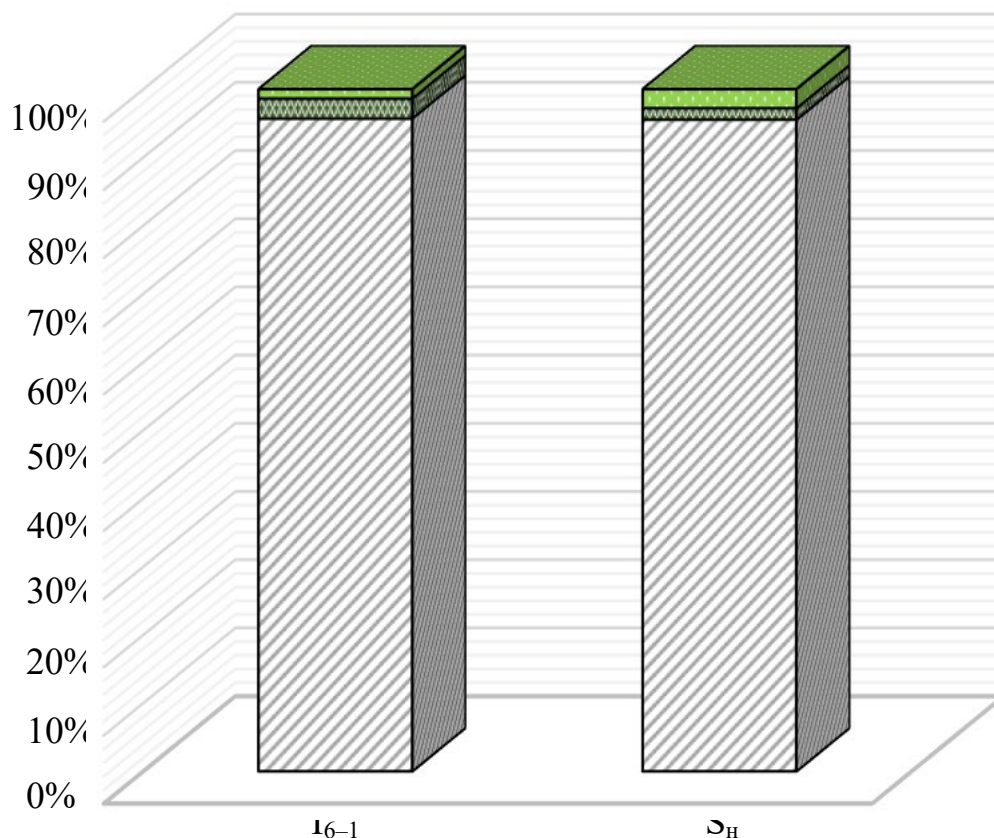


Рисунок 17 – Визуализация расчетов.

3.4 Апробация программы определения уровней напряжения для ввода сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении в область допустимых значений

Апробация программы проводится на тестовой модели энергосистемы из главы 3.3. Исходные данные идентичны данным указанным в главе 3.3, $P_{МДП} = 390$ МВт. Результаты расчетов пунктов 3–4 полностью идентичны результатам соответствующих пунктов в главе 3.3, поэтому их упоминание представлено в сокращенной форме.

1. Выявление недопустимого значения сальдо-перетока активной мощности в сечении.

$$P_{уст} < P_{МДП} .$$

2. Определение необходимого снижения $\Delta P_{сальдо}$.

$$\Delta P_{\text{сальдо}} = P_{\text{сальдо_уст}} - P_{\text{МДП}} = 413,816 - 390 = 23,816 .$$

3. Расчет электрического режима методом Ньютона.

3.1. Формирование таблицы ветвей.

3.2. Формирование матрицы уравнений небалансов мощностей для каждого узла.

3.3. Выбор начальных приближений для искомых переменных.

3.4. Формирование матрицы Якоби.

3.5. Определение неизвестных переменных методом Гаусса .

4. Определение токовой нагрузки ветвей схемы.

5. Определение объемов необходимого снижения потребления ΔP .

Связь рассматриваемого энергоузла с внешней ЭЭС производится по линии №6–5, которая является единственным элементом сечения, поэтому $P_{\text{сальдо_расч}}$ будет равен перетоку активной мощности по данной линии $P_{6-5} = 413,816$ МВт (значение перетока в конце линии). Тогда ΔP будет равно:

$$\Delta P = 413,816 - 390 = 23,816 \text{ МВт.}$$

6. Формирование целевой функции.

В качестве оптимизируемых независимых переменных аналогично выбраны напряжение в узле №4 U_4 и коэффициент трансформации ветви 5–1 $k_{\text{тр}}$. Однако целевая функция, в соответствии с замечаниями в начале данной главы, примет следующий вид:

$$I(k_{\text{тр}}, U_4) = P_{\text{сальдо_исх}} - \Delta P - \sum \left[P_{\text{ном_п}} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right] + P_{\text{ген}} \right] .$$

7. Проверка выполнения заданных ограничений.

8. Определение градиента неявной функции.

9. Определение независимых переменных

Ввиду изменения целевой функции формулы определения независимых переменных также изменяться:

$$k_{mp}^i = k_{mp}^{i-1} - \frac{\partial \left(P_{сальдо_исх} - \Delta P - \sum \left[P_{ном_n} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{ном}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{ном}} \right)^2 \right] + P_{ген} \right] \right)}{\partial k_{mp}} \cdot t_{01} ;$$

$$U_4^i = U_4^{i-1} - \frac{\partial \left(P_{сальдо_исх} - \Delta P - \sum \left[P_{ном_n} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{ном}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{ном}} \right)^2 \right] + P_{ген} \right] \right)}{\partial U_4} \cdot t_{02} .$$

10. Определение зависимых переменных.

Путем расчета электрического режима методом Ньютона, в соответствии с п. 3 определяются новые значения зависимых переменных, а также новые значения токовой нагрузки и перетоков активной мощности в ветвях в соответствии с п.3.5.

11. Для решения поставленной задачи с заданной точностью необходимо повторить выполнение п. 3–10 вплоть до достижения допустимой погрешности расчетов.

12. Оценка эффективности по объему потенциально не отключенной нагрузки.

Ввиду того, что в результате выполнения данного алгоритма на 79 итерации расчет был остановлен, ввиду нарушения ограничения по напряжению в узле №3, при этом получен режим, в котором достигнуто новое значение сальдо-перетока активной мощности в сечении, равное $P_{сальдо} = 413,816$ МВт, $k_{mp} = 2,1069$, $U_4 = 109,519$ кВ, а объём потенциально не отключенной нагрузки составил $P_{НОН} = 413,816 - 401,989 = 11,827$ МВт. При этом достигаются следующие значения параметров режима:

Таблица 26 – Таблица узлов после 79 шага итерации.

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	δ , рад	U , кВ
1	–	–	–	100	50	-0,2068	108,6723
2	100,0	100,0	–	–	–	-0,2239	109,739
3	–	–	–	190,87	83,3753	-0,2403	105,9842
4	–	103,205	109,519	200	–	-0,2454	109,519
5	–	–	–	–	–	-0,0148	228,0202
6	401,989	59,544	230	–	–	0	230

А также достигнуто снижение токовой загрузки системной линии, по которой происходит электроснабжение изолированной энергосистемы:

Таблица 27 – Токи элементов схемы 79 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	0,5561	0,7974	0,5809	2,1318	0
2	0,5561	0	0,3787	0,6112	0	0
3	0,7974	0,3787	0	0	0	0
4	0,5809	0,6112	0	0	0	0
5	1,0118	0	0	0	0	1,0118
6	0	0	0	0	1,0118	0

Таблица 28 – Перетоки активной мощности в элементах схемы 79 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	58,8843	144,8925	93,9123	-397,6891	0
2	-57,9567	0	49,2298	108,7269	0	0
3	-142,5081	-48,3692	0	0	0	0
4	-92,3937	-107,6063	0	0	0	0
5	398,9176	0	0	0	0	-398,917
6	0	0	0	0	401,9888	0

При расширении границ снижения напряжения до $U_{\min} = 96$ кВ был получен следующий режим:

Таблица 29 – Таблица узлов после 535 шага итерации.

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	δ , рад	U , кВ
1	–	–	–	100	50	-0,2047	103,1896
2	100,0	100,0	–	–	–	-0,2216	103,9171
3	–	–	–	179,487	86,866	-0,2388	100,2369
4	–	53,525	103,177	200	–	-0,2437	103,177
5	–	–	–	–	–	-0,0134	227,6286
6	390,168	79,966	230	–	–	0	230

А также достигнуто следующие значения контролируемых параметров:

Таблица 30 – Токи элементов схемы после 535 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	0,4881	0,8082	0,5435	2,1595	0
2	0,4881	0	0,3721	0,6216	0	0
3	0,8082	0,3721	0	0	0	0
4	0,5435	0,6216	0	0	0	0
5	0,9998	0	0	0	0	0,9998
6	0	0	0	0	0,9998	0

Таблица 31 – Перетоки активной мощности после 535 шага итерации.

№	1	2	3	4	5	6
1	0	57,552	136,7222	91,6958	-385,9701	0
2	-56,8375	0	46,0449	110,7925	0	0
3	-134,273	-45,214	0	0	0	0
4	-90,3668	-109,6332	0	0	0	0
5	387,1695	0	0	0	0	-387,1695
6	0	0	0	0	390,1681	0

В данном случае расчет заканчивается на 535 шаге итерации в результате достижения предела регулирования трансформатора, при этом получен режим, в котором $k_{mp} = 2,16$, $U_4 = 103,177$ кВ, $P_{НОН} = 413,816 - 390,168 = 23,648$ МВт.

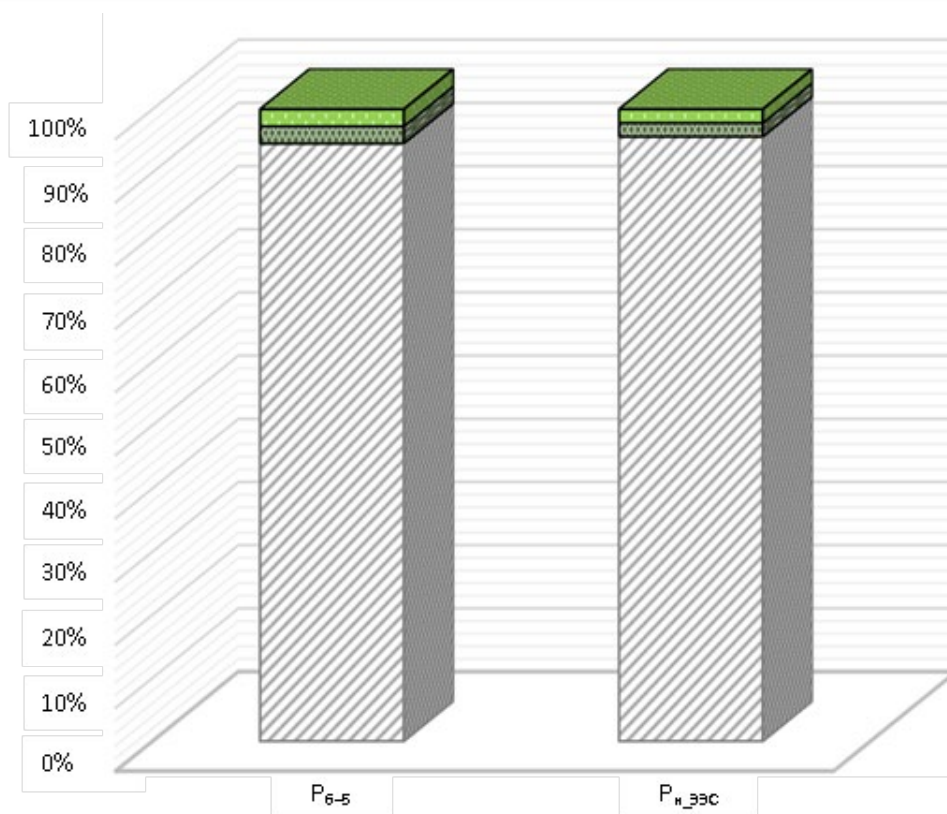


Рисунок 18 – Визуализация расчетов.

Для проверки полученных результатов, в программном комплексе RastrWin 3.0 произведен расчет электрических режимов для рассматриваемой модели энергоузла. Получены следующие результаты:

Для исходных условий при $k_{тр} = 2$ и $U_4 = 115$ кВ значение сальдо-перетока составляет $P_{сальдо} = 413,875$ МВт:

Таблица 32 – Таблица узлов в исходном режиме.

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	δ , рад	U , кВ
1	–	–	–	100	50	114,00	-12,38
2	100,0	100,0	–	–	–	115,04	-13,30
3	–	–	–	202,348	105,824	110,97	-14,16
4	–	117,4	115,0	200	–	115,00	-14,44
5	–	–	–	–	–	227,88	-1,00
6	413,9	38,6	230,0	–	–	230	-0,14

Таблица 33 – Токи элементов схемы в исходном режиме.

№	1	2	3	4	5	6
1	–	0,546	0,822	0,576	2,087	0
2	0,543	–	0,401	0,596	0	0
3	0,823	0,404	–	0	0	0
4	0,573	0,595	–	–	0	0
5	1,044	0	0	0	–	1,044
6	0	0	0	0	1,043	–

Таблица 34 – Перетоки активной мощности элементов схемы в исходном режиме.

№	1	2	3	4	5	6
1	–	60,805	153,475	95,019	409,299	0
2	59,914	–	52,385	107,529	0	0
3	150,937	51,412	–	0	0	0
4	93,534	106,466	0	–	0	0
5	410,606	0	0	0	–	410,606
6	0	0	0	0	413,875	–

Установившийся режим при $k_{mp} = 2,1069$, $U_4 = 109,519$ кВ, в котором значение сальдо-перетока равно $P_{сальдо} = 402,042$ МВт:

Таблица 35 – Таблица узлов в установившемся режиме.

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	δ , рад	U , кВ
1	–	–	–	100	50	108,70	-11,98
2	100,0	100,0	–	–	–	109,76	-12,96
3	–	–	–	190,959	83,457	106,02	-13,90
4	–	100,3	109,52	200	–	109,52	-14,19
5	–	–	–	–	–	228,02	-0,98
6	402	27,8	230,0	–	–	230,00	-0,14

Таблица 36 – Токи элементов схемы в установившемся режиме.

№	1	2	3	4	5	6
1	–	0,557	0,796	0,579	2,132	0
2	0,554	–	0,376	0,609	0	0
3	0,797	0,379	–	0	0	0
4	0,578	0,608	0	–	0	0
5	1,012	0	0	0	–	1,012
6	0	0	0	0	1,012	–

Таблица 37 – Перетоки активной мощности элементов схемы в установившемся режиме.

№	1	2	3	4	5	6
1	–	58,934	144,945	93,863	397,741	0
2	58,007	–	49,253	108,754	0	0
3	142,564	48,396	–	0	0	0
4	92,357	107,643	0	–	0	0
5	398,97	0	0	0	–	398,97
6	0	0	0	0	402,042	–

При расширении границ снижения напряжения (3.3.34) до кВ при , кВ был получен следующий режим:

Таблица 38 – Таблица узлов в установившемся режиме.

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	δ , рад	U , кВ
1	–	–	–	100	50	103,22	-11,86
2	100,0	100,0	–	–	–	103,95	-12,83
3	–	–	–	103,177	50,6	100,28	-13,82
4	–	179,572	86,709	200	–	103,18	-14,09
5	–	–	–	–	–	227,63	-0,90
6	390,2	78,4	230	–	–	230,00	-0,14

Таблица 39 – Токи элементов схемы в установившемся режиме.

№	1	2	3	4	5	6
1	–	0,489	0,807	0,542	2,159	0
2	0,486	–	0,37	0,621	0	0
3	0,808	0,372	–		0	0
4	0,541	0,62	0	–	0	0
5	1,001	0	0	0	–	1,001
6	0	0	0	0	0,999	–

Таблица 40 – Перетоки активной мощности элементов схемы в установившемся режиме.

№	1	2	3	4	5	6
1	–	57,61	136,773	91,646	386,027	0
2	56,898	–	46,069	110,828	0	0
3	134,328	45,244	–	0	0	0
4	90,327	109,673	0	–	0	0
5	387,226	0	0	0	–	387,227
6	0	0	0	0	390,226	–

В этом случае значение сальдо-перетока активной мощности составило 390,226 МВт.

Таким образом, по полученным в авторской программе, написанной в среде Mathcad, значениям коэффициента трансформации и напряжения в узле №4 в сертифицированном программном комплексе для расчетов электрических режимов RastrWin 3.0 был достигнут такой режим, в котором производится снижение значение сальдо-перетока активной мощности с $P_{\text{сальдо}} = 413,875$ МВт до $P_{\text{сальдо}} = 402,042$ МВт и $P_{\text{сальдо}} = 390,226$ МВт для ограничений по напряжению $U_{\text{min}} = 106$ кВ и $U_{\text{min}} = 96$ кВ соответственно.

Отклонения результатов расчета сальдо-перетока активной мощности $P_{\text{сальдо}}$ в ПК Mathcad от результатов расчета в RastrWin 3.0 составляют:

$$\Delta = \left(\frac{P_{\text{сальдо_Mathcad}}}{P_{\text{сальдо_RastrWin}}} - 1 \right) \cdot 100\% = \left(\frac{401,9888}{402,042} - 1 \right) \cdot 100\% = 0,0132\%$$

$$\Delta = \left(\frac{P_{\text{сальдо_Mathcad}}}{P_{\text{сальдо_RastrWin}}} - 1 \right) \cdot 100\% = \left(\frac{390,1681}{390,226} - 1 \right) \cdot 100\% = 0,0148\%$$

Это, с учетом погрешностей, подтверждает правильность производимых расчетов и работоспособность разработанной методики.

3.5 Проверка методики в рамках решения задачи предотвращения развития и ликвидации превышения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении.

Для выполнения расчетов на модели реальной энергосистемы города Самара была произведена адаптация разработанной методики.

В процессе адаптации методики был учтен ряд новых аспектов, которые оказывают серьезное влияние на стратегию по управлению электрическим режимом. Одним из таких аспектов является то, что равномерное снижение напряжения во всей энергосистеме является трудно осуществимой задачей. При изменении напряжения в узлах–регуляторах энергосистемы эффект действия распространяется неравномерно и чем дальше находится узел от узла–регулятора, тем меньше степень влияния напряжения в узле–регулятора на режим работы рассматриваемого узла. При исследовании вопроса учета РЭН в расчетах электроэнергетических режимов, возникает существенная погрешность между средним напряжением в энергосистеме и проявляющемся РЭН. Как известно, РЭ комплексного узла нагрузки состоит из суммы РЭ отдельных электроприёмников, входящих в состав узла. По данной аналогии РЭ энергосистемы состоит из суммы РЭ отдельных ее узлов. Однако, если рассчитать среднее значение напряжения в энергосистеме как среднее арифметическое, то высчитанный РЭ по данному напряжению будет обладать серьезными погрешностями. Это объясняется тем, что даже при использовании

одинаковых коэффициентов полиномов СХН для разных узлов нагрузки степень влияния конкретного узла на создание общего регулирующего эффекта нагрузки для энергосистемы будет различаться. Данное различие обуславливается неоднородной номинальной мощностью узлов нагрузки. Чем больше установленная мощность узла, тем большее влияние будет оказывать данный узел на формирование общего РЭН рассматриваемой части энергосистемы.

Поэтому для расчета общего РЭН необходимо ввести дополнительный коэффициент, отражающий степень влияния каждого узла: коэффициент участия узла нагрузки в формировании общего РЭН по напряжению для активной мощности для рассматриваемой части энергосистемы.

Адаптированная методика ввода сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении в область допустимых значений примет следующий вид:

1. Определяется необходимое снижение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении:

$$\Delta P_{\text{сальдо}} = P_{\text{сальдо_уст}} - P_{\text{МДП}},$$

где $P_{\text{сальдо_уст}}$ – сальдо-переток активной мощности в установившемся режиме, $P_{\text{МДП}}$ – значение максимально-допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении.

2. Определяется общая СХН рассматриваемой части энергосистемы по расчетным СХН и установленной мощности каждого узла:

$$P_{\text{ЭЭС}}(U) = P_{\text{ном_ЭЭС}} \left[\Sigma(a_0 \cdot k_P)_n - \Sigma(a_1 \cdot k_P)_n \left(\frac{U^P_{\text{ср_ЭЭС}}}{U^P_{\text{ср.ном_ЭЭС}}} \right) + \Sigma(a_2 \cdot k_P)_n \left(\frac{U^P_{\text{ср_ЭЭС}}}{U^P_{\text{ср.ном_ЭЭС}}} \right)^2 \right],$$

где $P_{\text{ЭЭС}}(U)$ – потребляемая энергосистемой активная мощность в установившемся режиме с учетом СХН, $P_{\text{ном_ЭЭС}}$ – номинальная активная мощность энергосистемы, a_0, a_1, a_2 , – коэффициенты отражающие зависимость потребляемой нагрузкой мощность от напряжения в нулевой, первой и второй степенях соответственно, $U^P_{\text{ср_ЭЭС}}$ – условное среднее напряжение в энергосистеме, $U^P_{\text{ср.ном_ЭЭС}}$ – номинальное условное среднее напряжение в

энергосистеме, n – номер узла нагрузки, k_{P_n} – коэффициент участия узла нагрузки в формировании общего регулирующего эффекта нагрузки по напряжению для активной мощности для рассматриваемой части энергосистемы определяемый по следующей формуле:

$$k_{P_n} = \frac{P_n(U)}{P_{\text{ЭЭС}}(U)} \cdot 100\% , \quad (135)$$

где $P_n(U)$ – активная мощность узла n с учетом СХН.

При этом суммарная активная мощность энергосистемы и регулирующей эффект нагрузки в о.е. определяется следующим образом:

$$P_{\text{ЭЭС}}(U) = \sum P_n(U) ;$$

$$P_n(U) = P_{\text{ном}} \left[a_0 - a_1 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном}_n}} \right) + a_2 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном}_n}} \right)^2 \right] ;$$

$$P_{\text{ЭЭС}}(U) = P_1(U) + P_2(U) + \dots + P_n(U).$$

Тогда формула (135) примет следующий вид:

$$k_{P_n} = \frac{P_{\text{ном}_n} \left[a_0 - a_1 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном}_n}} \right) + a_2 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном}_n}} \right)^2 \right]}{\sum P_{\text{ном}_n} \left[a_0 - a_1 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном}_n}} \right) + a_2 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном}_n}} \right)^2 \right]} \cdot 100\% .$$

3. По общей СХН рассчитывается таблица зависимости мощности энергосистемы от значения напряжения в ней:

Таблица 41 – Справочная таблица.

U , кВ	U , %	$P_{\text{ЭЭС}}(U)$, МВт	$P_{\text{ЭЭС}}(U)$, %
----------	---------	---------------------------	-------------------------

4. Рассчитывается условное среднее напряжение рассматриваемой части энергосистемы путем по формуле с использованием данных о напряжении узлов нагрузки из ОИК:

$$U_{\text{ср}_\text{ЭЭС}}^P = k_{P_1} \cdot U_1 + k_{P_2} \cdot U_2 + \dots + k_{P_n} \cdot U_n .$$

Используя данный коэффициент можно найти условное среднее напряжение (УСН) энергосистемы $U^{P}_{cp_ЭЭС}$, отличающееся тем, что оно позволяет учитывать регулирующий эффект нагрузки при прогнозировании потребления мощности нагрузки в рамках решения задач оперативного управления электрическими режимами. УСН зависит от расчетного напряжения U_n контрольных пунктов участвующих в регулировании, их номинальной мощности (активной) $P_{ном_n}$ и расчетной мощности (активной) $P_{уст_n}$, рассчитанной с учетом коэффициентов полиномов СХН.

5. По результатам п. 4 и справочной таблице из п.3 определяется текущая потребляемая мощность в энергосистеме $P_{ЭЭС_уст}$.

6. Исходя из необходимых объемов снижения сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении определяется необходимое значение потребляемой узлами нагрузки активной мощности.

$$P_{ЭЭС_зд} = P_{ЭЭС_уст} - \Delta P_{сальдо} ,$$

где $P_{ЭЭС_уст}$ – установившееся значение потребляемой активной мощности.

7. По справочной таблице определяется необходимое условное среднее значение напряжения в энергосистеме $U^{P}_{cp_зд_ЭЭС}$, при котором будет достигаться потребление активной мощности нагрузки $P_{ЭЭС_зд}$, определенное в п. 5.

8. Исходя из полученного значения условного среднего напряжения энергосистемы $U^{P}_{cp_зд_ЭЭС}$ производится определение необходимых значений напряжений в узлах регуляторов, при которых достигается заданное $U^{P}_{cp_зд_ЭЭС}$.

9. Рассчитывается электрический режим и производится оценка эффективности по объему не отключенной нагрузки $P_{НОН}$:

$$P_{НОН} = P_{сальдо_исх} - P_{сальдо_уст} .$$

10. Реализуются соответствующие режимные мероприятия, позволяющие получить необходимые уровни напряжений в узлах-регуляторах, которые приведут к необходимому изменению потребления узлами нагрузки активной мощности.

Пример расчета.

Расчеты производятся на примере модели энергосистемы сечения №2 Самарской ЭЭС. Моделируется следующая аварийная ситуация:

Отклонения от нормальной схемы: ВЛ 220 кВ 1220–9220 КБШ–Орловская выведена в ремонт. $P_{МДП}=491$ МВт, $P_{сальдо}=339$ МВт.

Аварийное возмущение: отключение ВЛ 110 кВ 10110–9110 Речная–1. Новое значение $P_{МДП}=308$ МВт, $P_{сальдо}=339,25$ МВт.

Закладываемое нормативное возмущение при расчете МДП: Отключение АТ–500 Красноармейская для схемы с выведенными в ремонт ВЛ 220 кВ КБШ–Орловская, ВЛ 110 кВ Речная–1.

Задача ввести значение сальдо-перетока активной мощности $P_{сальдо}$ в область допустимых значений за счет регулирующего эффекта нагрузки.

1. Определяется необходимый объем снижения сальдо-перетока активной мощности сечения: $\Delta P=339,25-308=31,25$ МВт.

2. Определяется СХН энергосистемы.

Для рассматриваемой схемы совокупная номинальная мощность узлов составляет 563 МВт, а расчетная активная мощность узлов нагрузки, с учетом СХН составляет 600,658 МВт:

Таблица 42 – Данные узлов в установившемся режиме.

$N_{узда}$	Название	$N_{схн}$	U_y	$P_{ном}$	$P_{расч}$
3110	НкТЭЦ–2–110	1	118,5	97,85	102,964
11110	Чапаевская–110	3	115,78	69,5	74,939
12110	НкТЭЦ–1–110	1	118	73,74	77,356
13110	Кряжская–110	1	117,41	59,5	62,194
14110	Толевая–110	3	113,66	81,4	85,307
2110	Новокуйбышевская–110	2	118,88	22,2	24,816
4110	Томыловская–110	2	117,42	25	27,423
5110	Головная–110	2	115,56	14,3	15,316
9110	Орловская–110	3	113,61	39,6	41,474
7110	Просвет–110	3	117,93	80	88,869
				563,09	600,658

СХН для активной мощности узлов представлены в виде полиномов второй степени (формула полинома) со следующими коэффициентами:

Таблица 43 – Значения полиномов СХН.

	№1	№2	№3
a_0	0,83	1,481	2,093
a_1	-0,3	-2,277	-3,546
a_2	0,47	1,796	2,453
Доля	0,4104	0,1092	0,4804

Средняя СХН составит следующее значение:

$$a_{0_{\text{ЭЭС}}} = 0,83 \cdot \frac{\sum P_{1_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} + 1,481 \cdot \frac{\sum P_{2_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} + 2,093 \cdot \frac{\sum P_{3_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} = 1,508$$

$$a_{1_{\text{ЭЭС}}} = -0,3 \cdot \frac{\sum P_{1_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} - 2,277 \cdot \frac{\sum P_{2_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} - 3,546 \cdot \frac{\sum P_{3_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} = -2,075 .$$

$$a_{2_{\text{ЭЭС}}} = 0,47 \cdot \frac{\sum P_{1_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} + 1,796 \cdot \frac{\sum P_{2_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} + 2,453 \cdot \frac{\sum P_{2_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} = 1,567 .$$

$$P_{\text{ЭЭС}}(U) = P_{\text{ном}_{\text{ЭЭС}}} \left[1,508 - 2,075 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном}_n}} \right) + 1,567 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном}_n}} \right)^2 \right] .$$

Проверка: $1,508 - 2,075 + 1,567 = 1$.

3. Рассчитывается справочная таблица зависимости потребляемой энергосистемой активной мощности от значения её условного среднего напряжения.

Таблица 44 – Справочная таблица.

U , кВ	U , %	$P_{\text{ЭЭС}}(U)$, %	$P_{\text{ЭЭС}}(U)$, МВт
126,5	1,15	1,194207	672,4461
125,4	1,14	1,179066	663,92
124,3	1,13	1,164238	655,5705
123,2	1,12	1,149723	647,3975
122,1	1,11	1,135522	639,401
121	1,1	1,121634	631,581
119,9	1,09	1,10806	623,9376

U , кВ	U , %	$P_{\text{ЭЭС}}(U)$, %	$P_{\text{ЭЭС}}(U)$, МВт
118,8	1,08	1,0948	616,4707
117,7	1,07	1,081852	609,1803
116,6	1,06	1,069219	602,0664
115,5	1,05	1,056899	595,129
114,4	1,04	1,044892	588,3682
113,3	1,03	1,033199	581,7838
112,2	1,02	1,021819	575,376
111,1	1,01	1,010753	569,1448
110	1	1	563,09
108,9	0,99	0,989561	557,2118
107,8	0,98	0,979435	551,51
106,7	0,97	0,969623	545,9848
105,6	0,96	0,960124	540,6362
104,5	0,95	0,950939	535,464
103,4	0,94	0,942067	530,4684
102,3	0,93	0,933508	525,6492
101,2	0,92	0,925264	521,0066
100,1	0,91	0,917332	516,5406
99	0,9	0,909714	512,251

4. Расчет установившихся значений условного среднего напряжения узлов $U_{\text{ср}_n}^P$ и энергосистемы $U_{\text{ср}_\text{ЭЭС}}^P$.

Загружаются данные по напряжениям в контрольных пунктах из ОИК и рассчитывается $U_{\text{ср}_n}^P$ и суммарное $U_{\text{ср}_\text{ЭЭС}}^P$:

$$U_{\text{ср}_n}^P = U_n \cdot k_{P_n}$$

Например, для узла №2 условное среднее напряжение составит:

$$U_{\text{ср}_n}^P = 118,88 \cdot \frac{22,6}{600,558} \cdot \left[1,481 - 2,277 \left(\frac{118,88}{110} \right) + 1,796 \left(\frac{118,88}{110} \right)^2 \right] = 4,91 .$$

5. Исходя из данных п.3, п.4, а также по потребляемой энергосистемой активной мощности $P_{\text{ЭЭС_уст}}=600,658$ МВт, определяется текущее значение условного среднего напряжения в энергосистеме составляет $U_{\text{ср}_\text{ЭЭС}}=116,754$ кВ.

6. Исходя из необходимых объемов снижения сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении определяется необходимое изменение потребляемой узлами нагрузки активной мощности.

$$P_{ЭЭС_зд} = 600,658 - 31,25 = 569,408 \text{ МВт.}$$

7. Исходя из данных справочной таблицы 44 определяется, что для снижения потребляемой энергосистемой активной мощности необходимо установить условное среднее напряжение в энергосистеме в области $U_{ср.зд_ЭЭС} = 111 \div 112 \text{ кВ}$.

8. Исходя из полученного значения условного среднего напряжения энергосистемы $U_{ср.зд_ЭЭС}$ производится определение необходимых значений напряжений в узлах регуляторах, при которых достигается заданное $U_{ср.зд_ЭЭС}$. В рассматриваемом случае необходимое значение условного среднего напряжения энергосистемы было достигнуто за счет снижения напряжения на шинах станций дефицитной части рассматриваемой энергосистемы в узлах №3 и №12 до значений $U_{зд} = 112 \text{ кВ}$.

9. Результаты расчета электрического режима приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Таблица мощностей узлов.

$N_{узда}$	$N_{сxn}$	$P_{ном}$	Исходный режим			Установившийся режим		
			U_y	$P_{расч}$	$U^P_{ср}$	U_y	$P_{расч}$	$U^P_{ср}$
3110	1	97,85	118,5	102,96	20,3165	112	99,004	19,41751
11110	3	69,5	115,77	74,928	14,4439	109,86	69,376	13,34663
12110	1	73,74	118	77,356	15,1992	112	74,61	14,63315
13110	1	59,5	117,41	62,193	12,1588	111,6	60,06	11,73741
14110	3	81,4	113,61	85,253	16,1276	110,39	81,795	15,81173
2110	2	22,2	118,88	24,816	4,91230	113,34	23,122	4,589141
4110	2	25	117,41	27,419	5,36045	111,51	25,46	4,971587
5110	2	14,3	115,54	15,312	2,94584	110,12	14,32	2,761417
9110	3	39,6	113,58	41,458	7,84070	110,62	39,904	7,729883
7110	3	80	117,93	88,859	17,4490	113,27	83,403	16,5432
				600,55	116,754		571,05	111,5417

Эффективность при этом составила:

$$P_{НОН} = 339,25 - 310,399 = 28,851 \text{ МВт.}$$

В результате было достигнуто снижение потребляемой дефицитной

частью энергосистемы активной мощности на $600,658-571,054=29,604$ МВт. Это привело к снижению сальдо-перетока активной мощности в сечении на $\Delta P_{\text{сальдо}}=339,25-310,399=28,851$ МВт, что и является потенциально не отключенной нагрузкой $P_{\text{НОН}}$. При этом токовой загрузка наиболее нагруженного элемента сечения снизилась на 33А, что составляет 6,2% от исходного значения.

10. Реализуются соответствующие режимные мероприятия, позволяющие получить необходимые уровни напряжений в узлах-регуляторах, которые приведут к необходимому изменению потребления узлами нагрузки активной мощности.

3.6 Выводы к Главе 3

1. Приведено описание параметров и характеристик элементов электрической сети, использованных при расчетах установившихся электрических режимов. Проведено обоснование выбранных способов моделирования данных элементов.

2. Сформирована расчетная тестовая модель энергосистемы, отражающая процессы в энергосистемах в общем виде. Сформирована расчетная модель части Самарской энергосистемы, отражающая процессы реальной энергосистемы.

3. Проведен анализ взаимосвязей изменения напряжения комплексных узлов нагрузки, с учетом их характеристик и токовой загрузки межсистемных связей. Путем применения методики снижения недопустимой токовой загрузки межсистемной линии было достигнуто снижение токовой загрузки на 32,1 А или на 3,08% от исходного значения при ограничении по уровню напряжения $U_{\text{min}}=106$ кВ. При расширении ограничения по напряжению до $U_{\text{min}}=96$ кВ было достигнуто необходимое снижение тока рассматриваемой линии на 46,9 А или 4,49% при ограничении.

4. Проведена апробация программы определения уровней напряжения для

ликвидации недопустимого превышения сальдо-перетока активной мощности своего максимального значения. В результате использования методики определения уровней напряжения и коэффициентов трансформации было достигнуто снижение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении на 11,827 МВт или 2,86% от исходного значения для ограничения по уровням напряжения $U_{min}=106$ кВ. При расширении ограничения по напряжению до $U_{min}=96$ кВ было достигнуто необходимое снижение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении, которое составило 23,648 МВт или 5,71% от исходного значения.

5. Реализовано применение методики оперативного управления сальдо-перетоком активной мощности в контролируемом сечении, которая позволила определить уровень снижения напряжения в контрольных пунктах, необходимого для снижения сальдо-перетока активной мощности на 28,851 МВт, что снизило объемы необходимых ограничений электроснабжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основе проведенного анализа вопроса оперативного управления электрическими режимами энергосистем, опыта ликвидации наиболее тяжелых системных аварий XX и XXI века и исследований в области совершенствования методов оперативного управления режимами выявлена недостаточная разработанность методов управления режимами, основанных на использовании регулирующего эффекта нагрузки по напряжению.

2. Проанализированы статические характеристики нагрузки по напряжению и произведена оценка их регулирующего эффекта. Показано, что на интервале изменения значений напряжения в $\pm 15\% U_{ном}$ статические характеристики нагрузки характеризуются пологой зависимостью и отсутствуют резкие изменения режима потребления. При регулирующем эффекте нагрузки $k_P, k_Q > 0$ снижение потребляемой мощности будет достигаться за счет снижения напряжения, при регулирующих эффектах нагрузки $k_P, k_Q < 0$ снижение потребления будет достигаться при увеличении напряжения, а в случае $k_P, k_Q = 0$, регулирующий эффект нагрузки не будет проявляться.

3. На основе метода приведенного градиента разработаны алгоритмы оптимизации значения напряжения в узле генератора и коэффициента трансформации системосвязующей подстанции по критерию минимума отклонения токовой загрузки межсистемного элемента и критерию минимума отклонения сальдо-перетока активной мощности межсистемного элемента от заданных значений с учетом установленных ограничений.

4. Разработаны методики оперативного управления токовой загрузкой и сальдо-перетоком активной мощности элемента сечения, применение которых позволяет снизить объемы ввода необходимых ограничений электроснабжения.

5. На сформированных тестовой модели и модели части Самарской энергосистемы проведен анализ взаимосвязей между изменением напряжения в комплексных узлах нагрузки и загрузкой межсистемной связи.

5.1. В результате применения методики снижения недопустимой токовой

перегрузки межсистемного элемента на примере тестовой модели энергосистемы достигнуто снижение токовой нагрузки связи на 4,49% за счет использования регулирующего эффекта нагрузки по напряжению.

5.2. В результате применения методики ввода сальдо-перетока активной мощности в сечении в область допустимых значений на примере тестовой модели достигнуто снижение значения сальдо-перетока на 5,71%.

5.3. В результате применения адаптированной методики ввода сальдо-перетока активной мощности в сечении в область допустимых значений на примере модели части Самарской энергосистемы для решения задачи предотвращения развития и ликвидации превышения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении достигнуто снижение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении на 8,5% и полностью решена поставленная задача без применения ввода ограничений электроснабжения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Панасецкий Д.А. Совершенствование структуры и алгоритмов противоаварийного управления ЭЭС: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / ИСЭМ СО РАН. – Иркутск. – 2014. – 224 с.
2. СТО 59012820.29.240.008-2008 ОАО «СО ЕЭС» Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. – М., 2008. – 61 с.
3. СТО 59012820.27.010.001-2013 ОАО «СО ЕЭС» Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра. – М., 2013. – 35 с.
4. РД 34.20.577 Методические указания по определению устойчивости энергосистем. Нормативные документы. ч. 1. – 1977. – 62 с.
5. Методические указания по устойчивости энергосистем. – М.: НЦ ЭНАС, – 2004.
6. СТО 59012820.27.010.005-2013 ОАО «СО ЕЭС» Правила перехода на работу в вынужденном режиме в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС». – М., 2013. – 27 с.
7. Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики. – М., 2008. – 18 с.
8. СТО 59012820.27.100.003-2012 ОАО «СО ЕЭС» Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. – М., 2012. – 27 с.
9. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии. [постановление Правительства Российской Федерации №442 от 04.05.2012] – 2012. – 248 с.
10. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических

средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения – М.: Стандартинформ, – 2014.

11. David E. Nye, When the Lights Went Out: A History of Blackouts in America. Cambridge, MIT Press – 2010. – 292 pages.

12. Воропай Н.И., Ершевич В.В., Лугинский Я.Н. Управление мощными энергообъединениями. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 255 с.

13. Cheimanoff A., Corroyer C. The power failure of december 19, 1978 // Revue Generale de l'electricite. ome 89, #4 avril 1980. pp. – 280-296

14. Беляев А.Н., Горюнов Ю.П., Смирнов А.А., Смоловик С.В. Анализ развития крупных системных аварий: учебное пособие по курсу «Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах». – СПб.: СПбГПУ, 2006. – 72 с.

15. Алексеев В.А. Системные аварии и меры по их предупреждению // Электрические станции. – 2005. – №4. – С. 78-83.

16. Кощев Л.А., Семенов В.А. Системные аварии в Западном энергообъединении США // Электричество. – 1997. – №10. – С. 24-28.

17. Lee C.-H., Chen B.-K., Chen N.-M., Liu C.-W. Уроки системной аварии на Тайване, вызванной инцидентом на АЭС TNPP // IEEE Trans.on Power Delivery. – 2010. – №3. – С. 2726-2733.

18. Sandro Corsi, Carlo Sabelli. General blackout in Italy Sunday September 28, 2003, h. 03:28:00. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004, 1691–1702 Vol.2

19. Петров В.В. Разработка методик управления транспортом электроэнергии в пределах заданной пропускной способности сетевых элементов: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Сибирский федеральный университет, – Красноярск, 2019. – 157 с.

20. Шувалова А.А. Синтез интеллектуальной системы автоматизированного управления перетоком активной мощности по электросетевым элементам в пределах заданной пропускной способности / А. А. Шувалова, В. И. Полищук. – Барнаул: Алтайский государственный технический университет им. И.И.

Ползунова, 2023. – 94 с.

21. Названа причина отключения электричества в Петербурге // Lenta.ru, Интернет-издание [Электронный ресурс]. – URL: <https://lenta.ru/news/2010/08/20/vostochnaya/>

22. Более 10 млн. жителей Мексики и США остались без света. // РИА Новости [Электронный ресурс]. – URL: <https://ria.ru/incidents/20110909/432913756.html>

23. Энергоснабжение в Индии полностью восстановлено, сообщают СМИ. // РИА Новости URL: <https://ria.ru/world/20120801/714058067.html>

24. Пономаренко И.С. Учет вероятностного характера изменения нагрузок при моделировании процессов. – М., 1984. – 277 с.

25. Илюшин П.В. Разработка и развитие принципов противоаварийного управления распределительными сетями мегаполиса: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / ОАО "НТЦ электроэнергетики" – М., 2011. – 173 с.

26. Денисов В.В. Управление электромеханическими процессами в электрических схемах с помощью статических средств непрерывного фазового регулирования: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Новосибирск, 1983. – 159 с.

27. Сатанин В.В. Применение устройств компенсации реактивной мощности для оптимизации режимов и устойчивости межсистемной транзитной электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Ленэнерго: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / СПбПУ – СПб., 2005. – 171 с.

28. Батраков Р.В. Комплексное управление перетоками мощности в системах электроснабжения: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / ЛГТУ – Липецк, 2013. – 187 с.

29. Кравченко И.В. Повышение эффективности предотвращения развития аварий в системах электроснабжения средствами противоаварийной автоматики: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Национальный минерально-сырьевой ун-т «Горный» – СПб, 2012. – 168 с.

30. Воронин В.А. Повышение эффективности управления нормальными и аварийными электрическими режимами в районах мегаполисов: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / ОАО "Институт "ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ" – Иваново, 2014.

– 165 с.

31. Андреев А.В. Разработка методов и алгоритмов нелинейного управления режимами энергосистем по частоте и активной мощности, минимизирующих интенсивность управляющих воздействий на регулирующие энергообъекты: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» – М., 2012. – 237 с.
32. Ситников В. Ф. Совершенствование методов и средств управления режимами электроэнергетических систем на основе элементов гибких электропередач (FACTS) : дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / М., 2009. – 301 с.
33. Глушкин И.З. Разработка иерархической, эшелонированной системы противоаварийного управления электроэнергетическими объединениями: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / М., 2005. – 258 с.
34. Наровлянский В.Г. Совершенствование методов и технических средств предотвращения и ликвидации аварийных: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / М., 2005. – 319 с.
35. Файницкий О.В. Разработка методики управления оперативными переключениями в сетях 110-500 кВ с целью снижения перегрузки и повышения надежности: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / М., 2010. – 220 с.
36. Makram E. B. Selection of lines to be switched to eliminate overloaded lines using a Z-matrix method / E. B. Makram, K. P. Thornton, H. E. Brown // IEEE Trans. on Power Systems – vol. 4 №2 – 1989.
37. Mazi A. A. Corrective control of power system flows by line and bus-bar switching / A. A. Mazi, B. F. Wollenberg, M. H. Hesse. // IEEE Trans on Power Systems. – vol. 1 №3 – 1986.
38. Glavitch H. Switching as means of control in the Power Systems / H. Glavitch // Electric Power and Energy Systems. – vol. 7 №2 – 1985.
39. Glavitch H. Network topology optimization with security constraints / H. Glavitch, R. Bacher // IEEE Trans. on Power Systems. – vol. 1, №4 – 1986.
40. Koglin H. J. Corrective switching; a new dimension in optimal load flow / H. J. Koglin, H. Muller // Electric Power and Energy Systems. – vol. 4 – №2 – 1982.
41. Bakirtzis A. J. Incorporation of switching operations on Power System corrective

- control computations / A. J. Bakirtzis, A. P. Sakis Meliopoulos // IEEE Trans. on Power Systems. – vol. 2. – №3 – 1987.
42. Sakis Meliopoulos A. P. Power System remedial action methodology / A. P. Sakis Meliopoulos, G. Contaxis, R. R. Kovacs etc. // IEEE Trans on Power Systems. – vol. 3 – №2– 1988.
43. Bacher R. Loss reduction by network switching / R. Bacher, H. Glavitch // IEEE Trans. on Power Systems. – vol. 3 – №2 – 1988.
44. Хозяинов А.М. О задаче устранения перегрузок в электрической системе изменением конфигурации сети // Электричество. – 1993. – №2. – С. 9-18.
45. Пономаренко И.С., Уссама Дакак. Автоматизированный анализ послеаварийных режимов электроэнергетических систем // Электричество. – 1994. – №8. – С. 1-4.
46. Пономаренко И.С., Скорняков А.Ю. Анализ послеаварийных режимов и управление ими в распределительных электрических сетях // Электричество. – 2006. – №1. – С. 27-32.
47. СТО 56947007-29.240.019-2009 Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». / М., 2009. – 34 с.
48. Фролов О.В. Оптимизация режимов энергосистемы Северо-Запада на основе применения фазорегулирующих устройств: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / СПб., 2007. – 149 с.
49. Фазовое управление в электроэнергетических системах и системах электроснабжения / Б.О. Григоркин, [и др.] // Электротехника. – 2000. – №11. – С. 54-59.
50. Боков Д.Г. Выбор и анализ эффективности мероприятий по повышению пропускной способности: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / М., – 190 с.
51. Кузнецов М.И., Ромодин А.В., Костыгов А.М. Экспериментальное исследование управления потоком реактивной мощности в электрической системе с трехобмоточным трансформатором. // Электротехника. – 2011. – №11. – С. 46-50.

52. Координированное противоаварийное управление нагрузкой и устройствами FACTS / Н.И. Воропай, [и др.] // *Электричество*. – 2005. – №10. – С. 25-36.
53. SU 1473008 A1 Устройство для управления нагрузкой трансформаторной подстанции. SU 1473008 A1 / Калентионок. Е. В. – 1985.
54. Экспериментальные исследования режимов энергосистем / Р.С. Рабинович, [и др.] – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 448 с.
55. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. – М.: Энергия, 1978. – 352 с.
56. Веников В.А. Электрические системы. Т. VIII Управление переходными режимами электроэнергетических систем. – М.: Высшая школа, 1982. – 247 с.
57. Васюра Ю.Ф., Каленик В.А. Исследование возможностей создания оперативного резерва мощности в АО «Кировэнерго» за счет регулирования напряжения в узлах электропотребления: Отчет о научно-исследовательской работе – Киров, – 1993. – 25 с.
58. Евсеев А.Н. Разработка технических средств оперативного автоматического управления электропотреблением промышленных распределительных подстанций: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / СПб. – Санкт-Петербург, 1995. – 246 с.
59. Дубинский Е.В. Уменьшение потребления активной мощности промпредприятием средствами регулирования напряжения в системе электроснабжения: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / М., 1996. – 128 с.
60. Хорошилов Н.В. Модель и алгоритмы для информационной системы управления режимами электропотребления промышленных предприятий: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.10 / Курск, 2007. – 167 с.
61. Калентионок Е.В., Прокопенко В.Г., Федин В.Т. Оперативное управление в энергосистемах. – Минск: Высшая школа, 2007. – 351 с.
62. Колесник Г.П. Переходные электромеханические процессы в электроэнергетических системах. – Владимир, 2008. – 116 с.
63. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Устойчивость нагрузки электрических систем. – М.: Энергоиздат, 1981. – 208 с.

64. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача электрической энергии. – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715 с.
65. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей. – М.: Элекс-км, 2008. – 248 с.
66. Горнштейн В.М. Статические характеристики потребителей // Электрические станции. – М.: Госэнергоиздат, 1940 – №5-6
67. Методика идентификации статических характеристик нагрузки по результатам активного эксперимента. / Ю.В. Хрущев, [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Техника и технологии в энергетике. – Томск, 2014 – №4. – С. 165-167
68. Малоземова О.Ю. Определение коэффициентов полиномов статических характеристик нагрузки по напряжению на основе экспериментальных данных. // Сборник докладов участников V международной конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» 2014. Т. 1 – Томск, 2014 – С. 36–40
69. Программный комплекс RastrWin. Руководство пользователя / Неуймин В.Г., [и др.] – 2015. – 308 с.
70. Маркушевич Н.С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 104 с.
71. Петров В.В., Альмендеев А.А., Полищук В.И. Совершенствование методов ликвидации недопустимых токовых перегрузок сетевых элементов в крупных энергосистемах. // Вестник СамГТУ – Самара. – 2016. – С. 83-90
72. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 280 с.
73. СТО 1148648.4684.11 ПАО ФСК ЕЭС. Инструкция по эксплуатации трансформаторов.
74. СТО 59012820.29.240.007-2008 ОАО «СО ЕЭС» Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. – 2008. – 49 с.
75. Аюев Б.И. Моделирование установившихся режимов в задачах оперативного

и автоматического управления энергосистемами: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. / Екатеринбург, 1999. – 210 с.

76. Петров В.В. Совершенствование методов ликвидации недопустимых токовых перегрузок сетевых элементов в крупных энергосистемах // Вестник ИРГТУ. – 2018. – №4. – С. 148-157.

77. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

78. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. / Рокотян С.С., [и др.] – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

79. Требования к созданию и актуализации расчетных моделей для расчетов установившихся режимов и статической устойчивости в филиалах ОАО «СО ЕЭС» РДУ. М.: – 2010. – 12 с.

80. СТО 56947007- 29.180.02.140-2012 ПАО «ФСК ЕЭС» Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС. – 2012. – 16 с.

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Монография

Формат 60×84/16.

Усл. печ. л. 9,0.

Уч.-изд. л. 8,4.

Тираж 500 экз.

Заказ № тгu01-2026.

Издано в авторской редакции.

ООО «Альпен-Принт»

115230, г. Москва, Электролитный проезд, 3А, с2

Подписано в печать 20.03.2026.

© Шувалова А.А., Полищук В.И., 2026

© ООО «Альпен-Принт», 2026



РИНЦ



DOI

ISBN 978-5-6055838-0-6



9 785605 583806 >

