

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»

На правах рукописи



ПЕТРОВ ВЯЧЕСЛАВ ВАЛЕРЬЕВИЧ

**Разработка методик управления транспортом электроэнергии
в пределах заданной пропускной способности сетевых элементов**

Специальность 05.14.02 – «Электростанции
и электроэнергетические системы»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
доцент
Полищук Владимир Иосифович

Самара – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. АНАЛИЗ ВОПРОСА УПРАВЛЕНИЯ УТЯЖЕЛЕННЫМИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ	9
1.1. Анализ задач оперативного управления режимами крупных энергосистем	9
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.....	34
1.4. Выходы к главе 1	41
2. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ ЗНАЧЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЙ В УЗЛАХ-ГЕНЕРАТОРАХ И КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ СИСТЕМООБРАЗУЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ ..	43
2.1. Оценка регулирующего эффекта нагрузки и анализ возможности его использования при решении задач снижения недопустимой токовой перегрузки сетевых элементов	43
2.2. Синтез оптимизационного алгоритма на основе метода приведенного градиента	60
2.3. Рекомендации по применению регулирующего эффекта нагрузки.....	66
2.4. Выходы к главе 2	73
3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИК ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЗАГРУЗКОЙ МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ.....	74
3.1. Моделирование элементов энергосистем	74
3.2. Расчетные модели энергосистем.....	79
3.3. Разработка методики снижения токовой разгрузки межсистемной связи.....	86
3.4. Разработка методики ввода сальдо-перетока активной мощности межсистемной связи в область допустимых значений	100

3.5. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАЗВИТИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ПРЕВЫШЕНИЯ МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОГО ПЕРЕТОКА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В КОНТРОЛИРУЕМОМ СЕЧЕНИИ.....	112
3.6. Выводы к главе 3	120
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	124
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	134
ПРИЛОЖЕНИЯ	144
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 1</i>	144
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 2</i>	145
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....</i>	150
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 4</i>	156
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 5.....</i>	157

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Несмотря на большую степень разработки вопросов планирования и управления электроэнергетическими режимами системные аварии, связанные с недопустимыми перегрузками сетевых элементов, все еще возникают как в отечественной в энергетике, так и за рубежом. Регулярно в электроэнергетических системах по всему миру происходят различные процессы, способные привести к недопустимой перегрузке межсистемных сетевых элементов, что накладывает существенные ограничения на их пропускную способность. Это влечет за собой угрозу возникновения аварийных ситуаций, а также значительные финансовые убытки и социальные последствия. В тоже время постоянное наращивание генерирующих и потребляющих мощностей, сопровождающее все развивающиеся экономики, 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.

Для обеспечения бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией заданного качества персоналом сетевых организаций решается ряд задач управления транспортом электроэнергии, к которым 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 и методик планирования и оперативного управления режимами энергосистем.

Несмотря на обширные исследования, методики оперативного управления, основанные на регулирующем эффекте нагрузки по напряжению (РЭНН) персоналом сетевых организаций не используются, что связано как с несовершенством самих методик, так и с общепринятой стратегией оперативного управления.

Исходя из вышеизложенного можно утверждать, что совершенствование методик оперативного управления электроэнергетическими режимами, позволяющих снизить объемы вынужденных погашений потребителей, безусловно, являет-

ся актуальным для российской энергетики.

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., Mazi A. A, Makram E. B., Bakirtzis A. J., Sakis Meliopoulos A. P. и др. Их работы содержат исследования по формированию новых и совершенствованию текущих концепций, методов и методик управления электрическими режимами энергосистем, основанными на использовании устройств FACTS (Flexible AC Transmision System), применении различных оптимизационных алгоритмов, а также привлечении потребителей к решению задач оперативного управления. При этом РЭНН затрагивается слабо либо вовсе не принимается во внимание. В то же время крупными иностранными сетевыми организациями, такими как Hydro-Quebec, Northwest Energy Efficiency Alliance (NEEA), BC Hydro, ESB Networks, Electricity North West Limited, производятся исследования возможности использования Conservation Voltage Reduction (CVR), основанного на статических характеристиках нагрузки (СХН). Однако данные работы не поднимают вопрос использования РЭНН в практике оперативного управления режимами энергосистем, что увеличивает значимость и актуальность работ, посвященных данной задаче.

Объектом исследования являются электроэнергетические системы, связанные между собой с помощью межсистемных сетевых элементов.

Предметом исследования выступают методики снижения недопустимых перегрузок межсистемных элементов.

Целью настоящей работы является совершенствование методик оперативного управления электроэнергетическими режимами, позволяющих снизить или полностью избежать ввода графиков ограничений электроснабжения.

Для достижения данной цели были поставлены и решены следующие **задачи**:

1. Анализ методик оперативного управления режимами энергосистем и оценка возможности использования регулирующего эффекта нагрузки по напря-

жению, обусловленного их статическими характеристиками.

2. Создание алгоритмов оптимизации значений напряжений в узлах рассматриваемой части электроэнергетической системы по критерию минимума отклонения токовой загрузки межсистемного элемента и критерию минимума отклонения сальдо-перетока активной мощности межсистемного элемента от заданных значений.

3. Совершенствование методик оперативного управления токовой загрузкой и сальдо-перетоком активной мощности межсистемного элемента.

Методы исследования. Математическое и компьютерное моделирование, статистический анализ. Моделирование электроэнергетических систем производилось в программных комплексах Mathcad и RastrWin. Расчеты установившихся электрических режимов производились с помощью систем алгебраических уравнений в соответствии с известной теорией и общепринятыми методами расчета электрических режимов и решения линейных и нелинейных алгебраических уравнений.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Выявлены и оценены характерные особенности регулирующего эффекта нагрузки, предоставляющие возможность практического использования статических характеристик нагрузки в оперативном управлении электрическими режимами энергосистем.

2. Созданы алгоритмы, позволяющие в допустимых диапазонах получить значения напряжения в узле-генераторе и коэффициента трансформации системообразующей подстанции, при которых будет достигаться требуемая разгрузка межсистемной связи.

3. Усовершенствованы методики оперативного управления электрическими режимами энергосистем, позволяющие решить задачу оперативной разгрузки межсистемной связи за счет использования регулирующего эффекта нагрузки по напряжению, не прибегая к вводу графиков ограничения электроснабжения.

Практическая значимость. Получены методики, которые можно применять в практике оперативного управления электрическими режимами энергосистем.

стем.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается корректным использованием математического аппарата, теории электротехники, теории расчетов электрических режимов, программных комплексов и согласованием результатов вычислений в программном комплексе Mathcad с расчетами в сертифицированном программно-вычислительном комплексе RastrWin, используемым сетевыми организациями в практике планирования и управления электрическими режимами.

Положения, выносимые на защиту:

1. Выявленные особенности оперативного управления режимами энергосистем и статических характеристик нагрузки, подтверждающие техническую возможность использования регулирующего эффекта нагрузки по напряжению.

2. Алгоритмы оптимизации значения напряжения в узле-генераторе 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.

3. Методики оперативного управления токовой загрузкой и сальдо-перетоком активной мощности элемента сечения.

Реализация результатов работы. Результаты исследований были использованы в рабочем процессе АО «СО ЕЭС», а также в учебном процессе электротехнического факультета Самарского государственного технического университета. Акты об использовании и внедрении результатов диссертационной работы приведены в приложениях.

Апробация работы. Основные положения диссертации докладывались и обсуждались: на V Международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2014» (г. Томск); на X Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения», 2015 г. (г. Казань); на VI Международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2015» (г. Иваново); на X Открытой мо-

молодежной научно-практической конференции «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике», 2015 г. (г. Казань); на VII Международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2016» (г. Казань); на VIII Международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2017» (г. Самара).

Личный вклад автора. Все основные положения диссертации разработаны автором лично. Автору принадлежат методика, основные решения и научное редактирование изданий полностью. В публикациях, выполненных в соавторстве, личный вклад оценивается на уровне 75 %.

Публикации. Содержание диссертации нашло отражение в 13 работах, в том числе трех статьях в журналах, рекомендованных ВАК РФ, двух статьях в профильных журналах, восьми докладах на международных конференциях.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, трех разделов и заключения, изложенных на 157 страницах машинописного текста. Содержит 26 рисунков, 45 таблиц, список использованных источников из 85 наименований и пять приложений на 14 страницах, которые содержат материалы, относящиеся к практической реализации.

1. АНАЛИЗ ВОПРОСА УПРАВЛЕНИЯ УТЯЖЕЛЕННЫМИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

1.1. Анализ задач оперативного управления режимами крупных энергосистем

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 электропередачи. В подобных ситуациях персонал организаций, ответственных за оперативное управление энергосистемой, чисто физически 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 релейной защиты и автоматики (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 удается, вследствие чего происходит дальнейшее развитие аварийного процесса с вовлечением в него все 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 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 фазы. 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 работы ранее отключенного оборудования; ограничение электроснабжения потребителей.

Ввиду сложности и многообразия 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 (КП) энергосистемы, сальдо-переток активной мощности в контролируемом сечении, максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении (МДП), длительно допустимая токовая нагрузка (ДДТН) линий электропередачи 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 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; возмож-

ности 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 1.1).

Таблица 1.1 – Пример графика напряжений КП

КП	U_{Avar}	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 подразумеваю 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.

$$P_{don1} = (1 - K_{3anl}) \times P_{npeo} - \Delta P_{ho} = 0,8 \times P_{npeo} - \Delta P_{ho}, \quad (1.1)$$

где P_{don1} – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (20 %) коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме (МВт); K_{3anl} – нормативный (20 %) коэффициент запаса статической

апериодической устойчивости по активной мощности; $P_{\text{пред}}$ – предельный по статической апериодической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт); $P_{\text{но}}$ – нерегулярные отклонения активной мощности.

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

$$P_{\text{don2}} = P(U_{\text{don}}) - \Delta P_{\text{но}}, \quad (1.2)$$

где P_{don2} – 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_{don} – допустимое напряжение в узле нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме (кВ); $P(U_{\text{don}})$ – 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:

$$U_{\text{don}} = \frac{U_{\text{kp}}}{(1 - K_{\text{зап2}})} = \frac{U_{\text{kp}}}{0,85}, \quad (1.3)$$

где U_{kp} – критическое напряжение в узле нагрузки (кВ); $K_{\text{зап2}}$ – 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

$$U_{\text{kp}} = 0,7 \times U_{\text{ном}}, \quad (1.4)$$

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

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

$$P_{don3} = P_{\delta/a\sigma}(P_{n/a\sigma}) - \Delta P_{ho} + \Delta P_{PA}, \quad (1.5)$$

где P_{don3} – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (8 %) коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме (МВт); $P_{\delta/a\sigma}$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт); $P_{n/a\sigma}$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт); $P_{\delta/a\sigma}(P_{n/a\sigma})$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий перетоку активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт); ΔP_{PA} – 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 ($P_{n/a\sigma}$), относительно которой должен рассчитываться переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме ($P_{\delta/a\sigma}$), определяется по формуле

$$P_{n/a\sigma} = (1 - K_{зап3}) \times P_{n/a\sigma}^{пред} = 0,92 \times P_{n/a\sigma}^{пред}, \quad (1.6)$$

где $K_{зап3}$ – нормативный (8 %) коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности; $P_{n/a\sigma}^{пред}$ – 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.

$$P_{don4} = P_{\delta/a\sigma}(U_{n/a\sigma}^{don}) - \Delta P_{ho} + \Delta P_{PA}, \quad (1.7)$$

где P_{don4} – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (10 %) коэффициента запаса статической устойчивости по напря-

жению в узлах нагрузки в контролируемом сечении в послеаварийном режиме (МВт); $P_{\partial/\alpha\delta}$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт); $U_{n/\alpha\delta}^{\partial\text{on}}$ – допустимое напряжение в узле нагрузки в послеаварийном режиме (кВ); $P_{\partial/\alpha\delta}(U_{n/\alpha\delta}^{\partial\text{on}})$ – 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:

$$U_{n/\alpha\delta}^{\partial\text{on}} = \frac{U_{kp}}{(1 - K_{\text{зап4}})} = \frac{U_{kp}}{0,9}, \quad (1.8)$$

где $K_{\text{зап4}}$ – нормативный (10 %) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки.

4. Отсутствие нарушения динамической устойчивости при нормативных возмущениях.

$$P_{\partial\text{on5}} = P_{\text{дин}}^{\text{пред}} - \Delta P_{\text{но}}, \quad (1.9)$$

где $P_{\partial\text{on5}}$ – 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 мин) значений в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях.

$$P_{\partial\text{on6}} = P_{\partial/\alpha\delta}(I_{n/\alpha\delta}^{\partial\text{on}}) - \Delta P_{\text{но}} + \Delta P_{\text{ПА}}, \quad (1.10)$$

где $P_{\partial\text{on6}}$ – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт); $P_{\partial/\alpha\delta}$ –

переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт); $I_{n/a\delta}^{don}$ – допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме (А); $P_{\partial/a\delta}(I_{n/a\delta}^{don})$ – 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 ($I_{n/a\delta}^{don}$) принимается значение длительно допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования с учетом перегрузки длительностью 20 мин.

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 выполнением следующих требований:

- текущая токовая нагрузка оборудования не должна превышать длительно допустимого значения, определенного 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 допустимого значения в течение 20 мин (используется сред-

неквадратичное значение), а в случае перехода энергосистемы на вынужденный режим работы – в течение дополнительных 40 мин. При этом 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.

Первый метод – 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 методом 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 меропри-

ятие характеризуется хорошими показателями быстродействия и эффективности. Быстродействие в данном случае определяется временем выполнения команды по изменению состояния коммутационного оборудования, которое, 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 за последние десятилетия, показано, что причиной развития локальных возмущений зачастую было увеличение загрузки оставшихся в работе

линий электропередачи [11–13]. Это приводило к их отключению вследствие недопустимой перегрузки либо увеличения стрелы провеса провода и перекрытия его на естественные или искусственные сооружения [14–17].

Перегрузка сетевых элементов также может выступать в качестве первично-го аварийного возмущения, как это было в 1965 г. в США, 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 1.2. Далее приводится анализ наиболее крупных системных аварий XX и XXI века.

Таблица 1.2 – 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.
20.01.98	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.

Авария в энергосистеме г. Нью-Йорка 13 июля 1977 г.

13.07.77 в 20:30 потребление в энергосистеме Нью-Йорка было на уровне 5 860 МВт. Из них 3 000 МВт находилось на балансе электростанций Нью-Йорка и 2 860 МВт передавалось извне по линиям 345 и 500 кВ от электростанции Indian Point (870 МВт) к северу от города, двух электростанций, расположенных на правом берегу реки Гудзон (около 800 МВт) выше по течению (рисунок 1.1), а также по линиям, обеспечивающим связь гидроэлектростанций в северо-западной части штата (переток 1 200 МВт) с энергосистемой Новой Англии (штат Коннектикут) и с энергосистемой штата Нью Джерси.

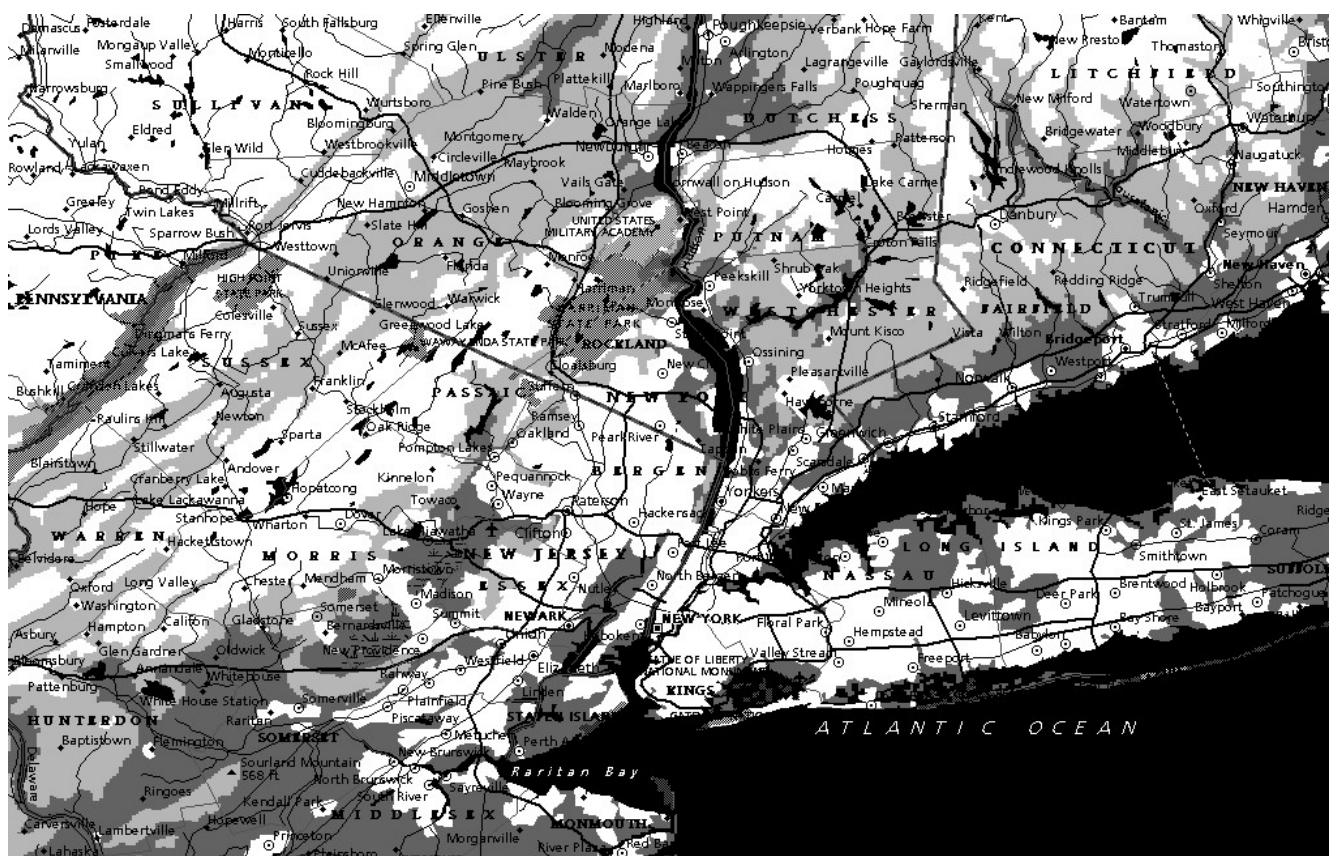


Рисунок 1.1. Карта г. Нью-Йорка и его окрестностей

В 20:37 в результате удара молнии в опору двухцепной линии электропередачи 345 кВ между подстанциями Buchanan и Millwood, по которой передавалось приблизительно 1 200 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 которой 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 электропередачи Millwood West – Sprain Brook произошло успешное автоматическое повторное включение, однако автоматическое повторное включение (АПВ) линии Sprain Brook – Buchanan North было блокировано 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 обеспечивалась 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 стало 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 помочь в разгрузке связи между подстанциями Pleasant Valley и Millwood, однако диспетчер NYPP отдал команду отключения нагрузки или просил «сделать что-нибудь» внутри системы Нью-Йорка. Диспетчер Co.Ed. в 20:57 приказал запустить газотурбинные установки, которым необходимо около 30 мин 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 том случае, если не будут проведены необходимые мероприятия. Стоит отметить, что диспетчер Co.Ed. ложно считал находящейся в работе связь между подстанциями Sprain Brook и Rampao, 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. Энергосистема Нью-Йорка отделилась с дефицитом в 1 700 МВт. Частота в энергосистеме стала снижаться и достигла значения 58,3 Гц. После срабатывания третьей очереди системы автоматической частотной разгрузки частота начала возрастать.

Ввиду того, что система электроснабжения города была выполнена в основном с помощью маслонаполненных кабелей высокого давления (138, 230 и 345 кВ), отключение 1 800 МВт нагрузки привело к резкому скачку напряжения. В результате системы регулирования возбуждения генераторов городских станций начали снижать токи возбуждения. Вследствие изменения направления перетока реактивной мощности должно отработать релейная защита генератора № 3 электростанции Ravenswood (1000 МВт) (изменение перетока реактивной мощности было воспринято как обрыв цепи возбуждения), в результате чего дефицит ак-

тивной мощности увеличился на 870 МВт. После этого в энергосистеме Нью-Йорка произошла классическая «лавина частоты». Нагрузки, подключенной к последней очереди автоматической частотной разгрузки, оказалось недостаточно, и в 21:36 энергосистема погасла.

На восстановление электроснабжения понадобилось около 25 ч. Большая часть этого времени была затрачена на обеспечение питания масляных насосов маслонаполненных 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 1 200 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 и 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, согласно которому авария имела природный характер. Большая часть убытков была покрыта из федерального бюджета [14, 15].

Авария в энергосистеме Швеции 27 декабря 1983 г.

Основная сеть энергосистемы Швеции состоит из семи протяженных линий электропередачи напряжением 400 кВ (рисунок 1.2), 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 «Нордэл» работает параллельно с энергосистемами Финляндии, Дании и Норвегии.

Нагрузка энергосистемы Швеции на период 27.12.83 13:00 составляла 18 300 МВт, в том числе экспорт в Финляндию составлял 320 МВт, нагрузка электробойлеров была равна 920 МВт. Распределение генерирующей мощности составило: 10 850 МВт от гидроэлектростанции (ГЭС) в северной части страны; 5 800 МВт от атомной электростанции (АЭС) в южной части страны; 1 350 МВт импортируемой из Норвегии мощности.

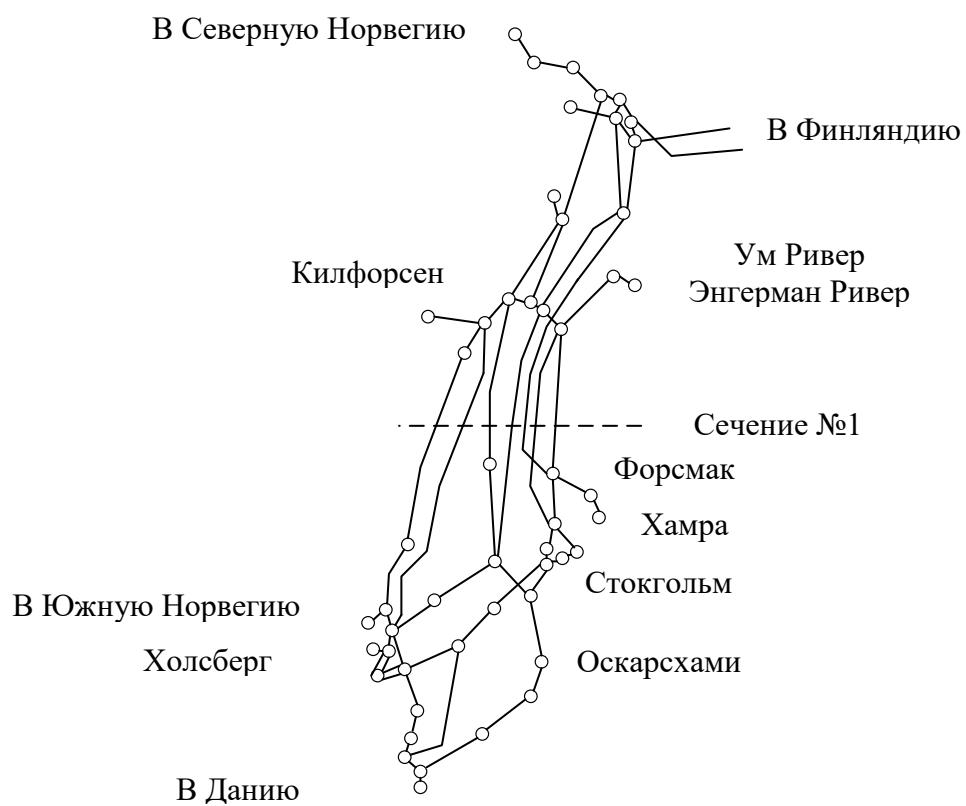


Рисунок 1.2. Схема основной электрической сети Швеции

В основной сети 220–400 кВ были выведены в ремонт межсистемная связь с энергосистемой Финляндии напряжением 400 кВ и одна линия 220 кВ к северу от Стокгольма. При этом переток активной мощности в первом сечении составлял

5 600 МВт при допустимом пределе в 6 000 МВт и был направлен с севера страны на юг. Напряжение в сети 400 кВ варьировалось от 400 до 405 кВ, частота составляла 50,01 Гц.

В 12.20 был произведен вывод в ремонт энергоблока мощностью 490 МВт на АЭС Оскарсхамн. В это же время диспетчерским персоналом Нордэла было выдано разрешение на вывод в ремонт линейного разъединителя на подстанции (ПС) 400 кВ Хамра и дана команда на отключение электробойлеров в г. Стокгольме и подготовку к вводу в работу ГТУ в южном районе.

В 12.57 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 воздушные линии (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 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 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 былдержан 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. Че-

рез 12 с 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 13.35 было произведено включение связи с южной частью энергосистемы Норвегии. Сети 220 и 400 кВ по большей части были восстановлены к 13.48.

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.

По итогам аварии было выяснено, что нарушение устойчивости параллельной работы и отключение линий электропередачи (ЛЭП) 400 кВ Холлсберг – Килфорсен, которое после кратковременной стабилизации привело к нарушению устойчивости транзитов Север – Юг и развитию аварии, могло быть предотвращено блокировкой регулирования под нагрузкой (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 автоматической частотной разгрузки (АЧР), которое привело к отказу большого числа реле частоты в результате снижения напряжения в энергосистеме.

Системная авария 23 июля 1987 г. в Токио

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

Согласно предварительным расчетам резерв генерирующих мощностей был равен 40 570 МВт (при максимальном потреблении в 38 500 МВт). Однако потом 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 11.00) в 40 000 МВт (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Хронология развития событий

Время	События
утро	– максимум потребления 39 100 МВт
около 12:40	– электропотребление 36 500 МВт (на 1 000 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 до 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

В энергосистеме Японии используются 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.

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 TEPCO была введена 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-Tokyo.

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» вследствие большого количества асинхронных двигателей, установленных в водяных насосах и бытовых кондиционерах (рисунок 1.3).

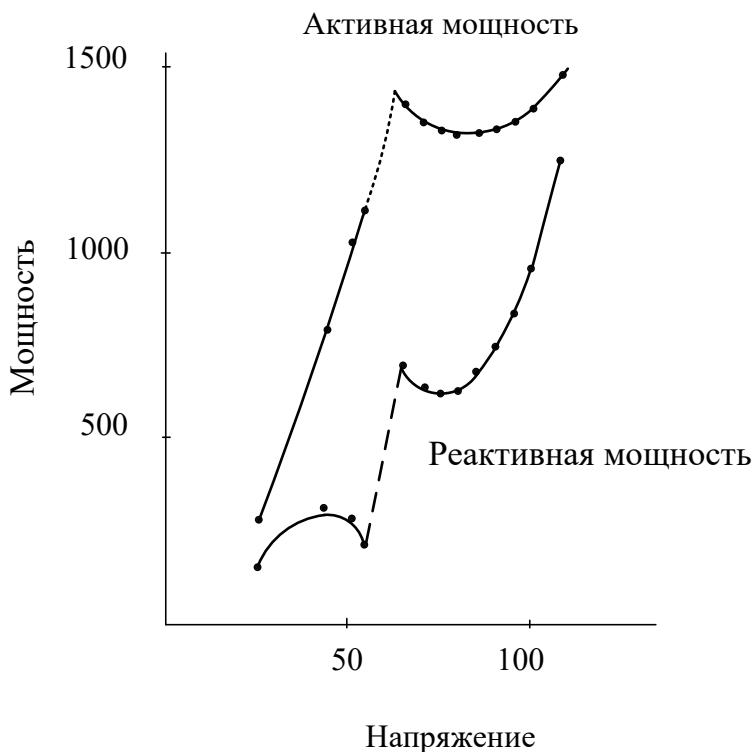


Рисунок 1.3. Характеристики насосов и бытовых кондиционеров

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 теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) Higashi-Ohgishima, изменение топологии в сети 275 кВ;
- увеличение межсистемных перетоков через вставки постоянного тока;
- изменение взаимоотношений с потребителями электроэнергии, обязывающее 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 г.

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 г. 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, преобра-

зовавшейся 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 были отключены 1-я и 2-я секции 2 СШ 110 кВ. Осколки трансформатора тока нанесли повреждения воздушному выключателю первой секции шин 110 кВ, присоединенному к автотрансформатору АТ-1, и через 0,06 с произошло короткое замыкание и возник пожар. 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 дальнейшего повреждения 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 межфазных коротких замыканий разгрузилась на 640 МВт и несла на себе только 240 МВт. Произошло частичное обесточивание Московского нефтеперерабатывающего завода (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 мая 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 электропередачи в южной части 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 устройств автоматики 25 мая в 12:30 развитие аварии было остановлено. 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 в короткие сроки.

Несмотря на предпринятые диспетчерским персоналом Московского регионального диспетчерского управления (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·ч, сумма ущерба была оценена в 1 600 000 000 руб.

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

Произошло отключение электроэнергии в Италии 28 сентября 2003 г., 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 недостаточной, 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 г. страны Западной Европы испытали перебои в электроснабжении из-за аварии в электрических сетях Германии. Значительный рост потребления электроэнергии и вызванное этим отключение двух линий электропередачи привели к каскадным отключениям системных элементов. С целью предотвращения развития развала Европейской энергосистемы и его ликвидации 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.

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

20 августа 2010 г. 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 ГВт.

8 сентября 2011 г. произошло отключение электроэнергии в Мексике и США, в результате чего более 10 млн 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).

31 июля 2012 г. в Индии произошла крупнейшая в истории авария в энергосистеме. Отключения электроэнергии затронули 600 млн человек, что составляет половину населения страны. В качестве причины столько крупной аварии были названы неудовлетворительное состояние электросетей Индии и высокая их загруженность.

Выводы

Проведенный анализ крупных аварий показывает, что перегрузки сетевых элементов нередко приводят к их отключению и дальнейшему развитию аварии и приобретению ею системного характера. Подобные аварии затрагивают большое количество потребителей и приводят к значительным финансовым ущербам. Несмотря на то, что причинами рассмотренных аварий были абсолютно разные события, а их развитие стало следствием естественных, техногенных и человеческих факторов, можно было локализовать данные аварийные ситуации 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, РЭНН, ввиду чего эффективность управления энергосистемой оказывается ниже, чем она могла 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 [19–66].

В [30] 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 и вводимые в допустимую область критерии. В [31] поставлена задача сортировки переключения ветвей по знаку и величине снижения перетока мощности по перегружаемой линии. В [32] определяется зависимость, позволяющая снизить перегрузку одной ветви без возникновения новых перегрузок по другим ветвям. В [33–35] определяется последовательность операций, снижающая одну перегрузку, а в [36] – несколько перегрузок. В [31, 33–35] в качестве регулируемой величины выступают токи ветвей, а в [36, 37] – активные мощности перегружаемых ветвей. В [37] в допустимую область вводят напряжения узлов, а в [38] – потери активной мощности. Варианты изменения топологии также различны. Это могут быть и пе-

реключения всех ветвей, и переключения всех ветвей кроме секционных выключателей, и только отключение ветвей.

В [39] 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 [40] Пономаренко И. С. предложил алгоритм поиска таких элементов сети, отключение которых приводит к максимальной перегрузке рассматриваемого элемента. Развитием этой работы стали исследования, опубликованные в [41], где автором для распределительных сетей 6–10 кВ предлагается алгоритм 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. Данный алгоритм позволяет исключить поиск вариантов оперативных переключений в тех случаях, когда режима без перегрузки в принципе не существует. На основе моделирования логики принятия решений диспетчером районных электрических сетей (РЭС) разработан усовершенствованный алгоритм определения состава оперативных переключений для устранения перегрузки в элементах сети, который 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 тогда необходимо использовать другие средства противоаварийного управления.

К таким средствам относится использование устройств FACTS – управляемых (гибких) систем электропередачи переменного тока [42].

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 ба-

зе 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, объединенных 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 (ACK);
- 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 (ФВТ) – вращающаяся машина с питанием статора и ротора от сетей с различной частотой с дополнительным двигателем на валу.

В области фазового управления проводятся обширные исследования. В [43] 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 [43] 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 электропередачи различных классов напряжения в западной зоне Северо-Западной объединенной энергосистемы.

Также можно отметить исследования, проводившиеся на кафедре автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета (НГТУ), по использованию электродинамических эффектов фазовых воздействий при регулировании режимов электроэнергетических систем и систем снабжения промышленных предприятий, содержащих крупные синхронные двигатели [44]. В рамках данных исследований показана возможность разгрузки и перераспределения перетоков мощности между крупными системообразующими элементами на примере связи Кулунда – Урожай в Сибирской объединенной энергосистеме (ОЭС).

В [45] автором опубликованы результаты исследований по устранению перегрузок путем изменения генерации активной мощности, а также путем применения устройств FACTS.

В [46] рассматривается описание предпосылок к разработке нового подхода управления перетоками реактивной мощности в электроэнергетической системе с наличием трехобмоточного силового трансформатора с подключенным к одной из обмоток низкого напряжения источника реактивной мощности.

В [47] предлагается способ ликвидации недопустимой перегрузки оборудования путем комбинирования возможностей устройств FACTS и автоматики от-

ключения 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 электроэнергетической системы (ЭЭС), вызванного аварийными отключениями ЛЭП. Предложенная стратегия управления позволяет учитывать ущерб, наносимый потребителям 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.

Из вышеперечисленного видно, что применение устройств FACTS является 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. [48]. Автором предлагается устройство для ликвидации перегрузки оборудования тупиковой ПС путем комбинирования снижения напряжения и отключения нагрузки. При превышении активной мощностью нагрузки предельно допустимого значения устройство должно устранять возникший дефицит мощности, т. е. выполнить

условие минимального ущерба потребителям. 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 электроприемником мощности. Данное свойство нагрузки подтверждено в результате проведения различных экспериментальных работ, выполненных в СССР [49, 50].

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 РЭНН для решения задач противоаварийного управления, но в то время широкого распространения данный метод не нашел [51]. 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 г. 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 [52].

В [53] автором предлагается РЭНН с целью управления электропотреблением промысловых распределительных электроподстанций в условиях лимитирования мощности и энергии.

В [54] автором решается задача уменьшения потребления активной мощности промпредприятием средствами регулирования напряжения в системе электроснабжения за счет использования РЭНН. При этом обращается внимание на то, что в ряде случаев промпредприятия вынуждены идти на отключение электро-

приемников 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 [55] автором решается задача повышения эффективности управления режимами электропотребления с целью снижения потребления электроэнергии промпредприятием с учетом уменьшения объема выпуска продукции при снижении уровней напряжения в электрической сети предприятия.

Также различными авторами предлагается использовать перераспределение перетоков реактивной и активной мощности с целью ликвидации перегрузки транзитных линий электропередачи [56], однако отсутствуют какие-либо рекомендации по виду, типу и объему применения управляющих воздействий или оперативных команд и оценки положительного эффекта.

Схожие исследования проводились в Англии [57], в рамках которых было определено, что снижение напряжения на 3 % приводит к уменьшению потребления на 1,5 %. Основы метода снижения напряжения (Conservation Voltage Reduction (CVR)) для данных исследований были заложены в 80-е годы [58, 59].

В 2005 г. Hydro-Quebec был реализован пилотный проект по оценке эффективности CVR для экономии электроэнергии в пригородных сетях. В результате было достигнуто снижение потребления на 0,4 % при снижении напряжения на 1 % [60].

В 2007 г. Northwest Energy Efficiency Alliance (NEEA) провел эксперименты по исследованию CVR с участием 11 коммунальных предприятий, 10 подстанций и 31 фидера. Было определено, что снижение напряжения на 1 % приводит к снижению спроса на 0,25–1,3 %. При этом в данных сетях можно осуществить снижение напряжения на 1–3,5 % [61].

В 2010 г. BC Hydro изучала реализацию CVR в распределительных сетях, в результате чего было зафиксировано снижение потребления электроэнергии на 1 % в течение всего года (на 1,1 % в зимнее время) при снижении напряжения сети на 1 % [62].

В 2014 г. ESB Networks были проведены исследования эффективности CVR. Объектом исследования были два сельских фидера и городская подстанция с 8 отходящими фидерами. РЭНН составил при этом от 0,58 до 0,98 [63].

В 2015 г. Electricity North West Limited были проведены испытания по исследованию влияния уровня напряжения на электропотребление, которые задействовали 15 подстанций. В рамках исследований производили изменение коэффициента трансформации на 1 ступень, после чего проводились замеры. В результате исследований, которые заняли год, РЭНН был оценен в 1,3 % для бытовых узлов, 1,48 % для промышленных узлов, 1,22 % для смешанных узлов [64].

В [65] авторы с помощью серии коротких четырехчасовых экспериментов в 2012 г. и часовых экспериментов в 2013 г. оценили эффект CVR в 0,7–0,8.

В [66] было установлено, что снижение напряжения на 1,5 % приводит к снижению потребления бытовых потребителей на 1,4 %, что соответствует коэффициенту CVR в 0,93. В моменты пиковой нагрузки было зарегистрировано 1,1 % снижения потребления для бытовой нагрузки, что соответствует коэффициенту CVR в 0,73.

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 РЭНН. Объекты исследований сторонних авторов ограничиваются маломасштабными электрическими сетями, выражающимися 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 РЭНН, все еще недостаточно проработаны.

1.4. Выводы к главе 1

- Проведен анализ 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. Проведен анализ наиболее крупных системных аварий XX и XXI века. Определено, что одним из наиболее тяжелых аварийных процессов является перегрузка и последующее отключение системных линий электропередачи, что приводит к развитию системной аварий. Выделены ошибки, совершенные оперативным персоналом при ликвидации аварийных нарушений. Отмечена недостаточная эффективность противоаварийных мероприятий, основанных на использовании РЭНН, заключающаяся в том, что при осуществлении мероприятий, направленных на использование данного эффекта, не была учтена работа автоматики генерирующего и трансформаторного оборудования.

3. Проведен анализ 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 РЭНН.

2.РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ ЗНАЧЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЙ В УЗЛАХ-ГЕНЕРАТОРАХ И КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ СИСТЕМООБРАЗУЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

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

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

$$P = F_1(U, \omega_*); \quad (2.1)$$

$$Q = F_2(U, \omega_*), \quad (2.2)$$

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 СХН по напряжению, отражающие изменения потребления мощности при медленном изменении напряжения, и СХН по частоте, которые отражают изменения потребления мощности при медленном изменении частоты [67]. 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_{norm} 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 нецелесообразно. Таким образом, в относительных единицах, общепринятых для статических характеристик нагрузки, в нормальном режиме $\omega=1$, $U=1$, $P=1$, $Q=1$.

Выражения вида (2.1) и (2.2) часто аппроксимируются полиномами вида

$$P = 1 - a_p - b_p - c_p + a_p U + b_p U^2 - c_p \omega_*; \quad (2.3)$$

$$Q = 1 - a_q - b_q - c_q + a_q U + b_q U^2 - c_q \omega_*, \quad (2.4)$$

где все коэффициенты $a_p, b_p \dots c_q$ постоянны [68, 69].

Несмотря на то, что зависимости величины нагрузки от частоты и напряжения содержат и другие составляющие, вводить их в уравнение не имеет особого смысла. Это объясняется тем, что обычно рассматриваются режимы, в которых частота равна номинальной или близка к ней, точность определения характеристик нагрузки как расчетным, так и экспериментальным путем достаточно невелика и надежно аппроксимировать реальные зависимости (2.1), (2.2) более сложными полиномами обычно не удается.

Особый интерес с точки зрения управления утяжеленными режимами энергосистем представляют СХН по напряжению и обусловленный ими РЭНН для активной и реактивной мощности, который достаточно правильно характеризует изменение нагрузки при малых отклонениях напряжения [68–70].

Статические характеристики асинхронных двигателей

На рисунках 2.1 и 2.2 представлены статические характеристики асинхронного двигателя, 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 при этом 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 двигателя. Изменение потребления фиксировалось с помощью ваттметров, установленных на каждом замеряющем фидере.

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 изме-

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

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{(P_{\text{л}} + Q_{\text{л}})^2}{U_{\text{л}}^2} \cdot R_{\text{л}}, \quad (2.5)$$

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

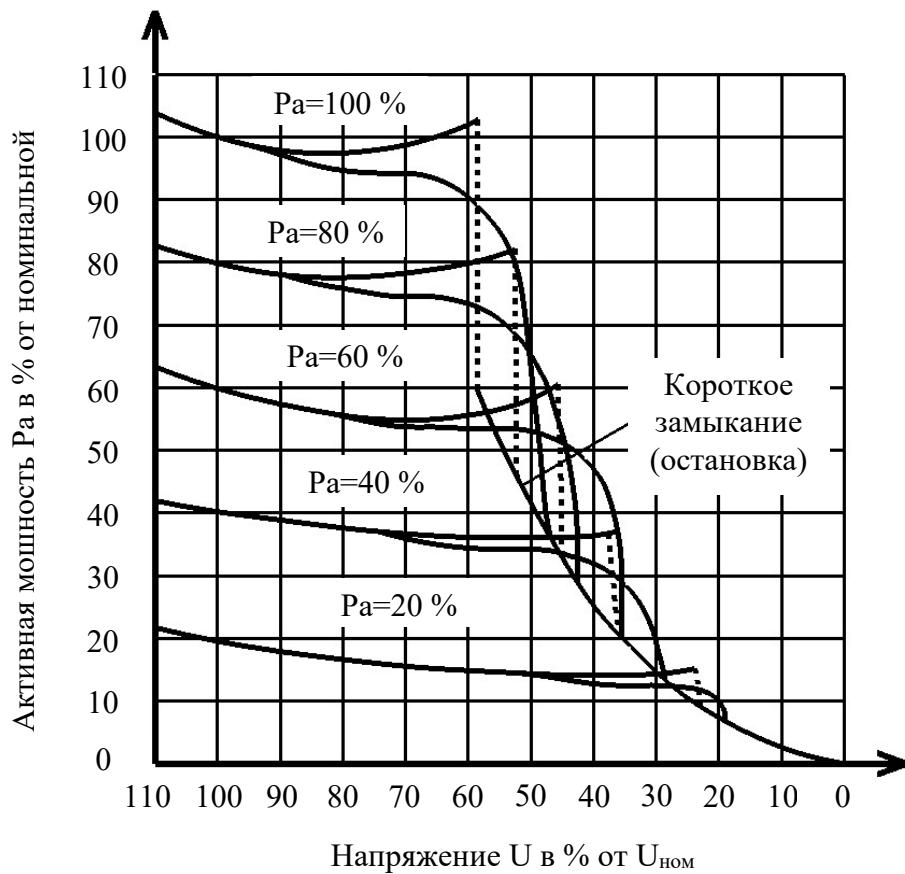


Рисунок 2.1. Зависимость активной нагрузки электродвигателя от напряжения

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 (см. рисунок 2.1). Данные выводы полностью подтверждаются экспериментами, проведенными в 1933–34 гг. и в 1938–39 гг. [71].

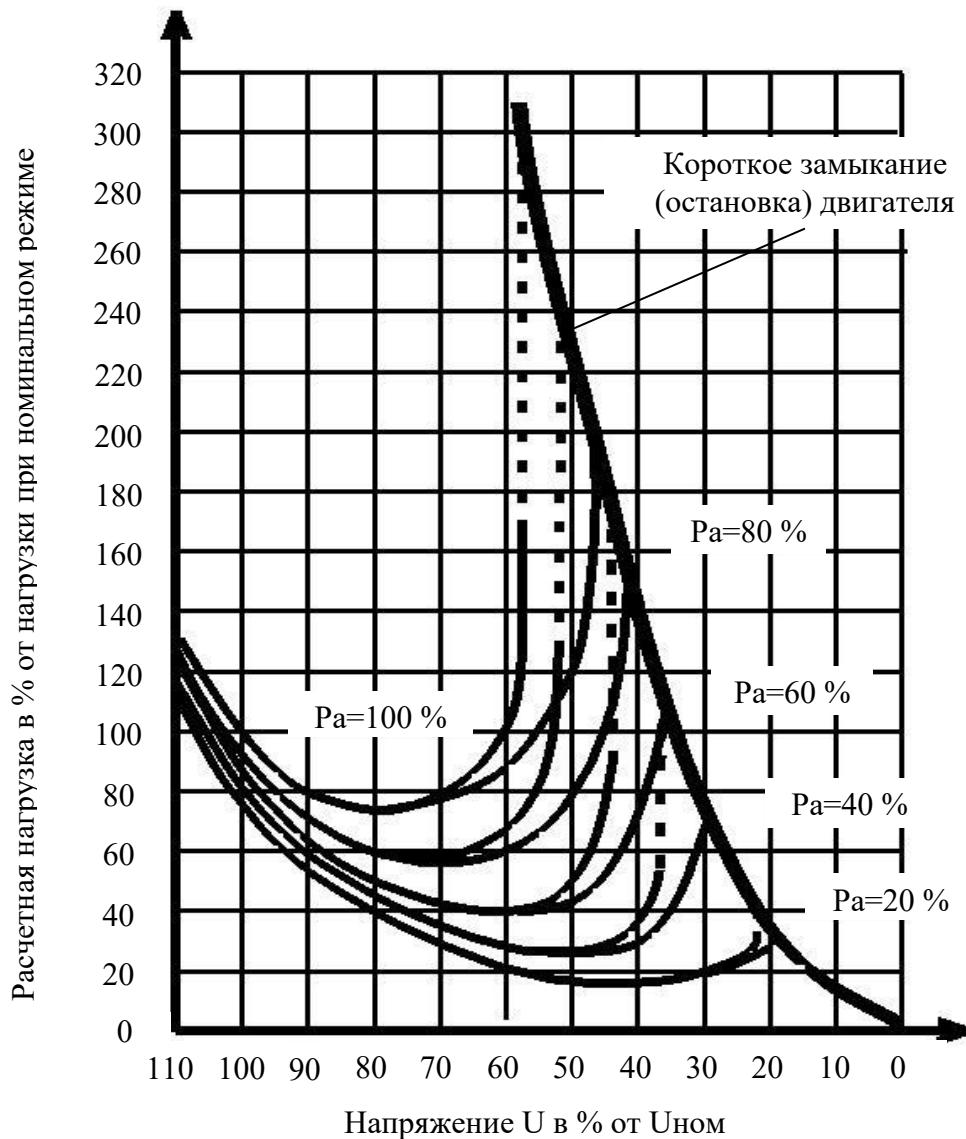


Рисунок 2.2. Зависимость реактивной нагрузки электродвигателя от напряжения

На рисунке 2.3 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 показывают зависимость активной и реактивной мощностей, потребляемых или выдаваемых преобразователем, в зависимости от напряжения, подведенного к нему (рисунок 2.4).

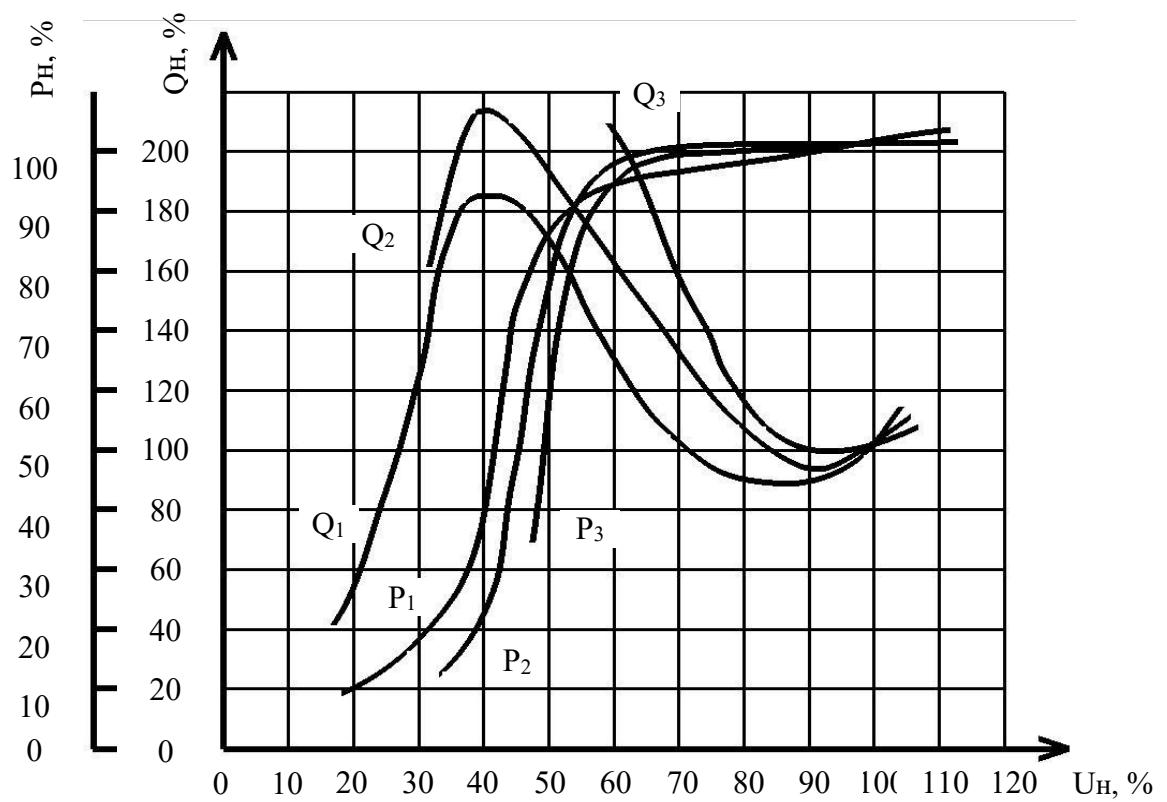


Рисунок 2.3. Статические характеристики асинхронной нагрузки

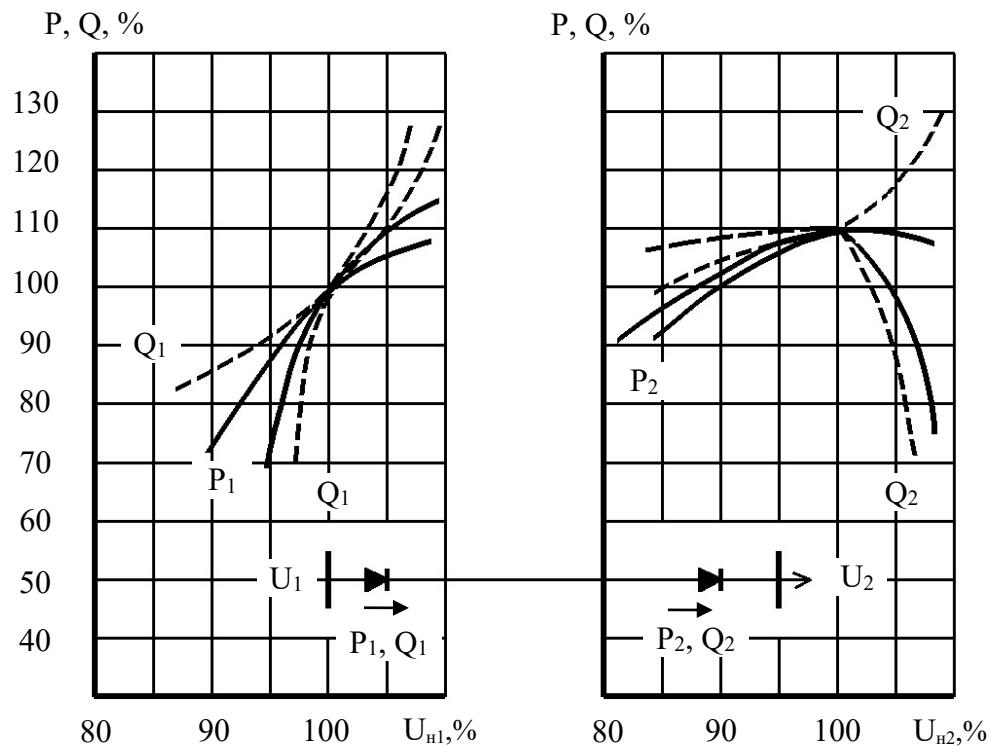


Рисунок 2.4. Характеристики преобразовательной нагрузки

На рисунке 2.5 показаны характеристики установок, питающих электролизную нагрузку.

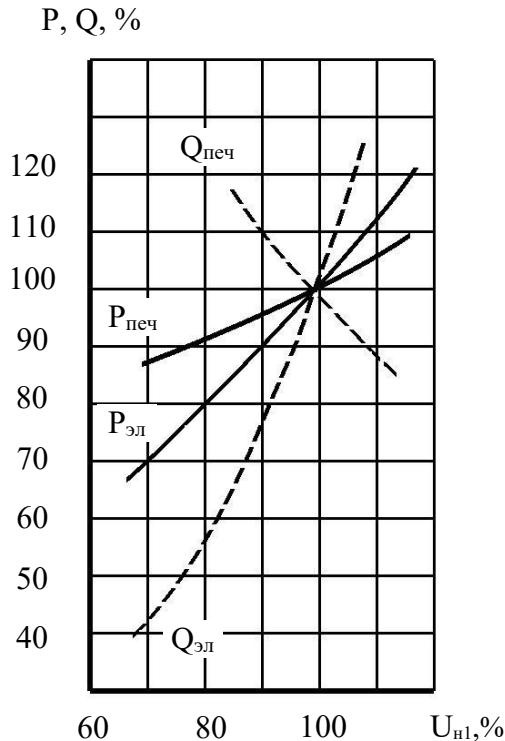


Рисунок 2.5. Характеристики электролизных установок

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

$$P, Q \propto U. \quad (2.6)$$

Карборундовые печи потребляют также реактивную мощность.

Статические характеристики синхронных двигателей

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

$$P(U) = P_{\text{ном}}. \quad (2.7)$$

Ввиду этого регулирующий эффект (РЭ) по напряжению для активной мощности у синхронного двигателя будет равен нулю (рисунок 2.6).

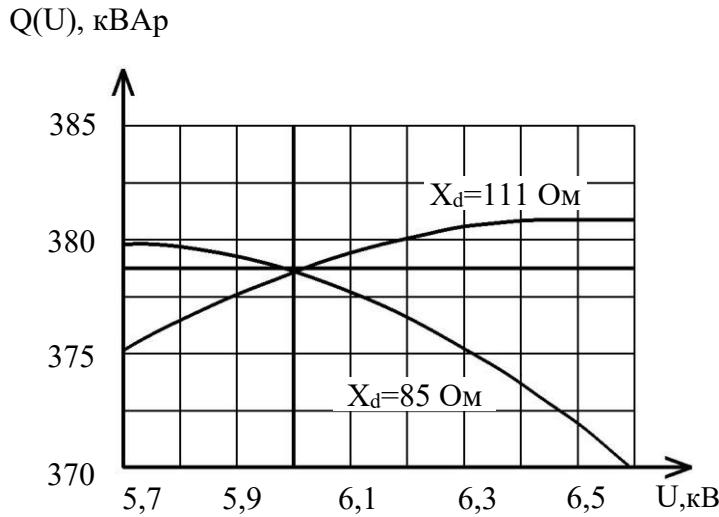


Рисунок 2.6. Статические характеристики реактивной мощности синхронного двигателя

Статические характеристики источников реактивной мощности

Реактивная мощность батареи статических конденсаторов (БСК) определяется по формуле

$$Q = -3\omega C U_\phi^2, \quad (2.8)$$

где Q – потребляемая реактивная мощность; ω – частота; U_ϕ – фазное напряжение сети.

Графически зависимость реактивной мощности, потребляемой БСК, представлена на рисунке 2.7.

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

$$Q_C = -\frac{3U_\phi^2}{X_C}; Q_L = \frac{3U_\phi^2}{X_L}, \quad (2.9)$$

где Q_C – емкостная реактивная мощность; Q_L – индуктивная реактивная мощность; X_C – емкостное сопротивление; X_L – индуктивное сопротивление; U_ϕ – фазное напряжение.

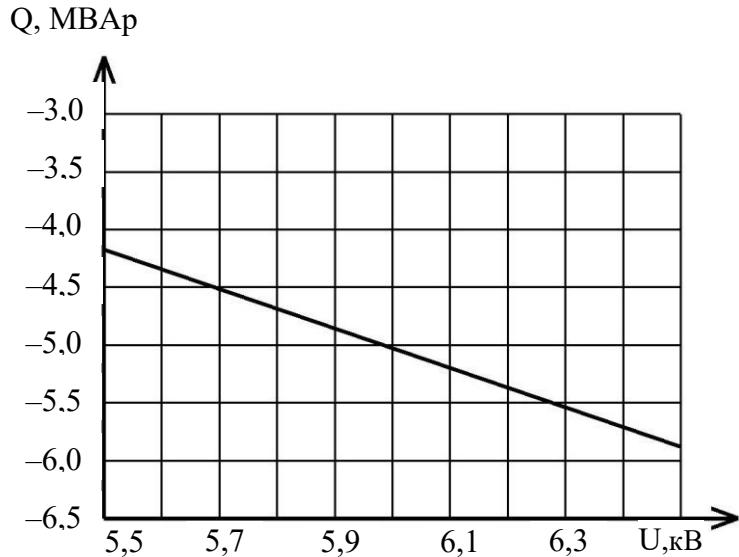


Рисунок 2.7. Статическая характеристика БСК

Общий вид СХ для СТК примет следующий вид:

$$Q(U) = \begin{cases} -\frac{3U_\phi^2}{X_C} & U_\phi < U_{\phi 1} \\ k_0(U_{\phi 0} - U_\phi) & U_\phi < U_\phi < U_{\phi 2} \\ \frac{3U_\phi^2}{X_L} & U_\phi > U_{\phi 2} \end{cases}. \quad (2.10)$$

Статические характеристики осветительной нагрузки

Потребляемая активная мощность осветительной нагрузки (рисунок 2.8), состоящей из ламп накаливания, зависит от сопротивления, которое меняется в соответствии с поданным напряжением:

$$P = \frac{U^2}{R(U)}, \quad (2.11)$$

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 (2.11) в общем виде аппроксимируется следующим выражением:

$$P = P_{nom} \left(\frac{U}{U_{nom}} \right)^{1,6}, \quad (2.12)$$

где P_{nom} – номинальная активная мощность осветительной нагрузки; U_{nom} – номинальное значение напряжения.

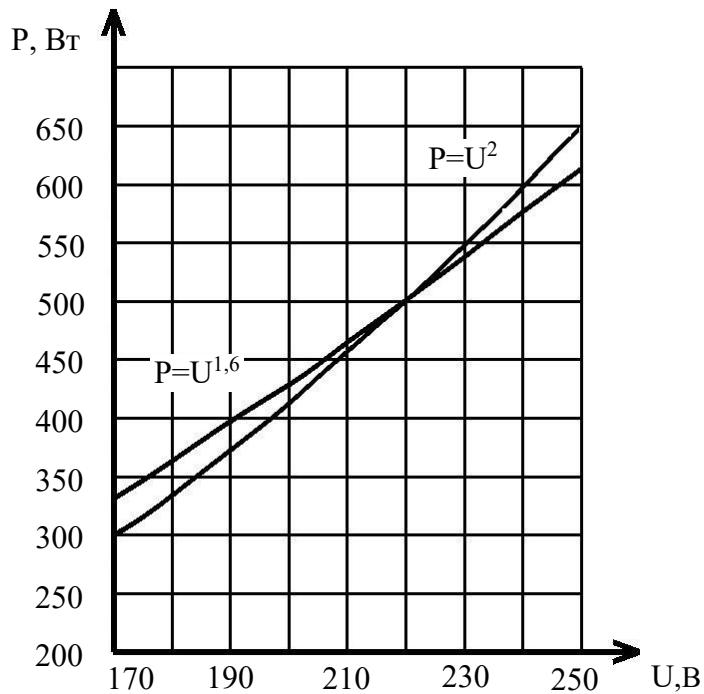


Рисунок 2.8. Зависимость активной мощности от напряжения для осветительной нагрузки, состоящей из ламп накаливания

Статические характеристики по напряжению люминесцентных ламп (рисунок 2.9) несколько отличаются:

$$P = P_{nom} \left(\frac{U}{U_{nom}} \right)^{1,9}; \quad (2.13)$$

$$Q = Q_{nom} \left(\frac{U}{U_{nom}} \right)^{1,5}. \quad (2.14)$$

Таким образом, на интервале изменения значений напряжения в $\pm 15\% U_{nom}$ СХН характеризуются пологой зависимостью и отсутствуют резкие изменения режима потребления, что можно использовать в рамках оперативного управления электрическими режимами энергосистем.

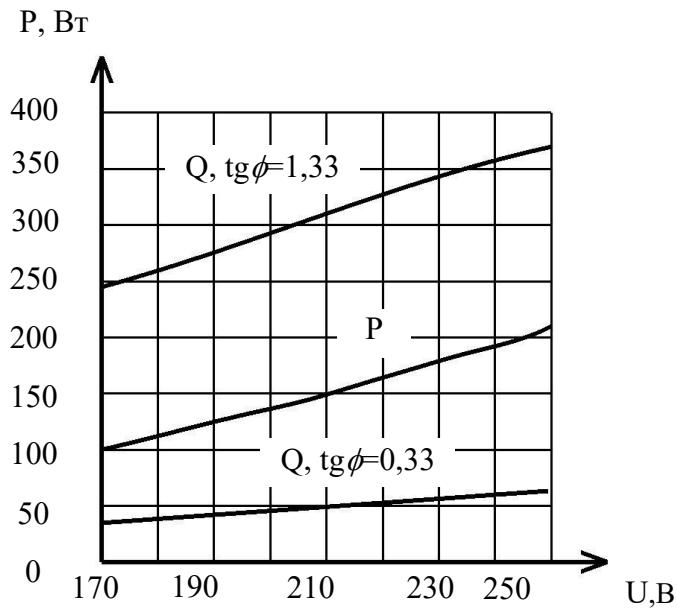


Рисунок 2.9. Статические характеристики осветительной нагрузки, состоящей из люминесцентных ламп

Узел комплексной нагрузки

Как видно, СХН 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, основным способом получения которых является проведение активного эксперимента.

В 60-х годах во Всесоюзном научно-исследовательском институте электроэнергетики (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 (рисунки 2.10, 2.11).

Составы нагрузки различались и были 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).

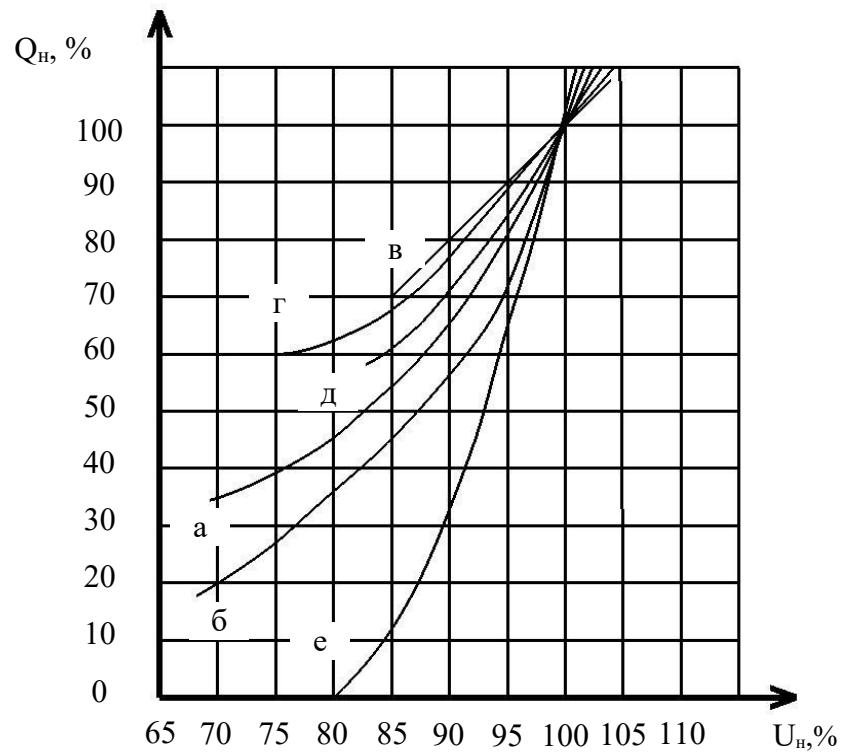


Рисунок 2.10. Статические характеристики активной мощности узлов комплексной нагрузки: а, б – узла 1; в, г – узла 2; д – узла 3; е – узла 4

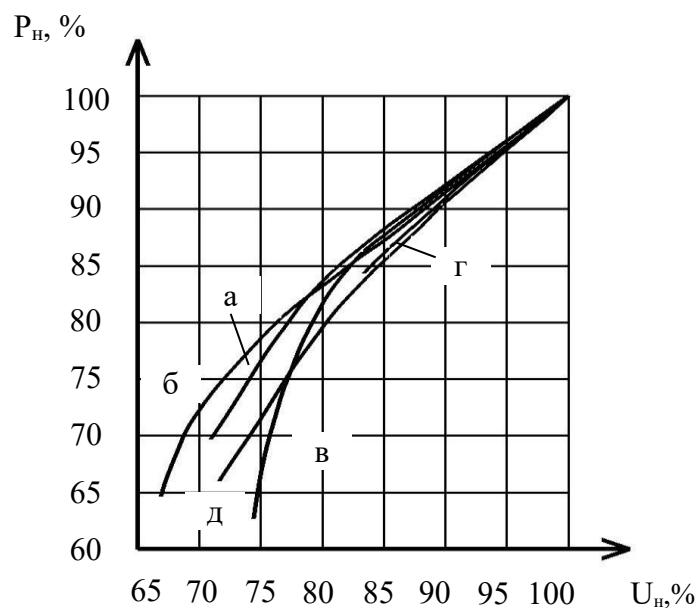


Рисунок 2.11. Статические характеристики реактивной мощности узлов комплексной нагрузки: а, б – узла 1; в, г – узла 2; д – узла 3; е – узла 4

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 [50, 53] (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Типовые коэффициенты РЭНН

Вид нагрузки	РЭНН	
	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 $U = 0,85U_{nom}$. В этих случаях регулирующий эффект нагрузки (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 автоматического регулирования возбуждения (APB) 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 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 [72, 73]. Диапазон изменения напряжения составил 15 %. Данные снимали с помощью цифрового анализатора электропотребления, подключенного к вторичным цепям трансформатора тока (ТТ) и трансформатора напряжения (ТН).

В течение эксперимента с помощью устройства РПН изменялось напряжение на второй секции шин 6 кВ. При этом продолжительность работы на каждой ступени составляла 2 мин. В результате активного эксперимента был получен массив данных, на основе которых были построены графики изменения напряжения, активной и реактивной мощности (рисунки 2.12–2.14).

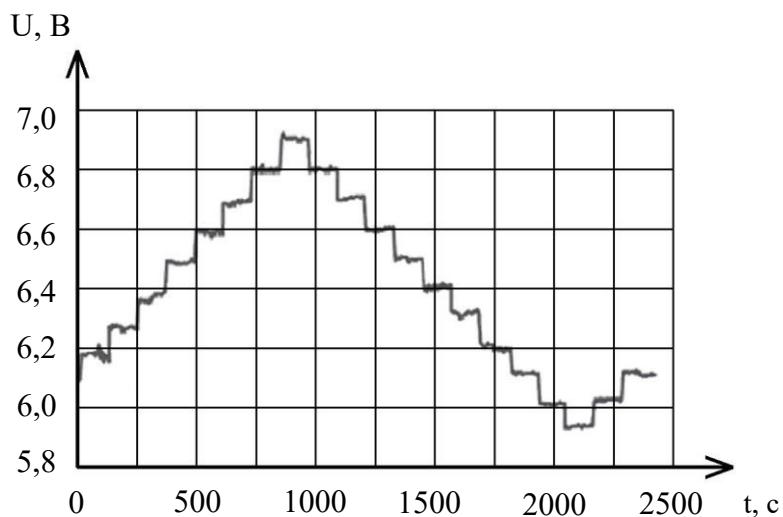


Рисунок 2.12. График изменения напряжения

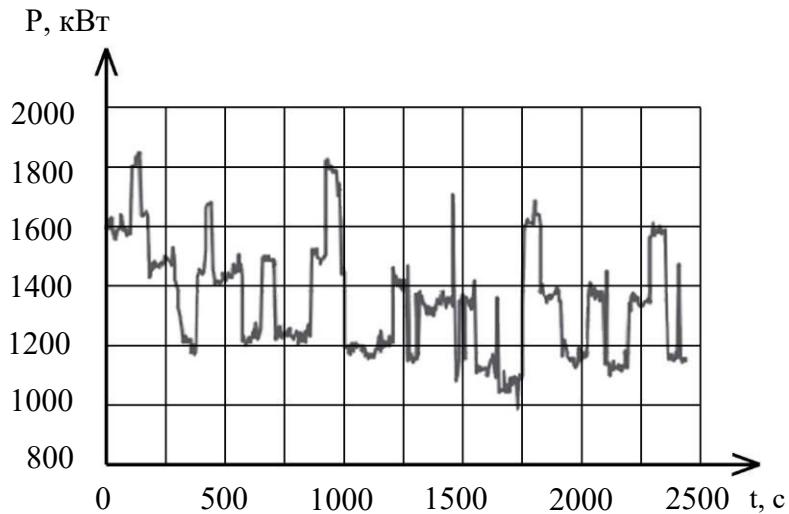


Рисунок 2.13. Графики изменения активной мощности

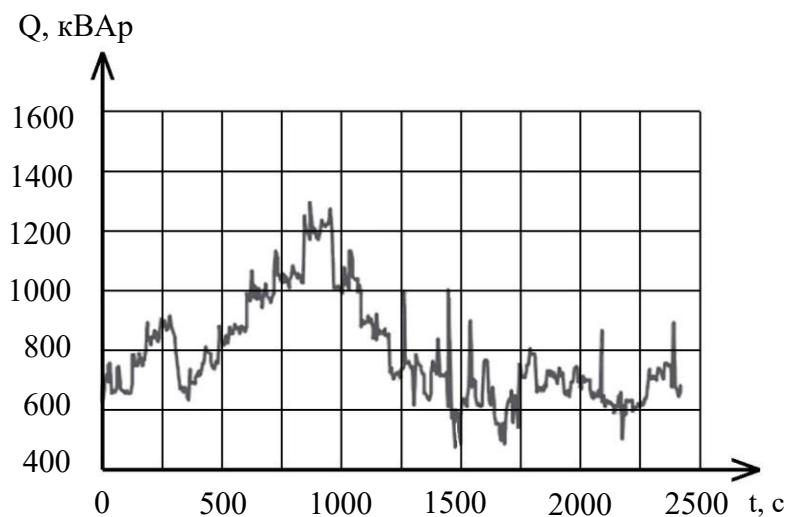


Рисунок 2.14. Графики изменения реактивной мощности

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

$$P(U) = P_{\text{ном}} \left[1,481 - 2,277 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right) + 1,796 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right]; \quad (2.15)$$

$$Q(U) = Q_{\text{nom}} \left[52,048 - 108,651 \left(\frac{U}{U_{\text{nom}}} \right) + 57,599 \left(\frac{U}{U_{\text{nom}}} \right)^2 \right], \quad (2.16)$$

где P_{nom} – номинальная активная мощность нагрузки; $P(U)$ – расчетная активная мощность нагрузки; Q_{nom} – номинальная реактивная мощность нагрузки; $Q(U)$ – расчетная реактивная мощность нагрузки; U_{nom} – номинальное напряжение узла; U – расчетное напряжение в узле. Исходя из полиномов (2.15, 2.16) можно оценить РЭНН данного узла (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – 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 [74]:

$$P(U) = P_{\text{nom}} \left[0,83 - 0,3 \left(\frac{U}{U_{\text{nom}}} \right) + 0,47 \left(\frac{U}{U_{\text{nom}}} \right)^2 \right]; \quad (2.17)$$

$$Q(U) = Q_{\text{nom}} \left[3,7 - 7 \left(\frac{U}{U_{\text{nom}}} \right) + 4,3 \left(\frac{U}{U_{\text{nom}}} \right)^2 \right]. \quad (2.18)$$

При этом РЭНН для данных СХН будет следующим (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – 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 РЭНН $k_P, k_Q > 0$ снижение потребляемой мощности будет достигаться за счет снижения напряжения, а при РЭНН $k_P, k_Q < 0$ снижение потребления будет достигаться при увеличении напряжения. При этом в случае $k_P, k_Q = 0$ РЭНН не будет проявляться и изменение напряжения на шинах не приведет к изменению режима потребления электроприемников.

Снижение электропотребления путем изменения напряжения на шинах нагрузки в зависимости от ее 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 [52]. Были проведены расчеты на базе персональной электронно-вычислительной машины (ПЭВМ) «Искра-1030» по разработанной программе расчета параметров установившихся режимов RSET. Для решения данной задачи в программу были введены корректировки активных и реактивных мощностей электроприемников в соответствии с их статическими характеристиками.

В результате расчетов было определено, что при снижении напряжения на 5 и 10 % наблюдается снижение потребляемой активной мощности на 6,16 и 10,4 % соответственно. При этом снижение напряжения приводит 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» сельских электрических сетей (СЭС), которые питают преимущественно сельскохозяйственных потребителей. Фиксация измерений напряжения, активной мощности и тока проводилась через 0,5–1 мин. Продолжительность – 15–20 мин. 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. Похожие значения 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 (рисунок 2.15) считается нормальным и не приводит к негативному влиянию на потребителя.

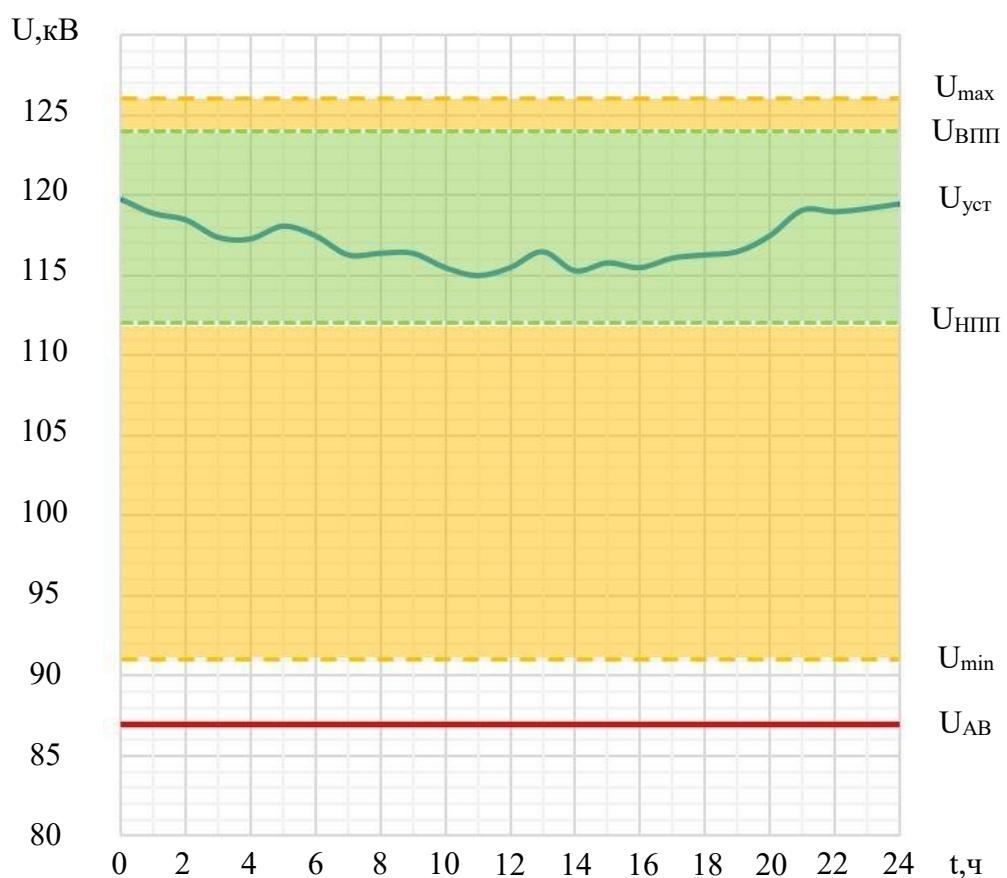


Рисунок 2.15. График изменения напряжения узла 110 кВ

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 течение дня значение напряжения в контрольных пунктах может изменяться на несколько процентов.

Также необходимо учесть РЭ 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 РЭ электроэнергии. Однако согласно [75] «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 РЭ электроэнергии будет проявляться слабо.

2.2. Синтез оптимизационного алгоритма на основе метода приведенного градиента

В разработанной методике, основанной на использовании РЭНН, 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.

$$I_{y_{k,j}} < I_{\max_{k,j}}, \quad (2.19)$$

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

Также в качестве ограничений выступают уровни напряжения контрольных пунктов, значения которых определяются исходя из условий статической и дина-

мической устойчивости:

$$U_{\min_n} < U_{y_n} < U_{\max_n}, \quad (2.20)$$

где U_{\min_n} – минимальное напряжение в узле нагрузки n ; U_{y_n} – установившееся значение напряжения в узле нагрузки n ; U_{\max_n} – максимальное значение напряжения 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:

$$k_{mp_min} < k_{mp} < k_{mp_max}, \quad (2.21)$$

где k_{mp_min} – минимальное значение коэффициента трансформации; k_{mp} – заданное значение коэффициента трансформации; k_{mp_max} – максимальное значение коэффициента трансформации.

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

$$I_{\Delta I_{\text{связи}}} = \left| \frac{S_{\mathcal{E}\mathcal{E}C_{\text{уч}}}(U)}{U_{\text{л}}} - \frac{S_{\mathcal{E}\mathcal{E}C_y}(U)}{U_{\text{л}}} - \Delta I \right| \rightarrow \min, \quad (2.22)$$

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

$$\Delta I = I_{ycm} - I_{\max}; \quad (2.23)$$

$$S_{\mathcal{E}\mathcal{E}C}(U) = \sum S_n(U_n) = \sum \sqrt{P_{\text{ном}_n} \cdot \left[0,83 - 0,3 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}_n}} + 0,47 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}_n}} \right)^2 \right]^2 + Q_{\text{ном}_n} \cdot \left[3,7 - 7 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}_n}} + 4,3 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}_n}} \right)^2 \right]^2}; \quad (2.24)$$

$$U_{\text{z}} = \sqrt{3} \cdot \frac{U_k + U_j}{2}, \quad (2.25)$$

где I_{ycm} – 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 [76]. В его основе лежит метод приведенного градиента, используемый для решения задач оптимизации [77].

1. Расчет электрического режима методом Ньютона.

1.1. Формирование таблицы ветвей.

1.2. Формирование матрицы уравнений небалансов мощностей для каждого узла:

$$W(X) = 0; \quad (2.26)$$

$$X = \begin{pmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \dots \\ \delta_{n-1} \\ U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_{n-1} \end{pmatrix}; W(X) = \begin{pmatrix} w_{P_1}(x) \\ w_{P_2}(x) \\ \dots \\ w_{P_{n-1}}(x) \\ w_{Q_1}(x) \\ w_{Q_2}(x) \\ \dots \\ w_{Q_{n-1}}(x) \end{pmatrix}; \quad (2.27)$$

$$w_{P_k} = P_k - g_{k,k} U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (g_{k,j} \cos \delta_{k,j} - b_{k,j} \cos \delta_{k,j}); \quad (2.28)$$

$$w_{Q_k} = Q_k - b_{k,k} U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (b_{k,j} \cos \delta_{k,j} - g_{k,j} \cos \delta_{k,j}), \quad (2.29)$$

где X – вектор-столбец искомых переменных; $W(X)$ – система уравнений балансов мощностей для каждого узла; δ – угол отклонения между фазами напряжений; U – напряжение в узле; $w_P(x)$ – уравнение 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 – активная и реактивная мощности узла; g, b – активная и реактивная проводимости ветви; k, j – номера узлов.

1.3. Выбор начальных приближений для искомых переменных.

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

1.4. Формирование матрицы Якоби:

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \begin{vmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}, \quad (2.30)$$

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:

$$X^{(i+1)} = X^i - \left\| \frac{\partial W}{\partial X}(X^i) \right\|^{-1} W(X^i), \quad (2.31)$$

где i – шаг итерации.

Результатом выполнения данного цикла являются новые значения напряжений и углов отклонений фаз напряжений в соответствии с выбранными на шаге 1.3 приближениями. Поэтому для расчета электрического режима с заданной точностью необходимо повторить шаги 1.2–1.5 вплоть до достижения допустимой погрешности расчета.

2. Определение токовой нагрузки ветвей схемы.

На данном этапе определяется токовая загрузка ветвей схемы в соответ-

ствии с результатами вычислений предыдущего шага.

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

$$U'_n = U_{y_n}; \quad (2.32)$$

$$U''_n = U_{y_n} \cdot \sin(\delta_{y_n}). \quad (2.33)$$

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:

$$I'_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - U'_{j'}) \cdot g_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - U''_{j'}) \cdot b_{k,j}; \quad (2.34)$$

$$I''_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - U'_{j'}) \cdot b_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - U''_{j'}) \cdot g_{k,j}. \quad (2.35)$$

При этом при расчете трансформаторной ветви необходимо учитывать коэффициент трансформации и приводить напряжения к базисному значению. В качестве базисного значения выбираются напряжения узла начала. Например, для трансформаторной ветви $k-j$, где узел k является узлом высокого напряжения, а узел j – узлом низкого напряжения, формулы (2.35) и (2.36) примут следующий вид:

$$I'_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - \frac{U'_j}{k_{mp}}) \cdot g_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - \frac{U''_j}{k_{mp}}) \cdot b_{k,j}; \quad (2.36)$$

$$I''_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - \frac{U'_j}{k_{mp}}) \cdot b_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - \frac{U''_j}{k_{mp}}) \cdot g_{k,j}. \quad (2.37)$$

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

$$P_{y_{k,j}} = \sqrt{3} \cdot (U'_k \cdot I'_{y_{k,j}}) + \sqrt{3} \cdot (U''_k \cdot I''_{y_{k,j}}); \quad (2.38)$$

$$Q_{y_{k,j}} = \sqrt{3} \cdot (U''_k \cdot I'_{y_{k,j}}) - \sqrt{3} \cdot (U'_k \cdot I''_{y_{k,j}}); \quad (2.39)$$

$$S_{y_{k,j}} = \sqrt{P_{y_{k,j}}^2 + Q_{y_{k,j}}^2}. \quad (2.40)$$

После этого определяется значение полного тока в ветвях схемы:

$$I_{y_{k,j}} = \sqrt{I_{y_{k,j}}^2 + I''_{y_{k,j}}^2}. \quad (2.41)$$

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

3. Определение уточненного значения ΔI :

$$\Delta I = I_{ycm} - I_{\max}. \quad (2.42)$$

4. Формирование целевой функции:

$$I[X'(Y'), Y'], \quad (2.43)$$

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

5. Проверка выполнения заданных ограничений:

$$U_{\min_n} < U_{y_n} < U_{\max_n}; \quad (2.44)$$

$$I_{y_{k,j}} < I_{\max_{k,j}}; \quad (2.45)$$

$$k_{\min} < k_{mp} < k_{\max}. \quad (2.46)$$

6. Определение градиента неявной функции:

$$\frac{\partial I}{\partial Y'} = \frac{\partial I}{\partial Y'}|_0 + \frac{\partial I}{\partial W} \cdot \frac{\partial W}{\partial Y'}, \quad (2.47)$$

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

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

ных производных $\frac{\partial w_{P,k}}{\partial Y'_j}, \frac{\partial w_{Q,k}}{\partial Y'_j}$, определяемых из явных зависимостей

$w_{P,k}(Y'), w_{Q,k}(Y')$; $\frac{\partial I}{\partial W} = \left(\frac{\partial I}{\partial W_P} \frac{\partial I}{\partial W_Q} \right)$ – вектор-строка частных производных, при-

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

$$\begin{vmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}^T \cdot \begin{vmatrix} \frac{\partial I}{\partial W_P} \\ \frac{\partial I}{\partial W_Q} \end{vmatrix} = - \begin{vmatrix} \frac{\partial I}{\partial U} \\ \frac{\partial I}{\partial \delta} \end{vmatrix}. \quad (2.48)$$

7. Определение независимых переменных:

$$Y^{i^i} = Y^{i-1} - \frac{\partial I}{\partial Y^i} \cdot t_0, \quad (2.49)$$

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

8. Определение зависимых переменных.

С помощью расчета электрического режима методом Ньютона в соответствии с шагами 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 шагов 2–8 вплоть до достижения допустимой погрешности расчетов.

В результате выполнения данного алгоритма определяются значения независимых переменных U_{n_n} 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, снижение потребляемой энергосистемой мощности приведет к уменьшению значения тока, протекающего по системной линии.

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

$$P_{НОН} = P_{сальдо_исх} - P_{сальдо_уст}. \quad (2.50)$$

2.3. Рекомендации по применению регулирующего эффекта нагрузки

На основе информации, приведенной выше, сформулированы рекомендации

по применению РЭНН 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 которому 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 $P_{\text{ен}} = \text{const}$ 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 должны 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 нагрузкой 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 отпаек РПН

трансформаторов может потребоваться на порядок больше времени в зависимости от типа используемого оборудования. Например, согласно регламентирующими документами [78] время переключения отпайки устройства РПН на одну ступень составляет 5,4 с. Однако ввиду специфики оперативных переключений время, затраченное на ввод данной оперативной команды, будет значительно больше ввиду дополнительных затрат времени:

- на формирование команды диспетчерским персоналом;
- на передачу команды нижестоящему оперативному персоналу;
- на выполнение полученной команды персоналом объектов энергетики;
- на уведомление диспетчера 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 инициирующим 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 поставарийного и утяжеленного режима. В данных режимах допускается отклонение одного параметра от нормально допустимых значений, но не ниже аварийно допустимых. При этом время существования данных режимов составляет 20 и 40 мин соответственно, что в сумме дает 60 мин [6].

Предлагаемый вариант оперативной разгрузки межсистемной связи 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 перетоков 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 РЭНН 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, так же как и ее решение, мало отличается от вышеописанной, за исключением рассматриваемых временных интервалов. Если ранее речь шла о временных рамках порядка десятков минут, то здесь 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 возможной 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 ре-

зультатов 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.

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 уменьшении тока возбуждения генераторов станций I_e дефицитной энергосистемы, что приведет к уменьшению выдаваемой станцией реактивной мощности Q_{gen} и уменьшению заданного напряжения U_{3d} 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 перетоков реактивной мощности может привести к загрузке системных связей по реактивной составляющей и полностью нивелировать положительный РЭНН. Также при глубоком снижении напряжения становится возможным пере-

ход 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 переключения без возбуждения (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 напряжений станции оказывает небольшое влияние, необходимо использовать другие методы снижения напряжения.

К таким методам можно отнести изменение коэффициента трансформации k_{mp} 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, притом что напряжение системной связи останется неизменным. При этом необходимо учесть, что если уставки по напряжению U_{zd} на электростанциях изолированной энергосистемы останутся без корректировки, 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 точечно 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 коммутации 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 применять методы, основанные на коммутации управляемых шунтирующих реакторов в сети 500 кВ.

Еще одним способом снижения напряжения в сети высокого напряжения дефицитной энергосистемы является коммутация 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 Центрального диспетчерского управления Единой энергосистемы (ЦДУ ЕЭС) в 1997–1999 годах. Согласно отчетам, на период 1999 г. мощность таких источников реактивной мощности для объединенного диспетчерского управления (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 [79].

Также для увеличения эффективности управления электроэнергетическим режимом можно комбинировать различные способы регулирования. Например, использовать снижение напряжения как путем изменения уставок по напряжению U_{30} на электростанциях, так и за счет снижения напряжения на межсистемных подстанциях путем изменения коэффициентов 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 РЭНН.

Таким образом, выбор способа регулирования напряжения в энергосистеме зависит от каждой конкретной решаемой задачи и временных интервалов, отведенных на ее решение.

2.4. Выводы к главе 2

1. Проведен анализ статических характеристик нагрузки по напряжению и осуществлена оценка РЭНН. Показано, что при РЭНН $k_P, k_Q > 0$ снижение потребляемой мощности будет достигаться за счет снижения напряжения, при РЭНН $k_P, k_Q < 0$ снижение потребления будет достигаться при увеличении напряжения, а в случае $k_P, k_Q = 0$ РЭНН не будет проявляться. Сформулированы предпосылки применения РЭНН в области оперативного управления утяжеленными режимами, заключающиеся в выявлении зависимостей снижения потребляемой нагрузкой мощности от напряжения в сети.

2. 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.

3. Сформулированы рекомендации по использованию РЭНН в практике планирования и управления электрическими режимами.

3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИК ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЗАГРУЗКОЙ МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ

3.1. Моделирование элементов энергосистем

Для совершенствования методик снижения недопустимой перегрузки межсистемного элемента были синтезированы модели энергосистем, включающие в себя генераторы, трансформаторы, линии электропередачи и узлы нагрузки. Ввиду вариативности способов моделирования далее описываются и обосновываются выбранные способы представления элементов моделей [80, 81].

Линии электропередачи

При расчетах установившихся режимов высоковольтные линии электропередачи на напряжение 110 кВ длиной, не превышающей 300 км, представляются П-образной схемой замещения (рисунок 3.1).

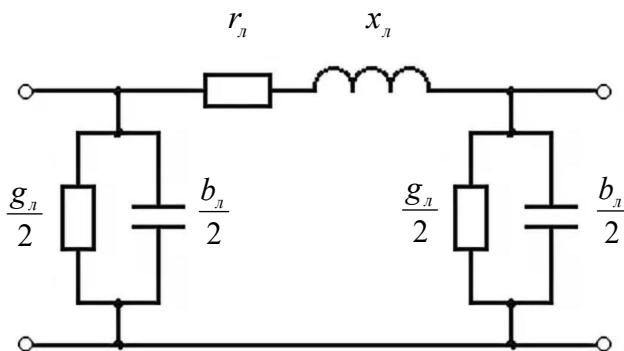


Рисунок 3.1. П-образная схема замещения воздушной линии электропередачи

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

$$R_l = r_0 l; \quad (3.1)$$

$$X_l = x_0 l, \quad (3.2)$$

где r_0 – удельное сопротивление при температуре провода +20 °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:

$$x_0 = 0,144 \lg(D_{cp} / r_{np}) + 0,0157; \quad (3.3)$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}, \quad (3.4)$$

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_λ , которая соответствует потерям активной мощности на корону и токи утечки через изоляторы, и реактивную проводимость b_λ , соответствующую емкостной проводимости линии на землю.

$$b_\lambda = b_0 l; \quad (3.5)$$

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{r_{np}}} \cdot 10^{-6}, \quad (3.6)$$

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 электропередачи напряжением 110 кВ и выше. Поэтому П-образная схема для линии 110 кВ будет выглядеть следующим образом (рисунок 3.2).

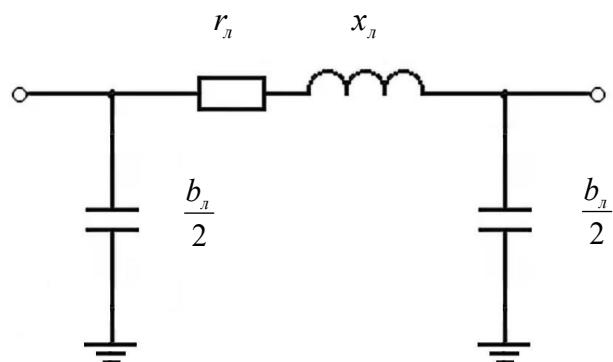


Рисунок 3.2. Схема замещения линий электропередачи 110 кВ и выше

Также вместо емкостной проводимости можно использовать зарядную мощность линии Q_c :

$$Q_c = \frac{1}{2} U^2 b_l, \quad (3.7)$$

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

Тогда схема примет следующий вид (рисунок 3.3).

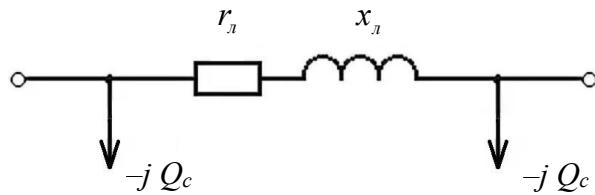


Рисунок 3.3. Схема замещения линий электропередачи 110 кВ и выше

Трансформаторы

В сетях 220 кВ и ниже наиболее часто применяются двухобмоточные трансформаторы. Простейшая схема замещения такого трансформатора представлена на рисунке 3.4.

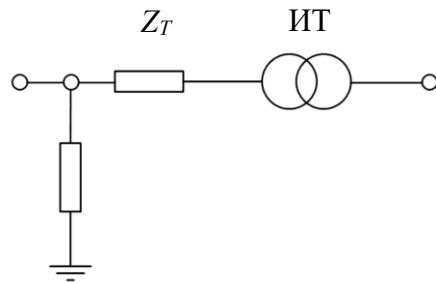


Рисунок 3.4. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

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

$$r_T = \frac{\Delta P_k U_{hom}^2}{S_{hom}^2}; \quad (3.8)$$

$$x_T = \frac{u_k \% U_{\text{nom}}^2}{100S_{\text{nom}}}, \quad (3.9)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания; u_k – 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:

$$g_T = \Delta P_x / U_{\text{nom}}^2; \quad (3.10)$$

$$b_T = \Delta Q_x / U_{\text{nom}}^2, \quad (3.11)$$

где U_{nom} – 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.

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \% S_{\text{nom}}}{100}, \quad (3.12)$$

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

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, РЭ активной мощности по напряжению. Представление нагрузки в виде статических характеристик по напряжению с помощью полиномов второй степени (3.13, 3.14) позволяет учесть при расчетах зависимость потребляемой электроприемником мощности от напряжения сети:

$$P(U) = P_{\text{ном}} \left[a_0 - a_1 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right) + a_2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right]; \quad (3.13)$$

$$Q(U) = Q_{\text{ном}} \left[b_0 - b_1 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right) + b_2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right], \quad (3.14)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная активная мощность нагрузки; $P(U)$ – расчетная активная мощность нагрузки; $Q_{\text{ном}}$ – номинальная реактивная мощность нагрузки; $Q(U)$ – расчетная реактивная мощность нагрузки; $U_{\text{ном}}$ – 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 режимов используется способ задания через постоянную активную и реактивную мощности: $P_G = \text{const}$ и $Q_G = \text{const}$. 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 заключается в поддержании заданного напряжения $U_{gen} = const$.

Также генерирующий узел можно представлять с помощью постоянных модуля и фазы напряжения: $\delta_{gen} = const$ и $U_{gen} = const$. В данных узлах в качестве переменных используются $P_{gen} = var$ и $Q_{gen} = var$. 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 [82, 83]:

- 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 автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ);
- непредставление на модели тупиковых подстанций при условии невозможности перегрузки линий электропередачи по току;
- моделирование источника питания эквивалентным генератором, подключенным к шинам высокого напряжения;
- моделирование нагрузки распределительных устройств с помощью нагрузки, подключенной к шине высокого напряжения.

Первая модель (рисунок 3.5) является тестовой и состоит из двух частей.

Первая часть представляет собой изолированный энергорайон, который состоит из четырех узлов номинальным напряжением 110 кВ, соединенных с помощью четырех линий в кольцо, и пятой линии, 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 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.

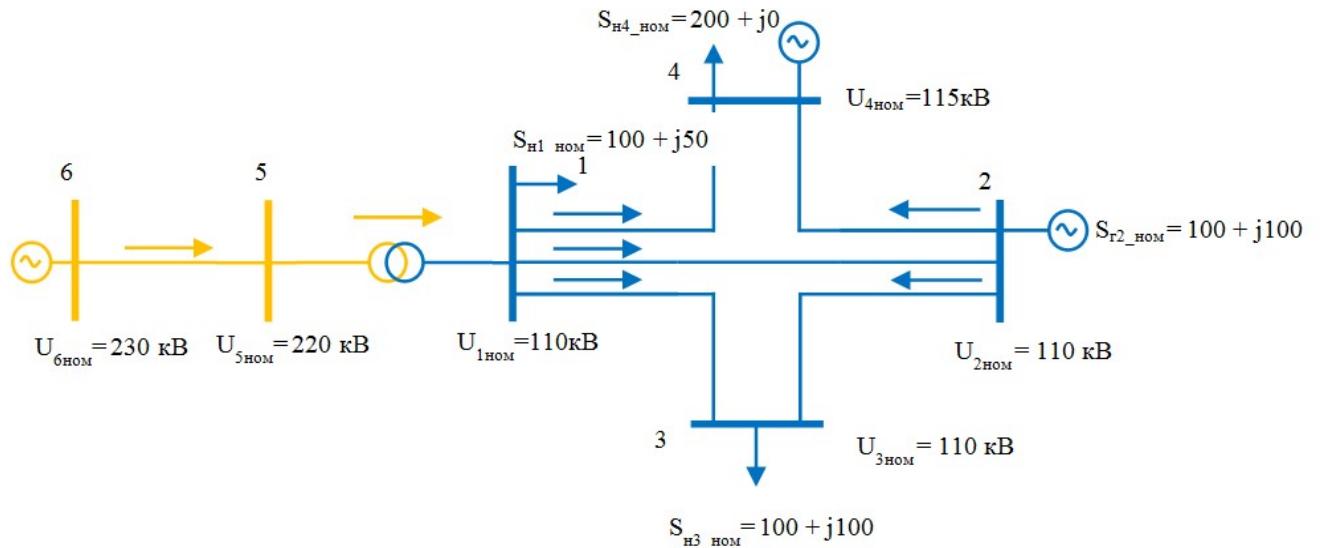


Рисунок 3.5. Принципиальная схема тестовой модели

При этом в узлах – источниках реактивной мощности напряжение $U_{\text{зд}}$ в соответствии с нормативными документами [10] задается на 5 % выше номинального: для сети 110 кВ $U_{\text{зд}} = 115$ кВ, для сети 220 кВ $U_{\text{зд}} = 230$ кВ (таблица 3.1).

Для повышения скорости расчетов в данной модели не учитывается емкостная проводимость линий 110 и 220 кВ, а также потери в трансформаторе (таблица 3.2).

Таблица 3.1 – Исходные параметры узлов

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

Таблица 3.2 – 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{aligned}
 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} - \\
 &\quad 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} - \\
 &\quad 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} - \\
 &\quad 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} - \\
 &\quad 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} - \\
 &\quad 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} - \\
 &\quad 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{aligned}
 \right. \tag{3.15}$$

$$\begin{cases}
w_{Q_1} = Q_1 - b_{1,1} \cdot U_1^2 - U_1 \cdot U_2 \cdot \left(\frac{g_{1,2}}{b_{1,2}} \right) \cdot \left(\frac{\sin(\delta_1 - \delta_2)}{\cos(\delta_1 - \delta_2)} \right) - \\
U_1 \cdot U_3 \cdot \left(\frac{g_{1,3}}{b_{1,3}} \right) \cdot \left(\frac{\sin(\delta_1 - \delta_3)}{\cos(\delta_1 - \delta_3)} \right) - U_1 \cdot U_4 \cdot \left(\frac{g_{1,4}}{b_{1,4}} \right) \cdot \left(\frac{\sin(\delta_1 - \delta_4)}{\cos(\delta_1 - \delta_4)} \right) - \\
U_1 \cdot \frac{U_5}{k_{mp}} \cdot \left(\frac{g_{1,5}}{b_{1,5}} \right) \cdot \left(\frac{\sin(\delta_1 - \delta_5)}{\cos(\delta_1 - \delta_5)} \right); \\
w_{Q_2} = Q_2 - b_{2,2} \cdot U_2^2 - U_2 \cdot U_3 \cdot \left(\frac{g_{2,3}}{b_{2,3}} \right) \cdot \left(\frac{\sin(\delta_2 - \delta_3)}{\cos(\delta_2 - \delta_3)} \right) - \\
U_2 \cdot U_1 \cdot \left(\frac{g_{2,1}}{b_{2,1}} \right) \cdot \left(\frac{\sin(\delta_2 - \delta_1)}{\cos(\delta_2 - \delta_1)} \right) - U_2 \cdot U_4 \cdot \left(\frac{g_{2,4}}{b_{2,4}} \right) \cdot \left(\frac{\sin(\delta_2 - \delta_4)}{\cos(\delta_2 - \delta_4)} \right); \\
w_{Q_3} = Q_3 - b_{3,3} \cdot U_3^2 - U_3 \cdot U_1 \cdot \left(\frac{g_{3,1}}{b_{3,1}} \right) \cdot \left(\frac{\sin(\delta_3 - \delta_1)}{\cos(\delta_3 - \delta_1)} \right) - \\
U_3 \cdot U_2 \cdot \left(\frac{g_{3,2}}{b_{3,2}} \right) \cdot \left(\frac{\sin(\delta_3 - \delta_2)}{\cos(\delta_3 - \delta_2)} \right); \\
w_{Q_5} = Q_5 - b_{5,5} \cdot U_5^2 - U_5 \cdot U_1 \cdot k_{mp} \cdot \left(\frac{g_{5,1}}{b_{5,1}} \right) \cdot \left(\frac{\sin(\delta_5 - \delta_1)}{\cos(\delta_5 - \delta_1)} \right) - \\
U_5 \cdot U_6 \cdot \left(\frac{g_{5,6}}{b_{5,6}} \right) \cdot \left(\frac{\sin(\delta_5 - \delta_6)}{\cos(\delta_5 - \delta_6)} \right).
\end{cases} \quad (3.16)$$

Согласно методике расчетов электрических режимов [77] уравнения небалансов активной и реактивной мощности не записываются для балансирующего узла (узел № 6) и узла, балансирующего по реактивной мощности (узел № 4).

Вторая модель представляет собой упрощенную модель Самарской энергосистемы. Нумерация узлов производится по следующему принципу: NU, где N – порядковый номер узла, U – номинальное напряжение узла. По аналогии с первой моделью данная энергосистема также состоит из двух частей (рисунок 3.6; приложение 1).

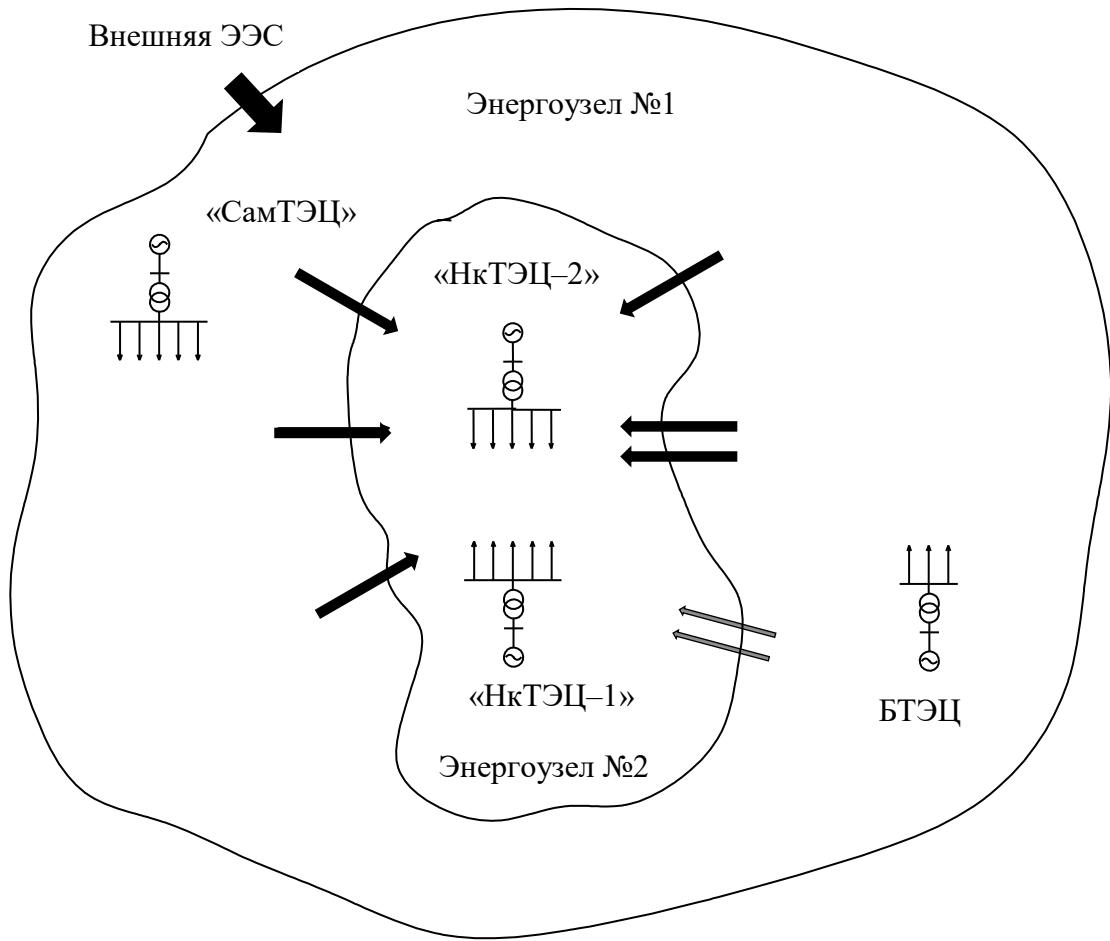


Рисунок 3.6. Принципиальная схема рассматриваемой энергосистемы

Первая часть представляет собой энергорайон с номинальным напряжением 110 и 35 кВ. В состав данного энергорайона входят 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) смоделирована эквивалентным генератором на шинах 110 кВ. Распределительное устройство включает в себя шины высокого напряжения 110 кВ. На шинах 110 кВ присутствует шесть линий. Нагрузка станции смоделирована нагрузкой на шинах 110 кВ.

Станция НкТЭЦ-2 (узел № 3) 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 автотрансформаторов трехфазных, трехобмоточных с принудительным охлаждением и циркуляцией масла и регулировкой под нагрузкой АТДЦТН 200000/220/110, связь между шинами ВН и НН в узлах № 4, 5, 7 обеспечивается с помощью трансформаторов марки АТДЦТН 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 подстанций 500 кВ: «Азот», «Куйбышевская» и «Красноармейская»; двух электростанций: СамТЭЦ, БТЭЦ; трех трансформаторных подстанций 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 отходящими линиями. Нагрузка станции смоделирована нагрузкой на шинах 110 кВ.

Станция БТЭЦ (узел № 10) смоделирована генератором номинальной мощностью 25 МВт. Распределительное устройство включает 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 узле № 31 обеспечивается с помощью трансформаторов АТДЦТН 250000/220/110, связь между шинами ВН и НН в узле № 32 обеспечивается с помощью трансформаторов АТДЦТН 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.Разработка методики снижения токовой разгрузки межсистемной связи

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 энергосистемы 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 дана на рисунке 3.5. Исходные данные соответствуют данным таблиц 3.1 и 3.2.

1. Выявление недопустимой токовой перегрузки элемента сечения:

$$I_{ycm_6-5} < I_{\max}, \quad (3.17)$$

где $I_{\max}=1$ кА.

2. Определение необходимого снижения ΔI :

$$\Delta I = I_{ycm} - I_{\max} = 1,0437 - 1 = 0,0437 \text{ кА.} \quad (3.18)$$

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:

$$Y_{k,j} = -\frac{1}{Z_{k,j}}. \quad (3.19)$$

Проводимости узлов определяются по другой формуле:

$$Y_{k,k} = -\sum Y_{k,j}. \quad (3.20)$$

В итоге получены следующие данные (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – 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:

$$g_{k,j} = \operatorname{Re}(Y_{k,j}); \quad (3.21)$$

$$b_{k,j} = -\operatorname{Im}(Y_{k,j}). \quad (3.22)$$

3.2. Формирование матрицы уравнений небалансов мощностей для каждого узла.

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

$$\begin{aligned} w_{P_2} = P_2 - g_{2,2} \cdot U_2^2 - U_2 \cdot U_3 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,3} \\ b_{2,3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_2 - \delta_3) \\ -\sin(\delta_2 - \delta_3) \end{pmatrix} - \\ U_2 \cdot U_1 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,1} \\ b_{2,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_2 - \delta_1) \\ -\sin(\delta_2 - \delta_1) \end{pmatrix} - U_2 \cdot U_4 \cdot \begin{pmatrix} g_{2,4} \\ b_{2,4} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_2 - \delta_4) \\ -\sin(\delta_2 - \delta_4) \end{pmatrix}; \end{aligned} \quad (3.23)$$

$$\begin{aligned}
w_{Q_2} = & Q_2 - b_{2,2} \cdot U_2^2 - U_2 \cdot U_3 \cdot \left(\begin{array}{c} g_{2,3} \\ b_{2,3} \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{c} \sin(\delta_2 - \delta_3) \\ \cos(\delta_2 - \delta_3) \end{array} \right) - \\
& U_2 \cdot U_1 \cdot \left(\begin{array}{c} g_{2,1} \\ b_{2,1} \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{c} \sin(\delta_2 - \delta_1) \\ \cos(\delta_2 - \delta_1) \end{array} \right) - U_2 \cdot U_4 \cdot \left(\begin{array}{c} g_{2,4} \\ b_{2,4} \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{c} \sin(\delta_2 - \delta_4) \\ \cos(\delta_2 - \delta_4) \end{array} \right). \tag{3.24}
\end{aligned}$$

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 шину низкого напряжения трансформаторной подстанции 220/110 кВ, в уравнениях небаланса активной и реактивной мощности необходимо учесть коэффициент трансформации k_{mp} :

$$\begin{aligned}
w_{P_1} = & P_1 - g_{1,1} \cdot U_1^2 - U_1 \cdot U_2 \cdot \left(\begin{array}{c} g_{1,2} \\ b_{1,2} \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{c} \cos(\delta_1 - \delta_2) \\ -\sin(\delta_1 - \delta_2) \end{array} \right) - \\
& U_1 \cdot U_3 \cdot \left(\begin{array}{c} g_{1,3} \\ b_{1,3} \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{c} \cos(\delta_1 - \delta_3) \\ -\sin(\delta_1 - \delta_3) \end{array} \right) - U_1 \cdot U_4 \cdot \left(\begin{array}{c} g_{1,4} \\ b_{1,4} \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{c} \cos(\delta_1 - \delta_4) \\ -\sin(\delta_1 - \delta_4) \end{array} \right) - \\
& U_1 \cdot \frac{U_5}{k_{mp}} \cdot \left(\begin{array}{c} g_{1,5} \\ b_{1,5} \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{c} \cos(\delta_1 - \delta_5) \\ -\sin(\delta_1 - \delta_5) \end{array} \right); \tag{3.25}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
w_{Q_1} = & Q_1 - b_{1,1} \cdot U_1^2 - U_1 \cdot U_2 \cdot \left(\begin{array}{c} g_{1,2} \\ b_{1,2} \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{c} \sin(\delta_1 - \delta_2) \\ \cos(\delta_1 - \delta_2) \end{array} \right) - \\
& U_1 \cdot U_3 \cdot \left(\begin{array}{c} g_{1,3} \\ b_{1,3} \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{c} \sin(\delta_1 - \delta_3) \\ \cos(\delta_1 - \delta_3) \end{array} \right) - U_1 \cdot U_4 \cdot \left(\begin{array}{c} g_{1,4} \\ b_{1,4} \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{c} \sin(\delta_1 - \delta_4) \\ \cos(\delta_1 - \delta_4) \end{array} \right) - \\
& U_1 \cdot \frac{U_5}{k_{mp}} \cdot \left(\begin{array}{c} g_{1,5} \\ b_{1,5} \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{c} \sin(\delta_1 - \delta_5) \\ \cos(\delta_1 - \delta_5) \end{array} \right). \tag{3.26}
\end{aligned}$$

Как видно, все напряжения, участвующие в расчете небаланса, приводятся к базисному напряжению, являющемуся напряжением 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:

$$w_{P_5} = P_5 - g_{5,5} \cdot U_5^2 - U_5 \cdot U_1 \cdot k_{mp} \cdot \begin{pmatrix} g_{5,1} \\ b_{5,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_5 - \delta_1) \\ -\sin(\delta_5 - \delta_1) \end{pmatrix} - \\ U_5 \cdot U_6 \cdot \begin{pmatrix} g_{5,6} \\ b_{5,6} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\delta_5 - \delta_6) \\ -\sin(\delta_5 - \delta_6) \end{pmatrix}; \quad (3.27)$$

$$w_{Q_5} = Q_5 - b_{5,5} \cdot U_5^2 - U_5 \cdot U_1 \cdot k_{mp} \cdot \begin{pmatrix} g_{5,1} \\ b_{5,1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_5 - \delta_1) \\ \cos(\delta_5 - \delta_1) \end{pmatrix} - \\ U_5 \cdot U_6 \cdot \begin{pmatrix} g_{5,6} \\ b_{5,6} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\delta_5 - \delta_6) \\ \cos(\delta_5 - \delta_6) \end{pmatrix}. \quad (3.28)$$

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

$$W(X) = \begin{pmatrix} w_{P_1} \\ w_{P_2} \\ w_{P_3} \\ w_{P_4} \\ w_{P_5} \\ w_{Q_1} \\ w_{Q_2} \\ w_{Q_3} \\ w_{Q_5} \end{pmatrix}; X = \begin{pmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \delta_3 \\ \delta_4 \\ \delta_5 \\ U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_5 \end{pmatrix}, \quad (3.29)$$

где X – вектор-столбец неизвестных переменных.

3.3. Выбор начальных приближений для искомых переменных.

Для первого шага итерации начальные приближения будут следующими:

$\delta_k^0 = 0, U_k^0 = U_{nom}$, 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 на шаге 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:

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \begin{vmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}. \quad (3.30)$$

3.5. Определение неизвестных переменных методом Гаусса.

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

В ПК Mathcad расчет электрического режима реализуется с помощью встроенной функции

$$Newton(F, x_0, \varepsilon), \quad (3.31)$$

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 шагов 3.2–3.5 вплоть до достижения заданного значения коэффициента ε .

Для учета РЭНН в тело цикла введены дополнительные функции, отражающие зависимость потребляемой активной и реактивной мощности от напряжения узла:

$$P_n = Fp(P_{hom}, U_{y_n}) = P_{hom} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{hom}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{hom}} \right)^2 \right], \quad (3.32)$$

$$Q_n = Fq(Q_{hom}, U_{y_n}) = Q_{hom} \cdot \left[b_0 - b_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{hom}} + b_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{hom}} \right)^2 \right], \quad (3.33)$$

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 (3.32) и (3.33) приняли следующий вид:

$$P_n = Fp(P_{hom}, U_{y_n}) = P_{hom} \cdot \left[0,83 - 0,3 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{hom}} + 0,47 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{hom}} \right)^2 \right]; \quad (3.34)$$

$$Q_n = Fq(Q_{hom}, U_{y_n}) = Q_{hom} \cdot \left[3,7 - 7 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{hom}} + 4,3 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{hom}} \right)^2 \right]. \quad (3.35)$$

Пересчет значений мощности нагрузки производится после каждого шага итерации исходя из данных, полученных на предыдущем шаге. Для первого (нулевого) шага итерации $U^0_{y_n} = U_{hom} = 110$ кВ. В результате выполнения функции $Newton(W, x_0, 0.0001)$ получены следующие значения неизвестных переменных (таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Данные узлов

№	P_Γ , МВт	Q_Γ , МВАр	$U_{3\partial}$, 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 загрузка ветвей схемы в соответствии с результатами вычислений предыдущего шага.

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

$$U'_1 = U_{y_1}; \quad (3.36)$$

$$U''_1 = U_{y_1} \cdot \sin(\delta_{y_1}). \quad (3.37)$$

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:

$$I'_{y_{1,2}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_1 - U'_2) \cdot g_{1,2} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_1 - U''_2) \cdot b_{1,2}; \quad (3.38)$$

$$I''_{y_{1,2}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_1 - U'_2) \cdot b_{1,2} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_1 - U''_2) \cdot g_{1,2}. \quad (3.39)$$

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

$$I'_{y_{1,5}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_1 - \frac{U'_5}{k_{mp}}) \cdot g_{1,5} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_1 - \frac{U''_5}{k_{mp}}) \cdot b_{1,5}; \quad (3.40)$$

$$I''_{y_{1,5}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_1 - \frac{U'_5}{k_{mp}}) \cdot b_{1,5} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_1 - \frac{U''_5}{k_{mp}}) \cdot g_{1,5}. \quad (3.41)$$

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

$$I'_{y_{5,1}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_5 - k_{mp} \cdot U'_1) \cdot g_{5,1} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_5 - k_{mp} \cdot U''_1) \cdot b_{5,1}; \quad (3.42)$$

$$I''_{y_{5,1}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_5 - k_{mp} \cdot U'_1) \cdot b_{5,1} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_5 - k_{mp} \cdot U''_1) \cdot g_{5,1}. \quad (3.43)$$

Определение значения полного тока ветви:

$$I_{y_{5,1}} = \sqrt{I'^2_{y_{5,1}} + I''^2_{y_{5,1}}}. \quad (3.44)$$

Определение активных и реактивных мощностей:

$$P_{y_{5,1}} = \sqrt{3} \cdot (U'_5 \cdot I'_{y_{5,1}}) + \sqrt{3} \cdot (U''_5 \cdot I''_{y_{5,1}}); \quad (3.45)$$

$$Q_{y_{5,1}} = \sqrt{3} \cdot (U''_5 \cdot I'_{y_{5,1}}) - \sqrt{3} \cdot (U'_5 \cdot I''_{y_{5,1}}). \quad (3.46)$$

Для рассматриваемой энергосистемы результаты расчетов будут следующими (таблицы 3.5, 3.6, 3.7).

Таблица 3.5 – 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 3.6 – 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 3.7 – 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	–

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

5. Определение уточненного значения ΔI :

$$\Delta I = I_{ycm} - I_{\max} = 1,0437 - 1 = 0,0437. \quad (3.47)$$

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:

$$H(k_{mp}, U_4) = \left| \frac{\sum S_{n_{ucx}}}{\sqrt{3} \cdot \frac{U_{5_{ucx}} + U_{6_{ucx}}}{2}} - \frac{\sum S_{n_y}}{\sqrt{3} \cdot \frac{U_{5_y} + U_{6_y}}{2}} - \Delta I \right| \rightarrow \min, \quad (3.48)$$

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

$$S_1 = \sqrt{P_{\text{ном}} \cdot \left[0,83 - 0,3 \cdot \frac{U_{y_1}}{U_{\text{ном}}} + 0,47 \cdot \left(\frac{U_{y_1}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right]^2 + Q_{\text{ном}} \cdot \left[3,7 - 7 \cdot \frac{U_{y_1}}{U_{\text{ном}}} + 4,3 \cdot \left(\frac{U_{y_1}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right]^2}. \quad (3.49)$$

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 следующими:

$$106 < U_{y_n} < 126 \text{ кВ}; \quad (3.50)$$

$$1,84 < k_{mp} < 2,16; \quad (3.51)$$

$$I_{y_{k,j}} < 0,875 \text{ кА}. \quad (3.52)$$

Для сети 220 кВ ограничения будут иными:

$$210 < U_{y_n} < 232 \text{ кВ}; \quad (3.53)$$

$$I_{y_{k,j}} < 1,2 \text{ кА}. \quad (3.54)$$

8. Определение градиента неявной функции.

Для оптимизации градиентным методом необходимо рассчитать градиент неявной функции $\frac{\partial I}{\partial Y'}$. Расчет производится по следующей формуле:

$$\frac{\partial I}{\partial Y'} = \frac{\partial I}{\partial Y'}|_0 + \frac{\partial I}{\partial W} \cdot \frac{\partial W}{\partial Y'}. \quad (3.55)$$

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

$$\frac{\partial I}{\partial Y'}|_0 = \begin{pmatrix} \frac{\partial \sum S_n}{\partial U_4^0} & \frac{\partial \sum S_n}{\partial k_{mp}^0} \end{pmatrix}. \quad (3.56)$$

Матрица $\frac{\partial W}{\partial Y'}$ – это матрица частных производных уравнений небаланса активной и реактивной мощности $\frac{\partial w_{P,k}}{\partial Y'_j}, \frac{\partial w_{Q,k}}{\partial Y'_j}$ по оптимизируемым переменным,

которая представляет собой матрицу Якоби, аналогичную матрице в шаге 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:

$$\begin{vmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}^T \cdot \begin{vmatrix} \frac{\partial I}{\partial W_P} \\ \frac{\partial I}{\partial W_Q} \end{vmatrix} = - \begin{vmatrix} \frac{\partial I}{\partial U} \\ \frac{\partial I}{\partial \delta} \end{vmatrix}, \quad (3.57)$$

где первый множитель является транспонированной матрицей Якоби из шага 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 используются поправочные коэффициенты t_{01} и t_{02} , необходимые для корректировки расчетов.

$$k_{mp}^i = k_{mp}^{i-1} - \frac{\partial \sum S_n}{\partial k_{mp}} \cdot t_{01}; \quad (3.58)$$

$$U_4^i = U_4^{i-1} - \frac{\partial \sum S_n}{\partial U_4} \cdot t_{02}. \quad (3.59)$$

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

10. Определение зависимых переменных.

Путем расчета электрического режима методом Ньютона в соответствии с шагом 3 определяются новые значения зависимых переменных (таблица 3.8).

Также определяются новые значения токовой нагрузки и перетоков мощности в ветвях в соответствии с шагом 3.5 (таблицы 3.9, 3.10, 3.11).

Таблица 3.8 – Данные узлов после 1-го шага итерации

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{3\partial}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	δ , рад	U , кВ
1	–	–	–	100	50	-0,2134	113,8198
2	100,0	100,0	–	–	–	-0,2295	114,8634
3	–	–	–	201,922	104,639	-0,2446	110,796
4	–	120,185	114,845	200	–	-0,2497	114,845
5	–	–	–	–	–	-0,015	227,8851
6	413,465	39,4443	230	–	–	0	230

Таблица 3.9 – Токи элементов схемы после 1-го 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 3.10 – Перетоки активной мощности элементов схемы после 1-го 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 3.11 – Перетоки реактивной мощности элементов схемы после 1-го 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 шагов 3–10 вплоть до достижения допустимой погрешности расчетов.

12. Оценка эффективности по объему потенциально не отключенной нагрузки:

$$\Delta P_{6,5} = 413,816 - 402,042 = 11,774 \text{ МВт.} \quad (3.60)$$

При этом расчет заканчивается на 79-м шаге итерации, когда в узле № 3 происходит нарушение ограничения (3.60). При этом достигаются следующие значения контрольных параметров (таблица 3.12).

Таблица 3.12 – Данные узлов после 79-го шага итерации

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	U_{3d} , 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

Также достигнуто снижение токовой загрузки системной линии, по которой происходит электроснабжение изолированной энергосистемы (таблицы 3.13, 3.14, 3.15).

Таблица 3.13 – Токи элементов схемы после 79-го 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 3.14 – Перетоки активной мощности элементов схемы после 79-го 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	-398,9717
6	0	0	0	0	402,0418	0

Таблица 3.15 – Перетоки реактивной мощности элементов схемы после 79-го 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 (3.50) до $U_{\min} = 96$ кВ был получен следующий режим (таблица 3.16).

Таблица 3.16 – Данные узлов после 369-го шага итерации

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	U_{3d} , 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	394,409	46,17	230	–	–	0	230

А также достигнуты следующие значения контролируемых параметров (таблицы 3.17, 3.18, 3.19).

Таблица 3.17 – Токи элементов схемы после 369-го 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 3.18 – Перетоки активной мощности элементов схемы после 369-го 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 3.19 – Перетоки реактивной мощности элементов схемы после 369-го 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-м шаге итерации, в результате достижения предела регулирования коэффициента трансформации, при этом получен режим, в котором $k_{mp} = 2,158$, $U_4 = 105,659 \text{ кВ}$, $\Delta I_{6,5} = 1,0437 - 0,9968 = 0,0469 \text{ кА}$, $\Delta P_{6,5} = 413,816 - 394,409 = 19,407 \text{ МВт}$.

Графически результаты расчетов представлены на рисунке 3.7.

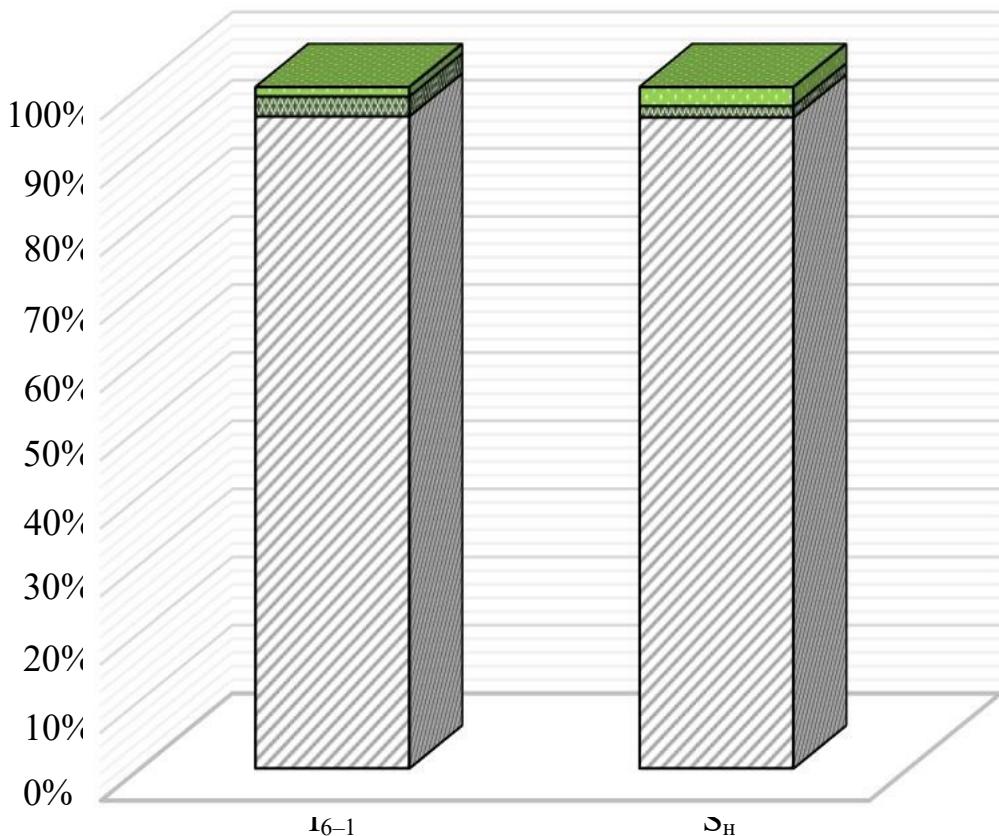


Рисунок 3.7. Визуализация расчетов

Методика снижения недопустимой токовой перегрузки элемента сечения будет состоять из следующих шагов (приложение 2):

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

$$I_{yem} < I_{\max}. \quad (3.61)$$

При этом в качестве I_{\max} может выступать не только длительно допустимое значение тока в установившемся режиме, но и такое значение, при котором про-

исходит нарушение по длительно допустимой токовой нагрузке в прогнозируемом послеаварийном режиме с учетом нормативных возмущений.

2. Определение необходимого снижения ΔI .

3. Определение коэффициентов трансформации на системных подстанциях и заданных уровнях 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.

3.4. Разработка методики ввода сальдо-перетока активной мощности межсистемной связи в область допустимых значений

Как указывалось, в результате различных событий природного и техногенного характера возможна ситуация превышения максимально допустимого перетока, что недопустимо, т. к. при несоблюдении неравенства (3.62) (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:

$$P_{\text{сальдо}} < P_{MДП}. \quad (3.62)$$

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 приведут 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» [84], следовательно, возникает задача определения возможного интервала снижения напряжения.

Для определения уровней напряжения, которым будет соответствовать минимум потребляемой энергосистемой мощности, а значит, и минимум сальдо-перетока в сечении, можно использовать алгоритм, приведенный в п. 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 (ремонтной) схеме и в послеаварийных режимах после нормативных 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 его параметров 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:

$$P_{don6} = P_{\partial/ab}(I_{n/ab}^{don}) - \Delta P_{ho} + \Delta P_{PA}, \quad (3.63)$$

где P_{don6} – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт); $P_{\partial/ab}$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт); $I_{n/ab}^{don}$ – допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме (А); $P_{\partial/ab}(I_{n/ab}^{don})$ – полученный в шаге 5 алгоритма 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 шаги 1–6 алгоритма для всех нормативных возмущений.

8. Выбрать наименьшее значение P_{don6} , которое будет являться МДП для рассматриваемой схемы.

В качестве исходного режима обычно выбираются 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.

На основе разработанного в п. 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:

$$I(k_{mp}, U_{BY_Q_n}) = P_{\text{сальдо_исх}} - \Delta P_{\text{сальдо}} - P_{\text{сальдо_расч}}, \quad (3.64)$$

где $P_{\text{сальдо_исх}}$ – исходное значение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении; $P_{\text{сальдо_расч}}$ – расчетное значение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении; $\Delta P_{\text{сальдо}}$ – необходимое значение снижения сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении; $U_{BY_Q_n}$ – напряжение в узле, балансирующем по реактивной мощности. Согласно нормативным документам АО «СО ЕЭС» [80] значение сальдо-перетока должно быть меньше максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении для рассматриваемой схемы:

$$P_{\text{сальдо}} < P_{MДП}. \quad (3.65)$$

Следовательно, ΔP рассчитывается следующим образом:

$$\Delta P_{\text{сальдо}} = P_{\text{сальдо_расч}} - P_{MДП}; \quad (3.66)$$

$$P_{\text{сальдо}} = \sum \left[P_{\text{ном_н}} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right] + P_{\text{зен}} \right]. \quad (3.67)$$

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

В итоге выражение (3.64) примет следующий вид:

$$I_{\Delta P_{\text{сэзи}}} = P_{\text{сальдо_исх}} - \Delta P - \sum \left[P_{\text{ном_н}} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right] + P_{\text{зен}} \right] \rightarrow \min . \quad (3.68)$$

Благодаря этому 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 (более подробно – в приложении 3) [85]:

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. Повтор выполнения шагов 3–11 вплоть до достижения допустимой погрешности расчетов для решения поставленной задачи с заданной точностью.

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.

Разработка методики производится с помощью тестовой модели из п. 3.2. Исходные данные соответствуют данным, указанным в п. 3.2, $P_{MДП} = 390 \text{ МВт}$. Результаты расчетов шагов 3–4 полностью идентичны результатам соответствующих шагов в п. 3.3, поэтому их упоминание представлено в сокращенной форме.

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

$$P_{ycm} < P_{MДП}. \quad (3.69)$$

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

$$\Delta P_{сальдо} = P_{сальдо_уст} - P_{MДП} = 413,816 - 390 = 23,816. \quad (3.70)$$

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 $P_{сальдо_расч}$ будет равен перетоку активной мощности по данной линии $P_{6-5} = 413,816 \text{ МВт}$ (значение перетока в конце линии). Тогда ΔP будет равно:

$$\Delta P = 413,816 - 390 = 23,816 \text{ МВт}. \quad (3.71)$$

6. Формирование целевой функции.

В качестве оптимизируемых независимых переменных аналогично выбраны напряжение в узле № 4 U_4 и коэффициент трансформации ветви 5–1 k_{mp} . Однако целевая функция в соответствии с замечаниями выше примет следующий вид:

$$I(k_{mp}, U_4) = P_{\text{сальдо_исх}} - \Delta P - \sum \left[P_{\text{ном_н}} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right] + P_{\text{зен}} \right]. \quad (3.72)$$

7. Проверка выполнения заданных ограничений.

8. Определение градиента неявной функции.

9. Определение независимых переменных.

Ввиду изменения целевой функции формулы определения независимых переменных также изменятся:

$$k_{mp}^i = k_{mp}^{i-1} - \frac{\partial \left(P_{\text{сальдо_исх}} - \Delta P - \sum \left[P_{\text{ном_н}} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right] + P_{\text{зен}} \right] \right)}{\partial k_{mp}} \cdot t_{01}; \quad (3.73)$$

$$U_4^i = U_4^{i-1} - \frac{\partial \left(P_{\text{сальдо_исх}} - \Delta P - \sum \left[P_{\text{ном_н}} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right] + P_{\text{зен}} \right] \right)}{\partial U_4} \cdot t_{02}. \quad (3.74)$$

10. Определение зависимых переменных.

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

11. Повтор выполнения шагов 3–10 вплоть до достижения допустимой погрешности расчетов для решения поставленной задачи с заданной точностью.

12. Оценка эффективности по объему потенциально не отключенной нагрузки.

В результате выполнения данного алгоритма на 79-м шаге 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 $P_{\text{сальдо}} = 413,816$ МВт, $k_{mp} = 2,1069$, $U_4 = 109,519$ кВ. Объем потенциально не отключенной нагрузки составил $P_{HON} = 413,816 - 401,989 = 11,827$ МВт. Параметры режима будут следующими (таблицы 3.20, 3.21, 3.22).

Таблица 3.20 – Данные узлов после 79-го шага итерации

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	U_{3d} , 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	–	–	–	190,877	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

Таблица 3.21 – Токи элементов схемы после 79-го 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 3.22 – Перетоки активной мощности в элементах схемы после 79-го 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	-398,9176
6	0	0	0	0	401,9888	0

При расширении границ снижения напряжения до $U_{\min} = 96$ кВ был получен следующий режим (таблица 3.23).

Таблица 3.23 – Данные узлов после 535-го шага итерации

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{3\partial}$, 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 достигнуты следующие значения контролируемых параметров (таблицы 3.24, 3.25).

Таблица 3.24 – Токи элементов схемы после 535-го 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 3.25 – Перетоки активной мощности элементов схемы после 535-го 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-м шаге итерации в результате достижения предела регулирования трансформатора, при этом получен режим, в котором $k_{mp} = 2,16$, $U_4 = 103,177$ кВ, $P_{HOH} = 413,816 - 390,168 = 23,648$ МВт. Графически результаты расчетов представлены на рисунке 3.8.

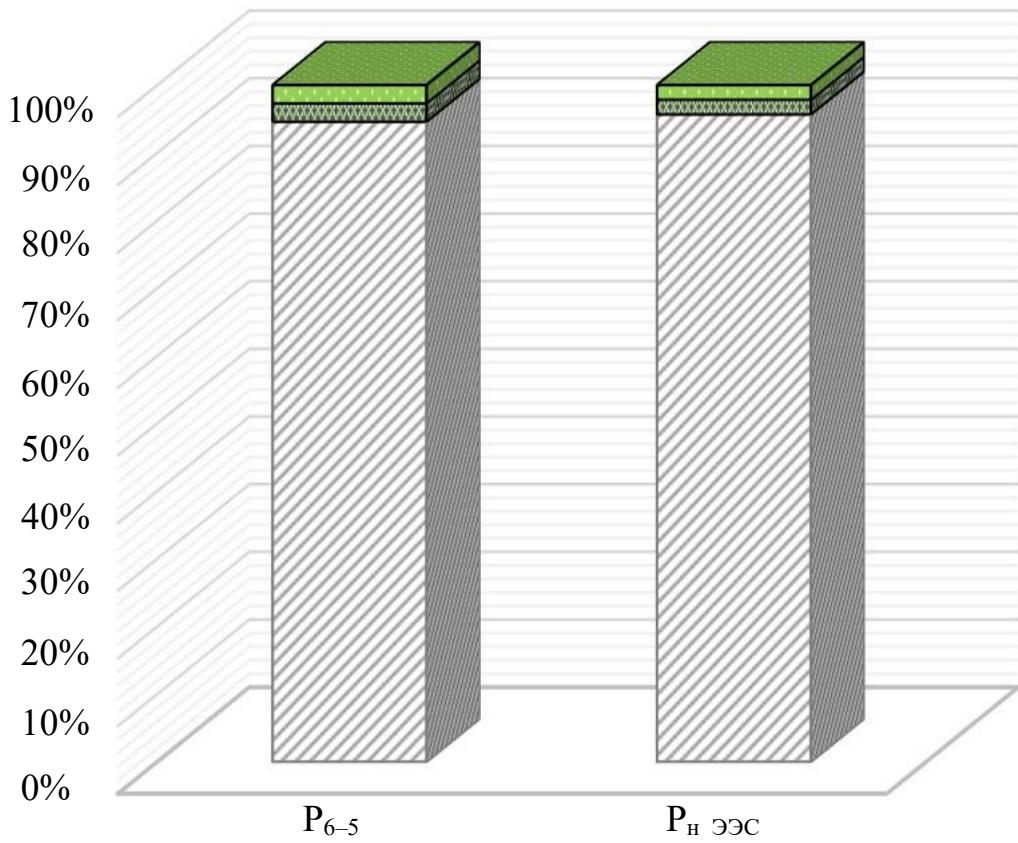


Рисунок 3.8. Визуализация расчетов

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 $k_{mp} = 2$ и $U_4 = 115 \text{ кВ}$ значение сальдо-перетока составляет $P_{\text{сальдо}} = 413,875 \text{ МВт}$ (таблицы 3.26, 3.27, 3.28).

Таблица 3.26 – Данные узлов в исходном режиме

№	$P_G, \text{МВт}$	$Q_G, \text{МВАр}$	$U_{3\partial}, \text{кВ}$	$P_H, \text{МВт}$	$Q_H, \text{МВАр}$	$\delta, \text{рад}$	$U, \text{кВ}$
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 3.27 – 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 3.28 – 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	–

В установившемся режиме при $k_{mp} = 2,1069$, $U_4 = 109,519$ кВ значение сальдо-перетока равно $P_{сальдо} = 402,042$ МВт (таблицы 3.29, 3.30, 3.31).

Таблица 3.29 – Данные узлов в установившемся режиме

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{3\delta}$, 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 3.30 – 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 3.31 – 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 до $U_{\min} = 96 \text{ кВ}$ при $k_{mp} = 2,16$, $U_4 = 103,177 \text{ кВ}$ был получен следующий режим (таблицы 3.32, 3.33, 3.34).

Таблица 3.32 – Данные узлов в установившемся режиме

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	U_{3d} , 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 3.33 – 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 3.34 – 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 значения 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 $U_{\min} = 106$ кВ и $U_{\max} = 96$ кВ соответственно.

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

$$\Delta = \left(\frac{P_{\text{сальдо}_\text{Mathcad}}}{P_{\text{сальдо}_\text{RastrWin}}} - 1 \right) \cdot 100\% = \left(\frac{401,9888}{402,042} - 1 \right) \cdot 100\% = 0,0132\%; \quad (3.75)$$

$$\Delta = \left(\frac{P_{\text{сальдо}_\text{Mathcad}}}{P_{\text{сальдо}_\text{RastrWin}}} - 1 \right) \cdot 100\% = \left(\frac{390,1681}{390,226} - 1 \right) \cdot 100\% = 0,0148\%. \quad (3.76)$$

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

3.5. Разработка методики предотвращения развития и ликвидации превышения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении

Для выполнения расчетов на модели части Самарской энергосистемы была произведена адаптация разработанной методики.

В процессе адаптации методики был учтен ряд новых аспектов, которые оказывают серьезное влияние на стратегию управления 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-регуляторе на режим работы рассматриваемого узла. При исследовании вопроса учета РЭН в расчетах электроэнергетиче-

ских режимов возникает существенная погрешность между средним напряжением в энергосистеме и проявляющимся РЭН. Как известно, РЭ комплексного узла нагрузки состоит из суммы РЭ отдельных электроприемников, 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 РЭ нагрузки для энергосистемы будет отличаться. 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:

$$\Delta P_{\text{сальдо}} = P_{\text{сальдо_уст}} - P_{MДП}, \quad (3.77)$$

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

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

$$P_{\text{ЭЭС}}(U) = P_{\text{ном_ЭЭС}} \left[\Sigma(a_0 \cdot k_{P_n})_n - \Sigma(a_1 \cdot k_{P_n})_n \left(\frac{U_{\text{ср_ЭЭС}}^P}{U_{\text{ном_ЭЭС}}^P} \right) + \Sigma(a_2 \cdot k_{P_n})_n \left(\frac{U_{\text{ср_ЭЭС}}^P}{U_{\text{ном_ЭЭС}}^P} \right)^2 \right], \quad (3.78)$$

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 мощности от напряжения в нулевой, первой и второй степенях соответственно; $U_{\text{ср_ЭЭС}}^P$ – условное среднее напряжение в энергосистеме; $U_{\text{ном_ЭЭС}}^P$ – номинальное условное среднее напряжение в энергосистеме; n – номер узла нагрузки; k_{P_n} – коэффициент участия узла нагрузки в формировании общего РЭНН для активной мощности для рассматриваемой части энергосистемы, определяемый по следующей формуле:

$$k_{P_n} = \frac{P_n(U)}{P_{\text{ЭЭС}}(U)} \cdot 100\%, \quad (3.79)$$

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

При этом суммарная активная мощность энергосистемы и РЭНН в о.е. определяется следующим образом:

$$P_{\text{ЭЭС}}(U) = \sum P_n(U); \quad (3.80)$$

$$P_n(U) = P_{\text{ном}} \left[a_0 - a_1 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном_н}}} \right) + a_2 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном_н}}} \right)^2 \right]; \quad (3.81)$$

$$P_{\text{ЭЭС}}(U) = P_1(U) + P_2(U) + \dots + P_n(U). \quad (3.82)$$

Тогда формула (3.79) примет следующий вид:

$$k_{P_n} = \frac{P_{\text{ном_н}} \left[a_0 - a_1 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном_н}}} \right) + a_2 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном_н}}} \right)^2 \right]}{\sum P_{\text{ном_н}} \left[a_0 - a_1 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном_н}}} \right) + a_2 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном_н}}} \right)^2 \right]} \cdot 100\%. \quad (3.83)$$

3. По общей СХН рассчитывается таблица зависимости мощности энергосистемы от значения напряжения в ней (таблица 3.35).

Таблица 3.35 – Справочная таблица

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

4. Рассчитывается условное среднее напряжение рассматриваемой части энергосистемы по формуле (3.84) с использованием данных о напряжении узлов нагрузки из оперативно-информационного комплекса (ОИК):

$$U_{cp_ЭЭС}^P = k_{P_1} \cdot U_1 + k_{P_2} \cdot U_2 + \dots + k_{P_n} \cdot U_n. \quad (3.84)$$

Используя данный коэффициент, можно найти условное среднее напряжение (УСН) энергосистемы $U_{cp_ЭЭС}^P$, отличающееся тем, что оно позволяет учитывать РЭНН 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_{nom_n} и расчетной мощности (активной) P_{ycm_n} , рассчитанной с учетом коэффициентов полиномов СХН.

5. По результатам шага 4 и по справочной таблице (см. таблицу 3.35) определяется текущая потребляемая мощность в энергосистеме $P_{\text{ЭЭС}_ycm}$.

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

$$P_{\text{ЭЭС}_3d} = P_{\text{ЭЭС}_ycm} - \Delta P_{\text{сальдо}}, \quad (3.85)$$

где $P_{\text{ЭЭС}_ycm}$ – установившееся значение потребляемой энергосистемой активной мощности.

7. По справочной таблице определяется необходимое условное среднее значение напряжения в энергосистеме $U_{cp.3d_ЭЭС}^P$, при котором будет достигаться требуемое потребление активной мощности нагрузки $P_{\text{ЭЭС}_3d}$, определенное на шаге 5.

8. Исходя из полученного значения условного среднего напряжения энергосистемы $U_{cp.3d_ЭЭС}^P$ производится определение необходимых значений напряжений в узлах-регуляторах, при которых достигается заданное $U_{cp.3d_ЭЭС}^P$.

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

$$P_{НОН} = P_{сальдо_исх} - P_{сальдо_уст}. \quad (3.86)$$

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 Ставропольской 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 РЭНН.

1. Определяется необходимый объем снижения сальдо-перетока активной мощности сечения:

$$\Delta P = 339,25 - 308 = 31,25 \text{ МВт.} \quad (3.87)$$

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 3.36).

Таблица 3.36 – Данные узлов в установившемся режиме

$N_{узла}$	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	Томиловская-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 3.37).

Таблица 3.37 – 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:

$$a_{0_{\text{ЭЭС}}} = 0,83 \cdot \frac{\sum P_{1_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} + 1,481 \cdot \frac{\sum P_{2_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} + 2,093 \cdot \frac{\sum P_{3_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} = 1,508; \quad (3.88)$$

$$a_{1_{\text{ЭЭС}}} = -0,3 \cdot \frac{\sum P_{1_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} - 2,277 \cdot \frac{\sum P_{2_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} - 3,546 \cdot \frac{\sum P_{3_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} = -2,075; \quad (3.89)$$

$$a_{2_{\text{ЭЭС}}} = 0,47 \cdot \frac{\sum P_{1_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} + 1,796 \cdot \frac{\sum P_{2_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} + 2,453 \cdot \frac{\sum P_{3_n}}{P_{\text{ЭЭС}}} = 1,567; \quad (3.90)$$

$$P_{\text{ЭЭС}}(U) = P_{\text{ном}_{\text{ЭЭС}}} \left[1,508 - 2,075 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном}_n}} \right) + 1,567 \left(\frac{U_n}{U_{\text{ном}_n}} \right)^2 \right]. \quad (3.91)$$

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

3. Рассчитывается справочная таблица зависимости потребляемой энергосистемой активной мощности от значения ее условного среднего напряжения (таблица 3.38).

Таблица 3.38 – Справочная таблица

U, kV	$U, \%$	$P_{\text{ЭЭС}}(U), \%$	$P_{\text{ЭЭС}}(U), \text{МВт}$
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
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. Рассчитываются установившиеся значения условного среднего напряжения узлов $U_{cp_n}^P$ и энергосистемы $U_{cp_ЭЭС}^P$.

Загружаются данные по напряжениям в контрольных пунктах из ОИК и рассчитывается $U_{cp_n}^P$ и суммарное $U_{cp_ЭЭС}^P$:

$$U_{cp_n}^P = U_n \cdot k_{P_n}. \quad (3.92)$$

Например, для узла № 2 условное среднее напряжение составит

$$U_{cp_n}^P = 118,88 \cdot \frac{22,6}{600,558} \cdot \left[1,481 - 2,277 \left(\frac{118,88}{110} \right) + 1,796 \left(\frac{118,88}{110} \right)^2 \right] = 4,91. \quad (3.93)$$

5. Исходя из данных шагов 3 и 4, а также данных по потребляемой энергосистемой активной мощности $P_{\text{ЭЭС_уст}} = 600,658 \text{ МВт}$ определяется текущее значение условного среднего напряжения в энергосистеме: $U_{cp_ЭЭС}^P = 116,754 \text{ кВ}$.

6. По необходимым объемам снижения сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении определяется необходимое изменение потребляемой узлами нагрузки активной мощности:

$$P_{\text{ЭЭС}_{30}} = 600,658 - 31,25 = 569,408 \text{ МВт.}$$

7. Из справочной таблицы (см. таблицу 3.38) определяется, что для снижения потребляемой энергосистемой активной мощности необходимо установить условное среднее напряжение в энергосистеме в области $U_{cp.30_ЭЭС}^P = 111 \div 112 \text{ кВ}$.

8. По полученным значениям условного среднего напряжения энергосистемы $U_{cp.30_ЭЭС}^P$ производится определение необходимых значений напряжений в узлах-регуляторах, при которых достигается заданное $U_{cp.30_ЭЭС}^P$. 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 $U_{30} = 112 \text{ кВ}$.

9. Результаты расчета электрического режима приведены в таблице 3.39.

Таблица 3.39 – Данные узлов

$N_{\text{узла}}$	$N_{\text{схн}}$	$P_{\text{ном}}$	Исходный режим			Установившийся режим		
			U_y	$P_{\text{расч}}$	U_{cp}^P	U_y	$P_{\text{расч}}$	U_{cp}^P
3110	1	97,85	118,5	102,964	20,3165	112	99,004	19,41751
11110	3	69,5	115,77	74,928	14,44392	109,86	69,376	13,34663
12110	1	73,74	118	77,356	15,19921	112	74,61	14,63315
13110	1	59,5	117,41	62,193	12,15883	111,6	60,06	11,73741
14110	3	81,4	113,61	85,253	16,12766	110,39	81,795	15,81173
2110	2	22,2	118,88	24,816	4,912308	113,34	23,122	4,589141
4110	2	25	117,41	27,419	5,360456	111,51	25,46	4,971587
5110	2	14,3	115,54	15,312	2,945841	110,12	14,32	2,761417
9110	3	39,6	113,58	41,458	7,840708	110,62	39,904	7,729883
7110	3	80	117,93	88,859	17,44901	113,27	83,403	16,5432
				600,558	116,7544		571,054	111,5417

Эффективность при этом составила:

$$P_{\text{НОН}} = 339,25 - 310,399 = 28,851 \text{ МВт.} \quad (3.94)$$

В результате было достигнуто снижение потребляемой дефицитной частью энергосистемы активной мощности на $600,658 - 571,054 = 29,604 \text{ МВт}$. Это при-

вело к снижению сальдо-перетока активной мощности в сечении на $\Delta P_{сальдо} = 339,25 - 310,399 = 28,851$ МВт, что и является потенциально не отключенной нагрузкой $P_{НОН}$. При этом токовая загрузка наиболее нагруженного элемента сечения снизилась на 33 А, 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. Обоснованы выбранные способы 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. Разработана методика снижения недопустимой токовой загрузки межсистемной линии с использованием регулирующего эффекта нагрузки по напряжению (РЭНН). Достигнуто снижение токовой загрузки на 32,1 А, или на 3,08 % от исходного значения при ограничении по уровню напряжения $U_{min} = 106$ кВ. При расширении ограничения по напряжению до $U_{min} = 96$ кВ было достигнуто необходимое снижение тока рассматриваемой линии на 46,9 А, или 4,49 %.

4. Разработана методика ввода сальдо-перетока активной мощности межсистемной связи в область допустимых значений. Достигнуто снижение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении на 11,827 МВт, или на 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. Разработана методика предотвращения развития и ликвидации превышения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении. За счет снижения напряжения в дефицитной энергосистеме достигнуто снижение потребляемой активной мощности на 29,604 МВт. Токовая загрузка наиболее загруженного элемента сечения снизилась на 6,2 %, а эффективность, выражаяющаяся в объеме потенциально не отключенной нагрузки, составила 28,851 МВт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации изложены новые научно обоснованные технические решения в виде методик и алгоритмов управления транспортом электроэнергии при заданной пропускной способности сетевых элементов. Выполненные в диссертации исследования вносят существенный вклад в решение задачи оперативного управления режимами электроэнергетических систем.

1. В результате анализа методик оперативного управления режимами энергосистем и статических характеристик нагрузки были получены результаты, подтверждающие возможность использования регулирующего эффекта нагрузки по напряжению при решении задач оперативного управления. Показано, что на интервале изменения значений напряжения в $\pm 15\% U_{\text{ном}}$ статические характеристики нагрузки характеризуются пологой зависимостью и отсутствуют резкие изменения режима потребления.

2. На основе метода приведенного градиента разработаны алгоритмы оптимизации значения напряжения в узле-генераторе 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.

3. Получены методики оперативного управления, применение которых позволяет снизить объемы ввода необходимых ограничений электроснабжения.

3.1. В результате применения методики снижения не допустимой токовой перегрузки межсистемного элемента на примере тестовой модели электроэнергетической системы достигнуто снижение токовой нагрузки связи на 4,49 % за счет использования регулирующего эффекта нагрузки по напряжению.

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

3.3. Результатом применения адаптированной методики ввода сальдо-перетока активной мощности в сечении в область допустимых значений для модели части Самарской электроэнергетической системы стало снижение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении на 8,5 %.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АО «СО ЕЭС»	Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
АПВ	Автоматическое повторное включение
АРВ	Автоматическое регулирование возбуждения
АРКТ	Автоматическое регулирование коэффициента трансформации
АСК	Асинхронизированные синхронные компенсаторы
АСМ	Асинхронизированные машины
АС ЭМПЧ	Асинхронизированные электромашинные преобразователи частоты
АТ	Автотрансформатор
АТДЦТН	Автотрансформатор трехфазный, трехобмоточный с принудительным охлаждением и циркуляцией масла и регулировкой под нагрузкой
АЧР	Автоматическая частотная разгрузка
АЭС	Атомная электростанция
БСК	Батареи статических конденсаторов
ВЛ	Высоковольтная линия
ВНИИЭ	Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики
ВПТН	Вставки постоянного тока
ВРГ	Реакторы, коммутируемые вакуумными выключателями
ГОСТ	Государственный стандарт
ГТУ	Газотурбинная установка
ГЭС	Гидроэлектростанция
ДДТН	Длительно допустимая токовая нагрузка
ЕЭС	Единая энергосистема
КП	Контрольный пункт энергосистемы, в котором производится мониторинг уровня напряжения
ЛЭП	Линия электропередачи
МДП	Максимально допустимый переток
НГТУ	Новосибирский государственный технический университет
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод

ОДУ	Объединенное диспетчерское управление
ОИК	Оперативно-информационный комплекс
ОРПМ	Объединенный регулятор перетока мощности
ОЭС	Объединенная энергосистема
ПБВ	Переключение без возбуждения
ПС	Подстанция
ПЭВМ	Персональная электронно-вычислительная машина
РДУ	Региональное диспетчерское управление
РЗА	Релейная защита и автоматика
РПН	Регулирование под нагрузкой
РЭ	Регулирующий эффект
РЭН	Регулирующий эффект нагрузки
РЭНН	Регулирующий эффект нагрузки по напряжению
РЭС	Районные электрические сети
СМ	Синхронная машина
ССПК	Синхронные статические продольные компенсаторы реактивной мощности
СССР	Союз Советских Социалистических Республик
СТАТКОМ	Синхронные статические компенсаторы реактивной мощности
СТК	Статические конденсаторы
СХ	Статические характеристики
СХН	Статические характеристики нагрузки
СШ	Система шин
США	Соединенные Штаты Америки
СЭС	Сельские электрические сети
ТН	Трансформатор напряжения
ТТ	Трансформатор тока
ТЭС	Тепловая электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
УРЗА	Устройства релейной защиты и автоматики
УУПК	Управляемые тиристорами устройства продольной емкостной компенсации
УШР	Управляемые шунтирующие реакторы

ФВТ	Фазовращающийся трансформатор
ФПУ	Управляемые фазоповоротные устройства
ЦДУ ЕЭС	Центральное диспетчерское управление Единой энергосистемы
ЭЭС	Электроэнергетическая система
Co.Ed.	Consolidated Edison
FACTS	Flexible Alternative Current Transmission System
NYPP	New York Power Pool
TEPCO	The Tokyo Electric Power Company
P_{no}	Нерегулярные отклонения
P_{don1}	Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (20 %) коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме (МВт)
$K_{зап1}$	Нормативный (20 %) коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности
$P_{пред}$	Предельный по статической апериодической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт)
P_{don2}	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_{don}	Допустимое напряжение в узле нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме (кВ)
$P(U_{don})$	Переток активной мощности в контролируемом сечении, соответствующий допустимому напряжению в контролируемых узлах (МВт)
U_{kp}	Критическое напряжение в узле нагрузки (кВ)
$K_{зап2}$	Нормативный (15 %) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки

$U_{ном}$	Номинальное напряжение электрической сети (кВ)
P_{don3}	Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (8 %) коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме (МВт)
$P_{\delta/ав}$	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)
$P_{\delta/ав}(P_{n/ав})$	Переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий перетоку активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт)
$\Delta P_{ПA}$	Приращение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств и комплексов противоаварийной автоматики (МВт)
$K_{зап3}$	Нормативный (8 %) коэффициент запаса статической апериодической 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)
P_{don4}	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)
$P_{\delta/ав}$	Переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт)
$U_{n/ав}^{don}$	Допустимое напряжение в узле нагрузки в послеаварийном режиме (кВ)
$P_{\delta/ав}(U_{n/ав}^{don})$	Переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимому напряжению в контролируемых узлах в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт)

$K_{зап4}$	Нормативный (10 %) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки
$P_{дон5}$	Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций в послеаварийном режиме (МВт)
$P_{преддин}$	Предельный по динамической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт)
$P_{дон6}$	Допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт)
$P_{доав}$	Переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт)
$I_{n/ав}^{дон}$	Допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме (А)
$P_{доав}(I_{n/ав}^{дон})$	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)
$P_{сальдо_RastrWin}$	Значение сальдо-перетока активной мощности, полученное в программном комплексе RastrWin
$P_{сальдо_Mathcad}$	Значение сальдо-перетока активной мощности, полученное в программном комплексе Mathcad
P	Активная мощность нагрузки (МВт)
$P_{ген}$	Активная мощность генерации (МВт)
Q	Реактивная мощность нагрузки (МВАр)
Q_G	Реактивная мощность генерации (МВАр)
$P_{ном}$	Номинальная активная мощность нагрузки (МВт)
$Q_{ном}$	Номинальная реактивная мощность нагрузки (МВАр)
U	Напряжение в узле нагрузки (кВ)
$P(U)$	Функция активной мощности от напряжения (МВт)

$Q(U)$	Функция реактивной мощности от напряжения (МВАр)
$P_{\text{нач}}$	Активная мощность в начале линии (МВт)
$Q_{\text{нач}}$	Реактивная мощность в начале линии (МВАр)
$P_{\text{кон}}$	Активная мощность в конце линии (МВт)
$Q_{\text{кон}}$	Реактивная мощность в конце линии (МВАр)
$P_{\text{л}}$	Активная мощность линии (МВт)
$Q_{\text{л}}$	Реактивная мощность линии (МВАр)
$\Delta P_{\text{л}}$	Потери активной мощности в линии (МВт)
$R_{\text{л}}$	Активное сопротивление линии (Ом)
$X_{\text{л}}$	Реактивное сопротивление линии (Ом)
$U_{\text{л}}$	Напряжение линии электропередачи (кВ)
$U_{\text{норм}}$	Нормальное напряжение (кВ)
ω	Частота в сети (Гц)
$K_{\text{зп}}$	Коэффициент запаса
U_{ϕ}	Фазное напряжение сети (кВ)
Q_C	Емкостная реактивная мощность (МВАр)
Q_L	Индуктивная реактивная мощность (МВАр)
X_C	Емкостное сопротивление (Ом)
X_L	Индуктивное сопротивление (Ом)
$R(U)$	Сопротивление нити накаливания (Ом)
k_P	Регулирующий эффект нагрузки для активной мощности
k_Q	Регулирующий эффект нагрузки для реактивной мощности
$I_{\text{уст}}$	Ток элемента в установившемся режиме (кА)
$I_{\text{ддтн}}$	Длительно допустимое значение тока элемента (кА)
ΔI	Разница между длительно допустимым и установившимся значением тока элемента (кА)
$I_{y_{k,j}}$	Ток в ветви $k-j$ в установившемся режиме (кА)
$I_{\text{max}_{k,j}}$	Длительно допустимый ток в ветви $k-j$ (кА)

U_{\min_n}	Минимальное напряжение в узле нагрузки n (кВ)
U_{y_n}	Установившееся значение напряжения в узле нагрузки n (кВ)
U_{\max_n}	Максимальное значение напряжения в узле нагрузки n (кВ)
I	Целевая функция
$S_{\text{ЭЭС}_y}(U)$	Полная мощность энергосистемы в установившемся режиме с учетом СХН (МВА)
$S_n(U_n)$	Полная мощность узла нагрузки n с учетом СХН (МВА)
X	Вектор-столбец искомых переменных
$W(X)$	Система уравнений балансов мощностей
δ	Угол отклонения между фазами напряжений (рад)
w_P	Уравнение небаланса активной мощности узла (МВт)
w_Q	Уравнение небаланса реактивной мощности узла (МВАр)
n	Количество узлов схемы
g	Активная проводимость ветви (См)
b	Реактивная проводимость ветви (См)
k, j	Номера узлов
$\frac{\partial W}{\partial X}$	Частная производная небаланса активной мощности по вектору X
$\frac{\partial W_P}{\partial U}$	Частная производная небаланса активной мощности по модулю напряжения узла
$\frac{\partial W_Q}{\partial U}$	Частная производная небаланса реактивной мощности по модулю напряжения узла
$\frac{\partial W_P}{\partial \delta}$	Частная производная небаланса активной мощности по фазе напряжения узла
$\frac{\partial W_Q}{\partial \delta}$	Частная производная небаланса реактивной мощности соответственно по фазе напряжения узла
i	Шаг итерации
U'_n	Действительное значение напряжения в узле нагрузки n (кВ)
U''_n	Мнимое значение напряжения в узле нагрузки n (кВ)
$I'_{y_{k,j}}$	Действительное значение тока ветви $k-j$ (кА)
$I''_{y_{k,j}}$	Мнимое значение тока ветви $k-j$ (кА)

X'	Вектор зависимых переменных
Y'	Вектор независимых переменных
$\frac{\partial I}{\partial Y'}$	Градиент неявной функции по вектору независимых переменных
$\frac{\partial I}{\partial Y'} _0$	Вектор, определяемый из явной зависимости $I(Y')$
$\frac{\partial W}{\partial Y'}$	Матрица частных производных $\frac{\partial w_{P_k}}{\partial Y'_j} \frac{\partial w_{Q_k}}{\partial Y'_j}$
$\frac{\partial w_{P_k}}{\partial Y'_j}$	Матрица частной производной небаланса активной мощности узла k по вектору независимых переменных
$\frac{\partial w_{Q_k}}{\partial Y'_j}$	Матрица частной производной небаланса реактивной мощности узла k по вектору независимых переменных
$w_{P_k}(Y')$	Узловое уравнение небаланса активной мощности узла k по вектору независимых переменных
$w_{Q_k}(Y')$	Узловое уравнение небаланса реактивной мощности узла k по вектору независимых переменных
$\frac{\partial I}{\partial W}$	Вектор-строка частных производных
Y'^i	Значение вектора независимых переменных на шаге итерации i
k_{mp}	Коэффициент трансформации
k_{mp_min}	Минимальное значение коэффициента трансформации
k_{mp_max}	Максимальное значение коэффициента трансформации
t_0	Поправочный коэффициент
$U_{связи}$	Напряжение межсистемной линии
$P_{сальдо_исх}$	Исходное значение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении (МВт)
$P_{сальдо_расч}$	Расчетное значение сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении (МВт)
$\Delta P_{сальдо}$	Необходимое значение снижения сальдо-перетока активной мощности в контролируемом сечении (МВт)
$U_{БУ_Q_n}$	Напряжение в узле n , балансирующем по реактивной мощности (кВ)

$P_{НОН}$	Объем потенциально не отключенной нагрузки (МВт)
$P_{сальдо}$	Сальдо-переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт)
$P_{МДП}$	Максимально допустимый переток активной мощности (МВт)
$U_{з\partial}$	Заданное напряжение в узле (кВ)
$P(U)_n$	Активная мощность узла n с учетом СХН
$P(U)_{ЭЭС}$	Суммарная активная мощность энергосистемы с учетом СХН
U_{ep}^P	Условное среднее напряжение контрольных пунктов, участвующих в регулировании
k_{P_n}	Коэффициент участия узла нагрузки в формировании общего регулирующего эффекта нагрузки по напряжению для активной мощности для рассматриваемой части энергосистемы
I_e	Ток возбуждения генераторов станций (кА)
r_0	Удельное сопротивление при температуре провода +20 °C (Ом/км)
l	Длина линии (км)
x_0	Удельное реактивное сопротивление (Ом/км)
r_{np}	Радиус провода (м)
D_{np}	Среднегеометрическое расстояние между фазами (м)
D_{ab}, D_{bc}, D_{ca}	Расстояние между проводами соответственно фаз a, b, c (м)
g_L	Активная проводимость линии(См/км)
b_L	Реактивная проводимость линии(См/км)
b_0	Удельная емкостная проводимость (См/км)
Q_c	Зарядная мощность линии (МВАр)
r_T	Активное сопротивление трансформаторной ветви (Ом)
x_T	Реактивное сопротивление трансформаторной ветви (Ом)
ΔP_k	Потери короткого замыкания (МВт)
u_k	Напряжение короткого замыкания (%)
g_T	Активная проводимость трансформаторной ветви (Ом)
b_T	Реактивная проводимость трансформаторной ветви (Ом)

ΔP_x	Активные потери холостого хода (МВт)
ΔQ_x	Намагничающая мощность (МВАр)
$S_{ном}$	Номинальная мощность (МВА)
I_x	Ток холостого хода в % от $I_{ном}$
a_0	Доля активной мощности нагрузки, не зависящей от напряжения на ее шинах
b_0	Доля реактивной мощности нагрузки, не зависящей от напряжения на ее шинах
a_1	Доля активной нагрузки, зависящей от напряжения на шинах подстанции в первой степени
b_1	Доля реактивной нагрузки, зависящей от напряжения на шинах подстанции в первой степени
a_2	Доля активной нагрузки, зависящей от напряжения на шинах подстанции во второй степени
b_2	Доля реактивной нагрузки, зависящей от напряжения на шинах подстанции во второй степени
$P_{ЭЭС}$	Суммарная активная мощность энергосистемы, потребляемая узлами нагрузки
$U_{cp_ЭЭС}^P$	Условное среднее напряжение ЭЭС

В диссертации использованы традиционные для электротехнической литературы единицы измерения: А, кА, В, кВ, Ом, кОм, Ом/км, Гц, Гц/с, МВА, МВт, МВАр, км, м, см, мм, мм², Тл, См, См/км.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Панасецкий, Д. А. Совершенствование структуры и алгоритмов противоаварийного управления ЭЭС: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Панасецкий Даниил Александрович. – Иркутск, 2014. – 224 с.
2. ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820.29.240.008-2008. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. – М., 2008. – 61 с.
3. ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820.27.010.001-2013. 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. ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820.27010.005-2013. 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. ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820.27.100.003-2012. 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. Управление мощными энергообъединениями / Н. И. Воропай, В. В. Ершевич, Я. Н. Лугинский. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 255 с.
13. Cheimanoff, A. The power failure of december 19, 1978 / A. Cheimanoff, C. Corroyer // Revue Generale de l'electricite. tome 89, #4 avril 1980. – pp. 280–296.
14. Беляев, А. Н. Анализ развития крупных системных аварий: учеб. пособие / А. Н. Беляев, Ю. П. Горюнов, А. А. Смирнов, С. В. Смоловик. – СПб.: СПбГПУ, 2006. – 72 с.
15. Алексеев, В. А. Системные аварии и меры по их предупреждению / В. А. Алексеев // Электрические станции. – 2005. – № 4. – С. 78–83.
16. Кощеев, Л. А. Системные аварии в Западном энергообъединении США / Л. А. Кощеев, В. А. Семенов // Электричество. – 1997. – № 10. – С. 24–28.
17. Lee, C.-H. Уроки системной аварии на Тайване, вызванной инцидентом на АЭС TNPP / Lee C.-H., Chen B.-K., Chen N.-M., Liu C.-W. // 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. Пономаренко, И. С. Учет вероятностного характера изменения нагрузок при моделировании процессов: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Пономаренко Игорь Степанович. – М., 1984. – 277 с.
20. Илюшин, П. В. Разработка и развитие принципов противоаварийного управления распределительными сетями мегаполиса: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Илюшин Павел Владимирович. – М., 2011. – 173 с.

21. Денисов, В. В. Управление электромеханическими процессами в электрических схемах с помощью статических средств непрерывного фазового регулирования: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Денисов Виктор Владимирович. – Новосибирск, 1983. – 159 с.
22. Сатанин, В. В. Применение устройств компенсации реактивной мощности для оптимизации режимов и устойчивости межсистемной транзитной электропередачи 330 кВ Кольская АЭС – Ленэнерго: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Сатанин Владислав Владимирович. – СПб, 2005. – 171 с.
23. Батраков, Р. В. Комплексное управление перетоками мощности в системах электроснабжения: дисс. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Батраков Руслан Викторович. – Липецк, 2013. – 187 с.
24. Кравченко, И. В. Повышение эффективности предотвращения развития аварий в системах электроснабжения средствами противоаварийной автоматики: дисс. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Кравченко Илья Владимирович. – СПб, 2012. – 168 с.
25. Воронин, В. А. Повышение эффективности управления нормальными и аварийными электрическими режимами в районах мегаполисов: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Воронин Владимир Александрович. – Иваново, 2014. – 165 с.
26. Андреев, А. В. Разработка методов и алгоритмов нелинейного управления режимами энергосистем по частоте и активной мощности, минимизирующих интенсивность управляющих воздействий на регулирующие энергообъекты: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Андреев Александр Викторович. – М., 2012. – 237 с.
27. Ситников, В. Ф. Совершенствование методов и средств управления режимами электроэнергетических систем на основе элементов гибких электропередач (FACTS): дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Ситников Владимир Федорович. – М., 2009. – 301 с.

28. Глускин, И. З. Разработка иерархической, эшелонированной системы противоаварийного управления электроэнергетическими объединениями: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Глускин Игорь Захарович. – М., 2005. – 258 с.
29. Наровлянский, В. Г. Совершенствование методов и технических средств предотвращения и ликвидации аварийных режимов в энергосистеме: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Наровлянский Владимир Григорьевич – М., 2005. – 319 с.
30. Файницкий, О. В. Разработка методики управления оперативными переключениями в сетях 110-500 кВ с целью снижения перегрузки и повышения надежности: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Файницкий Олег Викторович. – М., 2010. – 220 с.
31. 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.
32. Mazi, A. A. Corrective control of power system flows by line and bus-bar switching / A. A. Mazi, B. F. Wollenberg, M. H. Hess // IEEE Trans on Power Systems. – vol. 1, № 3. – 1986.
33. Glavitch, H. Switching as means of control in the Power Systems / H. Glavitch // Electric Power and Energy Systems. – vol. 7, № 2. – 1985.
34. Glavitch, H. Network topology optimization with security constraints / H. Glavitch, R. Bacher // IEEE Trans. on Power Systems. – vol. 1, № 4. – 1986.
35. 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.
36. 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.
37. 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.

38. Bacher, R. Loss reduction by network switching / R. Bacher, H. Glavitch // IEEE Trans. on Power Systems. – vol. 3, № 2. – 1988.
39. Хозяинов, А. М. О задаче устранения перегрузок в электрической системе изменением конфигурации сети / А. М. Хозяинов // Электричество. – 1993. – № 2 – С. 9–18.
40. Пономаренко, И. С. Автоматизированный анализ послеаварийных режимов электроэнергетических систем / И. С. Пономаренко, Уссама Даака // Электричество. – № 8. – 1994. – С. 1–4.
41. Пономаренко, И. С. Анализ послеаварийных режимов и управление ими в распределительных электрических сетях / И. С. Пономаренко, А. Ю. Скорняков // Электричество. – 2006. – № 1. – С. 27–32.
42. ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.240.019-2009. Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России. – М., 2009. – 34 с.
43. Фролов, О. В. Оптимизация режимов энергосистемы Северо-Запада на основе применения фазорегулирующих устройств: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Фролов Олег Валерьевич. – СПб, 2007. – 149 с.
44. Григоркин, Б. О. Фазовое управление в электроэнергетических системах и системах электроснабжения / Б. О. Григоркин, А. П. Долгов, Н. И. Емельянов, А. К. Ландман, А. Г. Фишов, В. М. Чебан // Электротехника. – 2000. – № 11. – С. 54–59.
45. Боков, Д. Г. Выбор и анализ эффективности мероприятий по повышению пропускной способности межсистемных связей в объединенных ЭЭС: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Боков Денис Геннадьевич – М., 2006. – 190 с.
46. Кузнецов, М. И. Экспериментальное исследование управления потоком реактивной мощности в электрической системе с трехобмоточным трансформатором / М. И. Кузнецов, А. В. Ромодин, А. М. Костыгов // Электротехника. – 2011. – № 11. – С. 46–50.

47. Воропай, Н. И. Координированное противоаварийное управление нагрузкой и устройствами FACTS / Н. И. Воропай, П. В. Этингов, А. С. Удалов, А. Жермон, Р. Шеркави // Электричество. – 2005. – № 10. – С. 25–36.
48. SU 1473008 A1. Устройство для управления нагрузкой трансформаторной подстанции. SU 1473008 A1 / Калентионок Е. В. – 1985.
49. Рабинович, Р. С. Экспериментальные исследования режимов энергосистем / Р. С. Рабинович, С.А. Совалов и др. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 448 с.
50. Портной, М. Г. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости / М. Г. Портной, Р. С. Рабинович. – М.: Энергия, 1978. – 352 с.
51. Веников, В.А. Электрические системы. Т. VIII Управление переходными режимами электроэнергетических систем / В.А. Веников. – М.: Высшая школа, 1982. – 247 с.
52. Исследование возможностей создания оперативного резерва мощности в АО «Кировэнерго» за счет регулирования напряжения в узлах электропотребления: Отчет о научно-исследовательской работе / Ю. Ф. Васюра, В. А. Каленик. – Киров, 1993. – 25 с.
53. Евсеев, А. Н. Разработка технических средств оперативного автоматического управления электропотреблением промысловых распределительных подстанций: дисс. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Евсеев Александр Николаевич. – СПб, 1995. – 246 с.
54. Дубинский, Е. В. Уменьшение потребления активной мощности промпредприятием средствами регулирования напряжения в системе электроснабжения: дисс. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Дубинский Евгений Всеволодович. – М., 1996. – 128 с.
55. Хорошилов, Н. В. Модель и алгоритмы для информационной системы управления режимами электропотребления промышленных предприятий: дисс. ... канд. техн. наук: 05.13.10 / Хорошилов Николай Владимирович. – Курск, 2007. – 167 с.

56. Калентионок, Е. В. Оперативное управление в энергосистемах / Е. В. Калентионок, В. Г. Прокопенко, В. Т. Федин. – Минск: Высшая школа, 2007. – 351 с.
57. NG GC0050 Demand Control and OC6, National Grid, UK, 2014, April.
58. Wheeler, P.L. The effects of voltage reduction on distribution system loads / P.L. Wheeler, A.H. Dickenson, T.J. Gibbs // Conference Paper A-78-542-3, IEEE Power Engineering Society 1978 Summer Meeting, July 16–21, Los Angeles, USA, 1978.
59. Preiss, R.F. Impact of voltage reduction on energy and demand / R.F. Preiss, V.J. Warnock // IEEE Trans. Power Appar. Syst. 97 (5) (September, 1978), 1665–1671.
60. Lefebvre, S. Measuring the efficiency of voltage reduction at Hydro-Québec distribution / S. Lefebvre, G. Gaba, A. Ba, D. Asber, A. Ricard, C. Perreault, D. Chartrand // IEEE Power Engineering Society 2008 General Meeting – Converse and Delivery Electrical Energy in the 21st Century, July 20–24, Pittsburgh, USA, 2008.
61. NEEA Distribution Efficiency Initiative, Northwest Energy Efficiency Alliance, Portland, Oregon, USA, 2007, December.
62. Dabic V. BC hydro's experience on voltage VAR optimization in distribution system / V. Dabic, S. Cheong, J. Peralta, D. Acebedo // IEEE Power Energy Society 2010 Transmission and Distribution Conference and Exposition, April 19–22, New Orleans, USA, 2010.
63. Diskin E. Conservation Voltage Reduction and Voltage Optimisation on IRISH Distribution Networks / E. Diskin, T. Fallon, G. O'Mahony, C. Power // CIRED Workshop, May 29–30, 2012, Lisbon, Portugal, Paper No. 0264, 2012.
64. ENWL Offline Demand Response Capability Assessment / Technical Report, Customer Load Active System Services (CLASS) Project, Electricity North West Limited, UK, 2015, September.

65. Larry. Conservation Voltage Reduction (CVR) as a Demand Resource / Larry, Conrad, Ray, Hoffman // presented to MISO Reliability Subcommittee on Aug. 27, 2013.
66. Faruqui A. The impact of AMI-enabled conservation voltage reduction on energy consumption and peak demand / Faruqui, K. Arritt, S. Sergici // The Electricity Journal, 2017, vol. 30, 60–65.
67. Колесник, Г. П. Переходные электромеханические процессы в электроэнергетических системах / Г. П. Колесник. – Владимир, 2008. – 116 с.
68. Гуревич, Ю. Е. Устойчивость нагрузки электрических систем / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова. – М.: Энергоиздат, 1981. – 208 с.
69. Герасименко, А. А. Передача электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715 с.
70. Гуревич, Ю. Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова. – М.: Элекс-КМ, 2008. – 248 с.
71. Горнштейн, В. М. Статические характеристики потребителей / В. М. Горнштейн // Электрические станции. – М.: Госэнергоиздат, 1940. – № 5–6.
72. Хрущев, Ю. В. Методика идентификации статических характеристик нагрузки по результатам активного эксперимента / Ю. В. Хрущев, А. В. Панкратов, Н. Л. Бацева, В. И. Полищук, А. С. Тавлинцев // Известия Томского политехнического университета. Техника и технологии в энергетике. – 2014. – № 4. – С. 165–167.
73. Малоземова, О. Ю. Определение коэффициентов полиномов статических характеристик нагрузки по напряжению на основе экспериментальных данных / О. Ю. Малоземова // Сборник докладов участников V Международной конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – Томск, 2014. – Т. 1. – С. 36–40.

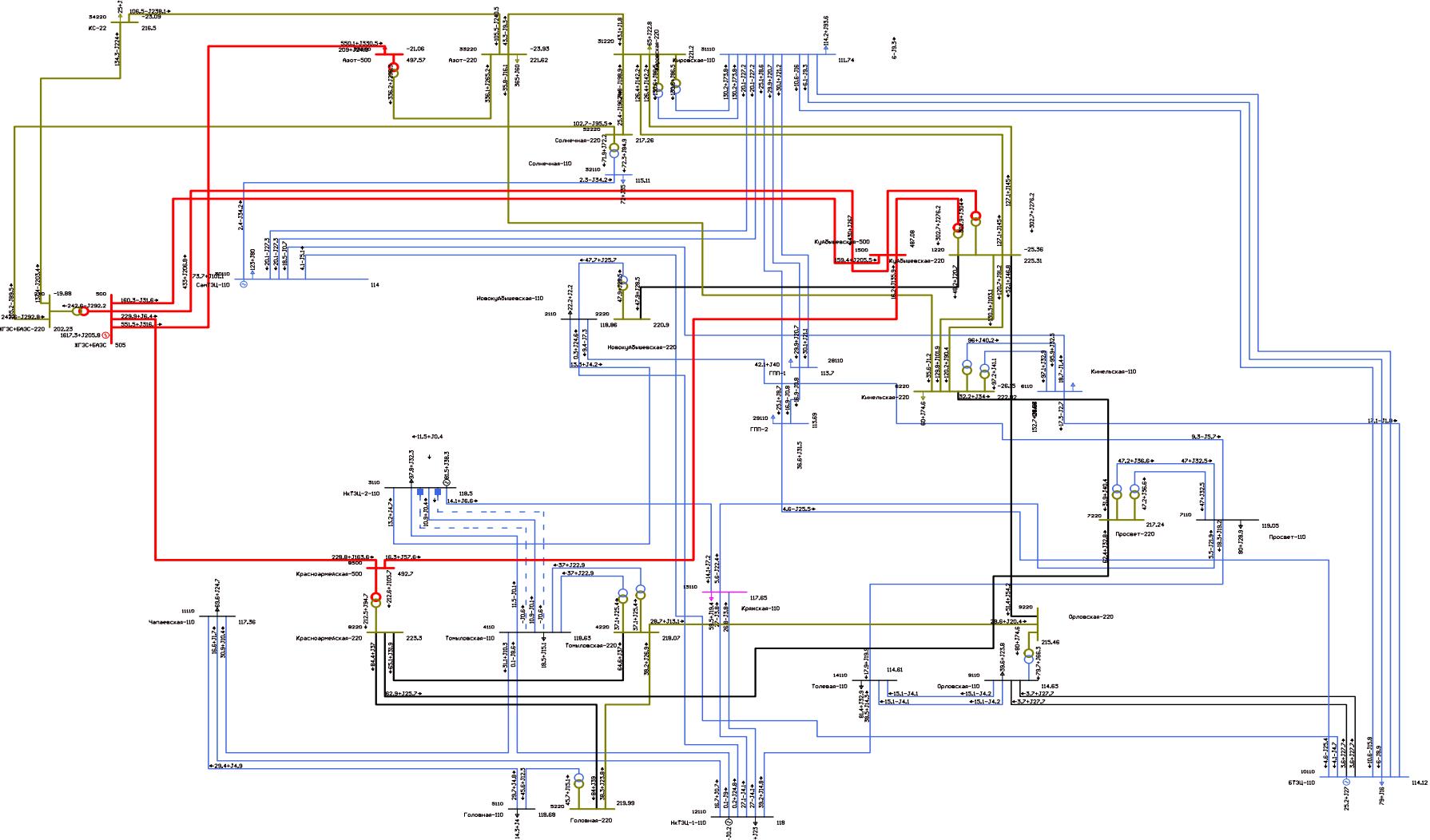
74. Неуймин, В. Г. Программный комплекс RastrWin. Руководство пользователя / В. Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А. С. Александров, А. А. Багрянцев. – 2015. – 308 с.
75. Маркушевич, Н.С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 104 с.
76. Петров, В. В. Совершенствование методов ликвидации недопустимых токовых перегрузок сетевых элементов в крупных энергосистемах / В. В. Петров, А. А. Альмендеев, В. И. Полищук // Вестник Самарского государственного технического университета. – 2016. – С. 83–90.
77. Идельчик, В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / В. И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 280 с.
78. ПАО ФСК ЕЭС. СТО 1148648.4684.11. Инструкция по эксплуатации трансформаторов.
79. Аюев, Б. И. Моделирование установившихся режимов в задачах оперативного и автоматического управления энергосистемами: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Аюев Борис Ильич. – Екатеринбург, 1999. – 210 с.
80. Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, Шапиро И. М., под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
81. Рокотян, С. С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов, под ред. С. С. Рокотяна. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
82. ОАО «СО ЕЭС». Требования к созданию и актуализации расчетных моделей для расчетов установившихся режимов и статической устойчивости в филиалах. – М., 2010. – 12 с.
83. ПАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007- 29.180.02.140-2012. Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС. – 2012. – 16 с.

84. ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820.29.240.007-2008. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. – 2008. – 49 с.
85. Петров, В. В. Совершенствование методов ликвидации недопустимых токовых перегрузок сетевых элементов в крупных энергосистемах / В. В. Петров // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – № 4. – С. 148–157.

144
ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Принципиальная схема части Самарской электроэнергетической системы



*Приложение 2***Методика снижения недопустимой токовой перегрузки системной связи**

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

$$I_{yctm} < I_{\max}, \quad (\Pi 2.1)$$

где I_{yctm} – установившееся значение тока через элемент сечения; I_{\max} – максимально допустимое значение тока через данный элемент сечения.

2. Определение необходимого снижения ΔI :

$$\Delta I = I_{yctm} - I_{\max}. \quad (\Pi 2.2)$$

3. Расчет электрического режима методом Ньютона.

3.1. Формирование таблицы ветвей.

3.2. Формирование матрицы уравнений небалансов мощностей для каждого узла:

$$W(X) = 0; \quad (\Pi 2.3)$$

$$X = \begin{pmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \dots \\ \delta_{n-1} \\ U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_{n-1} \end{pmatrix}; W(X) = \begin{pmatrix} w_{P_1}(x) \\ w_{P_2}(x) \\ \dots \\ w_{P_{n-1}}(x) \\ w_{Q_1}(x) \\ w_{Q_2}(x) \\ \dots \\ w_{Q_{n-1}}(x) \end{pmatrix}; \quad (\Pi 2.4)$$

$$w_{P_k} = P_k - g_{k,k}U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (g_{k,j} \cos \delta_{k,j} - b_{k,j} \cos \delta_{k,j}); \quad (\Pi 2.5)$$

$$w_{Q_k} = Q_k - b_{k,k}U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (b_{k,j} \cos \delta_{k,j} - g_{k,j} \cos \delta_{k,j}), \quad (\Pi 2.6)$$

где X – вектор-столбец искомых переменных; $W(X)$ – система уравнений балансов мощностей для каждого узла; δ – угол отклонения между фазами напряжений; U – напряжение в узле; $w_p(x)$ – уравнение небаланса активной мощности узла; $w_Q(x)$ – уравнение небаланса реактивной мощности узла (не записывается для узлов-генераторов реактивной мощности); n – количество узлов схемы; P, Q – активная и реактивная 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 $\delta_k^0 = 0$, $U_k^0 = U_{\text{ном}}$. Для последующих шагов в качестве начальных приближений используются значения, полученные в результате решения системы уравнений методом Гаусса в шаге 1.5. Значение напряжений узлов-генераторов является неизменным.

3.4. Формирование матрицы Якоби:

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \begin{vmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}, \quad (\Pi2.7)$$

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:

$$X^{(i+1)} = X^i - \left\| \frac{\partial W}{\partial X}(X^i) \right\|^{-1} W(X^i), \quad (\Pi2.8)$$

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 шаги 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:

$$U'_n = U_{y_n} ; \quad (\text{П2.9})$$

$$U''_n = U_{y_n} \cdot \sin(\delta_{y_n}) . \quad (\text{П2.10})$$

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:

$$I'_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - U'_{j}) \cdot g_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - U''_{j}) \cdot b_{k,j} ; \quad (\text{П2.11})$$

$$I''_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - U'_{j}) \cdot b_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - U''_{j}) \cdot g_{k,j} . \quad (\text{П2.12})$$

При этом при расчете трансформаторной ветви необходимо учитывать коэффициент трансформации и приводить напряжения к базисному значению. В качестве базисного значения выбирается напряжение узла начала. Например, для трансформаторной ветви $k-j$, где узел k является узлом высокого напряжения, а узел j – узлом низкого напряжения, формулы (П2.11) и (П2.12) примут следующий вид:

$$I'_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - \frac{U'_j}{k_{mp}}) \cdot g_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - \frac{U''_j}{k_{mp}}) \cdot b_{k,j} ; \quad (\text{П2.13})$$

$$I''_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - \frac{U'_j}{k_{mp}}) \cdot b_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - \frac{U''_j}{k_{mp}}) \cdot g_{k,j} . \quad (\text{П2.14})$$

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

$$P_{y_{k,j}} = \sqrt{3} \cdot (U'_k \cdot I'_{y_{k,j}}) + \sqrt{3} \cdot (U''_k \cdot I''_{y_{k,j}}); \quad (\text{П2.15})$$

$$Q_{y_{k,j}} = \sqrt{3} \cdot (U''_k \cdot I'_{y_{k,j}}) - \sqrt{3} \cdot (U'_k \cdot I''_{y_{k,j}}); \quad (\text{П2.16})$$

$$S_{y_{k,j}} = \sqrt{P_{y_{k,j}}^2 + Q_{y_{k,j}}^2}. \quad (\text{П2.17})$$

После этого определяется значение полного тока в ветвях схемы:

$$I_{y_{k,j}} = \sqrt{I'^2_{y_{k,j}} + I''^2_{y_{k,j}}}. \quad (\text{П2.18})$$

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

5. Определение уточненного значения ΔI :

$$\Delta I = I_{\text{yctm}} - I_{\max}. \quad (\text{П2.19})$$

6. Формирование целевой функции:

$$I[X'(Y'), Y'], \quad (\text{П2.20})$$

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

7. Проверка выполнения заданных ограничений:

$$U_{\min_n} < U_{y_n} < U_{\max_n}; \quad (\text{П2.21})$$

$$I_{y_{k,j}} < I_{\max_{k,j}}; \quad (\text{П2.22})$$

$$k_{\min} < k_{mp} < k_{\max}. \quad (\text{П2.23})$$

8. Определение градиента неявной функции:

$$\frac{\partial I}{\partial Y'} = \frac{\partial I}{\partial Y'}|_0 + \frac{\partial I}{\partial W} \cdot \frac{\partial W}{\partial Y'}, \quad (\text{П2.24})$$

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

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

частных производных $\frac{\partial w_{P,k}}{\partial Y'_j}, \frac{\partial w_{Q,k}}{\partial Y'_j}$, определяемых из явных зависимостей

$w_{P,k}(Y'), w_{Q,k}(Y')$; $\frac{\partial I}{\partial W} = \begin{pmatrix} \frac{\partial I}{\partial W_P} & \frac{\partial I}{\partial W_Q} \end{pmatrix}$ – вектор-строка частных производных,

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

$$\begin{vmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}^T \cdot \begin{vmatrix} \frac{\partial I}{\partial W_P} \\ \frac{\partial I}{\partial W_Q} \end{vmatrix} = - \begin{vmatrix} \frac{\partial I}{\partial U} \\ \frac{\partial I}{\partial \delta} \end{vmatrix}. \quad (\text{П2.25})$$

9. Определение независимых переменных:

$$Y^{i'} = Y^{i-1} - \frac{\partial I}{\partial Y} \cdot t_0, \quad (\text{П2.26})$$

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 шагами 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 шагов 3–10 вплоть до достижения допустимой погрешности расчетов.

11. Оценка эффективности по объему потенциально не отключенной нагрузки:

$$P_{HOH} = P_{\text{сальдо_исх}} - P_{\text{сальдо_уст}}. \quad (\text{П2.27})$$

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.

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 телеметрии и телесигнализации:

$$P_{yctm} < P_{MДП}, \quad (\Pi3.1)$$

где P_{yctm} – установившееся значение сальдо-перетока активной мощности через элемент сечения; $P_{MДП}$ – максимально допустимое значение сальдо-перетока активной мощности через данный элемент сечения.

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

$$\Delta P_{\text{сальдо}} = P_{\text{сальдо_уст}} - P_{MДП}. \quad (\Pi3.2)$$

3. Расчет электрического режима методом Ньютона.

3.1. Формирование таблицы ветвей.

3.2. Формирование матрицы уравнений небалансов мощностей для каждого узла:

$$W(X) = 0; \quad (\Pi3.3)$$

$$X = \begin{pmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \dots \\ \delta_{n-1} \\ U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_{n-1} \end{pmatrix}; W(X) = \begin{pmatrix} w_{P_1}(x) \\ w_{P_2}(x) \\ \dots \\ w_{P_{n-1}}(x) \\ w_{Q_1}(x) \\ w_{Q_2}(x) \\ \dots \\ w_{Q_{n-1}}(x) \end{pmatrix}; \quad (\Pi3.4)$$

$$w_{P_k} = P_k - g_{k,k}U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (g_{k,j} \cos \delta_{k,j} - b_{k,j} \sin \delta_{k,j}); \quad (\Pi3.5)$$

$$w_{Q,k} = Q_k - b_{k,k} U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (b_{k,j} \cos \delta_{k,j} - g_{k,j} \cos \delta_{k,j}), \quad (\text{П3.6})$$

где X – вектор-столбец искомых переменных; $W(X)$ – система уравнений балансов мощностей для каждого узла; δ – угол отклонения между фазами напряжений; U – напряжение в узле; $w_P(x)$ – уравнение небаланса активной мощности узла; $w_Q(x)$ – уравнение небаланса реактивной мощности узла (не записывается для узлов-генераторов реактивной мощности); n – количество узлов схемы; P, Q – активная и реактивная 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 $\delta_k^0 = 0, U_k^0 = U_{\text{ном}}$. Для последующих шагов в качестве начальных приближений используются значения, полученные в результате решения системы уравнений методом Гаусса в шаге 1.5. Значение напряжений узлов-генераторов является неизменным.

3.4. Формирование матрицы Якоби:

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \begin{vmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}, \quad (\text{П3.7})$$

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:

$$X^{(i+1)} = X^i - \left\| \frac{\partial W}{\partial X}(X^i) \right\|^{-1} W(X^i), \quad (\text{П3.8})$$

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 шаги 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:

$$U'_n = U_{y_n}; \quad (\text{П3.9})$$

$$U''_n = U_{y_n} \cdot \sin(\delta_{y_n}). \quad (\text{П3.10})$$

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:

$$I'_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - U'_{j'}) \cdot g_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - U''_{j'}) \cdot b_{k,j}; \quad (\text{П3.11})$$

$$I''_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - U'_{j'}) \cdot b_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - U''_{j'}) \cdot g_{k,j}. \quad (\text{П3.12})$$

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

$$I'_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - \frac{U'_j}{k_{mp}}) \cdot g_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - \frac{U''_j}{k_{mp}}) \cdot b_{k,j}; \quad (\text{П3.13})$$

$$I''_{y_{k,j}} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U'_k - \frac{U'_j}{k_{mp}}) \cdot b_{k,j} - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (U''_k - \frac{U''_j}{k_{mp}}) \cdot g_{k,j}. \quad (\text{П3.14})$$

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

$$P_{y_{k,j}} = \sqrt{3} \cdot (U'_k \cdot I'_{y_{k,j}}) + \sqrt{3} \cdot (U''_k \cdot I''_{y_{k,j}}); \quad (\text{П3.15})$$

$$Q_{y_{k,j}} = \sqrt{3} \cdot (U''_k \cdot I'_{y_{k,j}}) - \sqrt{3} \cdot (U'_k \cdot I''_{y_{k,j}}); \quad (\text{П3.16})$$

$$S_{y_{k,j}} = \sqrt{P_{y_{k,j}}^2 + Q_{y_{k,j}}^2}. \quad (\text{П3.17})$$

После этого определяется значение полного тока в ветвях схемы:

$$I_{y_{k,j}} = \sqrt{I'^2_{y_{k,j}} + I''^2_{y_{k,j}}}. \quad (\text{П3.18})$$

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

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

$$\Delta P_{\text{сальдо}} = P_{\text{сальдо_уст}} - P_{M\Delta\Pi}. \quad (\text{П3.19})$$

6. Формирование целевой функции:

$$I(k_{mp}, U_4) = P_{\text{сальдо_исх}} - \Delta P - \sum \left[P_{\text{ном_н}} \cdot \left[a_0 - a_1 \cdot \frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} + a_2 \cdot \left(\frac{U_{y_n}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right] + P_{\text{зен}} \right], \quad (\text{П3.20})$$

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

$$I[X'(Y'), Y'], \quad (\text{П3.21})$$

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

7. Проверка выполнения заданных ограничений:

$$U_{\min_n} < U_{y_n} < U_{\max_n}; \quad (\text{П3.22})$$

$$I_{y_{k,j}} < I_{\max_{k,j}}; \quad (\text{П3.23})$$

$$k_{\min} < k_{mp} < k_{\max}. \quad (\text{П3.24})$$

8. Определение градиента неявной функции:

$$\frac{\partial I}{\partial Y'} = \frac{\partial I}{\partial Y'}|_0 + \frac{\partial I}{\partial W} \cdot \frac{\partial W}{\partial Y'}, \quad (\text{П3.25})$$

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

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

частных производных $\frac{\partial w_{P,k}}{\partial Y'_j}, \frac{\partial w_{Q,k}}{\partial Y'_j}$, определяемых из явных зависимостей

$w_{P,k}(Y'), w_{Q,k}(Y')$; $\frac{\partial I}{\partial W} = \left(\frac{\partial I}{\partial W_P} \frac{\partial I}{\partial W_Q} \right)$ – вектор-строка частных производных,

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

$$\begin{vmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}^T \cdot \begin{vmatrix} \frac{\partial I}{\partial W_P} \\ \frac{\partial I}{\partial W_Q} \end{vmatrix} = - \begin{vmatrix} \frac{\partial I}{\partial U} \\ \frac{\partial I}{\partial \delta} \end{vmatrix}. \quad (\text{П3.26})$$

9. Определение независимых переменных:

$$Y'^i = Y'^{i-1} - \frac{\partial I}{\partial Y'} \cdot t_0, \quad (\text{П3.27})$$

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 шагами 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 шагов 3–10 вплоть до достижения допустимой погрешности расчетов.

11. Оценка эффективности по объему потенциально не отключенной нагрузки:

$$P_{HOH} = P_{сальдо_исх} - P_{сальдо_уст}. \quad (\text{П3.28})$$

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.

Приложение 4

**Акт о внедрении результатов работы
в учебный процесс ФГБОУ ВО «СамГТУ»**



МИНОБРНАУКИ РОССИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
(ФГБОУ ВО «СамГТУ»)

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по УР ФГБОУ ВО

СамГТУ, д.п.н.

 Юсупова О. В.

«16» 10 2018г.

АКТ
о внедрении результатов диссертационной работы
Петрова Вячеслава Валерьевича

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационной работы Петрова Вячеслава Валерьевича на тему «Разработка методик управления транспортом электроэнергии в пределах заданной пропускной способности сетевых элементов» внедрены и используются в учебном процессе Самарского государственного технического университета при подготовке магистров по направлению 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника» по профилю «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» на Электротехническом факультете на кафедре «Электрические станции»

Результаты диссертационной работы Петрова В. В. использованы в учебном процессе по курсам: «Оперативно-диспетчерское управление» и «Планирование энергетических режимов».

Заведующий кафедрой
«Электрические станции»
к.т.н., доцент

 Ведерников А.С.

Декан Электротехнического факультета
ФГБОУ ВО «СамГТУ»

 Ведерников А. С.

Приложение 5

Акт о внедрении результатов работы в процесс подготовки оперативного персонала филиала АО «СО ЕЭС» – Самарское РДУ

Утверждаю
Первый заместитель директора –
главный диспетчер
филиала АО «СО ЕЭС» –
Самарское РДУ
Николаев Николай Анатольевич



20.01.

АКТ
о внедрении результатов диссертационного исследования
Петрова Вячеслава Валерьевича

Настоящий акт составлен о том, что результаты диссертационной работы Петрова Вячеслава Валерьевича внедрены и используются в процессе подготовки оперативного персонала филиала АО «СО ЕЭС» – Самарское РДУ, а именно:

- результаты исследования электрических режимов и влияния уровней напряжения в энергосистеме на значения сальдо-перетока и максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении;
- методика ввода сальдо-перетока активной мощности в область допустимых значений, позволяющая снизить или полностью избежать введение графиков ограничения электроснабжения.

Технический эксперт, К.Т.Н.

Альмендеев А. А.