

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2016 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Методика выбора управляющих воздействий в дефицитных
электроэнергетических системах

Исполнитель
студент группы 442ом _____ Д. Г. Игнатов
(подпись, дата)

Руководитель
профессор, д.т.х _____ Н.В. Савина
(подпись, дата)

Руководитель
магистерской
программы
профессор, д.т.н _____ Н.В. Савина
(подпись, дата)

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук _____ А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Рецензент _____
(подпись, дата)

Рецензент _____
(подпись, дата)

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 100 стр., 25 рисунков, 32 таблицы, 8 приложений.

СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ, ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ СХЕМЫ, СЛАБЫЙ УЗЕЛ, СИЛЬНЫЙ УЗЕЛ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ЭКВИВАЛЕНТ АМУРСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, РАНЖИРОВАНИЕ УЗЛОВ, АЧР, ДЕФИЦИТ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

На экспериментальных схемах при загрузке слабых и сильных узлов показана обоснованная возможность работы в "тяжелых" режимах. Сопоставление графиков производных потерь активной и реактивной мощности по контролируемому утяжеляемому параметру показало возможность обоснованного длительного ведения "тяжелых" режимов по любой из этих характеристик. Учет короны не влияет на запас статической устойчивости.

Для 25-узлового эквивалента Амурской энергосистемы рассчитан и проанализирован нормальный установившийся режим в период зимнего контрольного замера, возможный дефицит активной мощности при утере связей с соседними энергосистемами и Зейской ГЭС и показан суммарный объем подключаемой нагрузки к устройствам АЧР составивший 920 МВт. Проанализировано изменения дефицитов активной мощности в зимний и летний период времени в различные часы функционирования ЭЭС, для оценки возможных объемов АЧР. Предлагается распределение отключаемой мощности в соответствии с ранжиром узлов по показателю слабости. Для реальной схемы Амурской энергосистемы показан возможный послеаварийный режим работы при погашении ОРУ–500 кВ п/с "Амурская" и выбор управляющих воздействий.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АЧР – автоматическая частотная разгрузка;

БТЭЦ – Благовещенская электростанция;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ЗГЭС – Зейская гидроэлектростанция;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОЭС – объединенная энергосистема;

РГРЭС – Райчихинская государственная районная электростанция;

ХЭ – Хабаровская энергосистема;

ЧЭ – Читинская энергосистема;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ЯЭ – Якутская энергосистема.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Анализ допустимых режимов в экспериментальных схемах.....	10
1.1 Оценка статической устойчивости электроэнергетических систем.....	10
1.1.1 Постановка задачи.....	10
1.1.2 Метод оценки аperiodической устойчивости электроэнергетических систем.....	11
1.1.3 Использование производных потерь активной мощности в сети для оценки устойчивости.....	12
1.2 Использование слабых мест при оценке статической устойчивости.....	14
1.3 Описание экспериментальных схем.....	16
1.4 Расчет допустимых режимов в экспериментальных схемах	19
1.4.1 Расчет допустимого режима при загрузке слабого узла.....	20
1.4.2 Расчет допустимого режима при загрузке сильного узла.....	26
1.4.3 Сравнение полученных данных расчета при загрузке слабого и сильного узлов.....	34
1.4.4 Влияние учета короны на запас статической аperiodической устойчивости.....	38
2 Анализ допустимых режимов при расчетах на эквивалентной схеме Амурской энергосистемы.....	42
2.1 Преобразование сети и исключение узлов.....	42

2.2.	Составление и расчет эквивалентной схемы Амурской энергосистемы.....	44
2.3.	Выявления слабых узлов в анализируемой схеме.....	48
2.4.	Управление режимом с учетом слабых мест.....	49
3.	Анализ и управление режимом в дефицитной ЭЭС для повышения устойчивости.....	50
3.1.	Способ управления режимом для повышения устойчивости ЭЭС.....	50
3.2.	Места расстановки и объемы АЧР.....	50
3.3.	Расчет дефицита активной мощности в 25-узловой схеме замещения.....	55
3.4.	Расчет объемов активной мощности подключаемых к устройствам АЧР.....	55
3.5.	Выбор мест расстановки и объем отключаемой нагрузки в узлах устройствами АЧР.....	56
3.6.	Анализ дефицитных значений активной мощности возможных в Амурской энергосистеме.....	60
4.	Расчет послеаварийного режима в Амурской энергосистеме при погашении ОРУ–500 кВ п/с "Амурская".....	65
4.1.	Постановка задачи.....	65
4.2.	Составление 26-узлового эквивалента.....	65
4.3.	Выявление слабых узлов в 26-узловом эквиваленте.....	69
4.4.	Места расстановки и объемы подключаемой нагрузки к устройствам АЧР.....	70
4.5.	Анализ и расчет послеаварийного режима.....	72
4.6.	Итоги расчета послеаварийного режима.....	73

5	Анализ работы энергоснабжающих предприятий с муниципальными бюджетами.....	75
5.1	Введение в проблему по работе энергоснабжающих организаций с муниципальными бюджетами.....	75
5.2	Порядок работы энергоснабжающих организаций с местными бюджетами.....	76
5.3	Порядок работы энергоснабжающих организаций с местными бюджетными потребителями.....	77
5.4	Порядок работы с администрациями регионов и администрациями муниципальных образований по проекту бюджета.....	78
6	Особенности организации пунктов ОИК и ЦУС	83
6.1	Факторы воздействия персонального компьютера на человека.....	83
6.2	Реальные условия работы оператора АРМ ОИК и ЦУС и в диспетчерских центрах.....	84
6.2.1	Оценка эргономических параметров АРМ ОИК и ЦУС.....	84
6.2.2	Оценка помещения.....	85
6.2.3	Оценка рабочего места.....	85
6.2.4	Оценка организации и оборудования рабочего места	86
6.3	Требования к АРМ ОИК и ЦУС.....	87
6.3.1	Требования к персональным компьютерам.....	87
6.3.2	Требования к помещениям для эксплуатации АРМ ОИК и ЦУС	88

6.3.3	Требования к микроклимату в помещении с эксплуатацией персональных компьютеров.....	89
6.3.4	Требования к шуму и вибрации.....	89
6.3.5	Требования к освещению помещений и рабочих мест с персональными компьютерами.....	90
6.3.6	Требования к организации и оборудованию рабочих мест с персональными компьютерами.....	92
6.4	Рекомендации по изменению условий труда оператора на АРМ ОИК и ЦУС.....	93
6.5	Обеспечение пожарной безопасности в помещении с персональными компьютерами.....	95
	Заключение.....	97
	Библиографический список.....	99
	Приложение 1.....	101
	Приложение 2.....	120
	Приложение 3.....	127
	Приложение 4.....	142
	Приложение 5.....	166
	Приложение 6.....	177
	Приложение 7.....	178
	Приложение 8.....	182

ВВЕДЕНИЕ

Цель исследования: В процессе функционирования электроэнергетическая система (ЭЭС) подвергается малым и большим воздействиям, таким как изменения нагрузок, коммутация элементов схемы, изменения генерации активной и реактивной мощности, воздействие автоматики, а также короткие замыкания, большие сбросы и набросы нагрузок, несанкционированные отключения оборудования, работа защит и противоаварийной автоматики.

Актуальность исследования: Для обеспечения надежности, качества и экономичности управления ЭЭС очень важно знать, во-первых, чувствительность критериев управления и во-вторых, знать факторы, от которых зависит чувствительность ЭЭС, с тем чтобы определить желательное изменение этих факторов при эксплуатации ЭЭС.

Научная новизна: В данной работе разработана методика выбора управляющих воздействий в дефицитных ЭЭС по активной мощности (АЧР). При этом необходимо выявить узлы ЭЭС, в которых наиболее эффективны управляющие воздействия.

Практическая значимость: Опыт расчетов ЭЭС показывает, что, как всякая сложная система, ЭЭС неоднородна и неравнопрочна. В частности, это проявляется в том, что параметры режима некоторых элементов ЭЭС (узлов, связей) в среднем относительно сильнее реагирует на возмущения. Более того, возмущения, прикладываемые в разные места ЭЭС, вызывает заметную реакцию одних и тех же параметров режима: при разной локализации возмущений больше всего изменяются модули напряжения в одних и тех же узлах, перегружаются по току одни и те же элементы. Таким образом, можно утверждать, что прикладываемые управляющие воздействия в таких элементах сети в наибольшей степени влияют на

величину реакции ЭЭС на возмущения. Именно с помощью этих параметров можно быстрее всего улучшить свойства ЭЭС

Задачи, которые необходимо решить в процессе исследования:

Энергосистемы состоят из большого количества узлов и связей между ними, поэтому для эффективного управления режимом требуется разработать методику выбора управляющих воздействий, приближенных к оптимальным.

Пути решения задач: Были проведены анализы и расчёты допустимых режимов в экспериментальных и эквивалентных схемах и на их основе предложены пути повышения устойчивости в дефицитных ЭЭС

Ожидаемый результат: Таким образом, при помощи предложенной методики можно будет, минимально оказывая воздействия на энергосистему, получать максимальный эффект от управления.

Инвестиционная привлекательность: Наличие информации о том, какие параметры режима ЭЭС сильнее всего реагируют на внешние возмущения, т. е. служат причиной повышенной чувствительности (реакции) ЭЭС к внешним возмущениям, позволяет целенаправленно учитывать свойства ЭЭС при её эксплуатации, предотвращающих каскадное развитие аварий.

1 Анализ допустимых режимов в экспериментальных схемах

1.1 Оценка статической устойчивости электроэнергетических систем.

1.1.1 Постановка задачи

Причины нарушения статической устойчивости в реальных ЭЭС разнообразны: увеличение или перераспределение генерирующих мощностей (нагрузок), снижение напряжения, изменения схемы замещения и т.п. В связи с этим задачу исследования статической устойчивости и средств её обеспечения необходимо разделить на несколько подзадач:

- а) анализ аperiodической статической устойчивости;
- б) исследование статической устойчивости с учетом самораскачивания;
- в) синтез структуры стабилизации всей ЭЭС и отдельных её объектов.

Целями проводимых исследований и определяются очередность и целесообразность решения этих подзадач. При оперативном управлении режимами можно ограничиться только анализом аperiodической статической устойчивости.

Опыт функционирования ЭЭС показывает, что необходимость в расчетах статической устойчивости системы возникает только при учете динамики автоматического регулирования в явном виде. Запасы устойчивости связаны с утяжелением режимов, так как границы области устойчивости деформируются в зависимости от вида утяжеления. Считая, что самораскачивание в системе мало вероятно, расчет запасов устойчивости можно проводить только для аperiodического нарушения устойчивости.

Обычно запас устойчивости анализируемого режима определяется соотношением параметров исходного и предельного режима. Для

получения предельного режима используется метод утяжеления по одному или нескольким параметрами исходного режима. Полученные в результате таких расчетов предельные значения перетоков зависят от принятых способов и направлений утяжелений, обусловленных реальными изменениями в системе. Расчеты запасов устойчивости при этом многовариантны /2/.

1.1.2 Метод оценки апериодической устойчивости электроэнергетических систем

Статическая устойчивость для целей диспетчерского управления оценивается либо по сходимости итерационного процесса в полной или эквивалентной схеме района, либо по заранее рассчитанным областям устойчивости, построенным в координатах активных мощностей, для контролируемых сечений полной или эквивалентной схемы. Причем предел мощности передаваемой мощности рассматривается по сечению (группе линий), а не по одной ЛЭП в сложных ЭЭС. Статическая апериодическая устойчивость считается обеспеченной, если перетоки активной мощности во всех сечениях меньше допустимых. При этом в координатах определяющих мощностей можно построить некоторую гиперповерхность, характеризующую условия устойчивости. Однако предельные значения режимных параметров не определяются однозначно в зависимости от величин перетоков по сечениям, генерирующих и нагрузочных мощностей, состава оборудования и т.п. Следует отметить, что выбор в качестве координат любых зависимых и независимых параметров в значительной мере произволен для определенной схемы /2/.

1.1.3 Использование производных потерь активной мощности в сети для оценки устойчивости

Для использования производной потерь активной мощности в сети σ_i , учитывающих изменения Q и U при изменении P_i их вычисляют как:

$$\sigma_i = \frac{\partial \pi_i}{\partial P_i} = \left(\frac{\partial \pi_i}{\partial P_i} \right) + \sum \left(\frac{\partial \pi}{\partial Q} \right) \cdot \left(\frac{\partial Q_j}{\partial P_i} \right) + \left(\frac{\partial \pi}{\partial U_0} \right) \cdot \left(\frac{\partial U_0}{\partial P_i} \right), \quad (1)$$

где P , Q – активная и реактивная составляющая мощности нагрузки.

Характер изменений функции $\sigma_i(P_i)$ показан на графике (рис. 1).

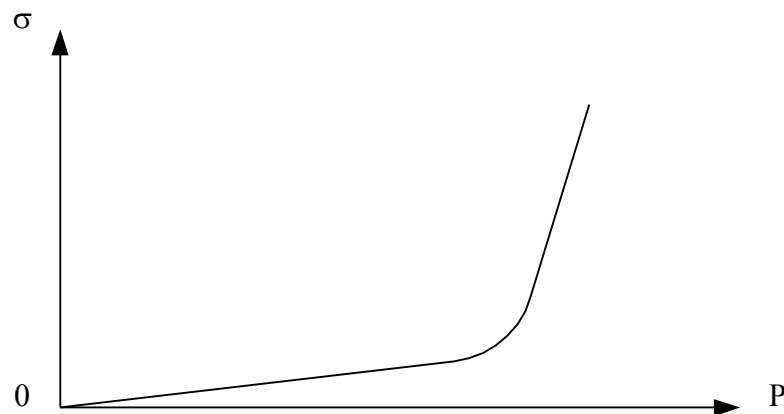


Рисунок 1 - Зависимость производных потерь в сети от контролируемого перетока

Когда режим работы системы далек от предела по статической устойчивости, то изменение $\sigma_i(P_i)$ достаточно линейно и возможно использование линеаризованных выражений для σ_i . Но при приближении к пределу зависимость относительного прироста потерь становится все более нелинейной. Широко используемая формула производных потерь:

$$\sigma_i \approx -\frac{2}{U_j} \sum_{t=1}^n R_{jt} \cdot \frac{P_t}{U_t}, \quad (2)$$

получаемая как частный случай из формулы:

$$\sigma_i = -\frac{2}{U_j^2} \left(U_j \cdot \sum_{t=1}^n R_{jt} \cdot I_t + U_j \cdot \sum_{t=1}^n R_{jt} \cdot I_t \right), \quad (3)$$

также позволяет получить зависимость, аналогичную изображенной на рис. 1. В связи с этим можно использовать производные σ_i для оценки удаленности режима от предела по статической апериодической устойчивости, проводимой по характеру кривой $\sigma(P)$ /2/.

Можно использовать, для более точного нахождения предела статической апериодической устойчивости, вторые производные потерь активной и реактивной мощности, их вычисляют как:

$$\sigma_i = \frac{\partial^2 \pi_i}{\partial P_i^2}, \quad (4)$$

$$\sigma_i = \frac{\partial^2 \pi_i}{\partial Q_i^2}, \quad (5)$$

где P, Q – активная и реактивная составляющая мощности нагрузки.

1.2 Использование слабых мест при оценке статической устойчивости

В процессе функционирования электроэнергетическая система (ЭЭС) подвергается малым и большим воздействиям, таким как изменения нагрузок, коммутация элементов схемы, изменения генерации активной и реактивной мощности, воздействие автоматики (это все примеры нормальных относительно малых возмущений), а также короткие замыкания, большие сбросы и набросы нагрузок, несанкционированные отключения оборудования, работа защит и противоаварийной автоматики (это примеры больших возмущений).

ЭЭС реагирует на внешние воздействия изменением параметров режима – модулей фаз напряжений, перетоков мощностей и токов в её элементах. Состав и величина этих изменений зависят как от набора и величины внешних возмущений, так и от свойств самой ЭЭС – топологии схемы и её параметров (сопротивлений, проводимостей, сочетания емкостных, индуктивных и активных сопротивлений), законов регулирования, характеристик регуляторов и другой автоматики. Для обеспечения надежности, качества и экономичности управления ЭЭС очень важно знать, во-первых, чувствительность критериев управления и во-вторых, знать факторы, от которых зависит чувствительность ЭЭС, с тем чтобы определить желательное изменение этих факторов при эксплуатации ЭЭС.

Опыт расчетов ЭЭС показывает, что как всякая сложная система ЭЭС неоднородна и неравнопрочна. В частности, это проявляется в том, что параметры режима некоторых элементов ЭЭС (узлов, связей) в среднем относительно сильнее реагирует на возмущения. Более того, возмущения, прикладываемые в разные места ЭЭС, вызывает заметную реакцию одних и тех же параметров режима: при разной локализации

возмущений больше всего изменяются модули напряжения в одних и тех же узлах, перегружаются по току одни и те же элементы.

Элементы схемы сети, параметры режима которых в наибольшей степени изменяются при случайных изменениях в топологии схемы сети и нагрузок, были названы сенсорными.

Неоднородность ЭЭС, приводящая к появлению сенсоров, определяется во многом схемой ЭЭС и её параметрами, причем в принципе можно выделить такие элементы ЭЭС, изменение параметров которых в наибольшей степени влияет на величину реакции ЭЭС на возмущения. Именно с помощью этих параметров можно быстрее всего улучшить или ухудшить свойства ЭЭС. Такие элементы будут называться слабыми местами.

Следовательно, наличие информации о том, какие параметры режима ЭЭС сильнее всего реагируют на внешние возмущения и какие элементы схемы ЭЭС являются слабыми местами, т. е. служат причиной повышенной чувствительности (реакции) ЭЭС к внешним возмущениям, позволяет целенаправленно улучшать свойства ЭЭС при её развитии и учитывать эти свойства при эксплуатации.

Слабым местом может быть:

- ветвь, если изменение её сопротивления позволяет существенно уменьшить показатели сенсорности;

- узел, если поддержание напряжения в нем за счет источника реактивной мощности или (и) включение шунтирующего сопротивления приводит к тем же эффектам;

- сечение, если одновременное изменение сопротивлений входящих в него ветвей приводит к тем же эффектам.

Знание слабых мест позволяет:

- выбрать меры для того чтобы сделать ЭЭС более равнопрочной, снизить реакцию ЭЭС на внешние возмущения;

- сократить число вариантов (сценариев) возмущений, которые надо учитывать при оперативной оценке допустимости и надежности режима /2/.

1.3 Описание экспериментальных схем

Для оценки допустимых режимов были взяты две экспериментальные схемы: 7-узловая схема и 9-узловая схема

7-узловая экспериментальная схема (рис. 2) является избыточной по активной мощности и дефицитной по реактивной мощности. Состоит из 7 узлов, из которых три генераторных, три нагрузочных и балансирующий узел. Эта схема является неравнопрочной, т. е. в ней имеются сенсорные элементы. В этой схеме слабым является узел 4 и сильным – узел 2. В качестве балансирующего узла взят узел 1. Параметры 7-узловой экспериментальной схемы замещения находятся в таблицах 1 и 2.

Сопровитления всех трансформаторов в схеме одинаково и равно $Z_T=0,1+j29$ Ом.

Таблица 1 – Сопровитления участков линий 7-узловой экспериментальной схемы

Z_{16} , Ом	Z_{12} , Ом	Z_{26} , Ом	Z_{24} , Ом	Z_{46} , Ом
10+j200	4,35+j47,4	2,9+j31,6	5,8+j63,2	2,9+j31,6

Таблица 2 – Нагрузки узлов 7-узловой экспериментальной схемы

S_2 , МВт	S_4 , МВт	S_6 , МВт
270+j270	560+j480	100+j200

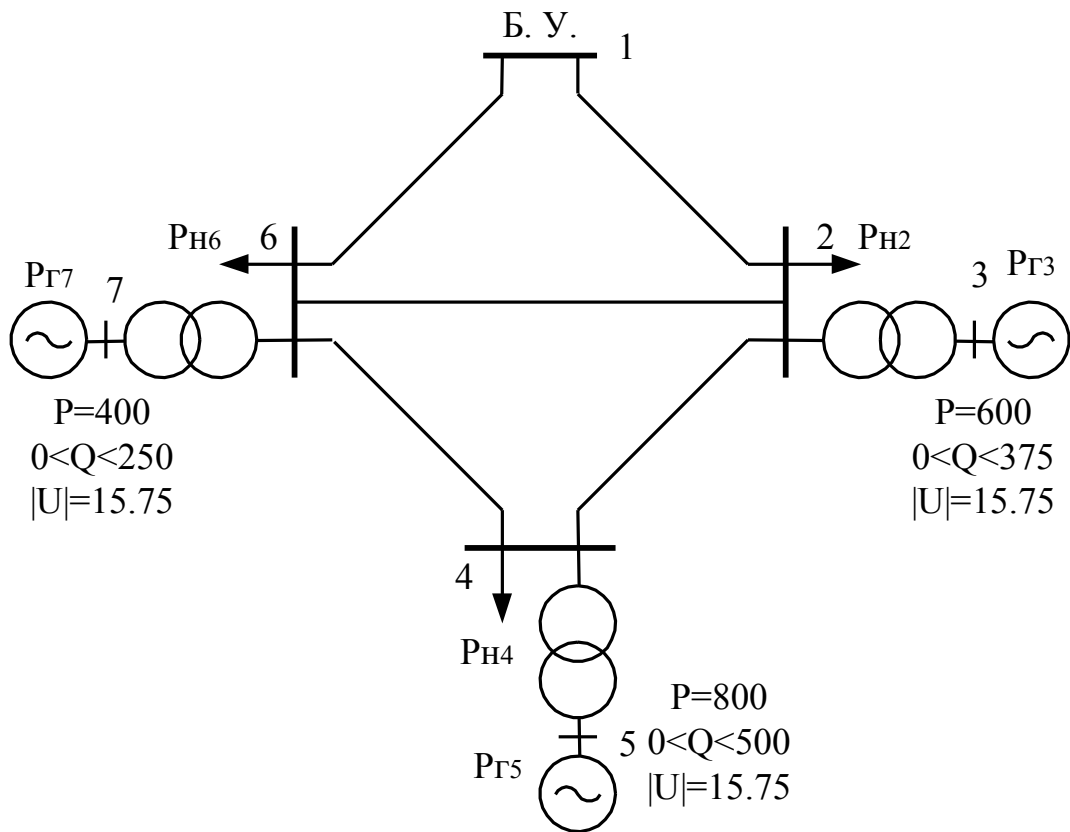


Рисунок 2 - Семиузловая экспериментальная схема

9-узловая экспериментальная схема рис. 3 является дефицитной по активной мощности и избыточной по реактивной мощности, состоит из 9 узлов, из которых два генераторных, шесть нагрузочных и один балансирующий узел.

Эта схема также неравнопрочна, в ней имеются сенсорные элементы. В данной схеме слабым является узел 4, а сильным узел 3.

Кроме того, режимы работы второй экспериментальной схемы будут схожими с режимами, осуществляемые в Амурской энергосистеме, так как схема является дефицитной по активной мощности и избыточной по реактивной мощности. Схема замещения второй экспериментальной сети представлена на рис. 3. Параметры схемы замещения занесены в таблицы 3, 4, 5, 6

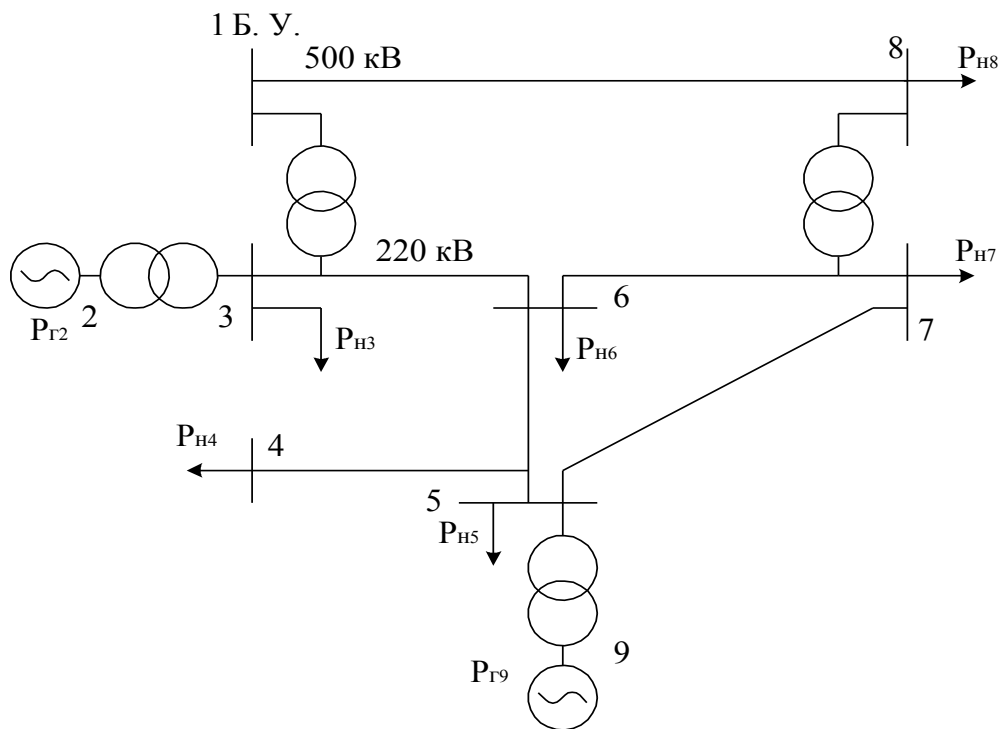


Рисунок 3 - Девятиузловая экспериментальная схема

Таблица 3 – Сопротивления участков линий 7-узловой экспериментальной схемы

$Z_{18}, \text{ Ом}$	$Z_{36}, \text{ Ом}$	$Z_{67}, \text{ Ом}$	$Z_{56}, \text{ Ом}$	$Z_{57}, \text{ Ом}$	$Z_{45}, \text{ Ом}$
$10,3+j103,5$	$4,96+j29,1$	$4,96+j29,1$	$12,1+j46,5$	$11+j37,1$	$16,1+j60$

Таблица 4 – Нагрузки узлов 9-узловой экспериментальной схемы замещения

$S_3, \text{ МВт}$	$S_4, \text{ МВт}$	$S_5, \text{ МВт}$	$S_6, \text{ МВт}$	$S_7, \text{ МВт}$	$S_8, \text{ МВт}$
$50+j50$	$40+j40$	$60+j50$	$110+j100$	$150+j120$	$150+j100$

Таблица 5 – Мощность генерируемая в узлах 9-узловой экспериментальной схемы

$S_2, \text{ МВт}$	$S_9, \text{ МВт}$
$70+j10$	$108+j20$

Таблица 6 – Сопротивления трансформаторов 9-узловой
экспериментальной схемы

$Z_{32}, \text{ Ом}$	$Z_{59}, \text{ Ом}$	$Z_{13}, \text{ Ом}$	$Z_{87}, \text{ Ом}$
$0,6+j26$	$0,6+j26$	$1+j50$	$1+j50$

1.4 Расчет допустимых режимов в экспериментальных схемах

При планировании работы ЭЭС одной из наиболее часто решаемых задач, определяемых последовательным утяжелением режима, является нахождение режима, предельного по передаче активной мощности.

Известны следующие чаще всего используемые способы утяжеления:

- а) увеличение генерации (нагрузки) в заданных узлах системы;
- б) перераспределение нагрузки между генерирующими узлами;
- в) снижение напряжения заданных узлов системы.

При необходимости используют также комбинации указанных методов. Зачастую утяжеление исследуемого режима проводится изменением одного из режимных параметров, например, увеличением активной мощности одной из подстанций /1/.

Для анализа статической устойчивости при воздействиях в различных точках системы проведем расчет утяжеления режимов. Для этого будем загружать до нарушения статической аperiodической устойчивости слабые и сильные узлы в экспериментальных схемах. Расчет допустимых режимов проведен на промышленной программе СДО-6.

1.4.1 Расчет допустимого режима при загрузке слабого узла

Расчет был проведен для 7-узловой и 9-узловой схемы.

В 7-узловой схеме слабым узлом является четвертый узел. Загрузка слабого узла проводилась с одинаковым $\cos \varphi$ равным 0,7. Шаг загрузки был разный на каждой итерации расчета. При приближении схемы к пределу по статической аperiodической устойчивости шаг загрузки узла уменьшался.

Протокол расчета с программы СДО-6 при загрузке слабого узла в 7-узловой схеме приведен в приложении 1. Полученные данные сведем в таблицу 7

Таблица 7 – Данные по расчету семи узловой схемы при загрузке слабого узла

№ реж.	$S_{н4}$, МВт	$\Delta P_{сум}$	$\Delta Q_{сум}$	Примечание
0	560+j480	224	224,848	Начальный режим
1	660+j620	221,441	202,986	
2	760+j620	219,252	186,371	
3	860+j690	217,439	175,128	
4	960+j760	216,004	169,364	
5	1060+j830	214,955	169,213	
6	1160+j900	214,298	174,836	
7	1260+j970	214,040	186,403	
8	1360+j1040	213,609	206,872	В 5 узле наруш. ограничен.
9	1460+j1110	213,641	236,009	
10	1560+j1180	212,944	278,640	В 7 узле наруш. ограничен.
11	1660+j1250	212,654	336,882	
12	1760+j1320	210,267	439,157	В 3 узле наруш. ограничен.
13	1860+j1390	208,876	673,296	

№ реж.	$S_{н4}$, МВт	$\Delta P_{\text{сум}}$	$\Delta Q_{\text{сум}}$	Примечание
14	1872+j1398	209,385	733,134	
15	1885+j1407	211,149	858,754	

По данным расчетов режимов рассчитаем вторые производные активных и реактивных суммарных потерь мощности для построения графиков зависимости $P(\partial\Delta P_r/\partial\Delta P)$ и $Q(\partial\Delta P_q/\partial\Delta Q)$. Данные расчет сведем в таблицы 8 и 9.

Таблица 8 – Расчет вторых производных потерь активной мощности при загрузке слабого узла в семи узловой схеме

№	P, МВт	P_r , МВт	ΔP , МВт	ΔP_r , МВт	$\partial\Delta P_r/\partial\Delta P$	ΔP_r , МВт	$\partial\Delta P_r/\partial\Delta P$
0	560	224					
1	660	221,441	100	-2,559	-0,02559		
2	760	219,252	100	-2,189	-0,02189	0,0037	3,7E-05
3	860	217,439	100	-1,813	-0,01813	0,00376	3,76E-05
4	960	216,004	100	-1,435	-0,01435	0,00378	3,78E-05
5	1060	214,955	100	-1,049	-0,01049	0,00386	3,86E-05
6	1160	214,298	100	-0,657	-0,00657	0,00392	3,92E-05
7	1260	214,04	100	-0,258	-0,00258	0,00399	3,99E-05
8	1360	213,609	100	-0,431	-0,00431	-0,0017	-1,7E-05
9	1460	213,641	100	0,032	0,00032	0,00463	4,63E-05
10	1560	212,944	100	-0,697	-0,00697	-0,0072	-7,3E-05
11	1660	212,654	100	-0,29	-0,0029	0,00407	4,07E-05
12	1760	210,267	100	-2,387	-0,02387	-0,0209	-0,00021
13	1860	208,876	100	-1,391	-0,01391	0,00996	9,96E-05
14	1872	209,385	12	0,509	0,042417	0,05632	0,004694

№	P, МВт	П _р , МВт	ΔP, МВт	ΔП _р , МВт	$\partial\Delta\Pi_P/\partial\Delta P$	ΔП _р [′] , МВт	$\partial\Delta\Pi_P^{\prime}/\partial\Delta P$
15	1885	211,149	13	1,764	0,135692	0,09327	0,007175

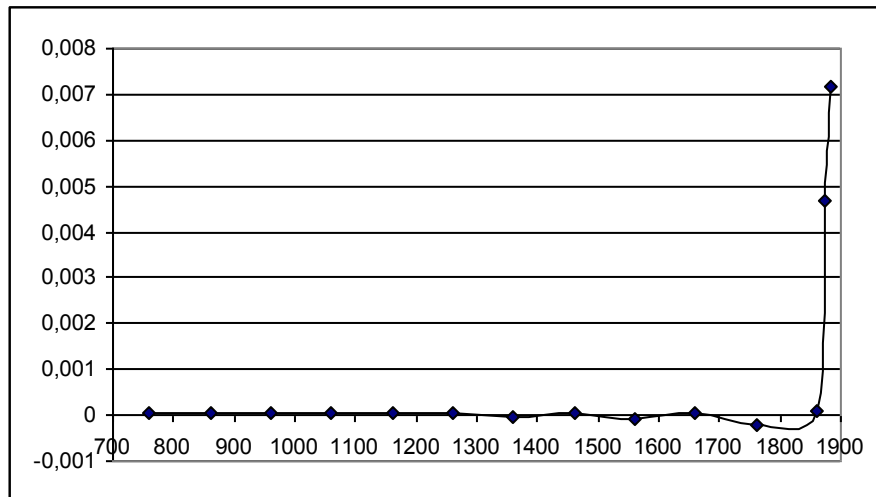


Рисунок 4 - Зависимость вторых производных потерь активной мощности в сети по контролируемой нагрузке слабого узла в семи узловой схеме

Таблица 9 – Расчет вторых производных потерь реактивной мощности

№	Q, Мвар	П _Q , Мвар	ΔQ, Мвар	ΔП _Q , Мвар	$\partial\Delta\Pi_Q/\partial\Delta Q$	ΔП _Q [′] , Мвар	$\partial\Delta\Pi_Q^{\prime}/\partial\Delta Q$
0	480	224,848					
1	550	202,986	70	-21,862	-0,31231		
2	620	186,371	70	-16,615	-0,23736	0,07495	0,001071
3	690	175,128	70	-11,243	-0,16061	0,07674	0,001096
4	760	169,364	70	-5,764	-0,08234	0,07827	0,001118

№	Q, Мвар	П _Q , Мвар	ΔQ, Мвар	ΔП _Q , Мвар	$\partial\Delta\Pi_Q/\partial\Delta Q$	ΔП _Q [`] , Мвар	$\partial\Delta\Pi_Q^`/\partial\Delta Q$
5	830	169,213	70	-0,151	-0,00216	0,08018	0,001146
6	900	174,836	70	5,623	0,080329	0,08248	0,001178
7	970	186,403	70	11,567	0,165243	0,08491	0,001213
8	1040	206,872	70	20,469	0,292414	0,12717	0,001817
9	1110	236,009	70	29,137	0,416243	0,12382	0,001769
10	1180	278,64	70	42,631	0,609014	0,19277	0,002754
11	1250	336,882	70	58,242	0,832029	0,22301	0,003186
12	1320	439,157	70	102,275	1,461071	0,62904	0,008986
13	1390	673,296	70	234,139	3,344843	1,88377	0,026911
14	1398	733,134	8	59,838	7,47975	4,13490	0,516863
15	1407	858,754	9	125,62	13,95778	6,47802	0,719781

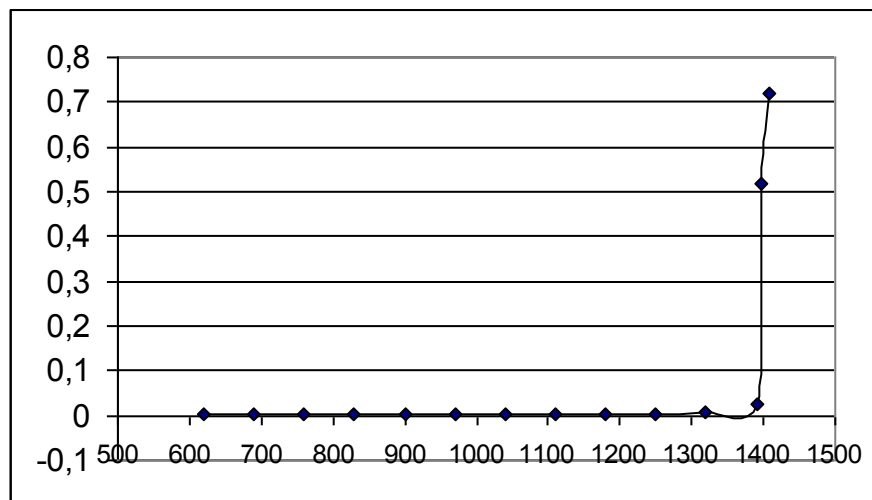


Рисунок 5 - Зависимость вторых производных потерь реактивной мощности в сети по контролируемой нагрузке слабого узла в 7 узловой схеме

В 9 узловой схеме слабым узлом также является четвертый узел. Загрузка слабого узла проводилась по тому же методу, как и в 7 узловой схеме.

Протокол расчета с программы СДО-6 при загрузке слабого узла в 9-узловой схеме приведен в приложении 2.

Полученные данные сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Данные по расчету 9-узловой схемы при загрузке слабого узла

№ реж.	$S_{н4}$, МВт	$\Delta P_{сум}$	$\Delta Q_{сум}$	Примечание
0	40+j40	10,893	99,447	Начальный режим
1	50+j47	13,026	112,248	
2	60+j54	15,915	128,788	
3	70+j61	21,067	157,201	
4	80+j68	31,326	211,254	

По данным расчетов режимов рассчитаем вторые производные активных и реактивных суммарных потерь мощности для построения графиков зависимости $P(\partial \Delta P / \partial \Delta P)$ и $Q(\partial \Delta P / \partial \Delta Q)$. Данные расчета сводим в таблицы 11 и 12.

Таблица 11 – Расчет вторых производных потерь активной мощности

№	P, МВт	P_p , МВт	ΔP , МВт	ΔP_p , МВт	$\partial \Delta P_p / \partial \Delta P$	$\Delta P_p'$, МВт	$\partial \Delta P_p' / \partial \Delta P$
0	40	10,893					
1	50	13,026	10	2,133	0,2133		
2	60	15,915	10	2,889	0,2889	0,0756	0,00756
3	70	21,067	10	5,152	0,5152	0,2263	0,02263
4	80	31,326	10	10,259	1,0259	0,5107	0,05107

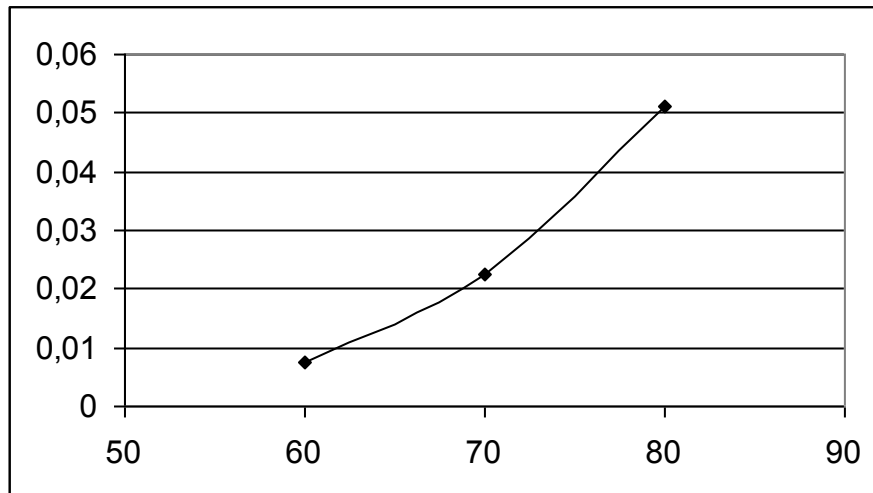


Рисунок 6 - Зависимость вторых производных потерь активной мощности в сети по контролируемой нагрузке слабого узла в 9-узловой схеме

Таблица 12 – Расчет вторых производных потерь реактивной мощности

№	Q, Мвар	П _Q , Мвар	ΔQ, Мвар	ΔП _Q , Мвар	$\partial\Delta P_Q/\partial\Delta Q$	ΔП _Q [′] , Мвар	$\partial\Delta P_Q^{\prime}/\partial\Delta Q$
0	40	99,447					
1	47	112,248	7	12,801	1,828714		
2	54	128,788	7	16,54	2,362857	0,53414	0,076306
3	61	157,201	7	28,413	4,059	1,69614	0,242306
4	68	211,254	7	54,053	7,721857	3,66285	0,523265

График зависимость вторых производных потерь реактивной мощности в сети по контролируемой нагрузке слабого узла в 9-узловой схеме представлен на рис. 7

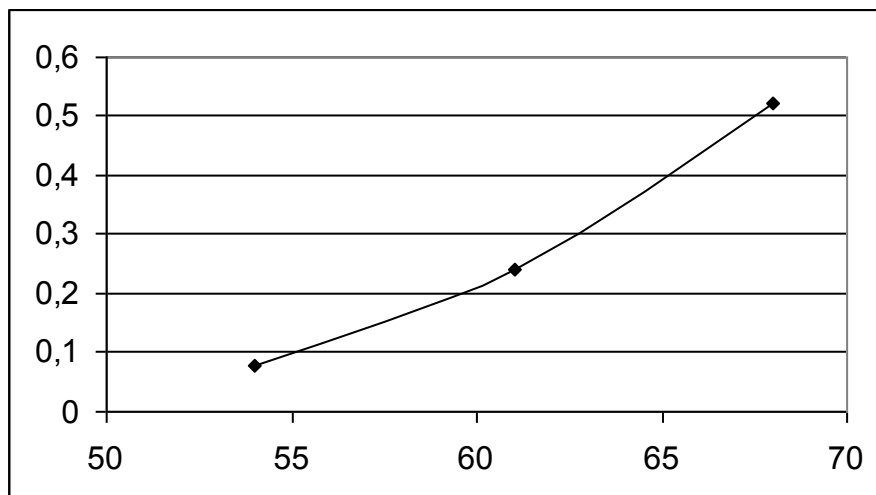


Рисунок 7 - Зависимость вторых производных потерь реактивной мощности в сети по контролируемой нагрузке слабого узла в 9-узловой схеме

1.4.2 Расчет допустимого режима при загрузке сильного узла

Расчет был проведен также как и при загрузке слабого узла.

В 7-узловой схеме сильным узлом является второй узел. Загрузка сильного узла проводилась с одинаковым $\cos \varphi$ равным 0,7. Шаг загрузки был разный на каждой итерации расчета. При приближении схемы к пределу по статической аperiodической устойчивости шаг загрузки узла уменьшался.

Протокол расчета с программы СДО-6 при загрузке сильного узла в 7-узловой схеме приведен в приложении 3. Полученные данные сведем в таблицу 13

Таблица 13 – Данные по расчету 7-узловой схемы при загрузке сильного узла

№ реж.	$S_{н4}$, МВт	$\Delta P_{сум}$	$\Delta Q_{сум}$	Примечание
0	270+j270	224	224,848	Начальный режим
1	470+j410	219,796	191,134	
2	670+j550	216,528	170,187	
3	870+j690	214,218	162,489	
4	1070+j830	212,894	168,899	
5	1270+j970	212,524	189,419	В 3 узле наруш. ограничен.
6	1470+j1110	212,602	228,405	
7	1670+j1250	213,144	289,177	В 7 узле наруш. ограничен.
8	1870+j1390	212,932	383,87	В 5 узле наруш. ограничен.
9	2070+j1530	211,122	559,532	
10	2270+j1670	216,095	895,582	
11	2370+j1740	230,887	1376,137	

По данным расчетов режимов рассчитаем вторые производные активных и реактивных суммарных потерь мощности для построения графиков зависимости $P(\partial\Delta P/\partial\Delta P)$ и $Q(\partial\Delta P/\partial\Delta Q)$. Данные расчета сводим в таблицы 14 и 15.

Таблица 14 – Расчет вторых производных потерь активной мощности

№	P, МВт	P_p , МВт	ΔP , МВт	ΔP_p , МВт	$\partial\Delta P_p/\partial\Delta P$	$\Delta P_p'$, МВт	$\partial\Delta P_p'/\partial\Delta P$
0	270	224					
1	470	219,796	200	-4,204	-0,02102		
2	670	216,528	200	-3,268	-0,01634	0,00468	2,34E-05
3	870	214,218	200	-2,31	-0,01155	0,00479	2,4E-05
4	1070	212,894	200	-1,324	-0,00662	0,00493	2,47E-05

Продолжение таблицы 14

5	1270	212,524	200	-0,37	-0,00185	0,00477	2,38E-05
6	1470	212,602	200	0,078	0,00039	0,00224	1,12E-05
7	1670	213,144	200	0,542	0,00271	0,00232	1,16E-05
8	1870	212,932	200	-0,212	-0,00106	-0,0037	-1,9E-05
9	2070	211,122	200	-1,81	-0,00905	-0,0079	-4E-05
10	2270	216,095	200	4,973	0,024865	0,03391	0,00017
11	2370	230,887	100	14,792	0,14792	0,12305	0,001231

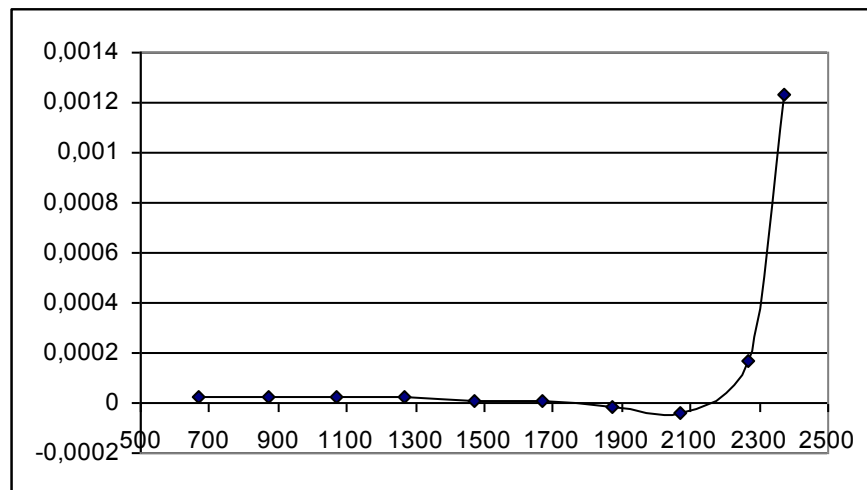


Рисунок 8 - Зависимость вторых производных потерь активной мощности в сети по контролируемой нагрузке сильного узла в 9-узловой схеме

Таблица 15 – Расчет вторых производных потерь реактивной мощности

№	Q, Мвар	П _Q , Мвар	ΔQ, Мвар	ΔП _Q , Мвар	$\partial\Delta\Pi_Q/\partial\Delta Q$	ΔП _{Q`} , Мвар	$\partial\Delta\Pi_{Q`}/\partial\Delta Q$
0	270	224,848					
1	410	191,134	140	-33,714	-0,24081		
2	550	170,187	140	-20,947	-0,14962	0,09119	0,000651

№	Q, Мвар	П _Q , Мвар	ΔQ, Мвар	ΔП _Q , Мвар	$\partial\Delta\Pi_Q/\partial\Delta Q$	ΔП _{Q`} , Мвар	$\partial\Delta\Pi_{Q`}/\partial\Delta Q$
3	690	162,489	140	-7,698	-0,05499	0,09463	0,000676
4	830	168,899	140	6,41	0,045786	0,10077	0,00072
5	970	189,419	140	20,52	0,146571	0,10078	0,00072
6	1110	228,405	140	38,986	0,278471	0,1319	0,000942
7	1250	289,177	140	60,772	0,434086	0,15561	0,001112
8	1390	383,87	140	94,693	0,676379	0,24229	0,001731
9	1530	559,532	140	175,662	1,254729	0,57835	0,004131
10	1670	895,582	140	336,05	2,400357	1,14562	0,008183
11	1740	1376,13	70	480,555	6,865071	4,46471	0,063782

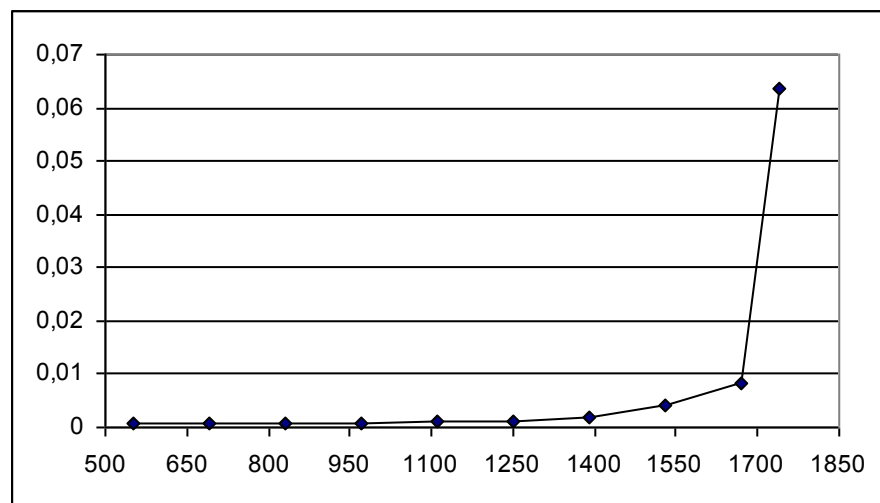


Рисунок 9 - Зависимость вторых производных потерь реактивной мощности в сети по контролируемой нагрузке сильного узла в 7-узловой схеме

В 9-узловой схеме сильным узлом является третий узел. Для расчета допустимого режима шаг загрузки был разный на каждой итерации расчета, при приближении схемы к пределу по статической аperiodической устойчивости, шаг загрузки узла уменьшался.

Протокол расчета с программы СДО-6 при загрузке сильного узла в 9-узловой схеме приведен в приложении 4. Полученные данные сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – Данные по расчету 9-узловой схемы при загрузке сильного узла

№ реж.	$S_{н4}$, МВт	$\Delta P_{сум}$	$\Delta Q_{сум}$	Примечание
0	50+j50	10,893	99,447	Начальный режим
1	60+j57	10,911	100,543	
2	70+j64	10,93	101,696	
3	80+j71	10,952	102,907	
4	90+j78	10,976	104,179	
5	100+j85	11,001	105,512	
6	110+j92	11,029	106,903	
7	120+j99	11,058	108,358	
8	130+j106	11,090	109,873	
9	230+j176	11,52	128,543	
10	330+246	12,173	154,074	
11	430+j316	13,077	187,278	
12	530+j386	14,267	229,160	
13	630+456	15,785	280,999	
14	1130+j806	32,194	791,838	
15	1230+j876	39,193	996,679	
16	1330+j946	50,651	1312,312	
17	1355+j963.5	55,779	1439,907	

По данным расчетов режимов рассчитаем вторые производные активных и реактивных суммарных потерь мощности для построения графиков зависимости $P(\partial\Delta P/\partial\Delta P)$ и $Q(\partial\Delta P/\partial\Delta Q)$. Данные расчета сводим в таблицы 17 и 18.

Таблица 17 – Расчет вторых производных потерь активной мощности

№	P, МВт	П _Р , МВт	ΔP, МВт	ΔП _Р , МВт	$\partial\Delta P/\partial\Delta P$	ΔП _Р [`] , МВт	$\partial\Delta P_{Р}^{\prime}/\partial\Delta P$
0	50	10,893					
1	60	10,911	10	0,018	0,0018		
2	70	10,93	10	0,019	0,0019	0,0001	1E-05
3	80	10,952	10	0,022	0,0022	0,0003	3E-05
4	90	10,976	10	0,024	0,0024	0,0002	2E-05
5	100	11,001	10	0,025	0,0025	1E-04	1E-05
6	110	11,029	10	0,028	0,0028	0,0003	3E-05
7	120	11,058	10	0,029	0,0029	1E-04	1E-05
8	130	11,09	10	0,032	0,0032	0,0003	3E-05
9	230	11,52	100	0,43	0,0043	0,0011	1,1E-05
10	330	12,173	100	0,653	0,00653	0,00223	2,23E-05
11	430	13,077	100	0,904	0,00904	0,00251	2,51E-05
12	530	14,267	100	1,19	0,0119	0,00286	2,86E-05
13	630	15,785	100	1,518	0,01518	0,00328	3,28E-05
14	1130	32,194	500	16,409	0,032818	0,01763	3,53E-05
15	1230	39,193	100	6,999	0,06999	0,03717	0,000372
16	1330	50,651	100	11,458	0,11458	0,04459	0,000446
17	1355	55,779	25	5,128	0,20512	0,09054	0,003622

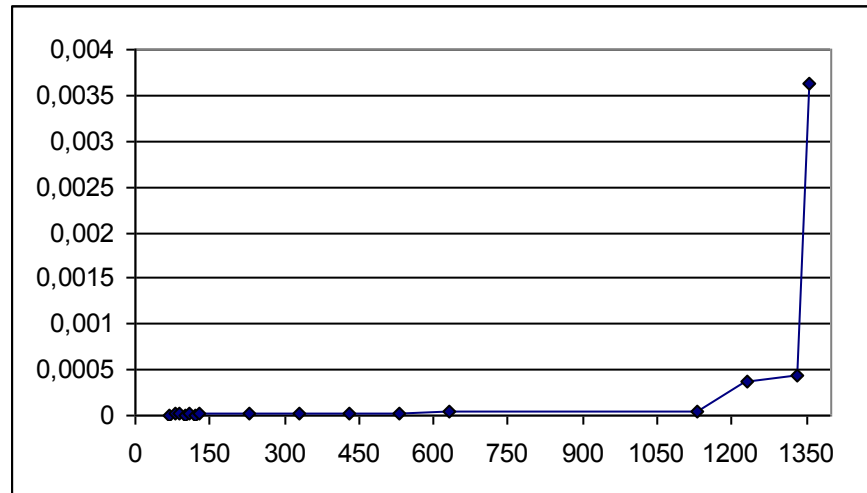


Рисунок 10 - Зависимость вторых производных потерь активной мощности в сети по контролируемой нагрузке сильного узла в 9-узловой схеме

Таблица 18 – Расчет вторых производных потерь реактивной мощности

№	Q, Мвар	П _Q , Мвар	ΔQ, Мвар	ΔП _Q , Мвар	$\partial\Delta P_Q/\partial\Delta Q$	ΔП _Q [′] , Мвар	$\partial\Delta P_Q^{\prime}/\partial\Delta Q$
0	50	99,447					
1	57	100,543	7	1,096	0,156571		
2	64	101,696	7	1,153	0,164714	0,00814	0,001163
3	71	102,907	7	1,211	0,173	0,00828	0,001184
4	78	104,179	7	1,272	0,181714	0,00871	0,001245
5	85	105,512	7	1,333	0,190429	0,00871	0,001245
6	92	106,903	7	1,391	0,198714	0,00828	0,001184
7	99	108,358	7	1,455	0,207857	0,00914	0,001306
8	106	109,873	7	1,515	0,216429	0,00857	0,001224
9	176	128,543	70	18,67	0,266714	0,05028	0,000718
10	246	154,074	70	25,531	0,364729	0,09801	0,0014

№	Q, Мвар	П _Q , Мвар	ΔQ, Мвар	ΔП _Q , Мвар	$\partial\Delta\Pi_Q/\partial\Delta Q$	ΔП _Q [`] , Мвар	$\partial\Delta\Pi_Q^`/\partial\Delta Q$
11	316	187,278	70	33,204	0,474343	0,10961	0,001566
12	386	229,16	70	41,882	0,598314	0,12397	0,001771
13	456	280,999	70	51,839	0,740557	0,14224	0,002032
14	806	791,838	350	510,839	1,45954	0,71898	0,002054
15	876	996,679	70	204,841	2,9263	1,46676	0,020954
16	946	1312,31	70	315,633	4,509043	1,58274	0,022611
17	963,5	1439,9	17,5	127,595	7,291143	2,7821	0,158977

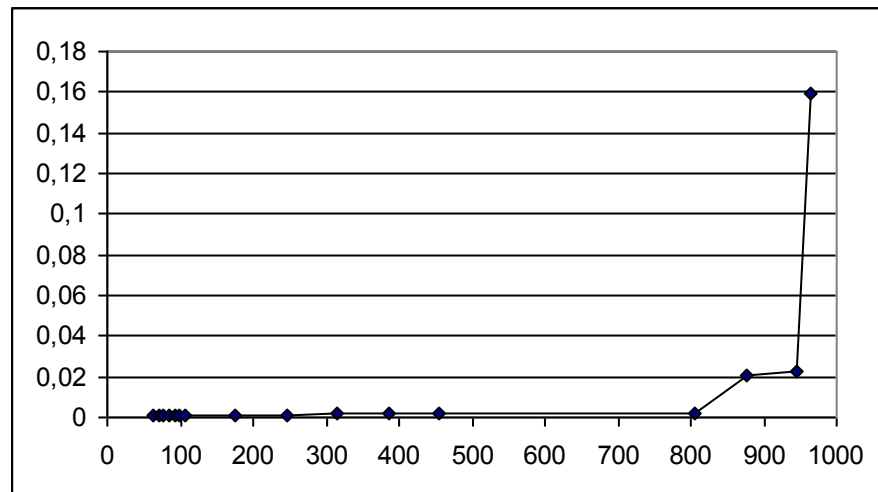
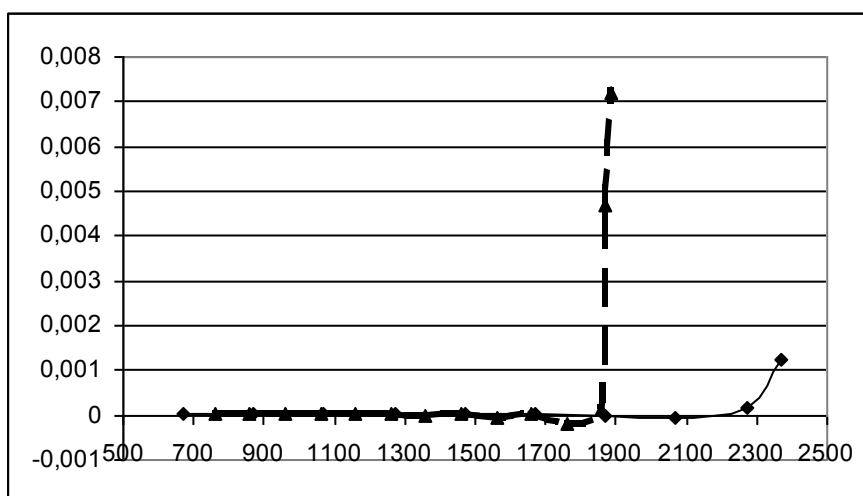


Рисунок 11 - Зависимость вторых производных потерь реактивной мощности в сети по контролируемой нагрузки сильного узла в 9-узловой схеме

1.4.3 Сравнение полученных данных расчета при загрузке слабого и сильного узлов

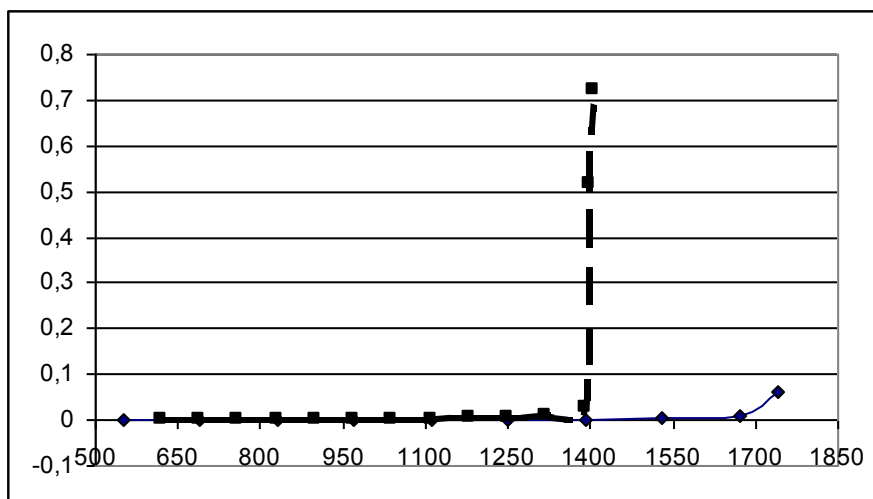
Сравним полученные результаты данных при загрузке слабого и сильного узла. Для этого совместим полученные графики зависимости вторых производных потерь активной мощности, а затем и реактивной мощности.



- - - - вторые производные потерь активной мощности при загрузке слабого узла;
- — — вторые производные потерь активной мощности при загрузке сильного узла;

Рисунок 12 - Зависимости вторых производных потерь активной мощности по контролируемой мощности при загрузке слабого и сильного узлов в 7-узловой экспериментальной схеме

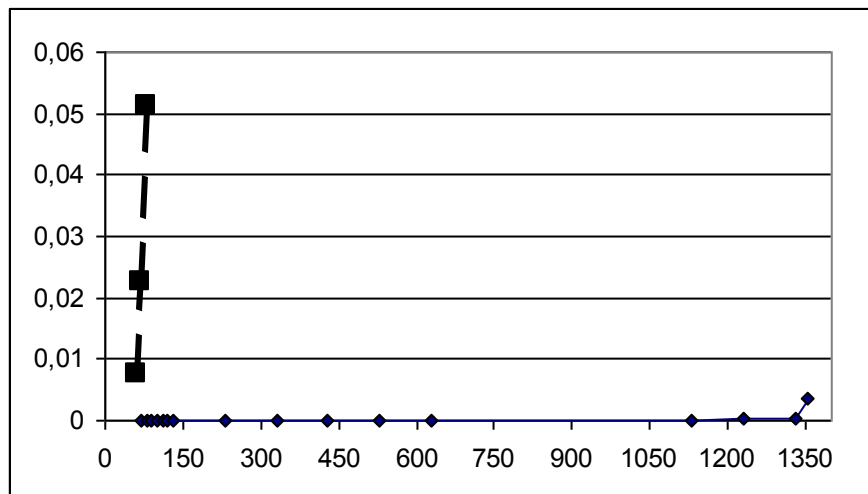
Таким образом, можно отметить, что при загрузке слабого узла схема выходит за пределы статической апериодической устойчивости быстрее – 1885 МВт, чем при загрузке сильного узла – 2370 МВт.



- - - - - вторые производные потерь реактивной мощности при загрузке слабого узла;
- вторые производные потерь реактивной мощности при загрузке сильного узла;

Рисунок 13 - Зависимости вторых производных потерь реактивной мощности по контролируемой мощности при загрузке слабого и сильного узлов в 7-узловой экспериментальной схеме

При загрузке слабого узла схема выходит за пределы статической апериодической устойчивости при величине нагрузки в нем 1407 МВт, а при загрузке сильного узла при величине – 1740 МВт.

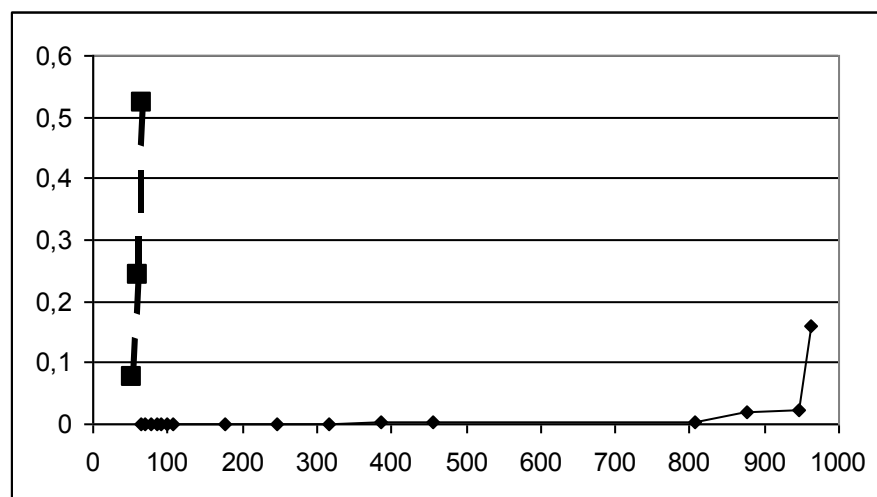


--- – вторые производные потерь активной мощности при загрузке слабого узла;

— — вторые производные потерь активной мощности при загрузке сильного узла;

Рисунок 14 - Зависимости вторых производных потерь активной мощности по контролируемой мощности при загрузке слабого и сильного узлов в 9-узловой экспериментальной схеме

При загрузке слабого узла схема выходит за пределы статической апериодической устойчивости при величине нагрузки в нем 81 МВт, а при загрузке сильного узла при величине – 1355 МВт.



- - - - - вторые производные потерь реактивной мощности при загрузке слабого узла;
- — — — — вторые производные потерь реактивной мощности при загрузке сильного узла;

Рисунок 15 - Зависимости вторых производных потерь реактивной мощности по контролируемой мощности при загрузке слабого и сильного узлов в 9-узловой экспериментальной схеме

При загрузке слабого узла схема выходит за пределы статической апериодической устойчивости при величине нагрузки в нем 68 МВт, а при загрузке сильного узла при величине – 963 Мвт.

Вывод: при загрузке слабого узла экспериментальные схемы выходят за пределы статической устойчивости ранее, чем при загрузке сильного узла, т. е. можно сказать, что схема больше реагирует на воздействия при приложении их в слабом узле. Отсюда следует, что при нарушении статической устойчивости для наискорейшего выхода из

аварийной ситуации нужно в первую очередь разгрузить слабый узел, что приведет к более быстрому восстановлению устойчивости, чем при разгрузке сильного узла.

1.4.4 Влияние учета короны на запас статической апериодической устойчивости

Проведем расчет режима при загрузке слабого узла для 7-узловой схемы без учета короны и сравним полученные данные с рассчитанными данными в п. 1.4.1, в которых была учтена корона.

Протокол расчета с программы СДО-6 при загрузке слабого узла в 7-узловой схеме без учета короны приведен в приложении 5.

Полученные данные сведем в таблицу 20

Таблица 19 – Данные по расчету 7-узловой схемы без учета короны при загрузке слабого узла

№ реж.	$S_{н4}$, МВт	$\Delta P_{сум}$	$\Delta Q_{сум}$	Примечание
0	560+j480	10,288	245,344	Начальный режим
1	760+j620	6,349	201,311	
2	960+j760	4,049	178,723	
3	1160+j900	3,452	178,665	
4	1360+j1040	4,984	204,956	В 5 узле наруш. ограничен.
5	1560+j1180	9,67	270,406	В 7 узле наруш. ограничен.
6	1760+j1320	20,479	419,408	В 3 узле наруш. ограничен.
7	1860+j1390	36,203	632,831	
8	1885+j1407	45,713	762,521	

По данным расчетов режимов рассчитаем вторые производные активных и реактивных суммарных потерь мощности для построения графиков зависимости $P(\partial \Delta P / \partial \Delta P)$ и $Q(\partial \Delta P / \partial \Delta Q)$. Данные расчета сводим в таблицы 20 и 21.

Таблица 20 – Расчет вторых производных потерь активной мощности

№	P, МВт	П _р , МВт	ΔP, МВт	ΔП _р , МВт	∂ΔП _р /∂ΔP	ΔП _р [′] , МВт	∂ΔП _р [′] /∂ΔP
0	560	10,288					
1	760	6,349	200	-3,939	-0,0197		
2	960	4,049	200	-2,3	-0,0115	0,00819	4,1E-05
3	1160	3,452	200	-0,597	-0,00299	0,00851	4,26E-05
4	1360	4,984	200	1,532	0,00766	0,01064	5,32E-05
5	1560	9,67	200	4,686	0,02343	0,01577	7,89E-05
6	1760	20,479	200	10,809	0,054045	0,03061	0,000153
7	1860	36,203	100	15,724	0,15724	0,10319	0,001032
8	1885	45,713	25	9,51	0,3804	0,22316	0,008926

Сравним полученные значения вторых производных в семи узловой экспериментальной схеме с учетом и без учета короны.

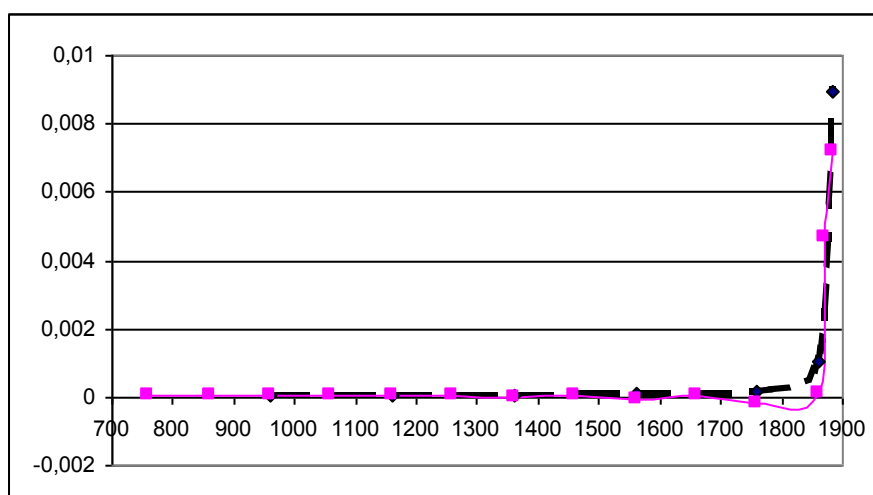


Рисунок 16 - Сравнение зависимостей вторых производных потерь активной мощности по контролируемой нагрузке слабого узла с учетом и без учета короны

Таблица 21 – Расчет вторых производных потерь реактивной мощности

№	Q, Мвар	П _Q , Мвар	ΔQ, Мвар	ΔП _Q , Мвар	$\partial\Delta\Pi_Q/\partial\Delta Q$	ΔП _Q [`] , Мвар	$\partial\Delta\Pi_Q^`/\partial\Delta Q$
0	480	245,344					
1	620	201,311	140	-44,033	-0,31452		
2	760	178,723	140	-22,588	-0,16134	0,15317	0,001094
3	900	178,665	140	-0,058	-0,00041	0,16092	0,001149
4	1040	204,956	140	26,291	0,187793	0,1882	0,001344
5	1180	270,406	140	65,45	0,4675	0,27970	0,001998
6	1320	419,408	140	149,002	1,0643	0,5968	0,004263
7	1390	632,831	70	213,423	3,0489	1,9846	0,028351
8	1407	762,521	17	129,69	7,628824	4,57992	0,269407

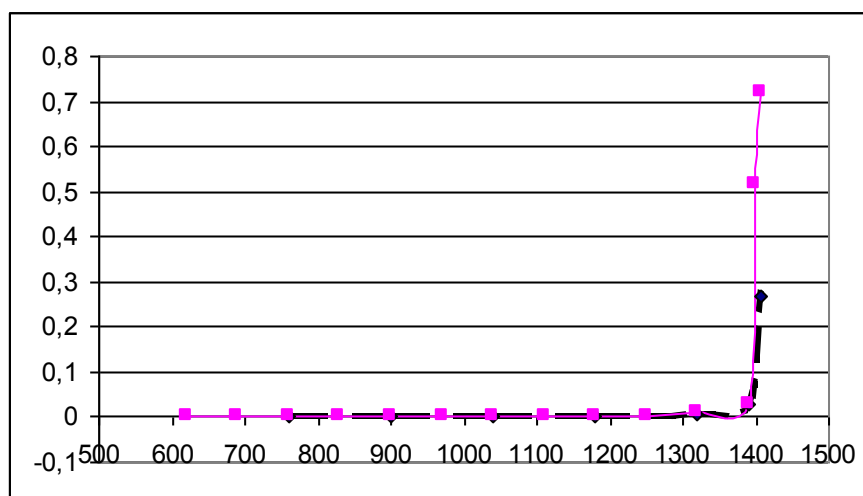


Рисунок 17 - Сравнение зависимостей вторых производных потерь реактивной мощности по контролируемой нагрузке слабого узла с учетом и без учета короны

Вывод: на зависимостях вторых производных потерь видно, что учет короны провода не производит большого влияния на статическую апериодическую устойчивость экспериментальной схемы. Поэтому в дальнейших расчетах учет короны в схемах замещения не производится.

2 Анализ допустимых режимов при расчетах на эквивалентной схеме амурской энергосистемы

2.1 Преобразование сети и исключение узлов

Область применения данного метода является при описании сети линейными уравнениями установившегося режима. В случае когда сопротивления участков схемы являются независимыми от изменения напряжения в узлах.

Заменим нагрузку в узле 5 эквивалентными, расположенными в узлах 2 и 3 (рис. 18). Перенос нагрузки из узла 5 в узлы 2 и 3 соответствует исключению узла 5. В результате переходим от сети с пятью узлами к сети с четырьмя узлами (рис. 19).

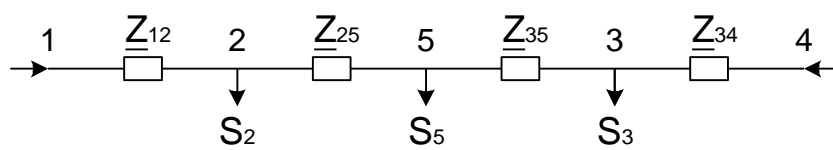


Рисунок 18 - Участок сети до эквивалентирования

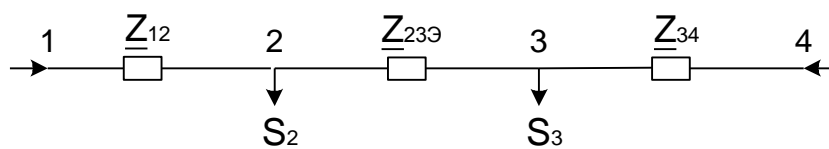


Рисунок 19 - Участок сети после эквивалентирования

Эквивалентное сопротивление участка 23 на рис. 19.

$$\underline{Z}_{23эк} = \underline{Z}_{25} + \underline{Z}_{35} \quad (4)$$

Эквивалентные нагрузки в узлах 2 и 3 сети на рис 19 $\underline{S}_{2эк}$ и $\underline{S}_{3эк}$ определяются из условия неизменности мощностей \underline{S}_{12} и \underline{S}_{43} в линиях 12 и 43 в исходной и преобразованной сетях.

Если записать выражения мощностей \underline{S}_{12} и \underline{S}_{43} для рис. 18 и рис. 19 по формулам:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_2 \cdot (\bar{Z}_{25} + \bar{Z}_{53} + \bar{Z}_{34}) + \underline{S}_5 \cdot (\bar{Z}_{53} + \bar{Z}_{34}) + \underline{S}_3 \cdot \bar{Z}_{34}}{\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{25} + \bar{Z}_{53} + \bar{Z}_{34}} \quad (5)$$

$$\underline{S}_{12э} = \frac{\underline{S}_{2э} \cdot (\bar{Z}_{23} + \bar{Z}_{34}) + \underline{S}_{3э} \cdot \bar{Z}_{34}}{\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{23} + \bar{Z}_{34}} \quad (6)$$

$$\underline{S}_{43} = \frac{\underline{S}_3 \cdot (\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{25} + \bar{Z}_{53}) + \underline{S}_5 \cdot (\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{25}) + \underline{S}_2 \cdot \bar{Z}_{12}}{\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{25} + \bar{Z}_{53} + \bar{Z}_{34}} \quad (7)$$

$$\underline{S}_{43э} = \frac{\underline{S}_{3э} \cdot (\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{23}) + \underline{S}_{2э} \cdot \bar{Z}_{12}}{\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{23} + \bar{Z}_{34}} \quad (8)$$

а также учесть, что:

$$\underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_5 = \underline{S}_{2эк} + \underline{S}_{3эк} \quad (9)$$

то после простых преобразований можно получить следующие выражения для эквивалентных нагрузок:

$$\underline{S}_{2эк} = \underline{S}_2 + \underline{S}_5 \cdot \frac{\bar{Z}_{53}}{\bar{Z}_{25} + \bar{Z}_{53}} \quad (10)$$

$$\underline{S}_{3эк} = \underline{S}_3 + \underline{S}_5 \cdot \frac{\bar{Z}_{25}}{\bar{Z}_{25} + \bar{Z}_{53}} \quad (11)$$

Поскольку разнесение нагрузок не влияет на величину уравнивающей мощности, приведенные рассуждения справедливы и в общем случае, когда не равны напряжения в узлах 1 и 4 /3/.

2.2 Составление и расчет эквивалентной схемы Амурской энергосистемы

В результате простых преобразований схемы замещения Амурской энергосистемы (приложение 6) по приведенным выше формулам (10) и (11) получили эквивалент энергосистемы.

Расчетные нагрузки узлов и сопротивления участков схем берем по зимнему контрольному замеру, т. е. режиму приближенному к максимальному по потреблению мощности в узлах энергосистемы.

Эквивалентная схема замещения Амурской энергосистемы представляет собой двадцати пятиузловую схему, которая состоит из четырех узлов генераторных и двадцати одного узла нагрузочного, девятнадцати линий электропередач и десяти трансформаторов.

Схема замещения представлена на рис. 20.

Эквивалент Амурской энергосистемы был составлен с таким расчетом, чтобы в схеме остались узлы из которых отходит нагрузка в соседние энергосистемы, через узлы: 443 п/с "Февральская", 451 п/с "Амурская", 560 п/с "Облучье" энергия протекает в Хабаровскую энергосистему; через узел 495 – в Якутскую энергосистему. Связь с Читинской энергосистемой вследствие малой связи с Амурской энергосистемой не учитывается. Также в схеме замещения представлена Зейская ГЭС (узлы 410 и 450). Таким образом, в схеме замещения можно четко отслеживать сальдо перетоки с соседними энергосистемами, а также сальдо перетоки отходящих линий от Зейской ГЭС.

Параметры 25 узловой схемы замещения по отходящим нагрузкам в узлах, сопротивлениям линий электропередач, сопротивлениям трансформаторов представлены соответственно в таблицах 22, 23, 24.

Таблица 22 –Потребление и генерация мощности в узлах

Номер узла	U, кВ	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _г , МВт	Q _г , Мвар
401	233	59,27	20,74	49	55
404	235	122,404	53,457		
409	238	123,364	30,73		
410	251	67,41	17,6		
420	245	0	0		
430	124	36,18	21,29	11	5
433	117	61,28	24,65		
437	123	6,712	2,393		
438	120	72,3	12,1		
439	121	70,616	32,18		
442	235	46,94	14,69		
443	235	88,128	-11,851		
450	524	0	0		
451	505	277	-10		
477	16,9	2,8	1,5	382	49
479	16,2	2,4	1,3	751	186
485	10,6	39,5	24,5	253	113
487	237	0	0		
488	39,3	12,4	2,4		
490	119	46,38	21,91		
495	220	43,95	3,825		
554	235	93,68	43,32		
558	220	0	0		

Продолжение таблицы 22

Номер узла	U, кВ	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _г , МВт	Q _г , Мвар
559	37	1	0,5		
560	220	22,52	-17,03		

Таблица 23 – Сопротивления линий электропередач

Линии	R, Ом	X, Ом	B•10 ⁻⁶ , См
410-409	13,1	50,7	355
409-442	10,42	38,6	270,2
442-404	8,64	31,05	217,4
438-439	0,55	1,28	38
438-490	1	3,63	28,5
439-490	0,545	1,5	10,5
439-433	3,4	7,74	59
433-437	36,81	54,7	382,9
404-554	8,45	31,56	221
443-404	34,65	112,6	788,2
401-560	8,06	31,14	218
554-401	5,07	17,91	125,4
433-430	31,51	63,89	447,2
420-404	14	53,7	357
420-558	0,81	108,3	
554-487	1,5	85,84	1,48
450-451	10,34	103,5	1363
410-495	20,22	76	514,8
495-443	33,87	127,32	1016

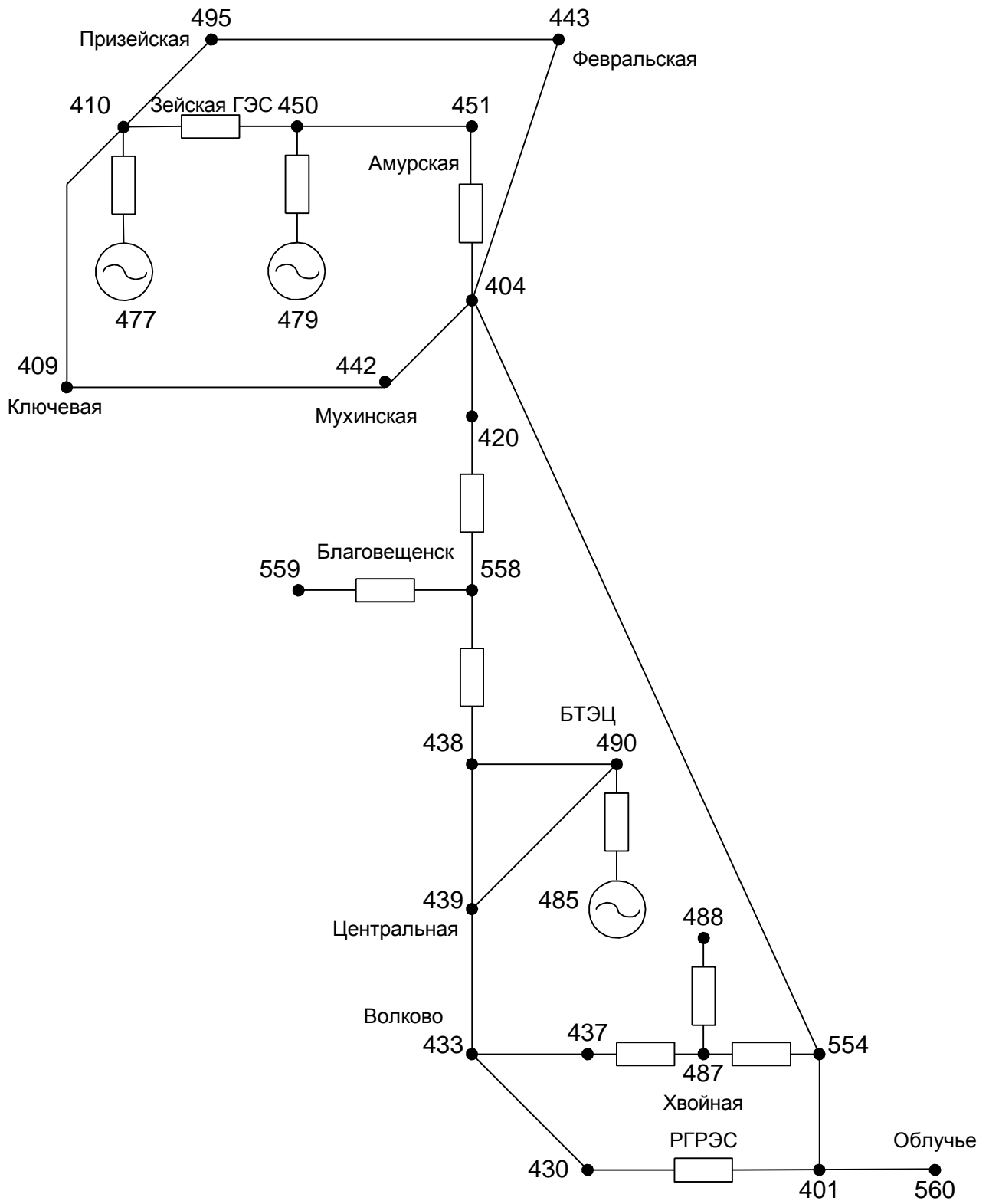


Рисунок 20 - 25-узловая схема замещения

Таблица 24 – Сопротивления трансформаторов

Номера узлов	$R_{тр}, \text{ Ом}$	$X_{тр}, \text{ Ом}$
401-430	1,02	42,3
410-477	0,285	12,885
450-410	0,324	53,24
450-479	0,7	37
451-404	0,96	52,2
487-437	3,82	6
487-488	9,56	165,4
490-485	0,13	4,26
558-438	3,66	2,52
558-559	8,21	224,2

Расчет установившегося режима в 25-узловой схеме замещения проведем в программе СДО-6.

Рассчитанный режим схемы замещения находится в приложении 7.

2.3 Выявления слабых узлов в анализируемой схеме

Для того, чтобы определить слабые узлы в составленной схеме замещения Амурской энергосистемы было проведено её ранжирование. Для этого был проведен анализ схемы замещения в программе СДО-6.

О степени слабости узлов можно судить по диаграмме, приведенной на рис. 21.

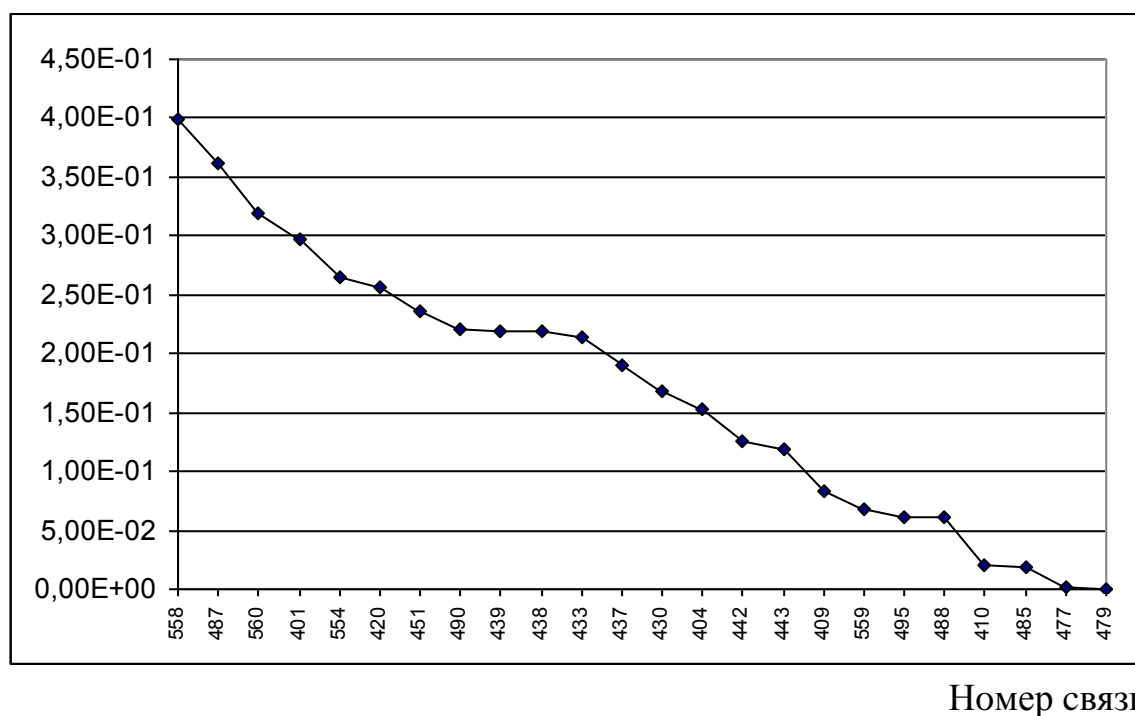


Рисунок 21 - Ранжирование узлов 25-узловой схемы замещения Амурской области по показателю слабости χ

В результате был получен ряд узлов от слабого до сильного: 558, 487, 560, 401, 554, 420, 451, 490, 439, 438, 433, 437, 430, 404, 442, 443, 409, 559, 495, 488, 410, 485, 477, 479.

2.4 Управление режимом с учетом слабых мест

Воздействия прикладываемые в разных узлах энергосистемы вызывают различную реакцию. Наличие информации о том, какие элементы схемы ЭЭС являются слабыми узлами позволяет целенаправленно улучшать режим для наискорейшего достижения эффекта при управлении режимом /4/. В 25-узловой схеме замещения системы нужно начинать проводить воздействия в наиболее слабом узле 558 и заканчивать в наиболее сильном узле 479.

3 Анализ и управление режимом в дефицитной ЭЭС для повышения устойчивости

3.1 Способ управления режимом для повышения устойчивости ЭЭС

Для предотвращения и ликвидации системных аварий, которые могут возникнуть из-за снижения частоты при внезапных дефицитах активной мощности, в энергосистемах должны быть установлены устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР), для быстрой ликвидации дефицита генерируемой мощности и восстановления энергоснабжения потребителей /5/.

Понижение частоты в электроэнергетической системе нарушает её нормальное функционирование и даже может приводить к цепочечному развитию локальной аварии в общесистемную с нарушением энергоснабжения целых районов. Если возникший дефицит активной мощности не покрывается резервом активной мощности системы и снижение частоты достигает опасного уровня, единственной возможностью восстановления частоты оказывается автоматическое отключение части нагрузки соответственно значению дефицита /6/.

3.2 Места расстановки и объемы АЧР

Мощность потребителей, отключаемых устройствами АЧР (мощность АЧР), и места установки этих устройств в энергосистемах должны выбираться так, чтобы исключалась возможность возникновения лавины частоты и лавины напряжения при любых реально возможных случаях аварийного отключения генерируемой мощности, деления энергосистем или объединенных энергосистем (ОЭС) на части и отделения районов, в которых нагрузка превышает генерируемую мощность. При выборе мощности АЧР должны быть выявлены наиболее тяжелые по размерам дефицитов аварийные ситуации.

Для предотвращения опасного развития аварий, сопровождающего возникновением значительного дефицита мощности, устройства АЧР должны выполняться с таким расчетом, чтобы возможность даже кратковременного снижения частоты ниже 45 Гц была полностью исключена, время работы с частотой ниже 47 Гц не превышало 20 с, а с частотой 48,5 Гц – 60 с.

Частота при которой начинают работать устройства АЧР, должна быть близкой к 49 Гц.

Реализуемая в настоящее время автоматическая частотная разгрузка позволяет обеспечить надежную работу ОЭС с учетом многообразия возможных аварий ввиду вероятностного характера значений дефицита мощности, его территориального распространения, возможности срабатывания устройств разгрузки разных очередей и категорий в зависимости от характера развития аварийных процессов. Следует стремиться к увеличению числа очередей и устройств разгрузки и уменьшению ее значения, приходящегося на каждую очередь, при этом ступени между очередями разгрузки могут быть минимальными. Чем больше число очередей разгрузки и, следовательно, меньше нагрузка, отключаемая каждой очередью, тем более гибкой становится вся система разгрузки. По энергосистемам и районам допускается различное число очередей АЧР.

Устанавливаются следующие четыре основные категории автоматической разгрузки:

а) АЧР I – быстродействующая (с выдержкой времени, не превышающей 0,5 с);

б) АЧР II – медленнодействующая с различными уставками по частоте и времени, предназначенная для повышения частоты после действия АЧР I, а также для предотвращения зависания частоты на

недопустимо низком уровне и её снижения при сравнительно медленном аварийном увеличении дефицита мощности;

в) дополнительная – действующая по возможности селективно только при местных дефицитах мощности, предназначенная для ускорения разгрузки и увеличения объёма при особо больших местных дефицитах мощности;

г) спецочередь АЧР – предназначенная для предотвращения снижения частоты в ЭЭС до верхних уставок АЧРП в случаях, когда не удается реализовать оперативные ограничения и отключения потребителей, а также для разгрузки межсистемных связей при возникновении дефицита мощности.

Устройства АЧР должны быть размещены так, чтобы можно было ликвидировать дефициты во всех возможных аварийных режимах, начиная с местных и кончая общесистемными.

Мощность потребителей, подключаемых к устройствам АЧР, должны выбираться из условия ликвидации любых реально возможных дефицитов мощности и принимается с некоторым запасом.

Необходимость создания запаса в объеме АЧР обуславливается, во-первых, тем, что значения возникающих дефицитов зависят от многих факторов, имеющих вероятностный характер (никогда не исключено такое развитие аварии, при котором появившийся дефицит может превысить максимальный расчетный), во-вторых, требованиями успешной ликвидации аварий с дефицитами мощности в режимах выходных, праздничных дней, ночных часов и т.д. и, в-третьих, требованиями, предъявляемыми к работе устройств АЧР в особых условиях.

Разделение АЧР на АЧР I и АЧР II и выполнение разгрузки большим количеством малым по мощности очередей позволяет согласовать разгрузку с процессом изменения частоты. По мере снижения частоты срабатывают устройства АЧР I со всё более низкими уставками по

частоте, при восстановлении частоты – устройства АЧР II со всё большими уставками по времени. Это позволяет осуществить самонастраивающуюся систему АЧР, обеспечивающую отключение потребителей, суммарная мощность которых в большинстве случаев соответствует возникшему дефициту. Применяя такую разгрузку, можно выбирать мощность АЧР с запасом, не боясь излишних отключений потребителей, что особенно важно в условиях вероятностного характера возникновения дефицитов.

Мощность потребителей $P_{АЧРI}$, подключаемых к устройствам АЧРI в ЭЭС с учетом запасов определяется по выражению:

$$P_{АЧР} \geq \Delta P_{Г} + 0,05 \cdot P_{ЭЭС}, \quad (12)$$

где $\Delta P_{Г}$ – дефицит генерируемой мощности;

$P_{ЭЭС}$ – мощность нагрузки ЭЭС в исходном режиме до возникновения дефицита мощности.

Мощность потребителей $P_{АЧРII}$, подключаемых к устройствам АЧРII, при раздельном выполнении АЧРI и АЧРII с учетом запасов должна быть не менее 40% мощности потребителей, подключаемых к устройствам АЧРI, но не менее $0,1P_{ЭЭС}$.

Суммарная мощность нагрузки, подключаемой к устройствам АЧР при раздельном выполнении АЧРI и АЧРII, с учетом запасов:

$$P_{АЧР} = P_{АЧРI} + P_{АЧРII} \geq (\Delta P_{Г} + 0,05 \cdot P_{ЭЭС}) + 0,4 \cdot (\Delta P_{Г} + 0,05 \cdot P_{ЭЭС}) \quad (13)$$

Таким образом:

$$P_{АЧР} = 1,4\Delta P_{Г} + 0,07 \cdot P_{ЭЭС} \quad (14)$$

В случае совмещения действия устройств АЧР I и АЧР II для АЧР II используется тот же объем нагрузки, который подключен к устройствам АЧР I. Кроме того, к устройствам АЧР II с начальными выдержками времен, действие которых не совмещается с действиями АЧР I, должен подключаться объем нагрузки $P_{АЧР II} \geq 0,1$.

Суммарная мощность нагрузки, подключаемой к устройствам АЧР, при совмещении действия АЧР I и АЧР II с учетом запасов:

$$P_{АЧР} = P_{АЧР I} + P_{АЧР II} \geq (\Delta P_{Г} + 0,05) + 0,1 \cdot P_{ЭЭС} \quad (15)$$

Таким образом:

$$P_{АЧР} = \Delta P_{Г} + 0,15 \cdot P_{ЭЭС} \quad (16)$$

При выполнении системы разгрузки должны учитываться условия обеспечения эффективности её действия в различных режимах, определяемых сезонностью, днями недели (рабочие, предвыходные. После выходные, выходные и праздничные), временем суток. А также режимами потребителей, отключаемыми устройствами АЧР, и ремонтными работами на электростанциях и сетях.

В частности, следует иметь в виду, что если бы, например, к первым очередям АЧР подсоединить только предприятия с односменным режимом работы и общими выходными днями, это привело бы к отсутствию а разгрузке таких очередей в вечерние и ночные часы.

Присоединять потребителей к устройствам АЧР следует с учетом их ответственности. По мере возрастания ответственности потребителей их нужно присоединять к более далеким по вероятности срабатывания очередям (очередям АЧР I, имеющим более низкие уставки по частоте, и

очередям АЧРП с большими выдержками времени). Это относится к раздельному и совмещенному выполнению разгрузки /5/.

3.3 Расчет дефицита активной мощности в 25 узловой схеме замещения

Рассчитаем дефицит активной мощности образующийся при утере связей с соседними энергосистемами и Зейской ГЭС. Расчет дефицита активной мощности $P_{\text{деф}}$ проводим по формуле:

$$P_{\text{деф}} = \sum P_{\text{ХЭ}} + P_{\text{ЯЭ}} + P_{\text{ЧЭ}} + \sum P_{\text{ЗГЭС}}, \quad (17)$$

где $\sum P_{\text{ХЭ}}$ – суммарная активная мощность сальдо-перетоков отходящих линий в сторону Хабаровской энергосистемы;

$P_{\text{ЯЭ}}$ – активная мощность сальдо-перетоков отходящих линий в сторону Якутской энергосистемы;

$P_{\text{ЧЭ}}$ – активная мощность сальдо-перетоков отходящих линий в сторону Читинской энергосистемы;

$\sum P_{\text{ЗГЭС}}$ – суммарная активная мощность сальдо-перетоков отходящих линий от Зейской ГЭС.

$$P_{\text{деф}} = (-67 - 277 + 5) + 120 + 0 + (602 + 213,8 + 128,8) = 725,6 \text{ МВт}$$

3.4 Расчет объемов активной мощности подключаемых к устройствам АЧР

Расчет суммарной активной мощности нагрузки подключаемой к устройствам АЧР был проведен при условии совмещении действия АЧР и АЧРП с учетом запасов активной мощности:

$$P_{\text{АЧР}} = \Delta P_{\text{Г}} + 0,15 \cdot P_{\text{ЭЭС}}, \quad (18)$$

где ΔP_{Γ} – дефицит генерируемой мощности;

$P_{\text{ЭЭС}}$ – мощность нагрузки ЭЭС в исходном режиме до возникновения дефицита мощности.

Мощность нагрузки до возникновения дефицита активной мощности была равна 1296 МВт (приложение 7). Тогда суммарная активная мощность подключаемая к устройствам АЧР при условии совмещенного действия АЧРІ и АЧРІІ с учетом запасов равна:

$$P_{\text{АЧР}} = 725,6 + 0,15 \cdot 1296,2 = 920 \text{ МВт}$$

Таким образом, при данном аварийном режиме для сохранения статической устойчивости требуется подключить к устройствам АЧР 920 МВт

3.5 Выбор мест расстановки и объем отключаемой нагрузки в узлах устройствами АЧР

Рассчитаем мощность с учетом категорий потребителей, которая может быть подключена к устройствам АЧР. В среднем в Амурской области потребителями второй и третьей категории являются 75 % потребителей.

Определим места расстановки в 25-узловой схеме замещения Амурской энергосистемы, в которых могут устанавливаться устройства АЧР. Такими узлами являются: 560, 401, 554, 490, 439, 438, 433, 437, 430, 404, 442, 443, 409, 559, 495, 488, 410, 485.

Рассчитаем величину активной мощности, которая может быть отключена, т. е. мощность потребляемую потребителями второй и третьей категории. Для этого рассчитаем суммарную активную мощность $P_{\text{ЭПОТР}}$ нагрузки в узлах схемы замещения, в которых может быть проведена установка АЧР. Расчет представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет суммарной активной мощности нагрузки в узлах

Номер узла	Потребляемая активная мощность P, МВт
401	59,27
404	122,404
409	123,364
410	67,41
430	36,18
433	61,28
437	6,712
438	72,3
439	70,616
442	46,94
443	21,128
488	12,4
490	46,38
495	163,95
554	93,68
559	1
560	27,52
Сумма	1032,5

Расчет отключаемой мощности $P_{АЧР2,3}$ проводится по формуле:

$$P_{АЧР2,3} = 0,75 \cdot P_{\Sigma ПУТР} \quad (19)$$

$$P_{АЧР2,3} = 0,75 \cdot 1032,5 = 774,4 \text{ МВт}$$

Вывод: при данном аварийном режиме для обеспечения статической устойчивости объем подключаемой мощности потребителей к устройствам АЧР должен быть 920 МВт. Объем подключаемой мощности потребителей второй и третьей категории равен 774,4 МВт, что не хватает для обеспечения нужного объема подключаемой нагрузки к устройствам АЧР. Поэтому для обеспечения нужного объема мощности нужно подключать к устройствам АЧР, для обеспечения статической устойчивости системы в тяжелых аварийных режимах, нагрузку потребителей первой категории.

Рассчитаем мощность потребителей первой категории $P_{АЧР1}$ подключаемой к устройствам АЧР по выражению:

$$P_{АЧР1} = P_{АЧР} - P_{АЧР2,3}, \quad (20)$$

где $P_{АЧР2,3}$ – мощность потребителей второй и третьей категории подключаемые к устройствам АЧР;

$P_{АЧР}$ – мощность потребителей подключаемых к устройствам АЧР.

$$P_{АЧР1} = 920 - 774,4 = 145,6 \text{ МВт}$$

Таким образом, для обеспечения статической устойчивости в тяжелом аварийном режиме нужно подключить к устройствам АЧР суммарной мощностью потребления 145,6 МВт.

Занесем в таблицу 26, в порядке отключения, отключаемую мощность в узлах схемы замещения потребителей второй и третьей категории, а также в таблицу 27 – потребителей первой категории.

Таблица 26 –Отключаемая мощность потребителей второй и третьей категории устройствами АЧР

Узел	$P_{\text{АЧР2,3}}$, МВт	$Q_{\text{АЧР2,3}}$, Мвар
560	20,64	0
401	44,45	15,56
554	70,26	32,49
490	34,79	16,43
439	52,96	24,14
438	54,23	9,08
433	45,96	18,49
437	5,03	1,79
430	27,14	15,97
404	91,8	40,09
442	35,21	11,02
443	15,85	0
409	92,52	23,05
559	0,75	0,38
495	122,96	2,87
488	9,3	1,8
410	50,56	13,2
Всего	774,4	226,3

Таблица 27 – Отключаемая мощность потребителей первой категории устройствами АЧР

Узел	$P_{\text{АЧР2,3}}$, МВт	$Q_{\text{АЧР2,3}}$, Мвар
560	6,88	-1,03
401	14,82	5,19
554	23,42	10,83

490	11,60	5,48
439	17,65	8,05
438	18,08	3,03
433	15,32	6,16
437	1,68	0,60
430	9,05	5,32
404	27,11	11,84
Всего	145,60	55,46

3.6 Анализ дефицитных значений активной мощности возможных в Амурской энергосистеме

В современных условиях для дефицитных электроэнергетических систем актуальной является проблема оценки дефицитных значений активной мощности, как текущих так и перспективных.

Знание наиболее вероятных значений дефицитов активной мощности при утере связей с соседними энергосистемами – поставщиками мощности и Зейской ГЭС позволяет управлять электрическими режимами. Например, для расчета объемов отключаемой нагрузки устройствами АЧР.

Для расчета наиболее вероятных дефицитных значений активной мощности в Амурской энергосистеме была проведена математическая обработка данных

В качестве исходных данных были взяты 20-ть летних суток и 21-н зимний день. Они определялись датой контрольных замеров со смещением по времени от этой дата на плюс-минус 10-ть суток. Выбранные таким образом исходные данные могут определить наиболее характерные дефициты для зимнего и летнего периода времени, соответственно с наибольшей и наименьшей продолжительностью суток. Все остальные

значения дефицитов мощности скорее всего окажутся в промежутке между ними.

Были рассчитаны средние значения дефицитов на каждые 30 минут за весь взятый период времени. (Т.е. берутся значения дефицитов в определенное время за все рассматриваемые сутки, и рассчитывается средняя их величина). Рассчитав таким образом средние значения дефицитов находят их максимальное и минимальное значение в течении получившихся суток. В результате получается интервал, в который входят все средние значения дефицитов. Полученный максимальный разброс значений дефицитов был поделен на меньшие по величине интервалы по 30МВт каждый. В каждый интервал таким образом попало различное число дефицитов, по которому можно получить соответствующую оценку наиболее вероятных величин появления дефицита в течении суток (рис. 22 и 23).

Для того, чтобы найти некоторые усредненные интервалы, в которые может попасть значение дефицита в любое время суток, была рассчитано среднее квадратичное отклонение от среднего значения на каждые тридцать минут в течении суток. Сумма и разность значений среднего значения дефицита и квадратичного отклонения показывает возможный интервал отклонения возможного реального значения дефицита от усредненного (рис. 24 и 25).

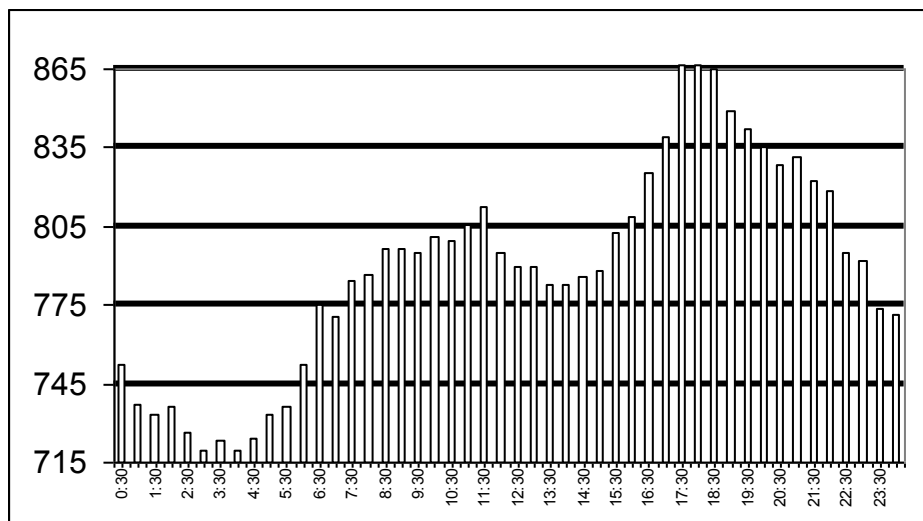


Рисунок 22 - Наиболее вероятные значения дефицитов активной мощности в зимнее время

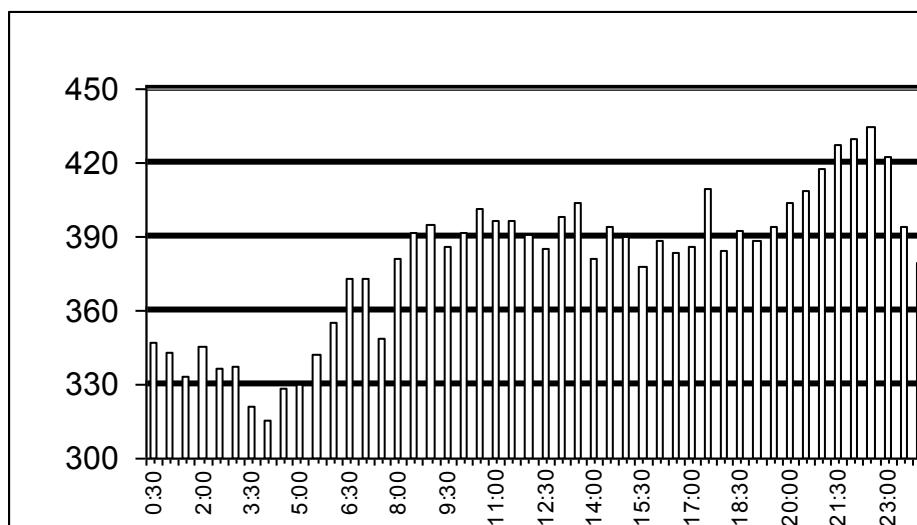


Рисунок 23 - Наиболее вероятные значения дефицитов активной мощности в летнее время

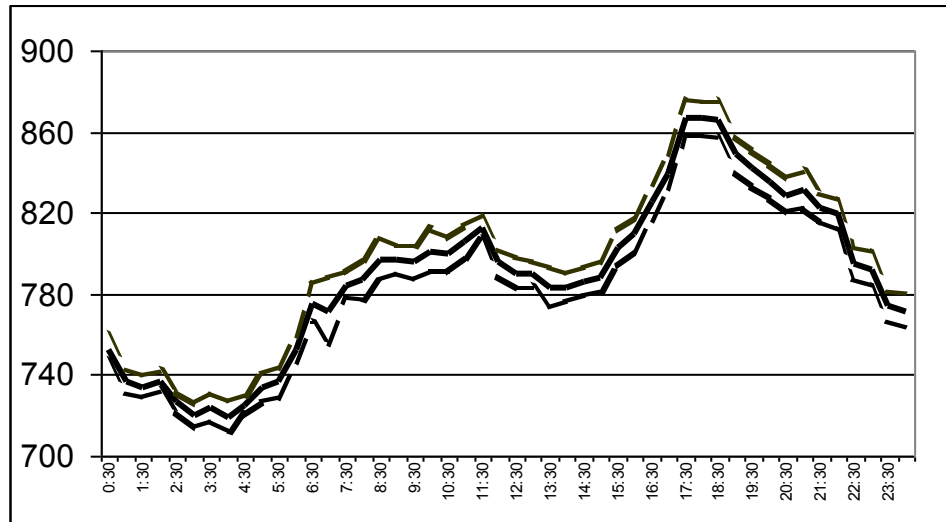


Рисунок 24 - Усредненные интервалы значений дефицитов активной мощности в зимнее время

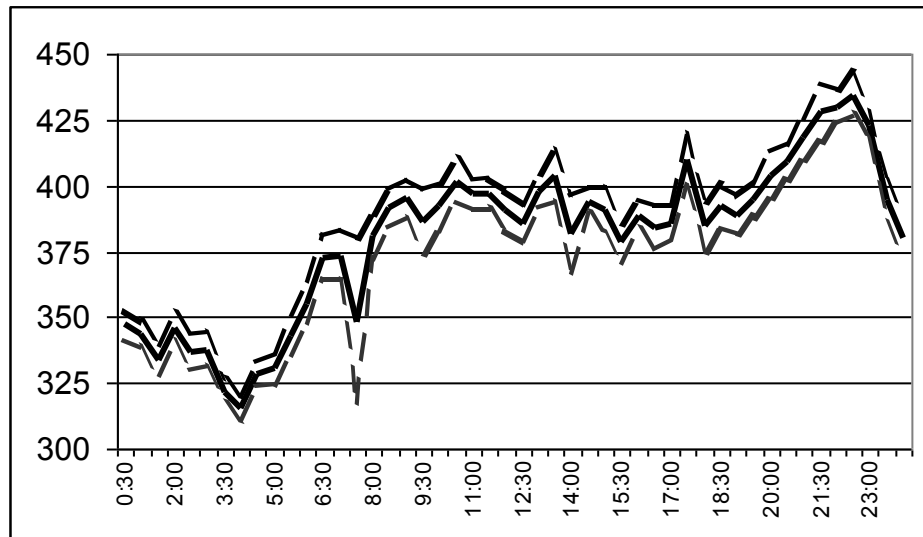


Рисунок 25 - Усредненные интервалы значений дефицитов активной мощности в летнее время

Вывод: в зимнее время значения дефицитов изменяются от 720 МВт до 866 МВт. При этом наибольший разброс в значениях дефицита приходится на время 7 часов и составляет 16,9 МВт, а наименьший на время 2 часа 30 минут для зимних суток. Для летних суток значения дефицитов изменяются от 315 МВт до 434 МВт, При этом наибольший разброс в значениях дефицитов составляет в 7 часов 30 минут (31 МВт) и наименьший – в 4 часа (4,7 МВт).

4 Расчет послеаварийного режима в амурской энергосистеме при погашении ОРУ-500 кВ ПС «Амурская»

4.1 Постановка задачи

Проведем расчет послеаварийного режима в Амурской энергосистеме в период зимнего максимума потребляемой мощности, который возникает при погашении ОРУ-500 кВ п/с "Амурская". При этом воздушная линия электропередачи между подстанциями Тунгала–Февральская находится в ремонте.

4.2 Составление 26-узлового эквивалента

Преобразуем 25-узловую схему замещения Амурской энергосистемы рис. 20 описанную в п. 2.2. включив в неё 26 узел – п/с "Тунгала". В итоге схема принимает вид представленный на рис. 24.

В результате проведенных преобразований изменяться параметры схемы замещения таблица 28 и 29. Данные о трансформаторах остались аналогичными представленным в таблице 24.

Таблица 28 – Потребление и генерация мощности в узлах 26-узлового эквивалента

Узел	U, кВ	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _г , МВт	Q _г , Мвар
401	233	59,27	20,74	49	55
404	235	122,404	53,457		
409	238	123,364	30,73		
410	251	67,41	17,6		
420	245	0	0		
430	124	36,18	21,29	11	5
433	117	61,28	24,65		
437	123	6,712	2,393		

Узел	U, кВ	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _г , МВт	Q _г , Мвар
438	120	72,3	12,1		
439	121	70,616	32,18		
442	235	46,94	14,69		
443	235	87,378	-12,226		
450	524	0	0		
451	505	277	-10		
477	16,9	2,8	1,5	382	49
479	16,2	2,4	1,3	751	186
485	10,6	39,5	24,5	253	113
487	237	0	0		
488	39,3	12,4	2,4		
490	119	46,38	21,91		
495	220	43,1	3,4		
499	220	1,6	0,8		
554	235	93,68	43,32		
558	220	0	0		
559	37	1	0,5		
560	220	22,52	-17,03		

Таблица 29 – Сопротивления линий электропередач в 26 узловом эквиваленте

Линия	R, Ом	X, Ом	B•10 ⁻⁶ , См
410-409	13,1	50,7	355
409-442	10,42	38,6	270,2
442-404	8,64	31,05	217,4
438-439	0,55	1,28	38

Продолжение таблицы 29

Линия	R, Ом	X, Ом	B•10 ⁻⁶ , См
438-490	1	3,63	28,5
439-490	0,545	1,5	10,5
439-433	3,4	7,74	59
433-437	36,81	54,7	382,9
404-554	8,45	31,56	221
443-404	34,65	112,6	788,2
401-560	8,06	31,14	218
554-401	5,07	17,91	125,4
433-430	31,51	63,89	447,2
420-404	14	53,7	357
420-558	0,81	108,3	
554-487	1,5	85,84	1,48
450-451	10,34	103,5	1363
410-495	20,22	76	514,8
495-449	15,88	59,68	396,9
499-443	17,99	67,64	449,8

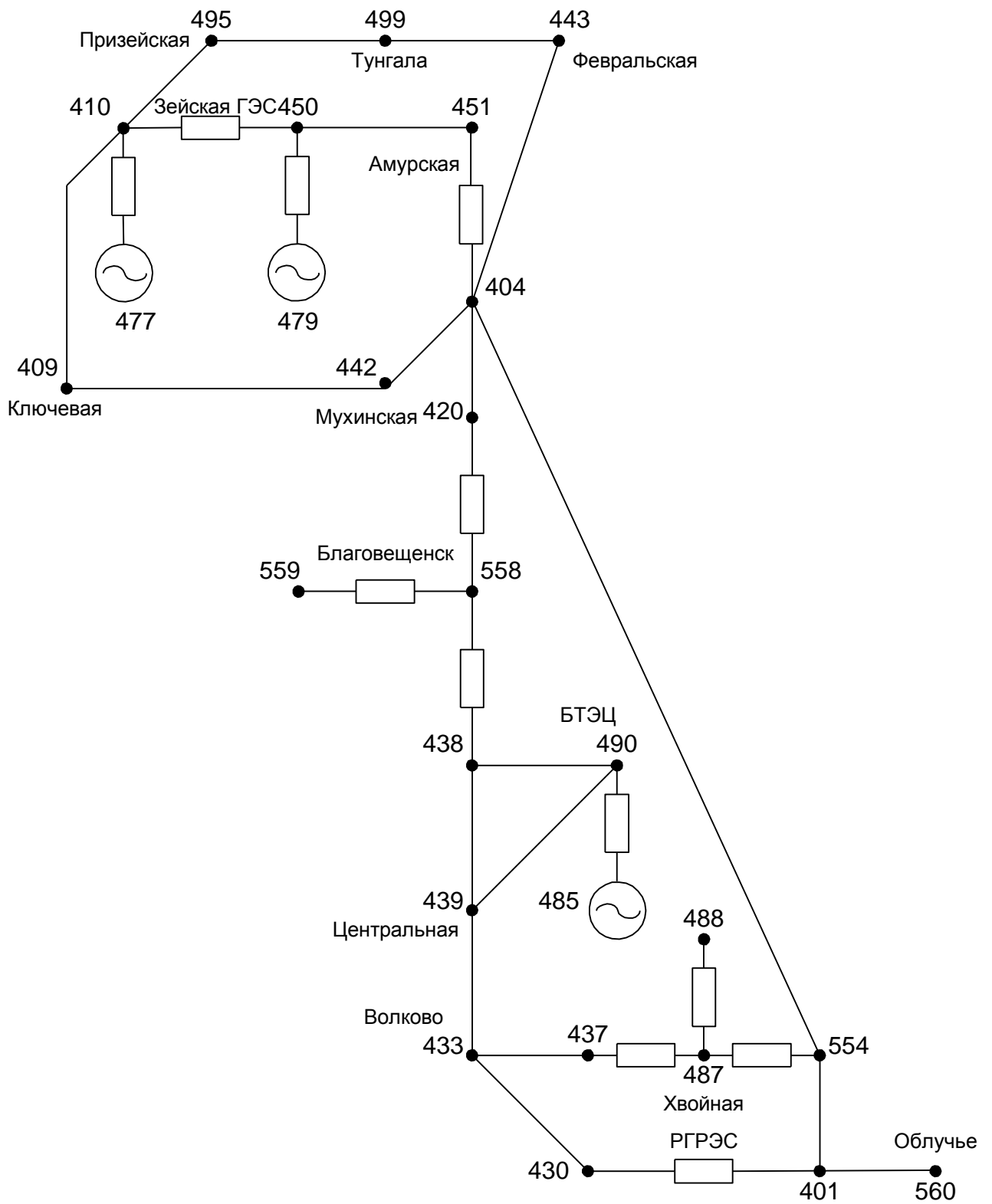
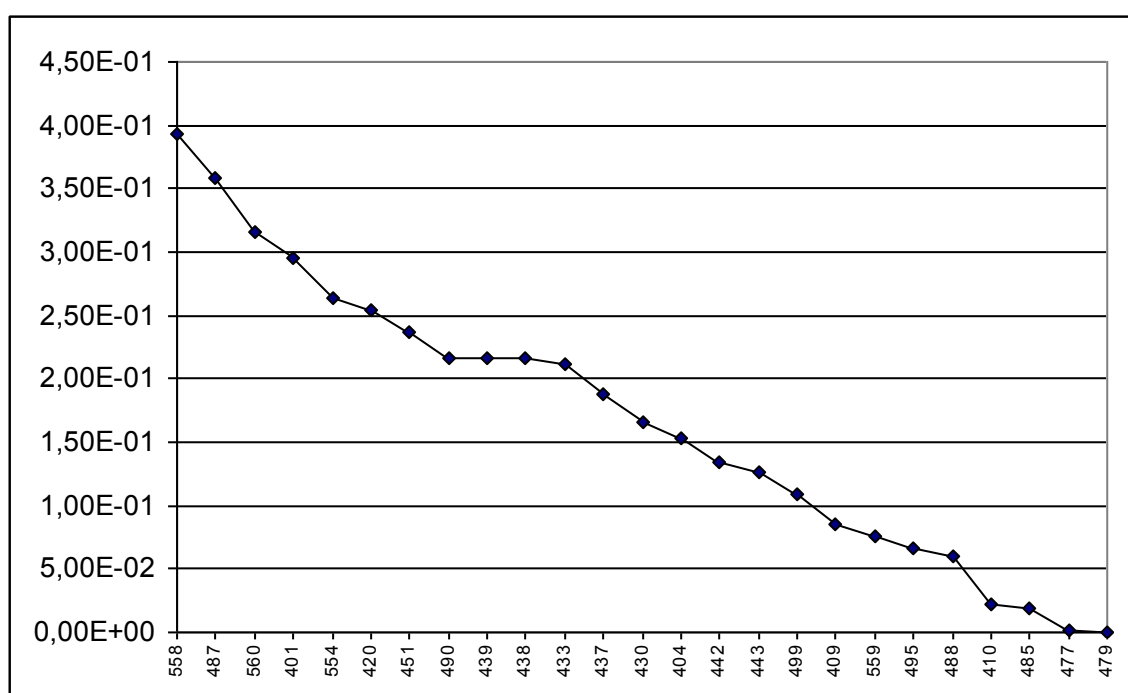


Рисунок 24 - 26-узловая схема замещения Амурской энергосистемы

4.3 Выявление слабых узлов в 26-узловом эквиваленте

Для того чтобы определить слабые узлы в 26-узловой схеме замещения Амурской энергосистемы, было проведено её ранжирование. Для этого был проведен анализ схемы замещения в программе СДО-6. О степени слабости узлов можно судить по диаграмме, приведенной на рис. 25.



Номер узла

Рисунок 25 - Ранжирование узлов 26-узловой схемы замещения Амурской области по показателю слабости χ

В результате был получен ряд узлов от слабого до сильного: 558, 487, 560, 401, 554, 420, 451, 490, 439, 438, 433, 437, 430, 404, 442, 443, 499, 409, 559, 495, 488, 410, 485, 477, 479.

4.4 Места расстановки и объемы подключаемой нагрузки к устройствам АЧР

Определим места расстановки в 26-узловой схеме замещения Амурской энергосистемы, в которых могут устанавливаться устройства АЧР. Такими узлами являются: 560, 401, 554, 490, 439, 438, 433, 437, 430, 404, 442, 443, 409, 559, 495, 499, 488, 410, 485.

Рассчитаем величину активной мощности, которая может быть отключена устройствами АЧР, т.е. мощность потребляемую потребителями второй и третьей категории. Расчет отключаемой мощности $P_{\text{АЧР}2,3}$ проводится по формуле (19).

Расчет представлен в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет суммарной активной мощности нагрузки в узлах

Номер узла	Потребляемая активная мощность P , МВт	Мощность подключаемая к устройствам АЧР $P_{\text{АЧР}2,3}$, МВт
401	59,27	44,45
404	122,4	91,8
409	123,36	92,52
410	67,41	50,56
430	36,18	27,14
433	61,28	45,96
437	6,712	5,03
438	72,3	54,23
439	70,616	52,96
442	46,94	35,21
443	20,378	15,28
488	12,4	9,3
490	46,38	34,79

Продолжение таблицы 30

Номер узла	Потребляемая активная мощность P , МВт	Мощность подключаемая к устройствам АЧР $P_{АЧР2,3}$, МВт
495	163,1	122,33
499	1,6	1,2
554	93,68	70,26
559	1	0,75
560	27,52	20,64
Сумма	1032,5	774,4

Занесем в таблицу 31, в порядке отключения, возможную для отключаемую мощность потребителей второй и третьей категории в 26-узловой схеме замещения.

Таблица 31 – Порядок возможного отключения мощности потребителей второй и третьей категории устройствами АЧР

Узел	$P_{АЧР2,3}$, МВт	$Q_{АЧР2,3}$, Мвар
560	20,64	0
401	44,45	15,56
554	70,26	32,49
490	34,79	16,43
439	52,96	24,14
438	54,23	9,08
433	45,96	18,49
437	5,03	1,79
430	27,14	15,97
404	91,8	40,1
442	35,21	11,02
443	15,28	0

Узел	$P_{\text{АЧР2,3}}$, МВт	$Q_{\text{АЧР2,3}}$, Мвар
499	1,2	0,6
409	92,52	23,05
559	0,75	0,38
495	122,33	2,55
488	9,3	1,8
410	50,56	13,20
Всего	774,4	226,6

4.5 Анализ и расчет послеаварийного режима

Для расчета заданного послеаварийного режима проведем соответствующие изменения в схеме. Выведем в ремонт линию электропередачи "Тунгала–Февральская" для этого удалим связь между узлами 499–443.

Для того, чтобы смоделировать для расчета погашение ОРУ–500 кВ на п/с "Амурская" проведем следующие изменения в схеме:

- а) Уберем связь между Зейской ГЭС и п/с "Амурская";
- б) Удалим трансформатор на п/с "Амурская" между узлами 451 (ВН) и 404 (НН);
- в) Удалим узел 451, соответствующий ОРУ–500 кВ п/с "Амурская".

В результате погашения ОРУ–500 кВ п/с "Амурская" произойдет:

- а) Потеря транзита в Хабаровскую энергосистему;
- б) Ухудшится связь в Амурской энергосистеме между Зейской ГЭС и п/с "Амурская", т.к. останется одна связь по 220 кВ по ЛЭП "ЗГЭС-Ключевая-Мухинская-Амурская", что

проведет к ограничению перетока мощности в центральный район Амурской энергосистемы.

Расчет послеаварийного режима проведем в программе СДО–6. Протокол расчета режима находится в приложении 8.

4.6 Итоги расчета послеаварийного режима

Так как пропускная способность линии 409–410 ограничена по длительно допустимому току (897 А при температуре окружающей среды –5 °С, что соответствует потоку передаваемой мощности 340 МВ·А), в результате этого аварийного режима произошел дефицит мощности. Поэтому произошло понижение частоты в питающей сети, что привело к срабатыванию устройств АЧР в наиболее слабых местах. В результате потребляемая мощность в энергосистеме понизилась. Также произошел недоотпуск электроэнергии в Хабаровскую энергосистему. Рассчитаем величину недоотпущенной электроэнергии $S_{НЭ}$ в Хабаровскую энергосистему по формуле:

$$S_{НЭ} = S_{ТРАН451} + S_{ТРАН443} + S_{ТРАН560}, \quad (20)$$

где $S_{ТРАН451}$ – транзит электроэнергии в Хабаровскую энергосистему через узел 451 п/с "Амурская" в доаварийном режиме;

$S_{ТРАН443}$ – транзит электроэнергии в Хабаровскую энергосистему через узел 443 п/с "Февральская" в доаварийном режиме;

$S_{ТРАН560}$ – транзит электроэнергии в Хабаровскую энергосистему через узел 560 п/с "Облучье" в доаварийном режиме.

$$S_{НЭ} = 277 - j10 + 67 - j4 - 5 - j16 = 339 - j30 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Расчет задействованных объемов АЧР представлен в таблице 32

Таблица 32 – Расчет задействованных объемов АЧР

Узел	$P_{\text{АЧР}2,3}$, МВт	$Q_{\text{АЧР}2,3}$, Мвар
560	20,64	0
401	44,45	15,56
554	70,26	32,49
490	34,79	16,43
439	52,96	24,14
438	12,23	2,08
Всего	235,33	90,7

Таким образом, при данном послеаварийном режиме произойдет погашение потребителей второй и третьей категории устройствами АЧР с суммарной потребляемой мощностью $S_{\text{потр}}=235,33+j90,7$ МВ·А.

5 Анализ работы энергоснабжающих предприятий с муниципальными бюджетами

5.1 Введение в проблему по работе энергоснабжающих организаций с муниципальными бюджетами

Одной из проблемных групп потребителей для энергоснабжающих организаций в настоящее время являются организации-потребители, финансируемые за счёт средств муниципальных бюджетов.

Совершенствование отношений энергоснабжающих организаций с органами местного самоуправления при формировании и распределении средств муниципального бюджета является одним из важнейших направлений энергосбытовой работы. Неурегулированные отношения энергоснабжающих организаций с потребителями, оплата электрической и тепловой энергии которыми финансируется за счет средств муниципального бюджета, позволяют органам местного самоуправления формировать и распределять средства на оплату энергии по остаточному принципу. Это приводит к ухудшению энергосбытовых и в целом финансовых показателей энергоснабжающих организаций и характеризуется:

- наличием значительной дебиторской задолженности за ранее отпущенную энергию;
- низким уровнем текущей оплаты энергии;
- низким уровнем денежной составляющей в расчетах за потребленную энергию.

Так в некоторых региональных энерго-предприятиях уровень оплаты потребленной электрической и тепловой энергии предприятиями, финансируемыми из местного бюджета иногда достигает 82 %, причем оплата денежными средствами составляет всего 60 %.

Задачами работы энергоснабжающих организаций являются:

- упорядочение работы с местными бюджетами;
- обеспечение выполнения поставленных задач в области энергосбытовой деятельности в работе с проблемными группами потребителей.

5.2 Порядок работы энергоснабжающих организаций с местными бюджетами

Энергоснабжающие организации обязаны иметь отчетность об исполнении местных бюджетов по зоне обслуживания с целью анализа и принятия решений по работе с потребителями, финансируемыми за счет средств муниципальных бюджетов.

Энергоснабжающие организации обязаны уделять внимание следующим формам представления бюджетных средств:

- ассигнованиям на содержание бюджетных учреждений. Расходы бюджетных учреждений должны включать в себя источники, текущей оплаты энергии, а также источники погашения ранее образовавшейся задолженности по оплате потребленной энергии;
- средствам, направляемым предприятиям и организациям, имущество которых находится в муниципальной собственности, целевым образом на осуществление ими хозяйственной деятельности в виде субвенций, субсидий, бюджетного кредита и т.д.;
- трансфертам населению (целевое дотирование населения, в том числе, отдельных категорий граждан, по оплате коммунальных услуг, включая оплату, энергии);
- субвенциям или субсидиям на покрытие текущих расходов, связанных с оплатой тепловой энергии жилищными организациями;
- средствам, направляемым на оплату энергии потребителями из доходов местного бюджета, резервных фондов органов местного самоуправления.

5.3 Порядок работы энергоснабжающих организаций с местными бюджетными потребителями

Провести ревизию потребителей на предмет наличия бюджетного финансирования и составить базу данных. Классифицировать бюджетных потребителей на категории:

- потребители, имеющие 100 % бюджетное финансирование;
- потребители, имеющие дополнительное коммерческое финансирование.

Разработать программу мероприятий с указанием потребителей с целью обеспечения соответствия отпуска энергоресурсов уровню оплаты денежными средствами.

Провести работу по выявлению коммерческих субабонентов бюджетных потребителей.

Провести ревизию дебиторской задолженности бюджетных потребителей.

Разбить списки потребителей, включающих суммарно всю дебиторскую задолженность юридических лиц по электрической энергии энергоснабжающей организации на потребительском рынке, на следующие группы:

- А – отключенные потребители-неплательщики;
- Б – потребители-неплательщики, в отношении которых введены ограничения и которые находятся в графике на ограничение и отключение;
- В – потребители-неплательщики оплачивающие текущее потребление электрической энергии и не имеющие задолженности;
- Г – потребители-неплательщики, оплачивающие текущее потребление электрической энергии, но имеющих задолженность;
- Д – потребители-неплательщики, в отношении которых введены ограничения;

Е – потребители-неплательщики, имеющие безнадежную, не возможную к взысканию дебиторскую задолженность.

Подготовить соглашения с потребителями, предусматривающие условия реструктуризации, графики погашения задолженности и гарантии со стороны собственника, администраций регионов и т. д.

Провести работу и составить мероприятия по принудительному взысканию долгов с подачей исков на имущество. В особых случаях использовать процедуру банкротства.

5.4 Порядок работы с администрациями регионов и администрациями муниципальных образований по проекту бюджета

В целях упорядочения взаимоотношений с предприятиями, финансируемыми за счет средств муниципальных бюджетов энергоснабжающим организациям необходимо:

а) В рамках процедур рассмотрения, принятия решений по проектам бюджетов, их утверждения и исполнения:

– получить от соответствующих органов местного самоуправления (представительных и исполнительных) бюджетов, бюджетной росписи, и проектов бюджетов на следующий период, с показателями расходных статей на оплату электрической и тепловой энергии;

– обеспечить выделение в статьях проектов бюджетов на следующий период или внесение изменений в действующие бюджеты конкретных получателей бюджетных средств с полным наименованием юридического лица и его организационно-правовой формы, отдельно по электрической и тепловой энергии.

б) По каждому потребителю энергии, финансируемому за счет средств муниципального бюджета и заключившему с энергоснабжающей организацией договор энергоснабжения, подготовить прогноз на предстоящий период по следующим показателям:

- объем потребления электрической энергии;
- объем потребления тепловой энергии;
- необходимая сумма оплаты отдельно по видам потребляемой энергии, в том числе сумма, выделяемая из муниципального бюджета;
- уровень тарифов на энергию отдельно по видам потребляемой энергии в составе коммунальных услуг, утвержденных законодательными (представительными) органами муниципальных образований, уровень тарифов на энергию, отпускаемую муниципальным образованиям;
- расчет сумм затрат на компенсацию разницы в тарифах и отражение в бюджетах.

в) На основе полученных данных и подготовленных прогнозов проанализировать бюджетные отношения в соответствующем муниципальном образовании, определить размер реального дефицита бюджетного финансирования. На основе проведенного анализа необходимо выделить следующие параметры:

- объем потребления энергии в стоимостном выражении с ежемесячной разбивкой;
- сведенные расходы по оплате энергии по потребителям;
- размер реального дефицита по каждому виду бюджета;
- реальный дефицит бюджетного финансирования расходов по оплате энергии в целом по муниципальному бюджету, а также сведенный по предприятиям и организациям.

г) Направить абонентам и субабонентам, имеющим дефицит бюджетного финансирования уведомления о необходимости перезаключения договоров энергоснабжения, с внесением в договор таких существенных условий, как порядок прекращения и ограничения подачи энергии, предоставление потребителями оформленных в соответствии с законодательством гарантий своевременной оплаты потребляемой энергии (аванс, аккредитив, залог, поручительство и др.), указание иных

источников оплаты потребляемой энергии (от предпринимательской или иной приносящей доход деятельности).

д) Проанализировать консолидированный реальный дефицит бюджетного финансирования расходов по оплате энергии с учётом оптовых потребителей-перепродавцов.

е) Направить в органы власти субъектов Российской Федерации, органы местного самоуправления извещения о невозможности энергоснабжения предприятий и организации, финансируемых за счет средств муниципального бюджета, потребляющих энергию сверх сумм лимитных бюджетных обязательств, и необходимости изыскания дополнительных источников средств для оплаты потребляемой энергии.

ж) Обеспечить учет интересов энергоснабжающих организаций при рассмотрении, принятии решений по проектам бюджетов и их утверждении путем внесения и принятия соответствующих предложений энергоснабжающих организаций в проекты бюджетов через представительные органы местного самоуправления, либо через бюджетные учреждения, государственные и муниципальные унитарные предприятия, другие получатели бюджетных средств, являющиеся их потребителями.

з) Полностью прекратить использование неденежных форм расчетов с организациями, финансируемыми за счет средств муниципального бюджета.

и) Использовать судебные способы защиты своих законных прав и интересов во взаимоотношениях с организациями, финансируемыми за счет средств муниципального бюджета.

к). Требовать от органов власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления исполнения обязательств организаций-должников, финансируемых за счет средств муниципального бюджета, в соответствии с заключенными договорами, поручительствами.

л) Обращаться в арбитражный суд с исками о признании недействительными (полностью или частично) ненормативных актов государственных органов, органов местного самоуправления и иных органов, не соответствующих законам и иным нормативным правовым актам и нарушающих права и законные интересы организаций.

м) Требовать возмещения убытков, причиненных решениями, принятыми органами государственного регулирования тарифов (Региональными энергетическими комиссиями), в том числе об установлении тарифов.

н) Поставить перед бюджетными комитетами (комиссиями) представительных органов местного самоуправления вопрос о замене трансфертов в части оплаты за энергию на субвенции и их прямой, непосредственной передаче из бюджетов субъектов Российской Федерации (областей, краёв, республик) энергоснабжающим организациям. Рассмотреть возможность, заключения соглашения с администрациями соответствующих субъектов Российской Федерации о непосредственном перечислении бюджетных средств, выделяемых муниципальным образованиям на оплату электрической и тепловой энергии энергоснабжающим организациям.

о) Организовать кампанию по разъяснению причин и последствий реального бюджетного дефицита для энергоснабжения каждого муниципального образования, в т.ч. с широким использованием средств массовой информации, с подробным освещением:

– реального дефицита бюджетов всех уровней с указанием конкретных сумм в разрезе всех муниципальных образований;

– причин возникновения (полное отражение расходов на оплату тепловой энергии, заниженные нормативы коммунальных услуг для населения, уровень тарифов на тепловую энергию, отсутствие средств на дотации отдельным категориям граждан и др.)

- ситуации с перечислением дотаций;
- хода судебных процессов с участием энергоснабжающей организации, организаций, финансируемых за счет средств бюджета муниципального образования и органов местного самоуправления;
- негативных последствий для потребителей в случае отсутствия бюджетного обязательства по оплате электрической и тепловой энергии. Бюджетное обязательство – признанная органом, исполняющим бюджет, обязанность совершить расходование средств соответствующего бюджета в течение определённого срока, возникающая в соответствии с законом о бюджете и со сводной бюджетной росписью.

6 Особенности организации пунктов ОИК и ЦУС

6.1 Факторы воздействия персонального компьютера на человека

Каждый персональный компьютер включает средство визуального отображения информации, монитор, который является основным комплексным источником неблагоприятных факторов воздействия на здоровье пользователя /8/.

Монитор персонального компьютера (ПК) является источником:

- электростатического поля;
- слабых электромагнитных излучений в низкочастотном диапазоне;
- рентгеновского излучения;
- ультрафиолетового излучения;
- инфракрасного излучения /7/.

Неподвижная напряженная поза оператора, в течении длительного времени прикованного к экрану монитора, приводит к усталости и возникновению болей в позвоночнике, шее, плечевых суставах.

Интенсивная работа с клавиатурой вызывает боевые ощущения в локтевых уставах, предплечьях, запястьях, в кистях и пальцах рук.

Деятельность оператора предполагает прежде всего визуальное восприятие отображенной информации, поэтому значительной нагрузке подвергается зрительный аппарат работающих с ПК. Факторами, наиболее сильно влияющими на зрение, являются:

а) Несовершенство способов создания изображения на экране монитора. Эта группа факторов включает в себя:

- неоптимальные параметры схем развертки электронно-лучевой трубки или жидкокристаллической матрицы,
- несовместимость параметров монитора и графического адаптера,

- недостаточно высокое разрешение монитора и графического адаптера (при больших ОИК-комплексах),

- недостаточно высокое разрешение монитора, расфокусировка, несведение лучей и низкий уровень других его характеристик;

- избыточная или недостаточная яркость изображения.

б) Непродуманная организация рабочего места, которая является причиной:

- наличия бликов;

- отсутствия необходимого уровня освещенности рабочих мест;

- несоблюдения расстояния от глаз оператора до монитора;

- наличие мерцания изображения на экране монитора /8/.

Работа с компьютером сопровождается акустическими шумами, включая ультразвук /7/.

6.2 Реальные условия работы оператора АРМ ОИК и ЦУС и в диспетчерских центрах

6.2.1 Оценка эргономических параметров АРМ ОИК и ЦУС

Дизайн монитора имеет окраску корпуса в спокойном мягком тоне с диффузным рассеиванием света. Корпус ПК, клавиатура и другие блоки имеют матовую поверхность одного цвета и не имеют блестящих деталей.

Видимая часть монитора по диагонали составляет не менее

19 дюймов. Частота обновления кадров 60 или 75 Гц.

Конструкция монитора ПК предусматривает наличие ручек регулировки яркости и контраста, обеспечивающих возможность регулировки этих параметров от минимальных до максимальных значений.

Конструкция клавиатуры предусматривает:

- исполнение в виде отдельного устройства с возможностью свободного перемещения;

- опорное приспособление, позволяет изменять угол наклона поверхности клавиатуры в пределах от 5 до 15 градусов;
- функциональные группа клавиш выделяется размером, формой и местом расположения;
- клавиши имеет оптимальный размер - 15 мм;
- расстояние между клавишами 6 мм.

6.2.2 Оценка помещения

Помещение в котором используется ПК имеет естественное и искусственное освещение.

Естественное освещение осуществляется через светопроемы размером 1,8×1,8 м. Светопроемы ориентированы на север.

Площадь на одно рабочее место с ПК составляет 3 м², а объем – 7,2 м³.

Помещение с ПК оборудовано системой отопления, и эффективной приточно-вытяжной вентиляцией.

Для внутренней отделки интерьера помещений с ПК используются обои матового цвета, потолок выкрашен в белый цвет, с коэффициентом отражения соответственно для стен - 0,6, для потолка 0,7.

Поверхность пола в помещениях эксплуатации ПК имеет ровный настил, без выбоин, удобная для очистки.

Для уменьшения уровня шума системный блок убран в тумбу, либо используются жидкостные системы охлаждения.

6.2.3 Оценка рабочего места

Рабочее место с ПК располагается по отношению к оконным проемам таким образом, что естественный свет падет сбоку слева.

Искусственное освещение в помещении осуществляется системой общего освещения. Для работы с документами используется дополнительный светильник местного освещения.

Местное освещение создает блики на поверхности экрана.

В качестве источников света искусственного освещения применяются лампы накаливания мощностью 200 и 100 Вт. Светильники отсутствуют.

В светильнике местного освещения используется лампа накаливания мощностью 60 Вт с использованием светильника преимущественно прямого света.

Общее освещение выполнено в виде источников света на расстоянии три метра друг от друга.

Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении проводится чистка стекол оконных рам не реже двух раз в год и проводится своевременная замена перегоревших ламп.

6.2.4 Оценка организации и оборудования рабочего места

Оконные проемы в помещении оборудованы занавесями.

Рабочее место с ПК изолировано от помещения занавесью высотой 2 м.

Конструкция рабочего стола обеспечивает оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования. Высота рабочей поверхности 750 мм. Площадь рабочей поверхности (не занятой ПК) 1 м².

Конструкция рабочего стула не обеспечивает поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПК. Поверхность сиденья стула имеет твердую поверхность, с нескользящим покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений. Высота стула 420 мм.

Экран монитора находится от глаз пользователя на расстоянии 500 мм.

Клавиатура располагается на поверхности стола на расстоянии 100 мм от края, обращенного к оператору ПК.

В помещении ежедневно проводится влажная уборка.

6.3 Требования к АРМ ОИК и ЦУС и организации работы на них

6.3.1 Требования к персональным компьютерам

Визуальные эргономические параметры монитора ПК являются параметрами безопасности, и их неправильный выбор приводит к ухудшению здоровья пользователей. Конструкция монитора ПК, его дизайн и совокупность эргономических параметров должны обеспечивать надежное и комфортное считывание отображаемой информации в условиях эксплуатации. Должна обеспечиваться возможность фронтального наблюдения экрана путем поворота корпуса в горизонтальной плоскости вокруг вертикальной оси в пределах ± 30 градусов и в вертикальной плоскости вокруг горизонтальной оси в пределах ± 30 градусов с фиксацией в заданном положении.

Дизайн монитора ПК должен предусматривать окраску корпуса в спокойные мягкие тона с диффузным рассеиванием света. Корпус ПК, клавиатура и другие блоки и устройства ПК должны иметь матовую поверхность одного цвета с коэффициентом отражения 0,4-0,6 и не иметь блестящих деталей, способных создавать блики.

Конструкция монитора ПК должна предусматривать наличие ручек регулировки яркости и контраста, обеспечивающих возможность регулировки этих параметров от минимальных до максимальных значений.

Конструкция клавиатуры должна предусматривать:

- исполнение в виде отдельного устройства с возможностью свободного перемещения;
- опорное приспособление, позволяющее изменять угол наклона поверхности клавиатуры в пределах от 5 до 15 градусов;
- высоту среднего ряда клавиш не более 30 мм;
- выделение цветом, размером, формой и местом расположения функциональных групп клавиш;

- минимальный размер клавиш - 13 мм, оптимальный - 15 мм;
- клавиши с углублением в центре и шагом 19 +/- 1 мм;
- расстояние между клавишами не менее 3 мм;
- одинаковый ход для всех клавиш с минимальным сопротивлением нажатию 0,25 Н и максимальным - не более 1,5 Н /9/.

6.3.2 Требования к помещениям для эксплуатации АРМ ОИК и ЦУС

Помещения с ПК должны иметь естественное и искусственное освещение. Естественное освещение должно осуществляться через светопроемы, ориентированные преимущественно на север и северо-восток и обеспечивать коэффициент естественной освещенности (КЕО) не ниже 1,2% в зонах с устойчивым снежным покровом и не ниже 1,5% на остальной территории /9/.

Площадь на одно рабочее место с ПК должна составлять не менее 6 м², а объем - не менее 20 м³ /8/.

Производственные помещения, в которых для работы используются преимущественно персональные компьютеры (диспетчерские, операторские, расчетные и др.) не должны граничить с помещениями, в которых уровни шума и вибрации превышают нормируемые значения (механические цеха, мастерские и т.п.).

Помещения с ПК должны оборудоваться системами отопления, кондиционирования воздуха или эффективной приточно-вытяжной вентиляцией.

Для внутренней отделки интерьера помещений с ПК должны использоваться диффузно - отражающие материалы с коэффициентом отражения для потолка - 0,7-0,8; для стен - 0,5-0,6; для пола - 0,3-0,5.

Поверхность пола в помещениях эксплуатации ПК должна быть ровной, без выбоин, нескользкой, удобной для очистки и влажной уборки, обладать антистатическими свойствами /9/.

6.3.3 Требования к микроклимату в помещении с эксплуатацией персональных компьютеров

В производственных помещениях, в которых работа на ПК является основной (диспетчерские, операторские, расчетные, кабины и посты управления, залы вычислительной техники и др.), должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата.

Для повышения влажности воздуха в помещениях с ПК следует применять увлажнители воздуха, заправляемые ежедневно дистиллированной или прокипяченной питьевой водой.

Содержание вредных химических веществ в производственных помещениях, в которых ведется работа на ПК (диспетчерские, операторские, расчетные, кабины и посты управления, залы вычислительной техники и др.), не должно превышать "Предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест" /9/.

6.3.4 Требования к шуму и вибрации

При выполнении основной работы на ПК (диспетчерские, операторские, расчетные кабины и посты управления, залы вычислительной техники и др.), уровень шума на рабочем месте не должен превышать 50 дБА

В помещениях, где работают инженерно-технические работники, осуществляющие лабораторный, аналитический или измерительный контроль, уровень шума не должен превышать 60 дБА.

На рабочих местах в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин (АЦПУ, принтеры и т.п.) уровень шума не должен превышать 75 дБА

В производственных помещениях, в которых работа с ПК является основной, вибрация на рабочих местах не должна превышать

допустимых норм вибрации согласно "Санитарным нормам вибрации рабочих мест"

Шумящее оборудование (АЦПУ, принтеры и т.п.), уровни шума которого превышают нормированные, должно находиться вне помещения с ПК.

Снизить уровень шума в помещениях с ПК можно использованием звукопоглощающих материалов с максимальными коэффициентами звукопоглощения в области частот 63 - 8000 Гц для отделки помещений.

Дополнительным звукопоглощением служат однотонные занавеси из плотной ткани, гармонирующие с окраской стен и подвешенные в складку на расстоянии 15 - 20 см от ограждения. Ширина занавеси должна быть в 2 раза больше ширины окна /9/.

6.3.5 Требования к освещению помещений и рабочих мест с персональными компьютерами

Требования к естественному освещению изложены в п. 6.3.2.

Рабочее место с ПК должно располагаться по отношению к оконным проемам таким образом. Чтобы естественный свет падал сбоку, предпочтительнее слева.

Искусственное освещение в помещениях эксплуатации ПК должно осуществляться системой общего равномерного освещения. В производственных и административно - общественных помещениях, в случаях преимущественной работы с документами, допускается применение системы комбинированного освещения (к общему освещению дополнительно устанавливаются светильники местного освещения, предназначенные для освещения зоны расположения документов).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк. Допускается установка светильников местного освещения для подсветки документов. Местное освещение не

должно создавать бликов на поверхности экрана и увеличивать освещенность экрана более 300 лк.

Следует ограничивать неравномерность распределения яркости в поле зрения пользователя персонального компьютера, при этом соотношение яркости между рабочими поверхностями не должно превышать 3:1-5:1, а между рабочими поверхностями и поверхностями стен и оборудования - 10:1.

В качестве источников света при искусственном освещении должны применяться преимущественно люминесцентные лампы типа ЛБ. При устройстве отраженного освещения в производственных и административно - общественных помещениях допускается применение металлогалогенных ламп мощностью до 250 Вт. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения.

Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочих мест, параллельно линии зрения пользователя при рядном расположении ПК. При периметральном расположении компьютеров линии светильников должны располагаться локализовано над рабочим столом ближе к его переднему краю, обращенному к оператору.

Для освещения помещений с персональными компьютерами следует применять преимущественно светильники с зеркализированными решетками, укомплектованные высокочастотными пускорегулирующими аппаратами (ВЧ ПРА). Допускается применять светильники без ВЧ ПРА только в модификации "Кососвет", а также светильники прямого света, преимущественно прямого света, преимущественно отраженного света.

Светильники местного освещения должны иметь непросвечивающий отражатель с защитным углом не менее 40 градусов.

Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещениях использования ПК следует проводить чистку стекол оконных рам и

светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп /9/.

6.3.6 Требования к организации и оборудованию рабочих мест с персональными компьютерами

Рабочие места с персональными компьютерами по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева.

Схемы размещения рабочих мест с ПК должны учитывать расстояния между рабочими столами с мониторами (в направлении тыла поверхности одного монитора и экрана другого монитора), которое должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов - не менее 1,2 м.

Оконные проемы в помещениях использования ПК должны быть оборудованы регулируемыми устройствами типа жалюзи, занавесей.

Рабочие места с ПК при выполнении творческой работы, требующей значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, следует изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5-2,0 м.

Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей (размер ПК, клавиатуры, и др.), характера выполняемой работы. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики.

Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПК, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно - плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего стула (кресла) должен выбираться в зависимости от характера и

продолжительности работы с ПК с учетом роста пользователя. Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно - поворотным и регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию. Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула (кресла) должна быть полумягкой, с нескользящим, не электризующимся и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений.

Экран монитора должен находиться от глаз пользователя на оптимальном расстоянии 600-700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов.

Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100 - 300 мм от края, обращенного к пользователю, или на специальной регулируемой по высоте рабочей поверхности, отделенной от основной столешницы.

В помещениях с персональными компьютерами ежедневно должна проводиться влажная уборка /9/.

6.4 Рекомендации по изменению условий труда оператора на АРМ ОИК и ЦУС

а) Если монитор имеет небольшой размер, рекомендуется изменить тип монитора на монитор с диагональным размером не менее 19 дюймов (или мультимониторную систему в режиме единого рабочего стола при использовании диспетчерами и в центрах ОИК).

б) Рекомендуется увеличить площадь рабочего места до 6 м², соответственно объем увеличится до 14,4 м³, что улучшит вентиляцию воздуха в помещении.

в) Установить кондиционер для улучшения микроклимата помещения

г) Использовать для внутренней отделки помещения звукопоглощающие материалы для уменьшения уровня шума.

д) Заменить рабочий стол на стол с рабочей поверхностью 850 мм со специальной выдвижной подставкой для клавиатуры на высоте 650 мм.

е) Заменить систему искусственного освещения на освещение лампами дневного света со светильниками с зеркализированными решетками, укомплектованные высокочастотными пускорегулирующими аппаратами (ВЧ ПРА).

ж) Заменить местное освещение на светильники местного освещения со непросвечивающими отражателями с защитным углом не менее 40 градусов и расположить его таким образом чтобы он не создавал блики на экране.

з) Оборудовать светопроемы регулируемым устройством типа жалюзи.

и) Заменить рабочий стул на кресло с полумягкой поверхностью, обеспечивающие поддержание правильной позы при работе с персональным компьютером.

к) Увеличить расстояние между монитором и пользователем до 700 мм.

6.5 Обеспечение пожарной безопасности в помещении с персональными компьютерами

Помещения с персональными компьютерами должны быть оборудованы сигнализацией.

Операторы персональных компьютеров, а также лица обеспечивающие ремонт и техническое обслуживание компьютеров должны быть ознакомлены с путями эвакуации при чрезвычайных ситуациях. Должны быть ознакомлены с правилами безопасности работы на персональном компьютере.

Лица, ответственные за содержание и готовность к использованию средств пожаротушения, обязаны организовать их регулярный осмотр не реже одного раза в полугодие, а также внеочередной осмотр после происшедших аварий и пожаров в помещении. Результаты осмотра состояния средств пожаротушения заносятся в специальный журнал.

Первичные средства пожаротушения должны размещаться в легкодоступных местах и не должны быть помехой препятствием при эвакуации персонала из помещений.

Допускается установка огнетушителей в тумбах и шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определить тип огнетушителя для использования при пожаре. Дверцы должны быть опломбированы и открываться без ключа и больших усилий.

Снятие с эксплуатации и списание огнетушителей производится по акту специальной комиссией, назначаемой руководителем объекта или организацией.

Огнетушители не допускается размещать вблизи отопительных и нагревательных приборов, а также в местах не защищенных от действия солнечных лучей.

Запорная арматура огнетушителей должна пломбироваться, к ней должна прикрепляться бирка с указанием даты зарядки и лица, её производившего.

Огнетушители с неисправными узлами, глубокими вмятинами и коррозией на корпусе должны сниматься с эксплуатации /10/.

Помещения с персональными компьютерами должны быть оснащены углекислотными огнетушителями типа ОУ-2, ОУ-5, ОУ-10 /9/.

При использовании огнетушителей необходимо иметь в виду, что углекислота в больших концентрациях к объему помещения может вызвать отравления персонала, поэтому после применения углекислотных огнетушителей небольшие помещения следует проветрить /10/.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения данной работы было проверено экспериментальным методом предположение о том, что более эффективны воздействия в слабых узлах ЭЭС. Для подтверждения данного предположения были рассчитаны несколько режимов в семиузловой и девятиузловой схемах с загрузкой слабых и сильных узлов до нарушения статической устойчивости. В результате которых были построены графики сравнения вторых производных потерь активной и реактивной по контролируемой мощности загрузке слабого узла и вторых производных потерь активной и реактивной мощности по контролируемой мощности сильного узла, на которых отчетливо видно, что нужно приложить в слабом узле меньшее воздействие для нарушения апериодической статической устойчивости схемы, чем в сильном. Выявлено, что прикладываемые управляющие воздействия в слабых элементах сети в наибольшей степени влияют на величину реакции ЭЭС на возмущения. Именно с помощью изменения параметров в этих узлах можно быстрее всего улучшить свойства ЭЭС.

Была рассмотрена дефицитная по активной мощности ЭЭС. Примером ЭЭС служил 25-узловой эквивалент Амурской энергосистемы. Для данной энергосистемы было проведено ранжирование узлов по степени слабости, в результате был составлен ряд узлов от слабого до сильного.

Наличие информации о том, какие узлы являются слабыми, которые сильнее всего реагируют на внешние возмущения, т. е. служат причиной повышенной чувствительности (реакции) ЭЭС к внешним

возмущениям, что позволяет целенаправленно учитывать свойства ЭЭС при её эксплуатации.

Для Амурской энергосистемы был рассчитан по зимнему контрольному замеру дефицит активной мощности и необходимые объемы отключаемой нагрузки устройствами АЧР. В результате было рассчитано, что необходимо подключить к устройствам АЧР потребителей с суммарной потребляемой мощностью 920 Мвт. Также были рассчитаны возможные значения дефицитов активной мощности для летнего и зимнего периода времени в различные часы функционирования ЭЭС.

Для Амурской энергосистемы был рассчитан послеаварийный режим работы при погашении ОРУ–500 кВ п/с "Амурская" и объемы управляющих воздействий, позволяющих не допустить каскадное развитие аварии.

На основании проведенных исследований был сделан вывод о практической значимости использования теории, слабых мест для выбора управляющих воздействий в дефицитных ЭЭС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб./ В. И. Идельчик. - 2-е изд., стер. - М. : Альянс, 2009. – 592 с. www.techliter.ru
2. Правила устройства электроустановок. – СПб.; ДЕАН, 2008. – 704 с.
3. Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное Советом директоров ОАО «Россети» (Протокол №138 от 23.10.2013г)
4. Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.
5. Воротницкий В.Э. Структура и снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. // Современные методы и средства расчёта, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. Материалы международного семинара. – М.: НЦ ЭНАС, 2000
6. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
7. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»
8. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)
9. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь

электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, от 30.12.2008 г.
№ 326

10. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.
СТО 5694700729.240.30.047-2010