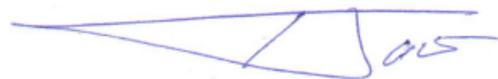


Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Уфимский государственный авиационный технический
университет» (ФГБОУ ВО «УГАТУ»)

На правах рукописи



Гайсин Булат Маратович

РАЗРАБОТКА МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ВОЗНИКНОВЕНИЕ И РАЗВИТИЕ
АВАРИЙНЫХ КАСКАДНЫХ ПРОЦЕССОВ

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель

кандидат технических наук Шахмаев Ильдар Зуфарович

Уфа – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1 Обзор возникновения и развития аварийных процессов и их связь с неоднородностью электроэнергетических систем.....	17
1.1 Описание методов предотвращения аварийных каскадных процессов в электроэнергетических системах и сетях	20
1.2 Принципы формирования режимов для обеспечения устойчивости электроэнергетических систем.....	28
1.3 Метод предотвращения аварийных каскадных процессов, дополняющий требования предъявляемые к методическим указаниям по устойчивости энергосистем.....	31
Основные результаты и выводы по первой главе.....	34
Постановка задач исследования.....	34
ГЛАВА 2 Разработка методик определения влияния неоднородности на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов в электроэнергетических системах.....	35
2.1 Разработка методики построения и определения областей допустимых режимов с учетом неоднородности электроэнергетических систем	36
2.2 Разработка методики математического и 3D-графического анализа влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов	46
Основные результаты и выводы по второй главе.....	54
ГЛАВА 3 Исследование влияния неоднородности электроэнергетических систем на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов.....	56
3.1 Исследование влияния неоднородности параметров электроэнергетических систем на формирование областей существующих режимов.....	57
3.2 Исследование влияния неоднородности параметров электроэнергетических систем на пошаговую продолжительность аварийных отключений	63

3.3 Анализ влияния неоднородности параметров электроэнергетических систем на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов.....	64
3.4 Анализ и построение областей формирования режимов для различных вариантов неоднородности и траекторий утяжеления в тестовой схеме электроэнергетической сети.....	68
3.5 Формирование аварийного каскадного процесса в тестовой схеме электроэнергетической сети путем изменения неоднородности ее параметров.....	71
3.6 Разработка программного комплекса поиска путей возможного возникновения и развития аварийных каскадных процессов в электроэнергетических системах и сетях.....	89
Основные результаты и выводы по третьей главе.....	91
ГЛАВА 4 Практическое применение разработанных методик, выявления влияния неоднородности параметров электроэнергетических систем на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов	92
4.1 Методика принятия управленческих решений для определения мест размещения генерирующих объектов и элементов активно-адаптивной сети в электроэнергетических системах с неоднородно распределенными параметрами.....	93
4.2 Анализ, влияния неоднородности параметров электроэнергетической системы Республики Башкортостан на возникновение и развитие каскадной аварии, произошедшей 2 июля 2016 г.	114
4.3 Влияние схемы выдачи мощности Ново-Салаватской теплоэлектростанции на возможность возникновения аварийных каскадных процессов в энергосистеме Республики Башкортостан	133
4.4 Влияние полного демонтажа мощности Урусинской государственной районной электростанции на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов в энергосистеме Республики Башкортостан	138
Основные результаты и выводы по четвертой главе.....	142
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	143
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	145

ПРИЛОЖЕНИЕ А Результаты расчета по определению соответствия количества утяжеляемых узлов в траекториях к предельно допустимой границе утяжеляемого режима по активной мощности P , МВт.....	157
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Результаты расчета по определению влияния вариантов неоднородности электроэнергетической сети на формирование начальной границы возникновения аварийного процесса.....	160
ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет пошаговой продолжительности аварийного процесса для различных вариантов неоднородности электроэнергетической системы.....	161
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Результаты расчета загруженности по току межсистемных ветвей энергосистемы для ремонтных схем и аварийных режимов.....	164
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Результаты расчета величины подъёма дорогой генерации для предотвращения каскадного процесса в электроэнергетической системе.....	166
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Результаты расчет мощности активно-адаптивных устройств необходимых для предотвращения каскадного процесса в энергосистеме.....	167
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Результаты расчета стоимости предотвращения каскадного процесса в электроэнергетической системе	168
ПРИЛОЖЕНИЕ З Результаты расчета экономических показателей по применению устройств относящихся к гибким электропередачам переменного тока, для повышения живучести в исследуемой энергосистеме.....	169
ПРИЛОЖЕНИЕ И Результаты расчета параметров узлов и ветвей рассматриваемого энергоузла ($U_{ном}=500кВ$) с учетом схемно-режимных условий на момент возникновения и развития каскадной аварии случившейся 02.07.16 г. в электроэнергетической системе Республики Башкортостан.....	170
ПРИЛОЖЕНИЕ К Описание методики формирования матрицы параметров неоднородной ЭЭС, необходимой для создания 3D-графической поверхности распределения параметров неоднородной ЭЭС.....	174
ПРИЛОЖЕНИЕ Л Результаты расчета 3D-графической модели поверхности неоднородного распределения параметра тока (I , А) в элементах ЭЭС РБ при развитии каскадной аварии, после отключения ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская.	179

ПРИЛОЖЕНИЕ М Расчет режимов с учетом влияния полного демонтажа мощности Урусинской государственной районной электростанции на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов в энергосистеме Республики Башкортостан.....	184
---	-----

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на развитие теории и разработки практических методов повышения надежности и живучести протяженных и развитых неоднородных электроэнергетических систем и сетей (ЭЭС) в них регулярно происходят аварийные процессы различного уровня сложности (в том числе каскадного типа), влекущие за собой существенные по масштабу потери (например, аварии в ЭЭС: США 10.08.1996 г., 14.08.2003 г.; Бразилии 21.01.2002 г.; Италии 28.09.2003 г.; Москвы и Московской области 25.05.2005 г.; Индии 30 и 31.07.2012 г.; Республики Башкортостан (РБ) 02.07.2016 г. [1]).

Исследование аварийных процессов в неоднородных ЭЭС является актуальной задачей, которая прорабатывалась многими отечественными и зарубежными учеными. Большой вклад в развитие этой области науки внесли: Жданов П.С., Веников В.А., Баринов В.А., Васин В.П., Воропай Н.И., Гамм А.З., Курбацкий В.Г., Гуревич Ю.Е., Гук Ю.Б., Идельчик В.И., Китушин В.Г., Кучеров Ю.Н., Кощев Л.А., Мамиконянц Л.Г., Маркович И.М., Окин А.А., Портной М.Г., Розанов В.И., Руденко Ю.Н., Семенов В.А., Совалов С.А., Строев В.А., Фазылов Х.Ф., Кудрявый В.В., Рабинович М.А., Макоклюев Б.И. и многие их коллеги.

В сложных ЭЭС регулярно происходят возмущения вызываемые различными причинами: короткими замыканиями (КЗ), отказами оборудования, ошибками обслуживающего персонала и др. Подавляющая часть этих возмущений ликвидируется средствами релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА). При недостаточной эффективности и надёжности ПА и по другим причинам происходят крупные системные аварии, часто с тяжелыми последствиями для ЭЭС и потребителей. Каждая подобная авария в свою очередь указывает на слабые стороны ЭЭС и (или) сформированного в ней режима, что требует постоянного совершенствования и развития факторов надежности и живучести системы.

Согласно [6-7] под надежностью в ЭЭС понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Надежность объекта и ее составляющие являются

комплексными свойствами, которые в зависимости от назначения и условий эксплуатации объекта могут включать (в отдельности или в определенном сочетании): безотказность, восстанавливаемость, живучесть, безопасность (техническая), управляемость, сохраняемость, устойчивость.

При этом в понятии надежность необходимо особо выделить живучесть, как способность противостоять "знаковым" возмущениям, не допуская их развития в цепочечный, каскадный процесс, завершающийся полной потерей функций части или всего объекта [15]. Понятие живучесть для технических систем приведено в [11-12], где живучесть определяется, как способность систем к сохранению своих основных функций (хотя бы с допустимой потерей качества их выполнения) при воздействии факторов внешней среды аварийного характера, неблагоприятных условий эксплуатации.

Для ЭЭС надежность параллельной работы иногда связывается со способностью к сохранению устойчивости и характеризуется ущербом для потребителя, связанным с аварийным недоотпуском электроэнергии в течение заданного промежутка времени [6-7].

В глоссарии [8] предложено следующее определение надежности ЭЭС – комплексное свойство (способность) электроэнергетической системы выполнять функции по производству, передаче, распределению и электроснабжению потребителей электрической энергией в требуемом количестве и нормированного качества путем технологического взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей, в том числе: удовлетворять в любой момент времени (как текущий, так и на перспективу) общий спрос на электроэнергию; противостоять возмущениям, вызванным отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных условий; восстанавливать свои функции после их нарушения.

Нарушение электроснабжения потребителей может возникать вследствие масштабных аварийных отключений каскадного характера, которое определено в [13-14], как последовательность событий, приводящих к развитию первичного возмущения, с невозможностью локализовать его в зоне возникновения и

распространением на другие районы ЭЭС, сопровождаемые нередко отказами других элементов, приводя в итоге к крупным нарушениям режима работы ЭЭС.

В [8] каскадное развитие аварии характеризуется последовательным отключением действием РЗ или ПА электросетевого и/или станционного оборудования, вызванным возникновением недопустимого для оборудования режима.

Предложенное в [8] определение носит весьма общий характер, т.к. оно не конкретизирует параметры, от которых зависит развитие каскадного процесса.

В [9] указано, что каскадные аварии происходят обычно при нерасчетных отказах, характеризующихся последовательной перегрузкой и отключением многих элементов системы и нарушением электроснабжения потребителей на значительной территории.

В соответствии с [10] под системной аварией понимается нарушение устойчивости параллельной работы электростанций, недопустимые отклонения частоты тока в энергосистеме и напряжений в узлах, перегрузки по току элементов основной сети, приводящие к каскадному отключению последних, возникновению асинхронного хода, делению системы на несбалансированные части и массовому отключению потребителей электроэнергии или ограничениям их нагрузок на большой территории.

Т.е. согласно предложенным в [9, 10] определениям каскадные отключения связаны с перегрузкой по току элементов основной сети и могут являться составной частью неблагоприятных событий при развитии системной аварии.

В [15] каскадные процессы, каскадные аварии рассматриваются, как последовательность событий, приводящих к развитию первичного возмущения, с последовательным отключением элементов ЭЭС, влекущим за собой отключение одного или нескольких элементов ЭЭС, необходимым и достаточным условием развития каскадной аварии является превышение в отключаемом элементе значения предельно допустимого тока.

Автор, опираясь на определения, предложенные в [8, 9, 15] под каскадным процессом понимает последовательность переходов из одного квазистационарного

режима в другой при пошаговом отключении перегруженных по току элементов ЭЭС с окончанием в области допустимых или недопустимых значений режима. При этом в случае окончания в области недопустимых режимов каскадный процесс считается частью системной (каскадной) аварии. Приоритетным является распознать и предупредить возможность развития каскадного процесса (последовательных отключений элементов ЭЭС) в системную (каскадную) аварию.

Общеизвестно наличие частотного эффекта в ЭЭС, согласно которому при отключении даже крупного энергоблока общее снижение частоты в относительно крупном энергообъединении обычно не выходит за рамки стандарта и не требует отключения потребителей [9]. Поэтому сам по себе каскадный процесс отключений элементов ЭЭС может продолжаться длительное время (от часов до нескольких суток) без нарушений устойчивости, что дает возможность оперативному персоналу своевременно предпринять эффективные меры по локализации аварии и недопустить её развития в системную аварию.

Подобное развитие каскадного процесса в системную аварию произошло 25 мая 2005 г. в г. Москва [28 – 30, 34 – 36], когда по мере развития последовательных перегрузок отключилось семь линий 220 кВ начиная с 9 ч. 23 мин. (КЗ на ВЛ 220кВ Очаково – Чоботы) до 10 ч. 45 мин. (КЗ на ВЛ 220 кВ Кедрово – Очаково) после чего дальнейшие аварийные отключения ВЛ 110 и 220 кВ происходили в условиях, сопровождающихся лавинообразным снижением напряжения. При этом в работах [28, 30] постепенное ослабление сети за счет последовательных перегрузок и отключений линий 220 кВ произошедших до отключения ВЛ Кедрово – Очаково каскадным процессом не считается, хотя именно эти отключения всё более приближали режим ЭЭС к области недопустимых значений.

При исследовании возможности возникновения и развития аварий в ЭЭС существенное значение имеют схемно-режимные параметры, взятые для конкретного момента времени. Величины и распределение этих параметров в совокупности можно определить как неоднородность ЭЭС. Исследования влияния неоднородности ЭЭС на надежность и живучесть рассматривались, в том числе в работах [2-5]. Термин неоднородность с технической точки зрения известен давно,

под ним понимают – разнородность, инородность; наличие неодинаковых частей в структуре, в составе чего-либо.

В [22] под термином однородная электрическая сеть принято понимать постоянство величины отношения активного сопротивления к индуктивному R_{ij} / X_{ij} для любого участка сети $(i, j, \dots, n, i \neq j)$. Но одних лишь параметров сети недостаточно для описания свойств неоднородности ЭЭС влияющих на возникновение и развитие аварийных процессов.

В [3] неоднородности ЭЭС и их проявления исследованы в переходных процессах в виде различной степени когерентности движения генераторов, а в качестве способа исследования неоднородностей рассмотрена идентификация групп в большей или меньшей мере когерентных генераторов и различающихся по слабости сечений между ними. В данной работе [3] неоднородность исследована с помощью кластерного, сингулярного и спектрального анализа. Расчеты выполнены на базе матрицы Якоби, которая для установившихся режимов зависит главным образом от топологии, параметров схемы сети, нагрузок в узлах и их статических характеристик. Нужно отметить, что расчеты на основе матрицы Якоби требуют значительных вычислительных затрат и поэтому не могут быть эффективно использованы для оценки надёжности в режиме реального времени.

Применительно к ЭЭС в [107] автором предложено определение, согласно которому неоднородность определяется как покоординатное распределение алгебраической суммы параметров ЭЭС, влияющих на осуществление каскадного процесса, по соответствующей N -мерной поверхности формализованной системы. Также автором предложено несколько упрощенное определение, согласно которому неоднородность ЭЭС зависит от схемно-режимных условий на конкретный момент времени и определяется несимметричным и неоднородным распределением по схеме ЭЭС совокупности параметров характеризующих элементы ЭЭС.

Исходя, из обозначенной проблематики связанной с неоднородностью ЭЭС и различной реакцией системы на возникающие возмущения, в исследовании автором выполнены: анализ серии расчетов с равномерным и неравномерным

утяжелением по потребляемой и генерируемой мощности для ЭЭС с симметричным и несимметричным распределением параметров; анализ влияния различных вариантов неоднородного распределения параметров ЭЭС на формирование областей допустимых и предельных режимов; анализ применения систем регулирования управляемых устройств *FACTS* для повышения живучести ЭЭС; анализ формирования режимов ЭЭС с учетом перераспределения загруженности электростанций с дешевой и дорогой выработкой электроэнергии; технико-экономическое сравнение различных способов повышения живучести ЭЭС; математический и 3D-графический анализ тестовых и реальных ЭЭС с неоднородным распределением параметров; выполненные на тестовых схемах расчеты в соответствии с разработанными методиками применены к реальным схемам ЭЭС республики Башкортостан и к траектории развития реальной каскадной аварии.

Исследования в области повышения надежности и живучести ЭЭС с целью предотвращения возможности возникновения и развития каскадных процессов является **актуальной задачей**.

Автор выражает почтение и благодарность за научное консультирование по специальности 05.14.02 д.т.н. Новикову Н.Л. и д.т.н. Рабиновичу М.А.

Цель работы и задачи исследований.

Целью диссертационной работы является разработка методик определения влияния параметров неоднородных ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов, а также на формирование границ предельно допустимых режимов.

Для достижения поставленной цели решены **основные задачи**:

1. Анализ параметров неоднородных ЭЭС и их связи с возникновением и развитием каскадных процессов.
2. Разработка методики построения и определения областей допустимых режимов неоднородных ЭЭС.
3. Разработка методик математического и 3D-графического анализа влияния параметров неоднородных ЭЭС на возникновение и развитие аварийных

каскадных процессов.

4. Разработка программного комплекса для поиска путей развития каскадных процессов в ЭЭС.

В первой главе изучены и проанализированы методы предотвращения каскадных процессов в ЭЭС, а также методы формирования надежности и живучести энергосистем. Проведен сравнительный анализ и критический обзор публикаций по проблеме. Выполнена общая постановка задачи. Сформулирована методологическая направленность исследований. Для критерия надежности $N - X$, где X - количество расчетных нормативных возмущений из N возможных, показано, что применение методов, базирующихся на балансовом способе отстройки от потери устойчивости, не позволяет в полной мере обеспечить живучесть (надежность) работы энергоузлов.

Во второй главе производилась разработка методики построения и определения областей допустимых режимов с учетом неоднородности электроэнергетических систем, а также методик математического и 3D-графического анализа влияния параметров неоднородных ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов

В третьей главе проведены вычислительные эксперименты для анализа и выявления влияния неоднородности ЭЭС на формирование предельных границ области допустимых значений режима с возможностью развития аварийного каскадного процесса и последующего перехода режима в область допустимых или недопустимых значений. Показана возможность формирования каскадного процесса в ЭЭС по заданной траектории путем изменения параметров неоднородности ЭЭС.

В четвертой главе исследований показано, что на основе разработанных методик можно экономически обоснованно принимать более эффективные управленческие решения по развитию ЭЭС в дополнение к методическим указаниям по устойчивости энергосистем. В т.ч. определять наиболее рациональное с точки зрения живучести ЭЭС расположение генерирующих

объектов, а также определять места установки устройств относящихся к технологиям гибких электропередач переменного тока.

Далее в четвертой главе выполнен анализ схемно-режимной ситуации на момент возникновения и развития аварийного каскадного процесса произошедшего 2.07.16 г. в ЭЭС РБ.

Также в четвертой главе выполнен анализ влияния схемы выдачи мощности Ново-Салаватской теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) на формирование режимов в южной части ЭЭС РБ с точки зрения возможности возникновения каскадных процессов. В ходе расчетов выполнен анализ и предложены рекомендации по формированию экономически обоснованных решений при формировании схем выдачи мощности.

Произведен анализ влияния полного демонтажа мощности Урусинской государственной районной электростанции (ГРЭС) на работу прилегающей сети и её влияние на общую системную надежность энергосистем Республик Татарстан и Башкортостан.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования является неоднородная ЭЭС. Предметом исследования является ее структура, параметры и возможность возникновения и развития каскадных процессов в ЭЭС.

Методы исследований. Теоретические исследования проведены с помощью уравнений установившихся и предельных режимов в ЭЭС. Для исследования влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие каскадных процессов использовались методы численного моделирования в ПК «*Rastr Win*» и «*MATLAB*».

Основные положения, выносимые на защиту. На защиту выносятся результаты работы, составляющие научную новизну и относящиеся к специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» в части пункта 11 «Разработка методов анализа структурной и функциональной надежности электроэнергетических систем и систем электроснабжения»:

1. Результаты исследования параметров неоднородных ЭЭС и их связи с

возникновением и развитием каскадных процессов.

2. Методика построения и определения областей допустимых режимов неоднородных ЭЭС.

3. Методики математического и 3D-графического анализа влияния параметров неоднородных ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов.

4. Программный комплекс для поиска путей развития каскадных процессов в ЭЭС.

Научная новизна:

1. Исследованы параметры неоднородных ЭЭС и их связи с возникновением и развитием каскадных процессов.

2. Разработана методика построения и определения областей допустимых режимов неоднородных ЭЭС.

3. Разработаны методики математического и 3D-графического анализа влияния параметров неоднородных ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов.

4. Разработан программный комплекс для поиска путей развития каскадных процессов в ЭЭС.

Реализация и практическая значимость результатов работы:

Разработаны методики определения влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов, которые позволяют на практике определить возможный ход развития каскадной аварии и обеспечить живучесть (надежность) и экономичность работы энергоузлов и электрических сетей, а также повысить эффективность решений, принимаемых при оперативном управлении режимами и проектировании ЭЭС.

Разработанные в рамках диссертации методики и программный комплекс внедрены и используются в отделе моделирования сетей в процессе моделирования и формирования режимов распределительных сетей напряжением 35, 110 кВ в деятельности АО «Башкирская электросетевая компания».

Предложенные в диссертационной работе проекты по поиску путей развития

каскадных процессов в ЭЭС используются ООО «БЭСК Инжиниринг» в текущих и перспективных проектных решениях.

Также разработанные методики и программный комплекс внедрены и используются в учебном процессе на кафедре электромеханики ФГБОУ ВО «Уфимский государственный авиационный технический университет».

Достоверность основных теоретических положений подтверждается результатами значительных объемов компьютерных расчетов проведенных автором, детальным анализом основных влияющих факторов, расчетных условий и причинно-следственных связей по определению влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие каскадных процессов, а также на формирование границ предельно допустимых режимов в разработанной тестовой и реальной схемах ЭЭС путем изменения траектории утяжеления (по узлам), способа утяжеления (по генерируемой или потребляемой мощности).

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы обсуждались на 11-ти научно-технических конференциях международного и всероссийского уровня.

- XIV Международная научно-техническая конференция «Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика и высоковольтное коммутационное оборудование» г. Москва, ассоциация «ТРАВЭК», 2012 г.

- IX Международная научно-практическая конференция «Современные научные достижения – 2013» Чехия, г. Прага, 2013г.

- Международная – Сибирская конференция по управлению и связи (*Sibcon* – 2015) - г. Омск, Россия, 2015 г.

- IX Всероссийская молодёжная научная конференция «Мавлютовские чтения» - г. Уфа, УГАТУ, 2015 г.

- Всероссийская научно-практическая конференция, посвященная 110-летию А.М. Бамдаса. - г. Уфа, УГАТУ, 2015 г.

- X Открытая молодежная научно-практическая конференция «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике» - г. Казань, КГЭУ, 2015 г.

- Конкурс программы «Молодежная секция РНК СИГРЭ» Номинация С,

Грамота за III-е место г. Казань, 2015 г.

- XXII Международная научно-техническая и практическая конференция «Перспективы развития электроэнергетики и высоковольтного электротехнического оборудования», г. Москва, ассоциация «ТРАВЭК», 2015 г.

- Международная научно-техническая конференция "Пром-Инжиниринг" (*IEEE*) - г. Челябинск, Россия, 2016 г.

- Международная научно-практическая конференция «Электротехнические комплексы и системы» - г. Уфа, УГАТУ, 2016 г.

- Российский энергетический форум «Энергобезопасность. Крупные аварии – уроки и выводы», г. Уфа, 2017 г.

Публикации по теме диссертации. Основные результаты диссертации опубликованы в 18-ти научных изданиях, в том числе 9 работ – в рецензируемых журналах из списка ВАК, 2 – в изданиях базы данных *Scopus*, 1 свидетельство на программу для ЭВМ.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы и приложений. Общий объем диссертационной работы содержит 156 страниц машинописного текста, работа содержит 65 иллюстраций, 23 таблицы, список литературы содержит 123 наименования.

ГЛАВА 1

ОБЗОР ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ АВАРИЙНЫХ ПРОЦЕССОВ И ИХ СВЯЗЬ С НЕОДНОРОДНОСТЬЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Нормальное функционирование ЭЭС обеспечивает основу работы всех отраслей промышленности и быта, отвечающих нуждам человечества. Характерной чертой функционирования всех систем, в т.ч. и ЭЭС является постоянное влияние возмущающих воздействий на режим их работы. В результате чего возникает реакция со стороны ЭЭС, связанная с изменением функционирования параметров режима, на который могут повлиять внешние факторы (вид, значение и место приложения возмущающего воздействия) и неизменные внутренние факторы (топология ЭЭС и параметры ее составных элементов). Таким образом, внешние и внутренние факторы системы определяют возникновение больших или малых возмущающих воздействий.

Большие возмущения приводят к нарушению режима ЭЭС, путем изменения топологии схемы сети из-за аварийного отключения оборудования, коротких замыканий, больших изменений мощности по генерации и потреблению, а малые возмущения могут проявляться в виде незначительных изменений потребления, генераций активных и реактивных мощностей, коммутационных изменений в нормальном режиме ЭЭС. При этом кумулятивный эффект большого количества малых возмущений может привести к ослаблению живучести ЭЭС и возникновению системных аварий каскадного характера.

В [2-3] узлы и ветви схемы сети, для которых параметры режима реагируют в наибольшей степени на изменения в топологии схемы сети, параметров ее составных элементов и нагрузок, названы сенсорными. В сенсорных узлах параметры режима быстрее достигают допустимых значений, что может привести к нарушению статической устойчивости режима системы. Согласно [2-3] именно в

сенсорных узлах напряжения сильнее изменяются при изменении потребления, что может привести к такому явлению как лавина напряжения.

Согласно [2, 3, 18] любая сложная ЭЭС неоднородна, вследствие чего могут существовать узлы и ветви, в которых параметры режима имеют высокую чувствительность к внешним возмущениям. В определенной мере существование сенсоров (чувствительных элементов) ЭЭС обусловлено параметрами ее структурных элементов.

Узлы и ветви ЭЭС, чувствительность которых при изменении системных и режимных параметров максимальна, в [2] названы слабыми местами. При этом зная их расположение, можно повысить живучесть ЭЭС, тем самым уменьшив ее реакцию на внешние воздействия. В [2-3] показано, что в результате возмущающих воздействий в разных точках ЭЭС происходит изменение режимных параметров одних и тех же узлов и ветвей.

Сама по себе большая реакция параметров режима системы на внешние возмущения опасна лишь тогда, когда соответствующее изменение параметров режима приводит к заметному ухудшению какого-либо критерия функционирования ЭЭС [15].

В качестве таких критериев по [3] выступают:

- 1) допустимость режима, т.е. F-критерий (от *feasibility* - допустимость);
- 2) статическая устойчивость, или S- критерий (*steady state stability*);
- 3) динамическая устойчивость, J-критерий (*transient stability*);
- 4) оперативная надежность, C-критерий (*contingency analysis*);
- 5) экономичность режима, E-критерий (*economy*).

В [22] термин однородная электрическая сеть определен через отношение R_{ij} / X_{ij} , которое для любого участка сети $i, j, \dots, n, i \neq j$ постоянно, следовательно неоднородной будет считаться сеть в которой R_{ij} / X_{ij} для любого участка сети не постоянно.

В [19] показано, что различие сопротивлений электрической сети является причиной погрешности результатов расчета при выявлении влияния числа обусловленности матрицы Якоби.

В [4, 20] исследовались статистические характеристики параметров режима и учет этих характеристик для обеспечения допустимости и оптимальности режима ЭЭС.

В [19, 21] исследовалась чувствительность параметров режима ЭЭС к малым изменениям исходных данных, при этом в зависимости от допустимости режима определялась погрешность и возможность применения заданной линеаризации.

В [23 – 26] исследуются вопросы, направленные на создание методов глобального анализа режимов ЭЭС. Здесь рассматривается взаимосвязь топологии схемы сети с предельными режимами. Показано, что в результате отключения нескольких ветвей сети на границе предельных режимов возникают особые точки, описываемые по методу L - функции.

В [27] исследовалась предельная загруженность ветвей графовой модели ЭЭС, а также определение сечений и выбор способов повышения их пропускной способности.

В [28] предлагается обобщенный сценарий каскадного процесса, согласно которому результат аварии отождествляется с потерей устойчивости и неуправляемостью аварийным процессом. Данный сценарий применяется к анализу московской аварии 2005 г., в котором постепенное ослабление сети за счет последовательно возникающих перегрузок и в результате этого происходящих отключений линий 220 кВ, отходящих от ПС Очаково, каскадным процессом не считается, как и происходящее в результате перераспределение потоков мощности, перегрузки других линий распределительной сети [15].

При этом в случае, если бы ход каскадного процесса московской аварии, случившейся 25 мая 2005г., был просчитан на ранней стадии каскадных отключений, то была бы возможность выполнить большой объем мероприятий по повышению живучести ЭЭС, например отмена ремонтных схем или связанных с ними ограничений на снижение вырабатываемой электроэнергии московской ЭЭС.

Учитывая важность рассматриваемого вопроса, следует отметить необходимость в усовершенствовании теоретических и практических инструментов для повышения надежности и живучести ЭЭС, т.к. ежегодно в мире

продолжают происходить каскадные аварии, приводящие к значительному по масштабу ущербу. Это определяет актуальность исследования возникновения и развития каскадных процессов, а также необходимость и важность разработки инструмента позволяющего принимать эффективные технико-экономические решения по повышению живучести ЭЭС и недопущению развития в них глобальных аварийных процессов.

1.1 Описание методов предотвращения аварийных каскадных процессов в электроэнергетических системах и сетях

Каскадные процессы всегда являлись актуальной проблемой для ЭЭС во всех странах мира. Так в [31] описаны обобщенные данные, характеризующие развитие каскадных системных аварий в единой энергосистеме (ЕЭС) СССР, отождествляющиеся с режимом в котором обязательным является срабатывание средств ПА (рисунок 1.1). Здесь области: 1 - нормальный режим; 2 - аварийный режим при наличии короткого замыкания (КЗ); 3 - режим после отключения линии; 4 - асинхронный режим; 5 - режим при нарушении баланса активной мощности; 6 - режим после разгрузки по активной мощности; 7 - асинхронный режим; 8 - выделенный район; 9 - режим после действия ПА; 10 - послеаварийный режим. Ветви: 1-2 - возникновение КЗ; 2-3 - действия основной релейной защиты; 1-3 - отключение линии из-за неправильного действия релейной защиты и ПА; 1-5, 1-7 – наброс мощности или сброс нагрузки; 3- 4 – нарушение синхронизма; 4-5 – действие автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР); 3-5 - нарушение баланса мощности; 5-6 – действие автоматических регуляторов скорости (АРС) генераторов; 5-6 (I) – действие специальной автоматики отключения нагрузки (САОН); 5-6 (II) – действие автоматики загрузки станций (АЗС); 6-7 - нарушение синхронизма; 7-5, 7-8, 7-10 – действие автоматики ликвидации асинхронного режима; 8-10 – действие автоматической частотной разгрузки; 8-10' - действие автоматики отделения электростанции при снижении частоты; 9-10 - действие оперативного персонала на отключение вручную генераторов; 6-8, 6-9, 6-10 –

действие автоматики разгрузки. Цифры в процентах означают долю рассматриваемых событий в их общем количестве по любым причинам.

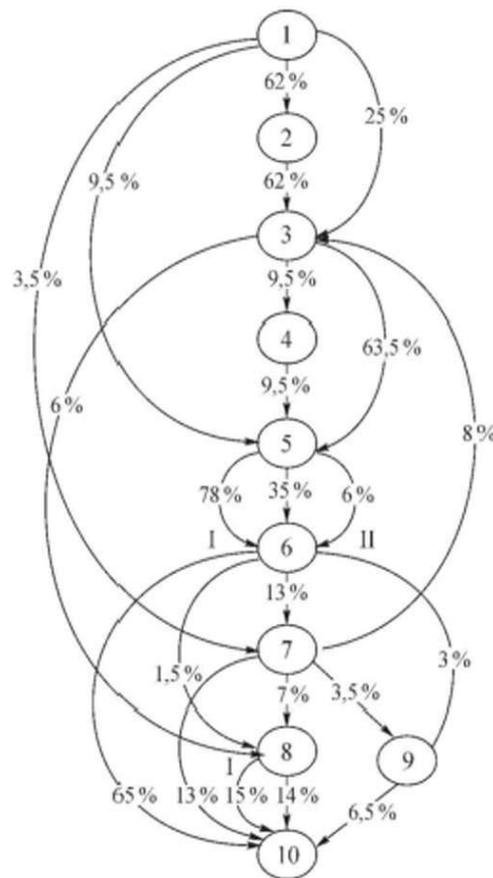


Рисунок 1.1 – Обобщенные данные, характеризующие развитие каскадных системных аварий

В [7] рассматриваются понятия живучести и каскадных процессов, на рисунке 1.2 показан процесс возникновения и развития каскадной аварии, которая отождествляется с нарушением устойчивости, то есть с неуправляемым лавинообразным процессом, заканчивающимся отключением потребителей электроэнергии.

С позиции автора схему, представленную на рисунке 1.2 необходимо рассматривать с точки зрения областей существования режимов и переходов между ними (рисунок 1.8), где аварийный каскадный процесс может закончиться, как в области допустимых значений режима, так и в области с нарушением устойчивости (рисунок 1.3).

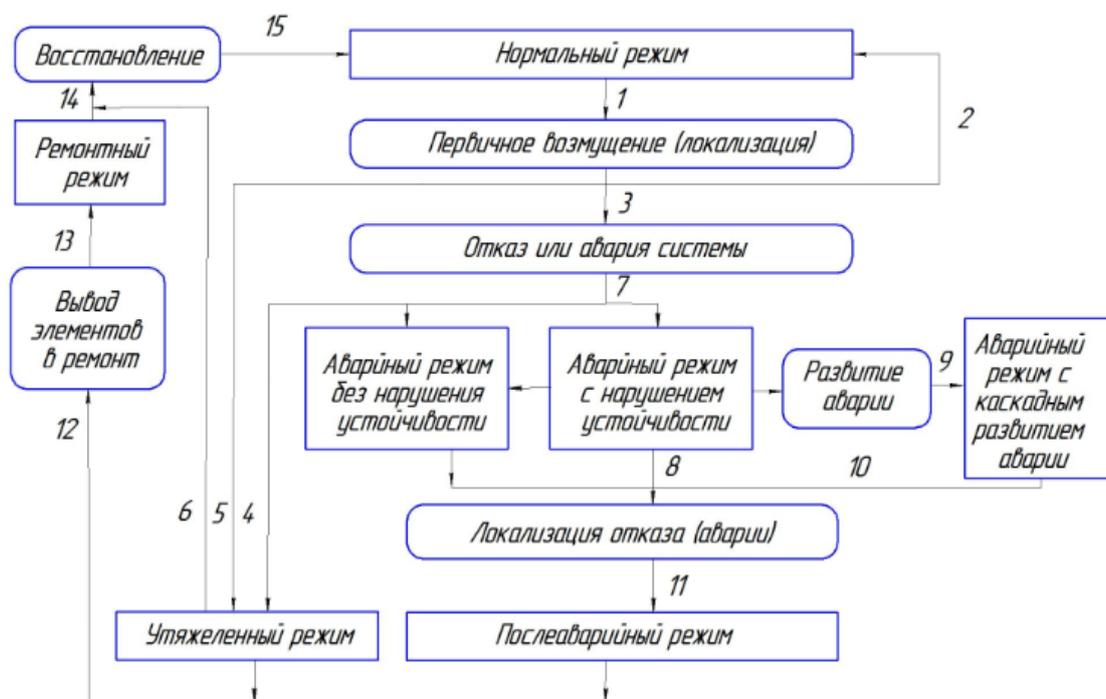


Рисунок 1.2 – Упрощенная схема взаимоотношения состояний и событий при нарушении нормального режима системы

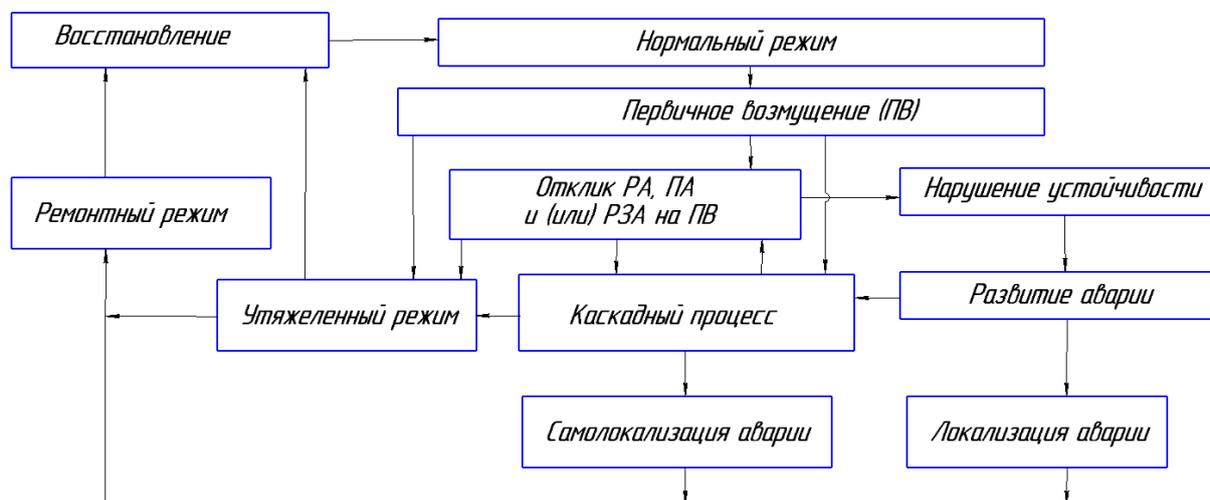


Рисунок 1.3 – Упрощенная схема взаимоотношения состояний и событий при нарушении нормального режима системы с точки зрения областей существования режимов

На рисунке 1.3 показано, что первичные возмущения могут оказывать влияние на ослабление живучести ЭЭС, с последующим переходом в область аварийных каскадных процессов, в т.ч. посредством режимной, противоаварийной

и релейной защиты и автоматики. В случае, если режим перешел в область каскадных процессов, то на медленной стадии необходимо принимать мероприятия по недопущению быстрой стадии с переходом в область аварийного режима с нарушением устойчивости.

В [33] предложена схема описывающая этапы развития и ликвидации аварийных каскадных процессов в ЭЭС действиями оперативного персонала или автоматикой (рисунок 1.4). В данном примере каскадный процесс рассматривается с позиции перехода в область с нарушением устойчивости.

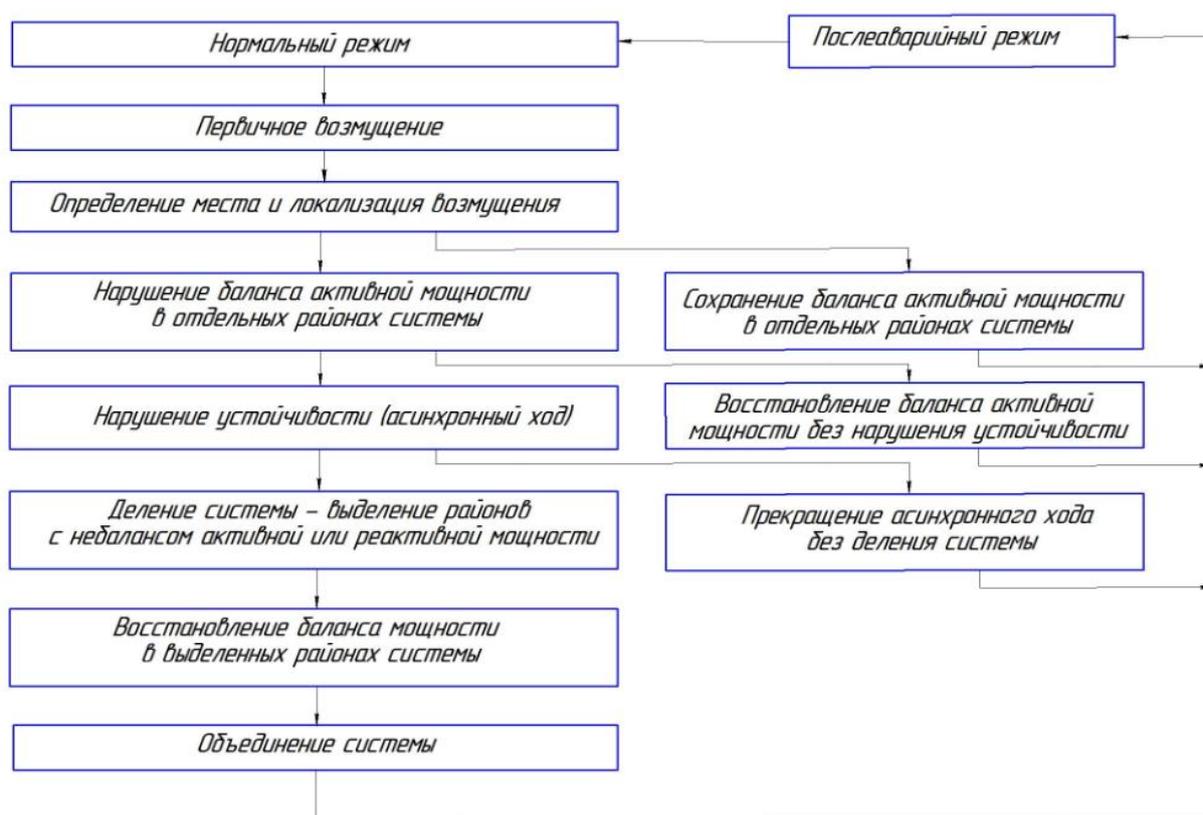


Рисунок 1.4 – Типичные этапы развития и ликвидации каскадных аварий в ЭЭС

С точки зрения автора схему на рисунке 1.4 необходимо рассматривать с позиции областей существования режимов и переходов между ними (рисунок 1.5), где на медленной стадии каскадного процесса необходимо определить последовательность возможных пошаговых отключений, приводящих к переходу режима в неконтролируемую быструю стадию. Именно, на медленной стадии есть

возможность в применении мероприятий по повышению живучести и недопущению перехода режима в область недопустимых значений.

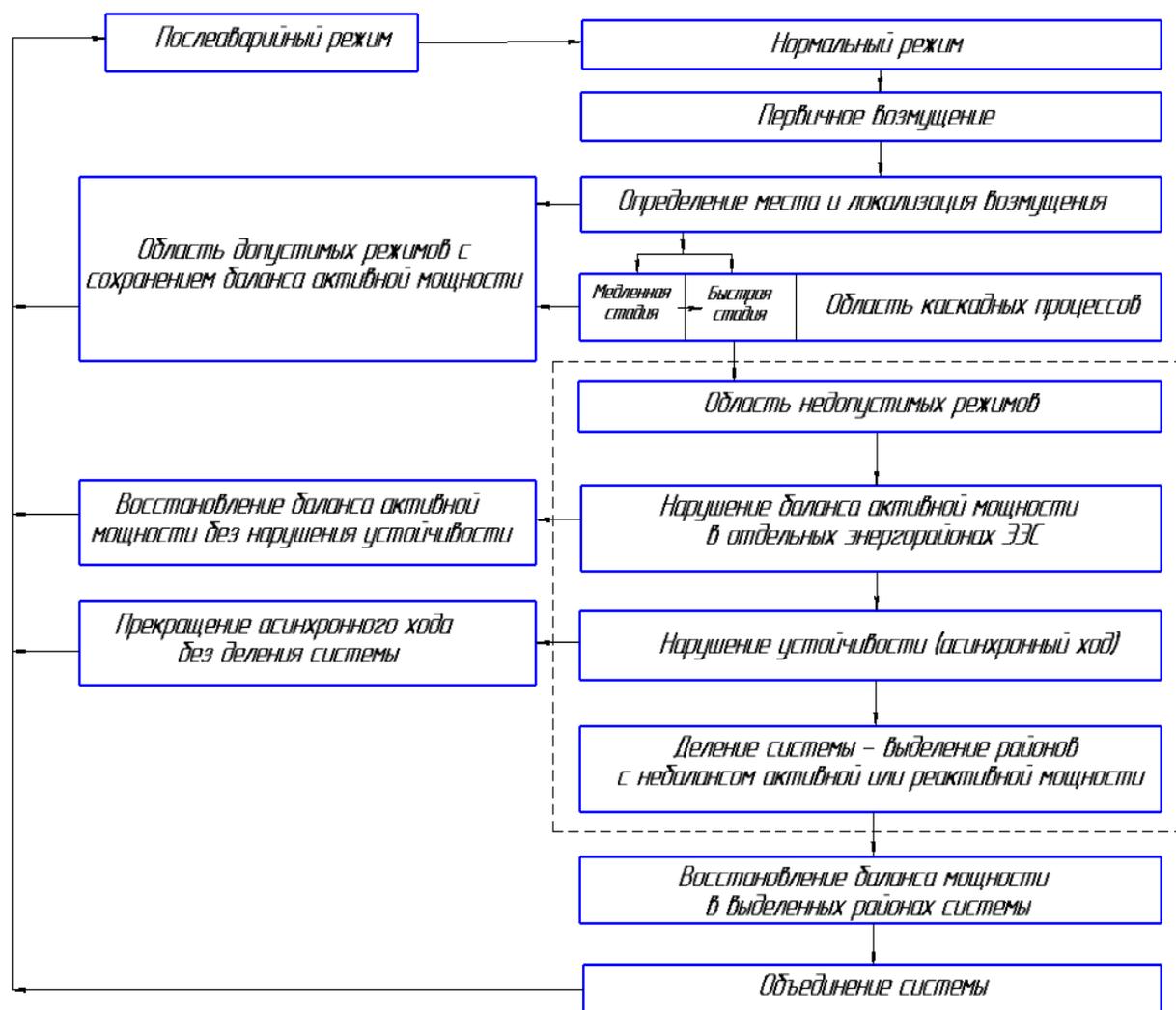


Рисунок 1.5 – Типичные этапы развития и ликвидации каскадных аварий в ЭЭС с точки зрения областей существования режимов и переходов между ними

В [15, 28, 32-36] исследованы факторы, влияющие на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов. С практической точки зрения применимость методов оценивания вероятности каскадных аварий [37] должна быть основана на всестороннем анализе возможных вариаций возмущений, приводящих к переходу режима из допустимой области в область каскадных процессов. В [37] предложен вероятностный критерий оценки режимной надежности, позволяющий выполнять анализ при проектировании ЭЭС, но

усложняя его применение при ведении режимов в реальном времени, ввиду необходимости применения диспетчером неочевидного критерия, имеющего большое число возможных значений. При этом в конкретных случаях ведения режимов возможно применение вероятностного критерия, например в [37, 38] показано несовершенство критерия $N-1$ ввиду экономической неэффективности при применении к элементам сети напряжением 750-1150 кВ, а также для оценки режимной надежности с точки зрения каскадных аварий.

Учитывая актуальность анализа каскадных аварий в ЭЭС и определения мероприятий по снижению риска их нежелательного развития, важной проблемой является адекватный учет влияющих факторов при моделировании таких аварий.

В крупнейших системных авариях, имевших место в мире, начиная с аварии в США и Канаде в 1965 г., среди начальных событий и событий, ставших причиной развития аварии с переходом в тяжелую системную, значились отказы релейной защиты и ПА – 25-28 % среди начальных событий и 50-70 % случаев при развитии аварии [34].

В России 25 мая 2005 года произошла каскадная системная авария, описанная в [28, 35, 36], где показано, что на ранней стадии возникновения и развития каскадного процесса отсутствуют физические признаки, указывающие на потерю устойчивости. И только в развитии каскадного процесса ситуация усложняется с окончанием в области недопустимых режимов. При этом в [28] данная каскадная авария рассматривается как неуправляемый процесс, закончившийся нарушением устойчивости (рисунок 1.6).

В [46] со ссылкой на [47, 48] показано, что анализ закономерностей развития крупных системных аварий позволил выделить ряд характерных фаз: предаварийное состояние, инициирующие события, каскадное развитие аварии, конечное состояние и восстановление. В свою очередь, каскадное развитие аварии можно разделить на фазу медленного развития аварии, фазу запускающих событий и фазу быстрого развития аварии (рисунок 1.7) после которой остановить переход штатной аварийной ситуации в крупную системную аварию практически невозможно, является возникновение запускающих событий.

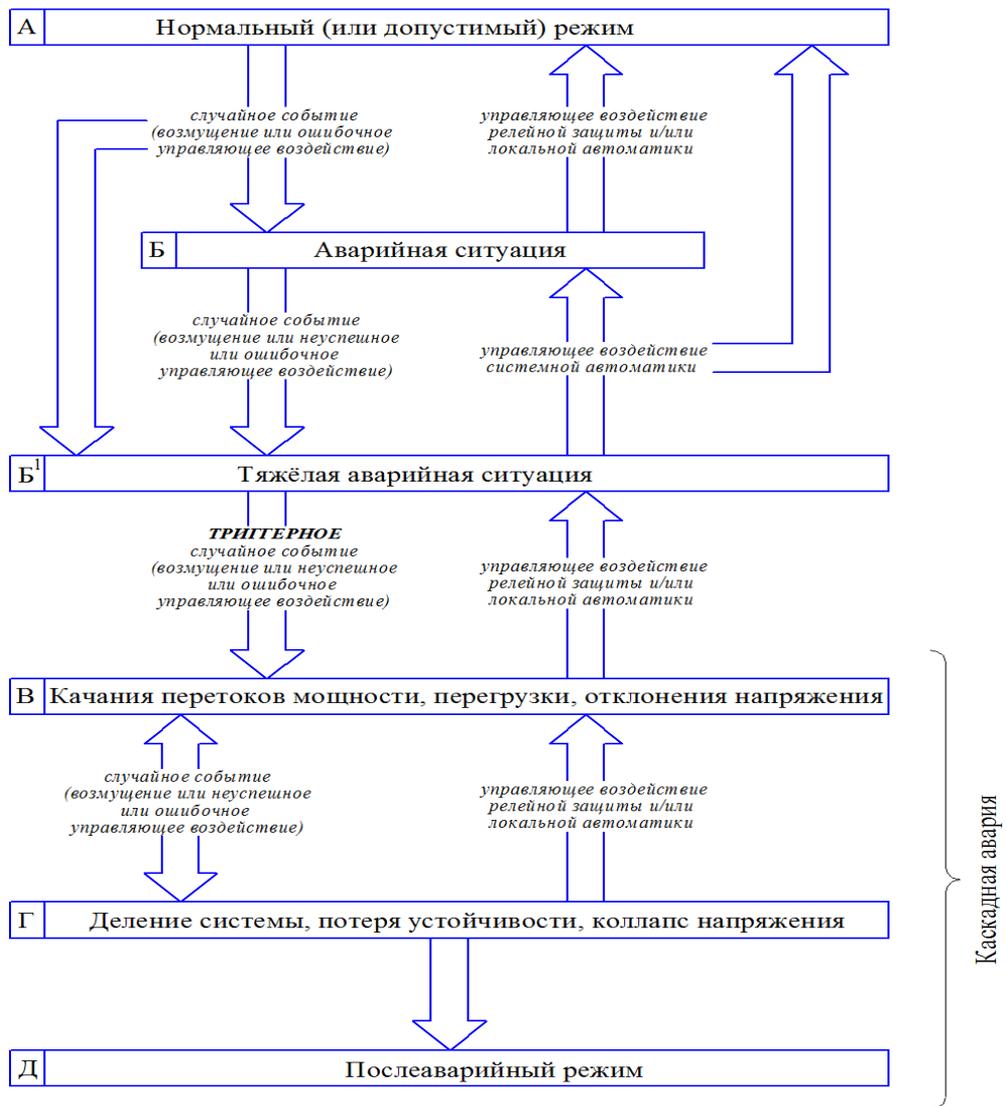


Рисунок 1.6 – Обобщенный сценарий каскадного развития аварии

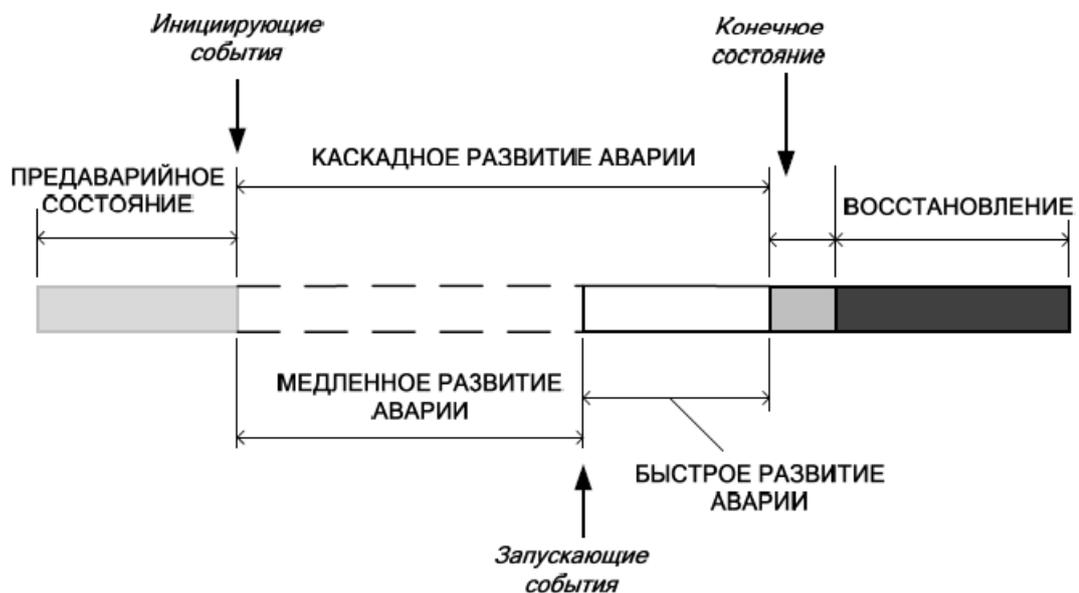


Рисунок 1.7 – Характерные фазы развития системной аварии.

Также в [46] указано, что инициирующие события либо являются прямой причиной крупной аварии, либо приводят к ухудшению текущего режима. В качестве инициирующих событий могут выступать: к.з., перегрузка оборудования, отказ систем РЗ, отключение генератора и т.д.

Фаза каскадного развития аварии, запускаемая инициирующими событиями, сопровождается колебаниями мощности и напряжения, что может привести к увеличению тока и снижению напряжения. Возрастание токов и снижение напряжений могут быть восприняты устройствами РЗ как повреждения и/или критическая перегрузка, что приведет к каскадному отключению линий и генераторов. Во время фазы медленного развития аварии в ЭЭС в течение длительного времени сохраняется баланс между генерацией и потреблением. При этом все процессы протекают достаточно медленно и основной проблемой является множественная перегрузка элементов сети. На данном этапе медленная скорость ухудшения ситуации предоставляет системному оператору возможность реализовать оперативные воздействия, которые предотвратят дальнейшую цепь каскадных событий. Под оперативными воздействиями понимаются изменение генерации, ограничения перетоков, и, если необходимо, отключения потребителей в целях сохранения живучести системы.

После возникновения запускающего события баланс между генерацией и потреблением может быть нарушен, что в свою очередь приведет к быстрому каскадному отключению большого количества элементов сети и к коллапсу системы. Необходимо подчеркнуть что в фазе быстрого развития аварии чаще всего слишком поздно пытаться остановить каскадную цепь событий.

Балансовый способ, основанный на методических указаниях по устойчивости [17, 39 - 41], в настоящее время является основным при краткосрочном и долгосрочном планировании режимов ЭЭС. Надежность формируемых режимов определяется на основе расчетов баланса и перетоков по активной мощности, для различных сечений ЭЭС. Этот способ позволяет с позиции устойчивости рассмотреть надежность работы ЭЭС, но не предоставляет конкретных рекомендаций по определению и предотвращению возможности

возникновения и развития каскадных процессов, кроме достижения предельной величины по передаваемой мощности.

1.2 Принципы формирования режимов для обеспечения устойчивости электроэнергетических систем

Сегодня структура принятия решений при формировании и планировании режимов основана на учете методических указаний по устойчивости [17], которые в соответствии с критерием надежности $N-1$ и методами определения МДП формируют принимаемые решения об изменении режима для ухода от возможности возникновения аварии. При этом ЭЭС при принятии такого решения может находиться в шаге $N-2$ от попадания в область режимов с потерей устойчивостью.

Критериями, на основе которых принимаются решения по формированию режимов являются [17]:

Переток P_M должен соответствовать коэффициенту запаса устойчивости по активной мощности K_p , не меньшему 20%

$$P_M \leq 0,8 \cdot P_{пр} - \Delta P_{нк}, \quad (1.10)$$

где P_M – максимально допустимый переток мощности в сечении сети;

$P_{пр}$ – предельный по аperiodической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;

$\Delta P_{нк}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне $P \pm \Delta P_{нк}$).

– Переток P_M должен соответствовать коэффициенту запаса по напряжению, не меньшему 15% во всех узлах нагрузки

$$P_M \leq P(U) - \Delta P_{нк}, \quad (1.11)$$

при $U = U_{кр}/0,85$

Переток P_M должен быть таким, чтобы во всех послеаварийных схемно-режимных условиях, которые могут возникнуть в результате нормативных возмущений (ослабление сечения и/или аварийный небаланс мощности) с учетом действия ПА и/или первичного регулирования частоты, выполнялось требование коэффициента запаса по активной мощности

$$P_M \leq P^{д/ав} (P^{п/ав}) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{ПА}, \quad (1.12)$$

$$\text{при } P^{п/ав} = 0,92 P_{пр}^{п/ав},$$

где $P^{д/ав}$ – переток активной мощности в рассматриваемом сечении в доаварийном режиме;

$P^{п/ав}$ – переток активной мощности в сечении в послеаварийном установившемся режиме, в том числе после аварийного небаланса мощности, приводящего к увеличению перетока в сечении;

$P_{пр}^{п/ав}$ – предельная мощность в сечении по апериодической статической устойчивости в послеаварийной схеме, которая, в частности, в случае аварийного небаланса мощности может совпадать с исходной (рассматриваемой) схемой или измениться в случае ослабления сечения при аварийном отключении сетевых элементов или его усиления за счет отключения шунтирующих реакторов и т.п.;

$\Delta P_{ПА}$ – приращение допустимого перетока мощности в сечении за счет управляющих воздействий ПА долговременного действия на изменение мощности.

Кроме того: переток P_M должен быть таким, чтобы в каждом из нормативных послеаварийных режимов во всех узлах нагрузки коэффициент запаса по напряжению должен быть не менее 10%

$$P_M \leq P^{д/ав} (U^{н/ав}) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{ПА}, \quad (1.13)$$

$$\text{при } U^{н/ав} = U_{кр} / 0,9$$

Зависимость перетока в исходном (доаварийном) режиме от наименьшего напряжения в установившемся послеаварийном режиме строится на основе численного моделирования нормативных возмущений и действия ПА при различных исходных перетоках мощности в рассматриваемом сечении.

– Переток P_M в послеаварийных режимах не должен приводить к токовым перегрузкам, превышающим допустимые значения

$$P_M \leq P^{\partial/a\epsilon}(I^{n/a\epsilon}) - \Delta P_{ик}, \quad (1.14)$$

$$\text{при } I^{n/a\epsilon} = I_{\partial on}^{n/a\epsilon},$$

где $I^{n/a\epsilon}$ – ток в наиболее загруженном сетевом элементе в послеаварийном установившемся режиме;

$I_{\partial on}^{n/a\epsilon}$ – допустимый ток с перегрузкой, разрешенной в течение 20 минут при заданной температуре окружающей среды в том же элементе. Здесь учтено требование о допустимой длительности нормативного послеаварийного режима.

При этом одним из принципиальных вопросов при принятии решений по формированию режимов является неравенство (1.14), оно указывает на допустимость режима при перегрузе по току выше допустимого значения элемента (-ов) ЭЭС. Зачастую неравенство (1.14) вносит существенные ограничения при формировании режима в случае, если значение её МДП существенно ниже, чем при остальных условиях (1.10 – 1.13).

Например, в качестве исходного расчетного режима нормальной схемы Центральной части энергосистемы Республики Башкортостан (РБ) для летнего периода принят следующий режим: потребление – 2957 МВт; генерация – 2074 МВт [15, 103].

В таблицу 1.1 сведены результаты расчетов МДП соответствующих вышеизложенным условиям.

Согласно представленным в таблице 1.1 данным МДП в соответствии с условием (1.14) составляет 1516 МВт. Следовательно, согласно [17] превышение перетока по сечению Центральной части выше 1516 МВт может привести к нарушению устойчивости [15, 103].

При этом по таблице 1.1 из-за разницы величины МДП от требования (1.14) до следующего менее жесткого значения (таблица 1.1) при отсутствии каскадного процесса и выполнении (1.14), ущерб для потребителя по [15] составит:

$$U = (1074 \text{руб.} - 830 \text{руб.}) * (1727 - 1516) \text{МВт} * 30 \text{дней} * 12 \text{часов} = 18534240 \text{руб.}$$

Таблица 1.1 – Расчетные значения МДП Центральной части энергосистемы РБ в летнем нормальном режиме

№	Нормативное требование	МДП, МВт
1	Запас по пределу активной мощности в исходной схеме	1727
2	Запас по напряжению в исходной схеме	1779
3	Запас по пределу активной мощности в послеаварийной схеме	1926
4	Запас по напряжению в послеаварийной схеме	1839
5	Недопущение перегрузов сетевых элементов в послеаварийной схеме	1516

При рыночной цене 1 МВтч=1074руб. Цене топлива за 1МВтч=830руб.

В [15, 103] предлагается способ, дополняющий общепринятые методы [17] принятия решений, в котором возможность перегруза элемента (-ов) ЭЭС будет иметь значение для принятия решений о не допустимости режима только в случае возникновения режима каскадных аварий.

1.3 Метод предотвращения аварийных каскадных процессов, дополняющий требования, предъявляемые к методическим указаниям по устойчивости энергосистем

В [15] предложен метод предотвращения аварийных каскадных процессов, заключающийся в том, что для конкретной схемно-режимной ситуации энергоузла, ЭЭС для заданных критериев надежности $N - X$ определяются возможные пути развития каскадных процессов и соответствующие им триггерные возмущения, а для каскадных процессов, заканчивающихся переходом в недопустимую область гиперпространства режимов, принимаются меры режимно-топологического характера, предотвращающие возможность развития каскадного процесса усилением критерия надежности до $N - X + k$. Для нетриггерных возмущений предлагается (технико-экономическое решение) неприменение критериев надежности $N - X$ по условию ограничения $P_M \leq P^{Д/ав} (I^{П/ав}) - \Delta P_{НК}$, при $I^{П/ав} = I_{ДОП}^{П/ав}$,

$I^{III/ав}$ – ток в наиболее загруженном сетевом элементе в послеаварийном установившемся режиме [15].

В методе, изложенном в [15] принимается, что необходимое и достаточное условие существования каскадного процесса, если считать, что токовая загрузка $(I_{1ik} + \Delta I_{1ik})$ элемента « k » сечения S_{1i} выше допустимой приводит к его разрушению (отключению), является неравенство:

$$I_{1ik} + \Delta I_{1ik} > I_{доп1ik}, \quad (1.15)$$

которое должно выполняться на каждом следующем шаге аварийного отключения. Исходя из этого уравнения и топологических свойств сети, в гиперпространстве режимов ЭЭС, получаем новое подпространство – каскадных процессов. В отличие от ранее рассмотренных точек зрения, это позволяет рассматривать каскадный процесс, до стадии потери управляемости (до лавинообразного снижения напряжения и (или) частоты), как последовательность зависимых установившихся режимов, объективно вытекающих друг из друга [15].

На рисунке 1.8 показаны возможные переходы между областями, расширяющими логическое поле принятия решений для оперативно-диспетчерского персонала, формирующего режим ЭЭС [15, 90]:

- 1) Допустимый режим \rightarrow возмущение \rightarrow допустимый режим.
- 2) Допустимый режим \rightarrow возмущение \rightarrow недопустимый режим.
- 3) Допустимый режим \rightarrow возмущение \rightarrow каскадный процесс \rightarrow недопустимый режим.
- 4) Допустимый режим \rightarrow возмущение \rightarrow каскадный процесс \rightarrow допустимый режим.



Рисунок 1.8 – Область существующих режимов и пути развития переходов между областями

На основании анализа областей существующих режимов и путей развития переходов между областями в [15] разработан алгоритм определения путей развития каскадных процессов для критерия $N - X$ по методу предотвращения каскадных процессов (рисунок 1.9).

Таким образом, в [15] каскадный процесс определяется последовательностью расчетов уравнений установившихся режимов, выявляющих в каждом слое расчета элементы сети, в которых загруженность по току превышает допустимую. Перегружаемый элемент в соответствии с алгоритмом, подлежит отключению и расчет повторяется до прекращения перегрузов во всех оставшихся элементах сети или перехода в недопустимую область режимов.

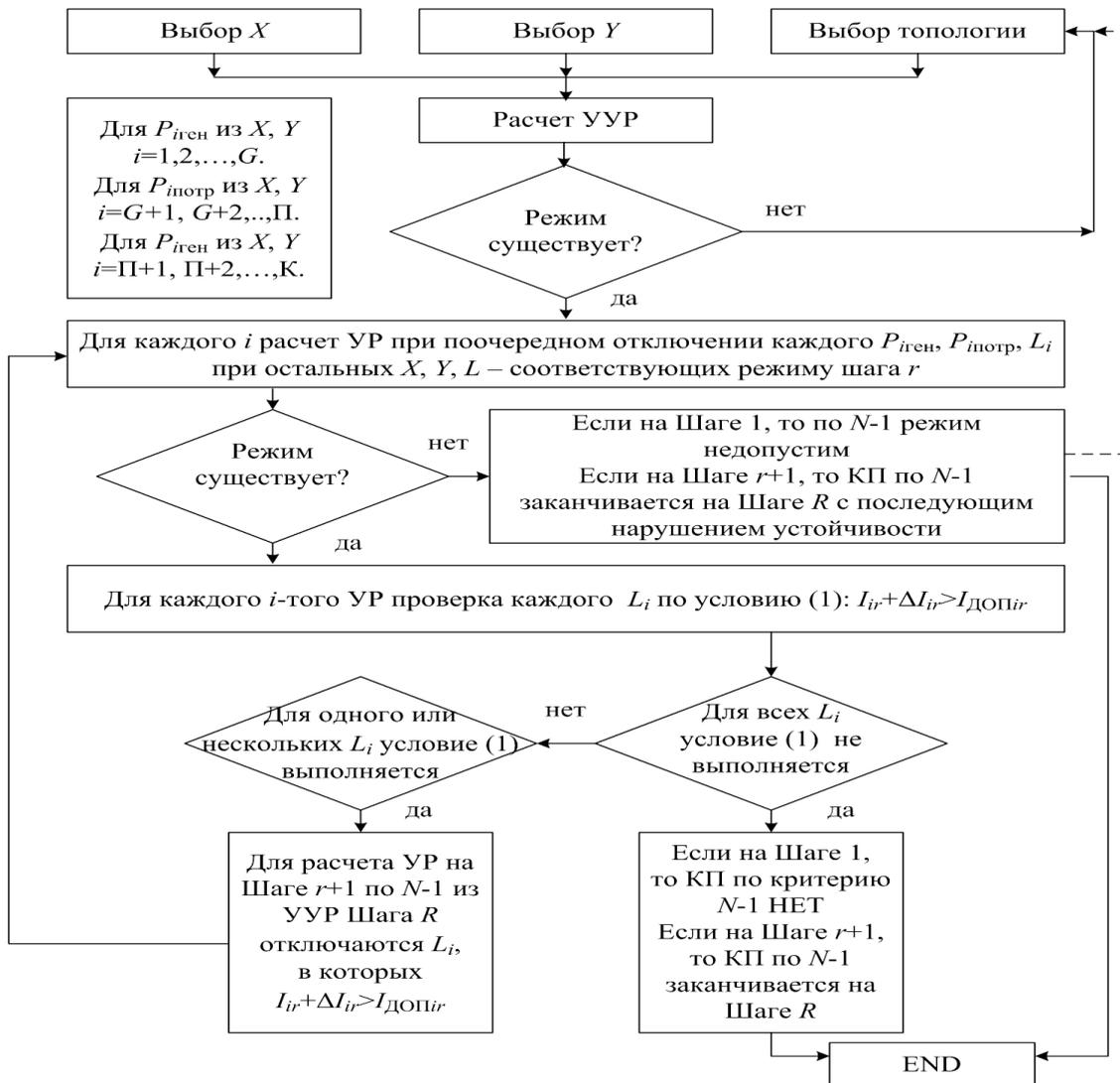


Рисунок 1.9 – Алгоритм поиска путей аварийных каскадных процессов для критерия $N - X$

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ ПО ПЕРВОЙ ГЛАВЕ

Проведено исследование теоретических основ и практических рекомендаций методов обеспечения надежности и живучести ЭЭС, отраженных в отечественных и зарубежных публикациях.

Исследование топологических закономерностей ЭЭС в публикациях показывает отсутствие существования методики анализа неоднородности ЭЭС и её влияния на возникновение и развитие аварийных процессов, в т.ч. каскадного характера.

Периодически продолжающееся возникновение каскадных аварий с крупным погашением потребителей также показывает необходимость в разработке инструментов направленных на повышение живучести неоднородных ЭЭС.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

1. Введение расширенного понятия (определения) неоднородности ЭЭС. Анализ параметров влияющих на неоднородность ЭЭС и их связь с возникновением и развитием каскадных процессов.
2. Разработка методики построения и определения областей допустимых режимов с учетом неоднородности параметров ЭЭС.
3. Разработка методик математического и 3D-графического анализа влияния параметров неоднородных ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов.
4. Разработка программного комплекса предотвращения аварийных каскадных процессов.

ГЛАВА 2

РАЗРАБОТКА МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ НА ВОЗНИКНОВЕНИЕ И РАЗВИТИЕ АВАРИЙНЫХ КАСКАДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Обеспечение надежного, бесперебойного энергоснабжения промышленности и населения является основной задачей современных ЭЭС. Для её выполнения при формировании режимов работы ЭЭС с помощью математических моделей и методов рассчитывают границы допустимых режимов в соответствии с принятыми понятиями устойчивости [17, 39 - 46].

В ЭЭС постоянно происходят различные возмущения оказывающие влияние на существующий режим, при этом происходит постоянное изменение вероятности возникновения различного типа аварийных ситуаций, которые при развитии могут перевести режим ЭЭС в область каскадных процессов.

В связи с регулярностью возникновения каскадных аварий в ЭЭС по всему миру, возникает вопрос о необходимости разработки дополнительных эффективных мероприятий по предотвращению системных аварий в сложных и неоднородных ЭЭС.

Учитывая влияние топологии в совокупности с формируемым режимом на возможность возникновения каскадных процессов в ЭЭС, а также то, что в основном выводы комиссий по расследованию причин аварий и предлагаемые меры по повышению живучести ограничиваются устранением случайных или сопутствующих факторов. Все это приводит к пониманию того, что развитие каскадных процессов необходимо анализировать главным образом до перехода ЭЭС в область недопустимых режимов, т.е. на медленной стадии аварийного каскадного процесса. При этом лавинообразная стадия каскадной аварии главным образом определяется топологией ЭЭС с учетом значительного числа коммутационных отключений посредством срабатывания устройств РЗ и ПА.

2.1 Разработка методики построения и определения областей допустимых режимов с учетом неоднородности электроэнергетических систем

В данном исследовании разработана методика построения и определения областей допустимых режимов с учетом неоднородности ЭЭС. В методике автором доработана описанная в первой главе схема (рис. 1.8) областей существующих режимов и путей переходов между ним, где помимо основных областей (допустимых, каскадных и недопустимых режимов) показано наличие дополнительных (А, Б, В) с возможностью соответствующих переходов (рис. 2.1). При этом необходимо отметить, что границы областей, отмеченные пунктирной линией, могут меняться, накладываться друг на друга в зависимости от схемно-режимных условий, тогда как сплошные линии определяют неизменные – предельно допустимые границы.

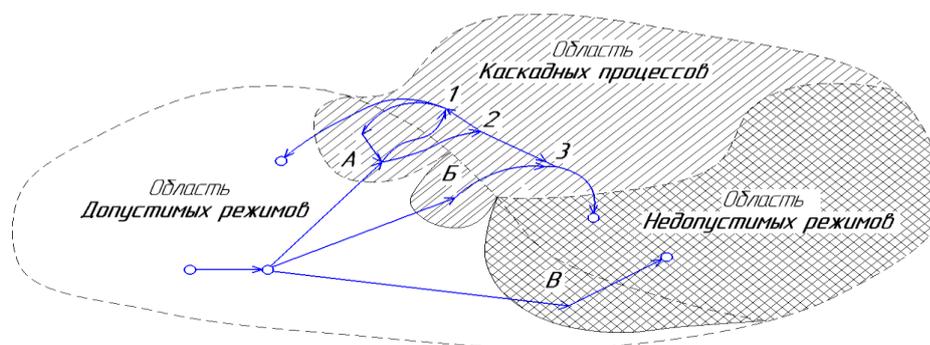


Рисунок 2.1 – Область существующих режимов и пути развития переходов между областями.

На рисунке 2.1 показана область каскадных процессов – А, при попадании в которую возможны два сценария: 1) – подразумевает последовательное отключение элементов ЭЭС не оказывающее влияния на допустимость формируемого режима; 2) – представляет собой пошаговые отключения, являющиеся медленной стадией каскадного процесса, с постепенным ослаблением живучести ЭЭС и переходом в быструю, неконтролируемую стадию аварии (2 → 3), с окончанием в области недопустимых значений режима. При этом именно

на медленной стадии, есть возможность повлиять на сохранение живучести и устойчивости ЭЭС ($2 \rightarrow 1$).

Б – область, при попадании в которую режим ЭЭС переходит в быструю, неуправляемую (лавинообразную) стадию аварийного каскадного процесса (3), с последующим окончанием в области недопустимых значений режима.

В – область, при которой аварийное возмущение сразу переводит режим ЭЭС в область недопустимых значений (потери устойчивости).

В соответствии с рисунком 2.1 задача исследования при формировании и ведении режимов неоднородных ЭЭС состоит в определении режима, при котором траектория пошаговых, каскадных отключений (критерий $N-X$) ведет к области недопустимых значений.

Составление полной математической модели описывающей ЭЭС с учетом всех параметров входящих в неё элементов является сложной и подчас неосуществимой с практической точки зрения задачей. В связи с этим исследуемые и разработанные автором математические модели по определению влияния неоднородности ЭЭС на области существующих режимов, являются приближенными по набору и величине параметров, но при этом в полной мере отражающих наиболее существенные свойства рассматриваемой задачи.

В общем случае распределенная математическая модель установившегося режима ЭЭС является системой алгебраических нелинейных уравнений с комплексными коэффициентами и переменными [91, 94]:

$$f(x, y, z) = 0 \quad (2.1)$$

где $x = [x_1, x_2, \dots, x_i, x_{i+1}]$ – искомый вектор зависимых переменных, в которые входят действительные и мнимые составляющие или модули и фазы узловых напряжений и токов в ветвях, а также могут входить и значения других зависимых величин ЭЭС;

$y = [y_1, y_2, \dots, y_d]$ – заданный вектор базовых переменных (независимых), в которые входят сопротивления и проводимости ветвей, топология схемы сети и др.,

$z = [z_1, z_2, \dots, z_g]$ – векторы управляемых переменных (воздействующих на ЭЭС), в

которые входят активные и реактивные мощности генераторов и нагрузок, углы и фазы между комплексами, описывающими параметры ЭЭС ($P_g, Q_g, P_n, Q_n, \delta$) и т.п. посредством которых оператор имеет возможность воздействовать на ЭЭС.

Распределенную систему (2.1) можно привести к виду

$$A\vec{x} = f(x, y, z) \quad (2.2)$$

где $A\vec{x}$ – произведение матрицы базовых параметров содержащих их топологию и значения, на вектор зависимых переменных, а $f(x, y, z)$ нелинейная часть системы уравнений $A\vec{x} - f(x, y, z) = 0$.

Для системы уравнений (2.2) существует множество способов решения, при этом вектор зависимых переменных \vec{x} автором представлен в виде трех составляющих:

x_i^α – чаще всего, как в системообразующей, так и в распределительной электрической сети примером таких переменных являются напряжения в узлах при нарушении предельно допустимых значений которого $U_i < U_{i\text{ доп}}^{\min}, U_i > U_{i\text{ доп}}^{\max}$, возникает нарушение устойчивости по напряжению, где U_i – расчетное (фактическое) значение напряжения в узлах ЭЭС, $U_{i\text{ доп}}^{\min}$ и $U_{i\text{ доп}}^{\max}$ – предельно допустимое минимальное и максимальное значения напряжений в узлах.

x_i^β – примером таких переменных можно считать значения токов в элементах ЭЭС, при превышении допустимых значений которых $I_i > I_i^{\max}$, возникает самопроизвольно развивающийся по правилу Π^β процесс, где I_i – расчетное значение тока, I_i^{\max} – предельно допустимое значение тока.

x_i^γ – прочие зависимые переменные, предельно допустимые значения, которых не приводят к нарушению устойчивости режима ЭЭС или переходу в область каскадных процессов.

Сформулируем основные принципы методики построения и определения областей допустимых режимов в соответствии с рисунком 2.1, для неоднородных ЭЭС:

1. В методике введено правило Π^β , которое требует, чтобы при

$I_i > I_i^{\max} \Rightarrow I_i \equiv 0$, тогда при решении уравнения (2.2) возможны следующие варианты: для I_i могут быть такие $I_k \in I_i$, что при $I_k > I_k^{\max}$, где $k=1, \dots, m$ (k – соответствует всем элементам ЭЭС в которых выполняются замеры величины загруженности по току), $i=1, \dots, n$, при $n > m$ (i – соответствует контролируемым элементам ЭЭС относящимся к нормативным возмущениям), тогда функция $f(x, y, z)$ переходит в состояние $A^1 \rightarrow f^1(x, y, z) = 0$ из-за изменения состояния (значения) I_k и перехода режима системы из состояния A в A^1 ($A \rightarrow A^1$) с переходом значений I_k в I_k^1 ($I_k \rightarrow I_k^1$).

2. При этом для функции $f^1(x, y, z) = 0$ в решениях для I_i^1 могут быть $I_k^1 \in I_i^1$ такие, что $I_k^1 > I_k^{\max}$, где $k=1, \dots, m$; $i=1, \dots, n$, при $n^1 > m$ тогда функция $f^1(x, y, z)_k = 0$ с состоянием A^1 переходит в функцию $f^2(x, y, z) = 0$, с состоянием A^2 из-за перехода значений $I_k^1 \rightarrow I_k^2$.

В результате получаем саморазвивающийся по правилу Π^p каскадный процесс, который имеет следующие возможные окончания состояний:

2.1 Для состояния $f^{(p)}(x, y, z) = 0$, где $p=1, 2, 3 \dots$ – номер состояния ЭЭС на каждом следующем шаге каскадного процесса в ЭЭС $I_k^p \in I_i^p$, $I_k^p > I_k^{\max}$ при $x_i^\alpha \rightarrow U_i$ также входит в допустимую область, т.е. ЭЭС $f^{(p)}(x^{(p)}, y, z) = 0$ перешла в новое квазиустойчивое рабочее состояние.

2.2 Для состояния $f^{(p)}(x, y, z) = 0$, при $I_k^p \in I_i^p$, $I_k^p > I_k^{\max}$, $I^p > I^{\max}$, то $x_i^\alpha \rightarrow U_i$ выходит за пределы допустимой области, что обеспечивает условие неосуществимости данного режима ЭЭС и $f \rightarrow f_{н.у.}(x, y, z) = 0$, где $f_{н.у.}$ соответствует нарушению устойчивости по напряжению ЭЭС.

2.3 Для состояния $f^{(p)}(x, y, z) = 0$, при $I_k^p \in I_i^p$, $I_k^p > I_k^{\max}$, $I^p > I^{\max}$, то $x_i^\alpha \rightarrow U_i$ сохраняется в допустимой области, что обеспечивает условие осуществимости данного режима и сохранения устойчивости по напряжению ЭЭС.

Таким образом, процесс описанный в п. 2.1 образует вектор перехода из

допустимой области в область каскадных процессов:

$$\overbrace{f, f^1, f^2, f^3, \dots, f^p}^n \quad (2.3)$$

Процесс по п. 2.2 образует вектор перехода из допустимой области в область каскадных процессов с окончанием в недопустимой области:

$$\overbrace{f, f^1, f^2, f^3, \dots, f^p, f_{n/y}, \dots, f_{n/y}}^n \quad (2.4)$$

Кроме того, если не было нарушения предельных значений $x^\beta \rightarrow I_k$ и $x^\alpha \rightarrow U_k$, то вектор состоит из неизменных переменных в допустимой области, процесс по п. 2.3:

$$\overbrace{f, f, f, \dots, f, \dots, f}^n \quad (2.5)$$

Допустим, что функция f находится в режиме с учетом всех переменных ЭЭС $f(x, y^0, z^0) = 0$. Необходимо рассмотреть реакцию ЭЭС на возмущение, которое состоит из применения правила Π^β к каждому (поочередно) элементу ЭЭС (критерий $N-1, N-X$).

Таким образом, получаем, n векторов имеющих вид (2.3), (2.4), (2.5), которые можно свести в матрицу размерностью $[n \times n]$:

$$S = \begin{bmatrix} f, f^1, f^2, \dots, f^p \\ f, f, f, \dots, f \\ f, f^1, \dots, f^p, \dots, f \\ f, f^1, \dots, f^p, \dots, f_{n/y} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Матрица (2.6) визуально и аналитически определяет несколько важнейших свойств ЭЭС для описываемой функции f в точке формирования режима x, y^0, z^0 :

1) Свойство неоднородности ЭЭС определяется количеством и параметрами элементов, приводящих к состояниям, описываемым функциями f^p и $f_{n/y}$ в матрице (2.6). Их взаимное расположение дает полное представление о неоднородности ЭЭС и позволяет сравнивать неоднородность описываемую функцией f для различных точек формирования режима:

$$f(x, y^1, z^1) \Leftrightarrow f(x, y^2, z^2) \quad (2.7)$$

2) Живучесть ЭЭС рассматривается, как возможность сохранения работоспособности по критерию $N-X$, где X – число одновременно применяемых к зависимым переменным x_i^β следствий правила Π^β . Вследствие данной логики диаграммы типа (рисунок 3.11, 3.12) жестко определяют все варианты возможности перехода к функции с нарушением устойчивости $f_{н/у}$ для конкретной точки формирования режима. Что в свою очередь позволяет выбрать все необходимые управляющие воздействия Δz_i для обеспечения живучести ЭЭС (рисунок 4.6).

Данный механизм также полностью детерминировано определяет последствия управляющих воздействий и влияние изменения состава или состояния базовых переменных на живучесть ЭЭС.

Учитывая возможность детерминированности в определении каждой точки нахождения режима ЭЭС с учетом изменения параметров её элементов, можно, используя соответствующую целевую функцию, определить пошаговое – оптимальное в соответствии с заданными параметрами состояние рассматриваемой ЭЭС.

Таким образом, предложенный способ исследования ЭЭС дает возможность в полном объеме оценивать последствия изменений управляющих или базовых параметров в рамках принятых областей допустимых значений режима и правила, определяющего возможность формирования каскадных процессов (Π^β) с учетом изменения состояния ЭЭС на каждом следующем шаге аварийного отключения её элемента (-ов) $X_i^\beta \xrightarrow{\Pi^\beta} X_i^{\beta p}$. При этом отключение элемента (-ов) ЭЭС можно рассматривать с учетом фактора времени, принимая во внимание соответствующие временные уставки срабатывания устройств РЗА.

В соответствии с разработанной методикой построения и определения областей существующих режимов с учетом неоднородности ЭЭС автором на базе лицензионного ПК «*RastrWin*» проведены исследования по расчету уравнений установившихся режимов (УУР) [18, 49 – 72] ЭЭС, достоверность расчетов которого подтверждается многолетним использованием и применением его

системным оператором единой энергосистемы России. В ПК «*RastrWin*» при расчетах УУР использован метод Ньютона, обеспечивающий, как правило, наиболее быструю сходимость при решении систем нелинейных уравнений [91].

Математическими соотношениями, положенными в основу метода Ньютона, являются уравнения баланса мощностей для k -го узла [50]:

$$\underline{\omega}_{Sk}(\underline{U}) = \underline{S}_k^* - \underline{Y}_{kk} \underline{U}_k \underline{U}_k^* - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n \underline{Y}_{kj} \underline{U}_j \underline{U}_k^*, \quad (2.8)$$

где функция $\underline{\omega}_{Sk}$ – соответствует небалансу мощности в k -ом узле, n – число узлов сети; $\dot{Y}_{kk} = \sum \dot{Y}_{kj}$ – собственная проводимость k -го узла; Y_{kj} – проводимость ветвей, подходящих к j -му узлу; $S_k^* = S_{k.ген}^* - S_{k.наг}^*$ – узловая мощность k -го узла.

В разработанной автором методике при исследовании многопараметрического пространства ЭЭС формировались режимы работы при разнообразных способах распределения нагрузки и генерации между узлами для определения и формирования самопроизвольных каскадных процессов. Для этого применялись методы утяжеления режимов [73-85], состоящие в увеличении генерируемой на электростанциях, и потребляемой в заданных узлах ЭЭС мощности. Предельные возможности, которые ограничивают процесс утяжеления, определяются по условиям существования режима, либо ограничениями уровней напряжений в узлах и пропускными способностями элементов ЭЭС (ЛЭП, трансформаторов и т.п.). Математически процесс увеличения генерации и потребления в узлах можно описать введением параметра утяжеления режима в УУР [24]:

$$U_k^2 \dot{Y}_{kk} - U_k^* \sum_{j \neq k}^n U_j \dot{Y}_{kj} = S_{k0}^* + a_k t_i \quad (2.9)$$

где $t_i > 0$, $t_i = 1, 2, \dots, i$, при $t_i = 0$ система (2.9) имеет решение, соответствующее исходному режиму $\{S_{k0}\}$, a_k – весовой коэффициент увеличения или уменьшения узловых мощностей.

В исследовании утяжеление режима ЭЭС осуществлялось увеличением параметра t_i . Если при пошаговом утяжелении, при $t_i > t_i^{np}$ режим системы (2.9) не

существует, то значение $S_k = S_{k0} + a_k t_i^{np}$ является значением управляющего параметра, который характеризует переход системы из допустимой области в область с нарушением устойчивости. Если при пошаговом утяжелении, при $t_i > t_{i+1}$ режим переходит в область каскадных процессов, то при дальнейшем развитии отключений элементов состояние ЭЭС может перейти как в допустимую, так и в недопустимую область значений режима.

Известно, что любой элемент или совокупность узлов ЭЭС можно представить в виде схемы замещения состоящей из узлов и ветвей. В предлагаемой модели схема ЭЭС изображается в виде сетки (совокупности квадратных ячеек), каждая ячейка представлена в виде четырех узлов и четырех ветвей. Параметры ветвей определяются сопротивлением или проводимостью соответствующего элемента сети (линия электропередачи, трансформатор и т.д.). Параметры узлов задаются в соответствии с мощностью электростанции или потребителя электроэнергии. При отсутствии элемента в схеме реальной ЭЭС ветвь или узел моделируемой схемы считается фиктивным и имеет нулевые значения.

Для проведения исследования в соответствии с разработанной методикой созданы тестовые схемы ЭЭС (рисунки 2.2, 2.3), которые позволяют в результате ряда математических исследований выявить закономерности влияния различных топологических свойств в т.ч. параметрических характеристик ЭЭС на возможность возникновения каскадных процессов. При этом полученные закономерности можно использовать практически для любых схем ЭЭС и их режимов. В проведенных исследованиях рассматриваются двадцати пяти (рисунок 2.2 – одна ЭЭС с номинальным напряжением $U_{ном} = 110\text{кВ}$) и тридцати шести (рисунок 2.3 – объединенная ЭЭС, состоящая из двух ЭЭС, $U_{ном} = 500\text{кВ}$) узловых тестовые схемы ЭЭС.

В узлах тестовых схем можно задавать необходимые значения параметров по генерируемой и потребляемой мощности (P_g, Q_g, P_n, Q_n), в ветвях можно задать параметры системы (R, X, B).

В соответствии с разработанной методикой для четырех вариантов неодно-

родности параметров тестовой 25-ти узловой ЭЭС выполнен пошаговый расчет нормальных и предельных режимов по каждой утяжеляемой траектории (табл. 2.1) по потребляемой или генерируемой активной и реактивной мощности. Траектории утяжеления разработаны с учетом равномерного (утяжеляются все узлы, кроме балансирующего) и неравномерного (утяжеляются несколько узлов от одного до двадцати) распределения потребления или генерации по узлам ЭЭС.

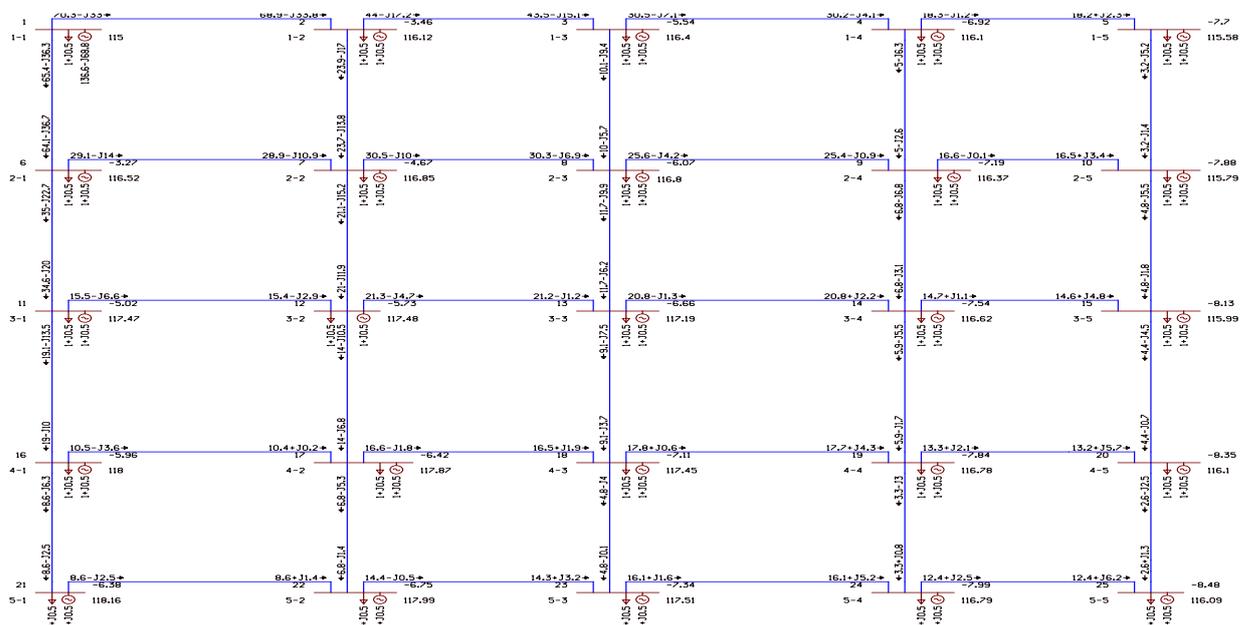


Рисунок 2.2 – Тестовая 25-ти узловая схема ЭЭС $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$

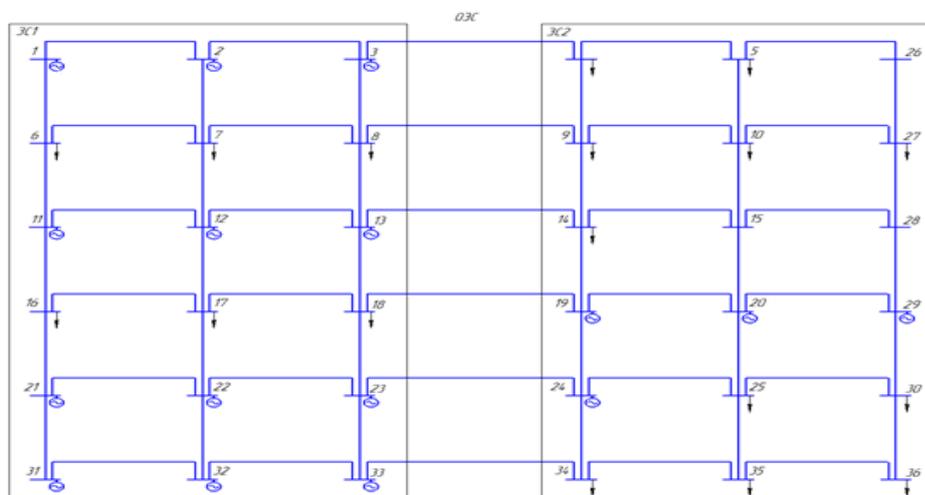


Рисунок 2.3 – Тестовая 36-ти узловая объединённая схема ЭЭС $U_{\text{НОМ}} = 500 \text{ кВ}$

Наличие БУ в тестовой схеме ЭЭС является математическим инструментом позволяющим осуществлять сходимость расчета УУР, а в реальной схеме каждый узел имеет свойства БУ. В ходе рассмотрения серий расчетов с симметричным и

несимметричным распределением параметров, показано наличие влияния рассматриваемых параметров неоднородности ЭЭС на траекторию развития каскадного процесса.

Таблица 2.1 – Траектории утяжеления принятые для исследования влияния неоднородности параметров ЭЭС на формирование областей допустимых режимов

№	Траектория утяжеления задана узлами
1.	1-1
2.	1-3
3.	1-5
4.	3-1
5.	3-3
6.	3-5
7.	5-1
8.	5-3
9.	5-5
10.	1-1, 1-5
11.	1-1, 5-1
12.	5-1, 5-5
13.	1-5, 5-5
14.	1-5, 3-3, 5-1
15.	1-1, 3-3, 5-5
16.	1-1, 1-5, 5-1, 5-5
17.	2-2, 2-4, 4-2, 4-4
18.	1-1, 1-2, 1-3, 1-4, 1-5
19.	3-1, 3-2, 3-3, 3-4, 3-5
20.	5-1, 5-2, 5-3, 5-4, 5-5
21.	1-1, 1-2, 1-3, 1-4, 1-5, 2-1, 2-2, 2-3, 2-4, 2-5
22.	1-1, 1-2, 1-3, 1-4, 1-5, 2-1, 2-2, 2-3, 2-4, 2-5, 3-1, 3-2, 3-3, 3-4, 3-5
23.	1-1, 1-2, 1-3, 1-4, 1-5, 2-1, 2-2, 2-3, 2-4, 2-5, 3-1, 3-2, 3-3, 3-4, 3-5, 4-1, 4-2, 4-3, 4-4, 4-5
24.	1-1, 1-2, 1-3, 1-4, 1-5, 2-1, 2-2, 2-3, 2-4, 2-5, 3-1, 3-2, 3-3, 3-4, 3-5, 4-1, 4-2, 4-3, 4-4, 4-5, 5-1, 5-2, 5-3, 5-4, 5-5
25.	1-1, 2-1, 3-1, 4-1, 5-1
26.	1-3, 2-3, 3-3, 4-3, 5-3
27.	1-5, 2-5, 3-5, 4-5, 5-5
28.	1-1, 1-2, 2-1, 2-2, 3-1, 3-2, 4-1, 4-2, 5-1, 5-2
29.	1-1, 1-2, 1-3, 2-1, 2-2, 2-3, 3-1, 3-2, 3-3, 4-1, 4-2, 4-3, 5-1, 5-2, 5-3
30.	1-1, 1-2, 1-3, 1-4, 1-5, 2-1, 2-2, 2-3, 2-4, 3-1, 3-2, 3-3, 3-4, 4-1, 4-2, 4-3, 4-4, 5-1, 5-2, 5-3, 5-4
31.	1-1, 1-2, 1-3, 2-1, 2-2, 2-3, 3-1, 3-2, 3-3

В таблице 2.2 указаны вариант и шаг утяжеления по параметрам: $P_{наг}$ (МВт), $Q_{наг}$ (Мвар), $P_{ген}$ (МВт), $Q_{ген}$ (Мвар).

Таблица 2.2 – Способ и шаг утяжеления

Способ утяжеления	Параметр утяжеления	Шаг утяжеления
Потребление	$P_{\text{наг}}$ (МВт)	2
	$Q_{\text{наг}}$ (Мвар)	1
Генерация	$P_{\text{ген}}$ (МВт)	2
	$Q_{\text{ген}}$ (Мвар)	1

В случае симметричного и однородного (рис. 2.4) распределения параметров между узлами ЭЭС не возникают перетоки мощности и токовые перегрузки (даже в случае наличия симметричного и однородного утяжеления), поэтому в ЭЭС с однородным и симметричным распределением параметров каскадного процесса быть не может, в этом случае режим сразу переходит в область недопустимых значений. А для несимметричного и (или) неоднородного (рис. 2.5 – 2.7) распределения параметров показана возможность развития каскадного процесса.

Пошаговое утяжеление при расчете предельных режимов для вариантов неоднородности ЭЭС выполнялось до достижения предельно допустимого значения по току $I_{\text{доп } ij}$ в одном или нескольких контролируемых элементах ЭЭС, или предельно допустимого значения напряжения (потеря устойчивости по напряжению) в одном или нескольких узлах ЭЭС. При превышении $I_{\text{доп } ij}$ исследование продолжалось в соответствии с разработанной методикой и правилом (L^p) описывающим возникновение и развитие аварийных каскадных процессов в ЭЭС.

2.2 Разработка методики математического и 3D-графического анализа влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов

В данном разделе описана разработанная автором методика математического и 3D-графического (визуального) анализа влияния неоднородности на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов. Как уже отмечалось

неоднородность ЭЭС исследовалась в том числе в работах [2-4], но несмотря на эти работы в научной литературе не сложилось четкого определения неоднородности ЭЭС, численном расчете его величины и параметров неоднородности ЭЭС влияющих как на формирование режимов, так и на возникновение аварийных процессов.

В данном исследовании неоднородность ЭЭС зависит от схемно-режимных условий на конкретный момент времени и определяется несимметричным и неоднородным распределением по схеме ЭЭС совокупности параметров характеризующих элементы ЭЭС.

В данной работе автор при выборе вариантов неоднородности параметров ЭЭС старался придерживаться максимально простой и понятной логики, оперируя параметрами элементов ЭЭС (ветвей): R – активное сопротивление, X – реактивное сопротивление, B – проводимость. И параметрами узлов по потребляемой активной – P_n , реактивной – Q_n и генерируемой активной – P_g , реактивной – Q_g мощности. Увеличение исследуемых параметров неоднородности приведет к усложнению анализа результатов при аналогичном качестве расчетов нормальных и предельных режимов ЭЭС.

Для формирования условий осуществления каскадных процессов или для распознавания существования таких условий разработана методика математического и визуального анализа влияния неоднородности на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов. Данная методика рассматривает ЭЭС, как географически распределенную динамическую систему. Формализованная (используя любой подходящий аппарат формализации) до матричного типа (с матрицей A размером $i \times j$) схема ЭЭС применяется как координатное поле для выявления неоднородности параметров, влияющих на формирование условий осуществления каскадных процессов. Пример такой ЭЭС приведен на рисунках 2.2 – 2.3, при этом могут быть ЭЭС аналогичные по структуре, но имеющие сколь угодно большую размерность.

В разработанной методике выбираются факторы A_{ij} , наиболее влияющие на осуществление каскадных процессов. Каждый фактор A_{ij} распределяется в

соответствии с матричной формализацией ЭЭС на двухмерной плоскости схемы ЭЭС по координатам $i \times j$.

Для исследуемых неоднородных ЭЭС, приняты следующие факторы, влияющие на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов: индуктивное сопротивление X_{ij} , генерируемая $P_{ij \text{ ген}}$ и потребляемая $P_{ij \text{ наг}}$ в узлах ЭЭС мощность. В зависимости от типа задач, решаемых в динамических системах (в т.ч. ЭЭС), влияющими факторами могут быть, в том числе и другие параметры.

Для формирования неоднородной поверхности влияющего фактора A_{ij} по двухмерной плоскости элементов ЭЭС, определяется максимальная величина его распределения – A_{ij}^{\max} .

Определяются значения относительных величин влияющих факторов в общем случае:

$$A_{ij}^* = \frac{A_{ij}}{A_{ij}^{\max}} \quad (2.10)$$

где A_{ij}^* – значение влияющего фактора в относительных единицах; A_{ij} – текущее значение влияющего фактора рассматриваемой ЭЭС; A_{ij}^{\max} – максимальное значение влияющего фактора A из всего ряда параметров A_{ij} рассматриваемой ЭЭС.

Применительно к рассматриваемым в исследовании ЭЭС расчет для влияющих факторов X_{ij} , $P_{ij \text{ ген}}$, $P_{ij \text{ наг}}$ выполняется аналогично:

$$X_{ij}^* = \frac{X_{ij}}{X_{ij}^{\max}}; P_{ij \text{ ген}}^* = \frac{P_{ij \text{ ген}}}{P_{ij \text{ ген}}^{\max}}; P_{ij \text{ наг}}^* = \frac{P_{ij \text{ наг}}}{P_{ij \text{ наг}}^{\max}} \quad (2.11)$$

где X_{ij}^* , $P_{ij \text{ ген}}^*$, $P_{ij \text{ наг}}^*$ – значение влияющего фактора в относительных единицах; X_{ij} , $P_{ij \text{ ген}}$, $P_{ij \text{ наг}}$ – текущее значение влияющего фактора в рассматриваемой ЭЭС; X_{ij}^{\max} , $P_{ij \text{ ген}}^{\max}$, $P_{ij \text{ наг}}^{\max}$ – максимальное значение влияющего фактора из всего ряда параметров X_{ij} , $P_{ij \text{ ген}}$, $P_{ij \text{ наг}}$ соответственно в рассматриваемой ЭЭС.

Параметры неоднородной поверхности, определяющей осуществимость формирования каскадных процессов на двухмерной плоскости матричной формализации схемы ЭЭС, определяются при равноценности влияния для всех

влияющих факторов в относительных единицах их алгебраическим сложением по соответствующим координатам:

$$N_{ij}^* = A_{ij}^* + B_{ij}^* + \dots + C_{ij}^* \quad (2.12)$$

В общем случае, для учета различия влияния влияющих факторов, вводятся весовые коэффициенты:

$$N_{ij}^* = k_A A_{ij}^* + k_B B_{ij}^* + \dots + k_C C_{ij}^*, \quad (2.13)$$

где k – весовой коэффициент участия в диапазоне от 0 до 1.

Таким образом, неоднородность определяется как по координатное распределение алгебраической суммы факторов динамической системы, влияющих на осуществление исследуемого процесса, по соответствующей N – мерной поверхности формализованной динамической системы.

Применительно к ЭЭС для влияющих факторов X_{ij}^* , P_{ij}^* ген, P_{ij}^* наг параметры неоднородности определим при их равноценности, т.е. при $k = 1$:

$$N_{ij}^* = X_{ij}^* + P_{ij}^* \text{ ген} + P_{ij}^* \text{ наг} \quad (2.14)$$

Строго говоря, коэффициент k для каждого из рассматриваемых параметров может принимать индивидуальные значения в соответствии с реальными объективными схемно-режимными условиями.

Далее, строится поверхность изменения влияющих факторов в координатах x , y , z , где координаты x , y соответствуют координатам $i \times j$ матричной формализации схемы ЭЭС на двухмерной плоскости, а по координате z распределяется значение влияющего фактора A_{ij}^* [о.е.].

Ниже приведены варианты неоднородности параметров тестовой схемы ЭЭС с соответствующими факторами (параметрами), наиболее влияющими на возможность возникновения и развития аварийных каскадных процессов.

В первом варианте исследуется однородная сеть с единичными параметрами (R , X , B) ветвей в расчете на длину 100 км, и номинальное сечение сталеалюминиевого провода (АС) 185/29 мм². В этом варианте также заданы единичные параметры узлов по потребляемой ($P_H=1$, $Q_H=0,5$) и генерируемой ($P_G=1$, $Q_G=0,5$) мощности. Номинальное напряжение в узлах $U_{\text{ном}} = 115 \text{ кВ}$.

Ниже на рисунке 2.4 визуально представлена поверхность варианта неоднородности №1 по параметрам индуктивного сопротивления X_{ij}^* , потребляемой $P_{ij \text{ наг}}^*$ и генерируемой $P_{ij \text{ ген}}^*$ мощности в узлах ЭЭС. Данная модель рассчитана в соответствии с (2.11). Численные значения представлены шкалой от 0 до 1 и соответствуют цветовому диапазону от синего до красного цвета.

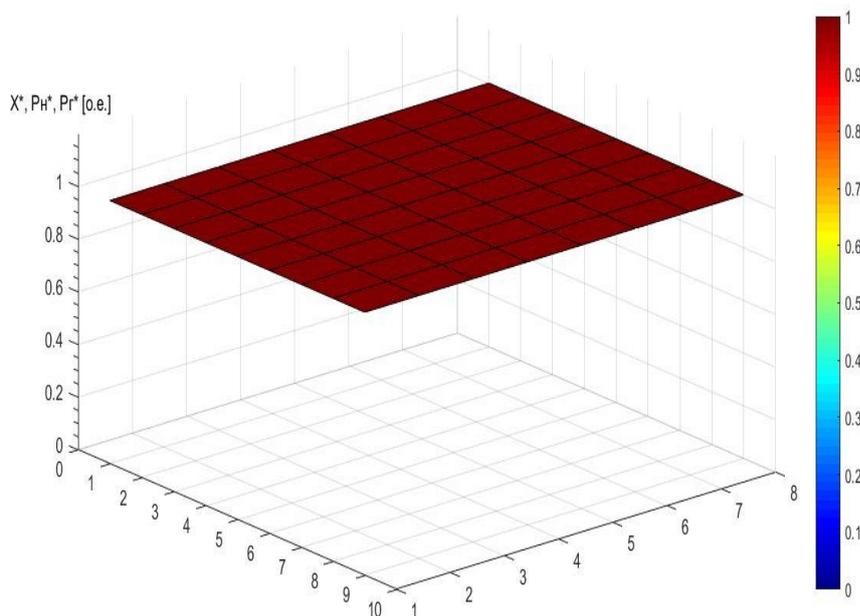


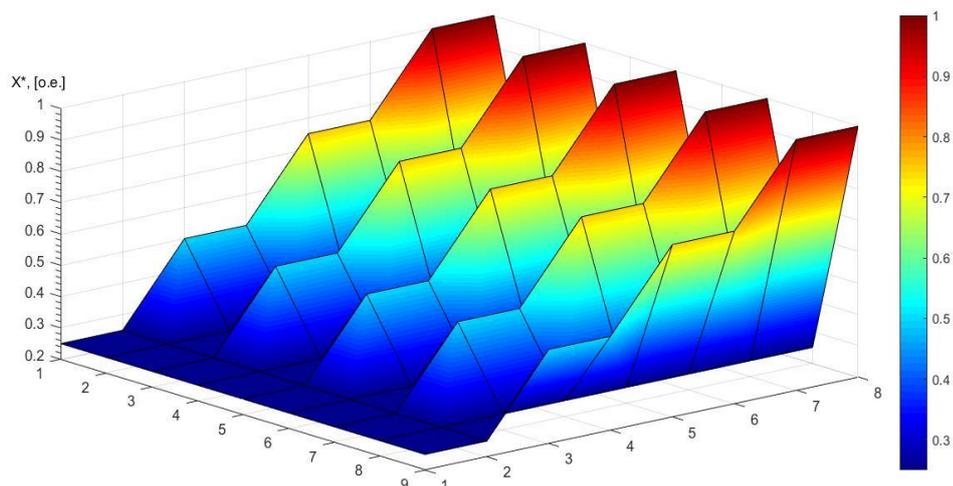
Рисунок 2.4 – Визуальное представление варианта неоднородности № 1 ЭЭС по параметрам X_{ij}^* , $P_{ij \text{ ген}}^*$, $P_{ij \text{ наг}}^*$

Во втором варианте исследуется ЭЭС с распределением неоднородности по параметрам ветвей (номинальное сечение провода АС 185/29 мм²) (таблица 2.3). Параметры узлов имеют единичные значения по потребляемой ($P_{\text{н}}=1$, $Q_{\text{н}}=0,5$) и генерируемой ($P_{\text{г}}=1$, $Q_{\text{г}}=0,5$) мощности, $U_{\text{ном}} = 115 \text{ кВ}$.

На рисунке 2.5 визуально представлена поверхность варианта неоднородности №2 по параметру индуктивного сопротивления (X_{ij}^*). По потребляемой $P_{ij \text{ наг}}^*$ и генерируемой $P_{ij \text{ ген}}^*$ в узлах ЭЭС мощности распределение параметров аналогично представленному на рисунке 2.4. Данная модель рассчитана в соответствии с (2.11).

Таблица 2.3 – Параметры ветвей ЭЭС для варианта неоднородности №2

Ветви	Длина, км	$R, \text{Ом}$	$X, \text{Ом}$	$B \cdot 10^{-4} \text{ См}$	X_{ij}^*
1-1-1-2, 2-1-2-2, 3-1-3-2, 4-1-4-2, 5-1-5-2	100	4,03	10,325	-2,75	0,25
1-2-1-3, 2-2-2-3, 3-2-3-3, 4-2-4-3, 5-2-5-3	200	8,06	20,65	-1,375	0,5
1-3-1-4, 2-3-2-4, 3-3-3-4, 4-3-4-4, 5-3-5-4	300	12,09	30,975	-0,916	0,75
1-4-1-5, 2-4-2-5, 3-4-3-5, 4-4-4-5, 5-4-5-5	400	16,12	41,3	-0,687	1

Рисунок 2.5 – Визуальное представление варианта неоднородности № 2 ЭЭС по параметру X_{ij}^*

В третьем варианте исследуется сеть с единичными параметрами ветвей в расчете на длину 100 км, и номинальное сечение провода АС 185/29 мм². Единичными параметрами узлов по генерируемой мощности ($P_{Г}=1$, $Q_{Г}=0,5$). В параметры узлов по потребляемой мощности ($P_{Н}$, $Q_{Н}$) включена неоднородность (таблица 2.4), $U_{НОМ} = 115 \text{ кВ}$.

На рисунке 2.6 визуальное представлена поверхность варианта неоднородности №3 по влияющему фактору потребляемой в ЭЭС мощности ($P_{ij \text{ наг}}^*$). В варианте №3 распределение параметров индуктивного сопротивления (X_{ij}^*) и генерируемой ($P_{ij \text{ ген}}^*$) в узлах ЭЭС мощности аналогично представленному распределению на рисунке 2.4. Данная модель рассчитана в соответствии с (2.11).

Таблица 2.4 – Параметры узлов по потребляемой мощности (P_H , Q_H)

Узлы	$P_H, MВт$	$Q_H, Mвар$	$P_{ij \text{ наг}}^*$
1-1, 2-1, 3-1, 4-1, 5-1	2	1	0,0625
1-2, 2-2, 3-2, 4-2, 5-2	4	2	0,125
1-3, 2-3, 3-3, 4-3, 5-3	8	4	0,25
1-4, 2-4, 3-4, 4-4, 5-4	16	8	0,5
1-5, 2-5, 3-5, 4-5, 5-5	32	16	1

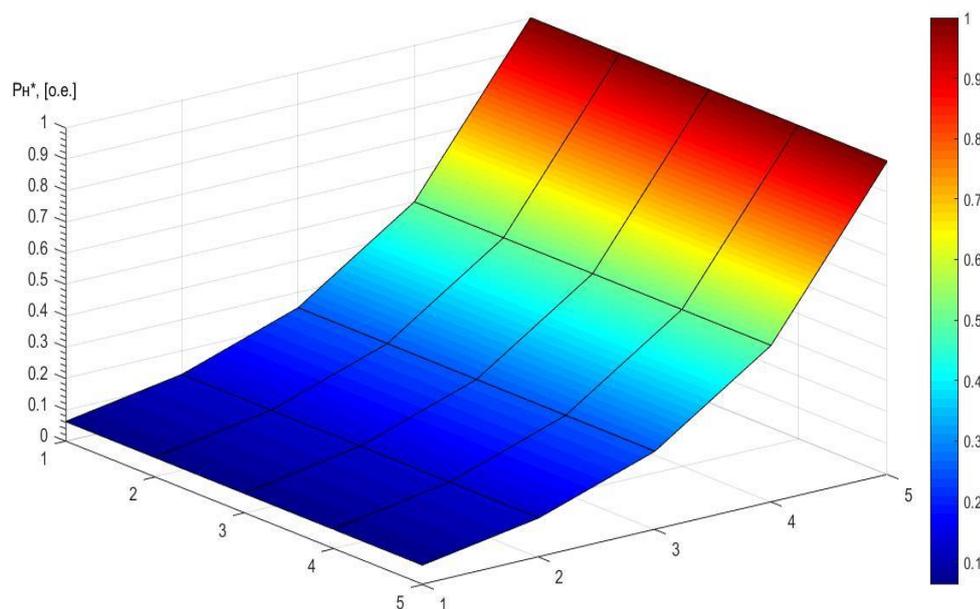


Рисунок 2.6 – Визуальное представление варианта неоднородности № 3 ЭЭС по параметру $P_{ij \text{ наг}}^*$

В четвертом варианте исследуется сеть с единичными параметрами ветвей в расчете на длину 100 км, и номинальным сечением провода АС 185/29 мм². Также заданы единичные параметры узлов по потребляемой мощности ($P_H=1$, $Q_H=0,5$). Параметры по генерируемой мощности (P_G, Q_G) приведены в таблице 2.5, $U_{\text{ном}}=115 \text{ кВ}$.

На рисунке 2.7 визуальное представлена поверхность варианта неоднородности №4 по параметру генерируемой в узлах ЭЭС мощности ($P_{ij \text{ ген}}^*$). В варианте №4 распределение параметров индуктивного сопротивления (X_{ij}^*) и

потребляемой ($P_{ij \text{ наг}}^*$) в узлах ЭЭС мощности аналогично представленному на рисунке 2.4. Данная модель рассчитана в соответствии с (2.11).

Таблица 2.5 – Параметры узлов по генерируемой мощности ($P_{Г}$, $Q_{Г}$)

Узлы	$P_{Г}, \text{MВт}$	$Q_{Г}, \text{Mвар}$	$P_{ij \text{ ген}}^*$
1-1, 2-1, 3-1, 4-1, 5-1	2	1	0,0625
1-2, 2-2, 3-2, 4-2, 5-2	4	2	0,125
1-3, 2-3, 3-3, 4-3, 5-3	8	4	0,25
1-4, 2-4, 3-4, 4-4, 5-4	16	8	0,5
1-5, 2-5, 3-5, 4-5, 5-5	32	16	1

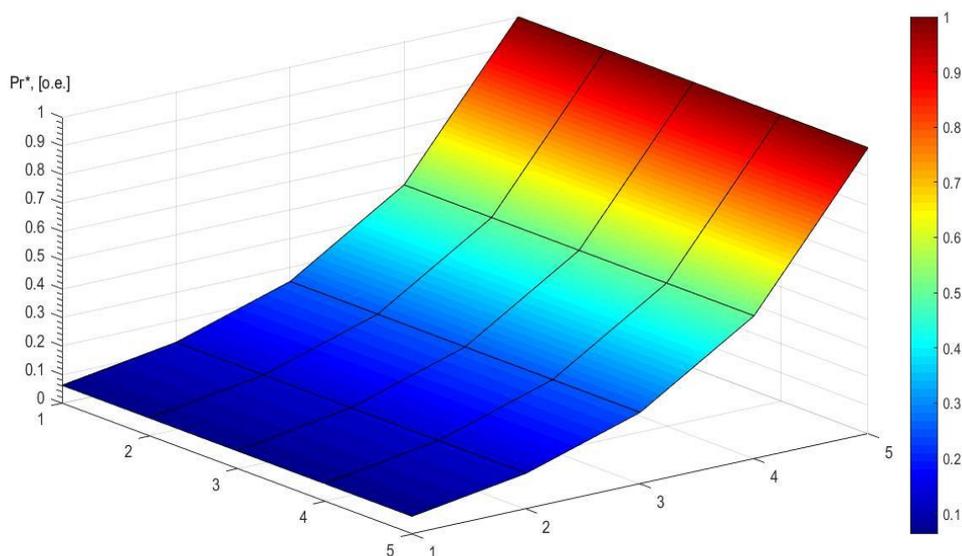


Рисунок 2.7 – Визуальное представление варианта неоднородности № 3 ЭЭС по параметру $P_{ij \text{ ген}}^*$

По данным четырех вариантов неоднородности параметров в тестовой схеме ЭЭС произведен пошаговый расчет нормальных и предельных режимов по каждой из 31 траектории (таблица 2.1) путем утяжеления по потребляемой и генерируемой активной и реактивной мощности (таблица 2.2).

Для недопущения возможности возникновения аварийного каскадного процесса на практике применяют критерий надежности $N-1$ [16, 17], для некоторых стран $N-X$ [85], где под критерием « $N-X$ » понимается способность ЭЭС сохранять

нормальный режим работы сети при отключении любых X элементов. Подобные критерии повышают стоимость обеспечения надежного электроснабжения потребителей, снижая экономическую эффективность энергорынка. При этом неприменение критерия может привести к аварии с погашением потребителей.

Для повышения живучести ЭЭС, в соответствии с предложенными методиками, описывающими пространство режимов с учетом каскадных процессов в неоднородных ЭЭС, практический интерес представляет разработка ПК, учитывающего неоднородность параметров ЭЭС и ее влияние на возможность возникновения и развития аварийных, в т.ч. каскадных процессов. Данный ПК, можно использовать с целью снижения затрат путем применения конкретных мер по выстраиванию топологии сети, потреблению и генерации мощности на этапе краткосрочного планирования. Сценарии возможных каскадных аварий можно просчитывать на длительные промежутки времени, что позволит спрогнозировать вероятные потери и оценить на ранней стадии перечень мероприятий по недопущению перехода каскадного процесса в системную (каскадную) аварию (недопустимый режим).

Учитывая, что современные ПК позволяют в *on-line* режиме выполнять циклическую проверку [86–89] при краткосрочном и долгосрочном планировании режимов ЭЭС, необходимо внедрить применение метода предотвращения каскадных процессов [15] и описанные выше методики для анализа влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие каскадных процессов при формировании и ведении режимов, а также при проектировании и развитии ЭЭС.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ

В результате анализа принятой модели расчетов режимов ЭЭС определены:

- модели ЭЭС для расчетов УУР,
- модели ЭЭС для расчета предельных режимов,

Дано определение неоднородности в системах подобных ЭЭС для формирования (распознавания) траектории протекания аварии каскадного характера.

Сформирован математический инструмент определения величин влияющих факторов неоднородных ЭЭС оказывающих влияние на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов.

Разработана методика построения и определения областей допустимых режимов с учетом неоднородности ЭЭС.

Предложен способ 3D-графического (визуального) представления влияющих факторов неоднородности на протекающие в ЭЭС аварийные каскадные процессы.

Разработана методика математического и 3D-графического анализа влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов.

Разработанные методики позволяют:

1. Определять пошаговую траекторию аварийных каскадных процессов, не допуская возникновения первого шага отключений.

2. При проектировании неоднородных ЭЭС учитывать не только возможность потери устойчивости, но и возможность возникновения и развития аварийных каскадных процессов, заканчивающихся системной (каскадной) аварией с нарушением устойчивости.

3. Установлено, что в ЭЭС с однородно распределенными схемно-режимными параметрами возникновение и развитие каскадных процессов невозможно.

4. Формировать экономически более эффективные режимы ЭЭС в дополнение к методическим указаниям по устойчивости ЭЭС для предотвращения возможности возникновения и развития аварийных каскадных процессов.

ГЛАВА 3

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ВОЗНИКНОВЕНИЕ И
РАЗВИТИЕ АВАРИЙНЫХ КАСКАДНЫХ ПРОЦЕССОВ**

В п. 3.1 – 3.5 данной главы выполнены расчеты в соответствии с разработанной и описанной в главе 2 (п. 2.1) методикой построения и определения областей допустимых режимов с учетом неоднородности ЭЭС. В исследовании изменение неоднородности ЭЭС рассматривалось с позиций: вариантов неоднородности ЭЭС (рисунки 2.3 – 2.6), расположения балансирующего узла, траекторий утяжеления (таблица 2.1), способов утяжеления режима (таблица 2.2). Выполнены экспериментальные расчеты по определению пошаговой продолжительности аварийных отключений и возможности возникновения и развития каскадных процессов при изменении неоднородности ЭЭС.

В п. 3.5 данной главы выполнены исследования в соответствии с разработанными и описанными в главе 2 (п. 2.1 - 2.2) методикой математического и 3D-графического анализа влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов. На основе методики, в рамках эксперимента выполнен математический расчет параметров неоднородности влияющих на возникновение и развитие каскадных процессов. Исходя из полученной математической модели, построена 3D-графическая (визуальная) поверхность пошаговой траектории каскадного процесса. Также выполнен проверочный расчет работоспособности математической модели визуального анализа на основе загруженности по току элементов ЭЭС в рамках критерия являющегося основным условием возникновения и развития каскадного процесса (правило P^{β}).

Вычислительные (экспериментальные) расчеты по представленному, разработанному, сопоставленному и проанализированному автором материалу выполнены по разделам 3.1 – 3.2: Соколовой Н.О., Карповым С.В.,

Герасимовым А.А., Латыповым Д.С.; по разделу 3.5 – Якимовым Б.Р. [101, 102, 105, 107].

3.1 Исследование влияния неоднородности параметров электроэнергетических систем на формирование областей существующих режимов

В данном разделе главы на основе экспериментальных расчетов показано, как рассматриваемые варианты неоднородности ЭЭС, способы утяжеления, влияют на границы области допустимых значений режима по активной мощности и на возникновение и развитие аварийных процессов в т.ч. каскадного характера. Границы допустимых режимов определены началом аварийного процесса в соответствии с принятой моделью формирования режимов (рисунок 2.1).

На рисунке 3.1 представлены примеры сравнения результатов расчета однородного (рисунок 3.1 а - X_{ij}^* , $P_{ij \text{ ген}}^*$, $P_{ij \text{ наг}}^*$), и линейно-неоднородных (рисунок 3.1 б - X_{ij}^* , в - $P_{ij \text{ ген}}^*$, г - $P_{ij \text{ наг}}^*$) вариантов распределения параметров по топологии тестовой схемы ЭЭС в соответствии с траекториями утяжеления по потребляемой мощности при БУ 1-1. В рамках принятой модели формирования режимов (рисунок 2.1) завершение аварийного процесса может произойти в области: установившихся режимов, потери устойчивости по напряжению (косая штриховка), отключение БУ (серые столбцы).

На рисунках 3.1, 3.4, 3.5 траектория утяжеления обозначена буквами Тр2 – Тр31, справа от траектории в скобках указано окончание переходного процесса при рассматриваемом варианте неоднородности ЭЭС, где БУ – отключение балансирующего узла, У – потеря устойчивости по напряжению в одном из узлов. Справа от гистограммы указано количество итераций утяжеления.

Ниже (рисунки 3.2, 3.3) построены диаграммы показывающие границы областей допустимых режимов от количества утяжеляемых узлов для вариантов неоднородности ЭЭС, при БУ 1-1. Аналогичные данные по всем БУ (1-1, 3-3, 5-5) и способам утяжеления сведены в Приложение Б (таблица ПБ1).

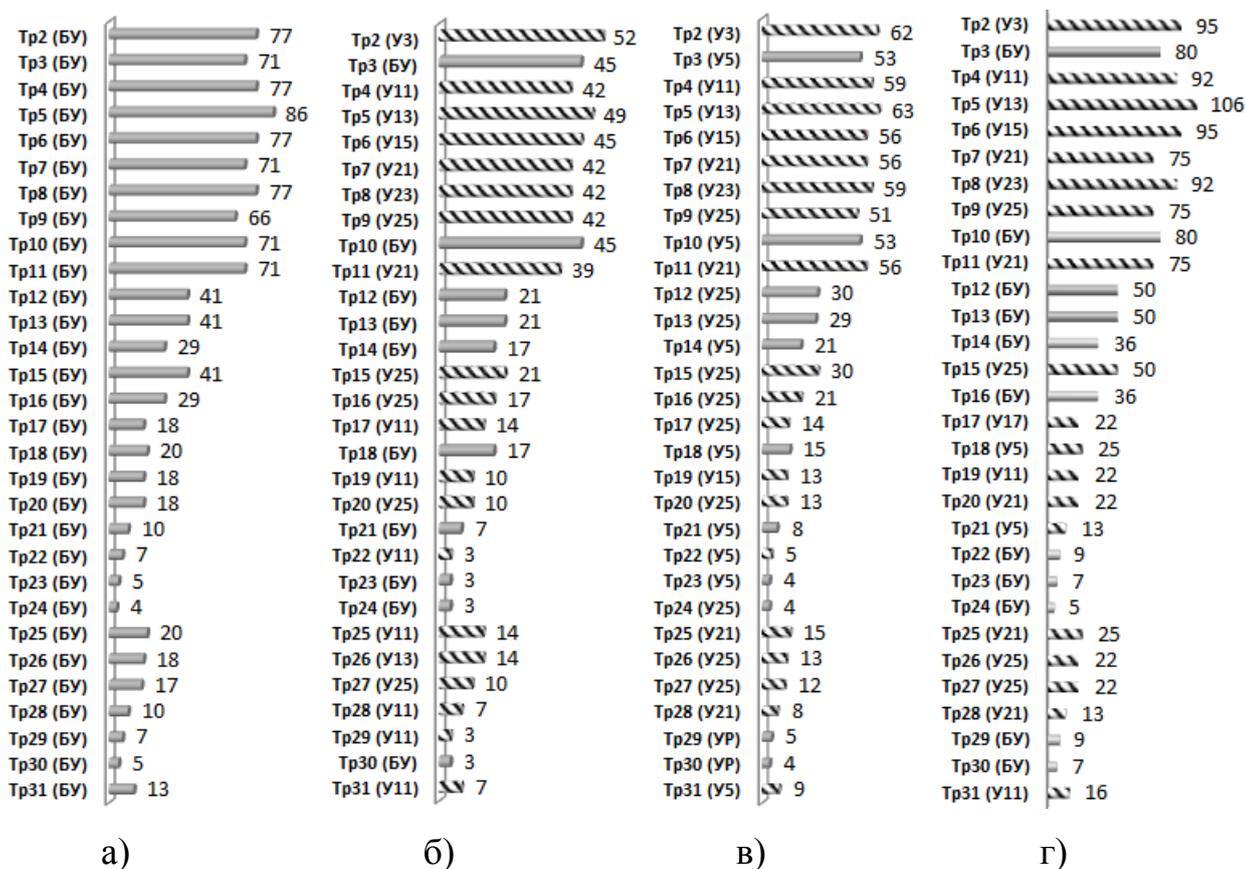


Рисунок 3.1 – Сравнение областей допустимых режимов для вариантов ЭЭС с однородным (а) и линейно-неоднородным (б, в, г) распределением параметров по топологии тестовой схемы ЭЭС при утяжелении по потребляемой мощности, при БУ 1-1

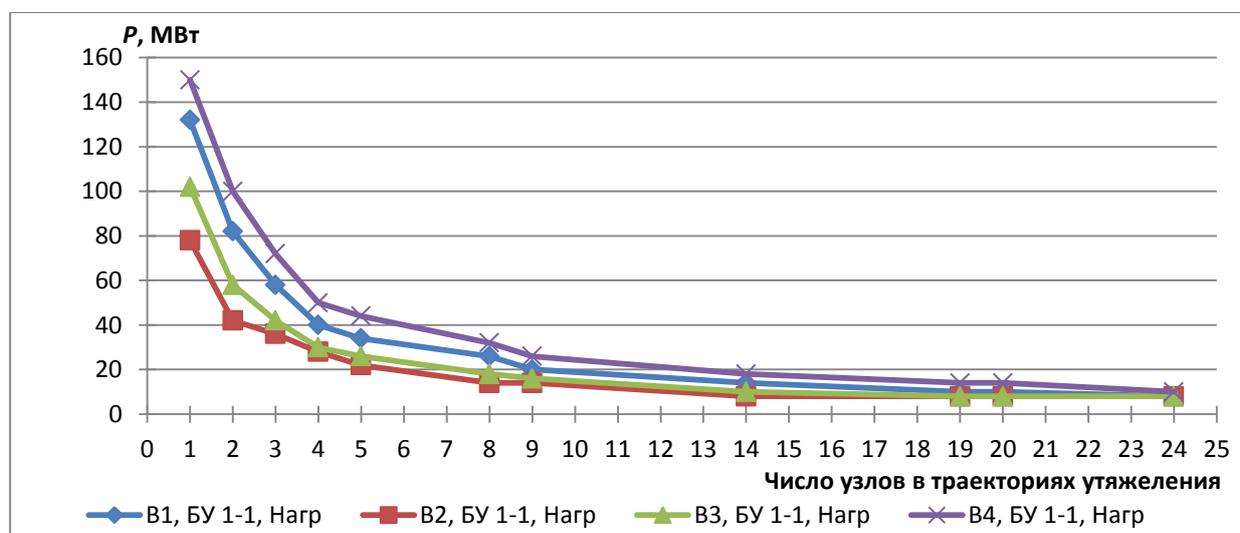


Рисунок 3.2 – Соответствие области допустимых режимов при различном количестве утяжеляемых узлов для рассматриваемых вариантов неоднородности ЭЭС при БУ 1-1 и утяжелении по потребляемой активной мощности

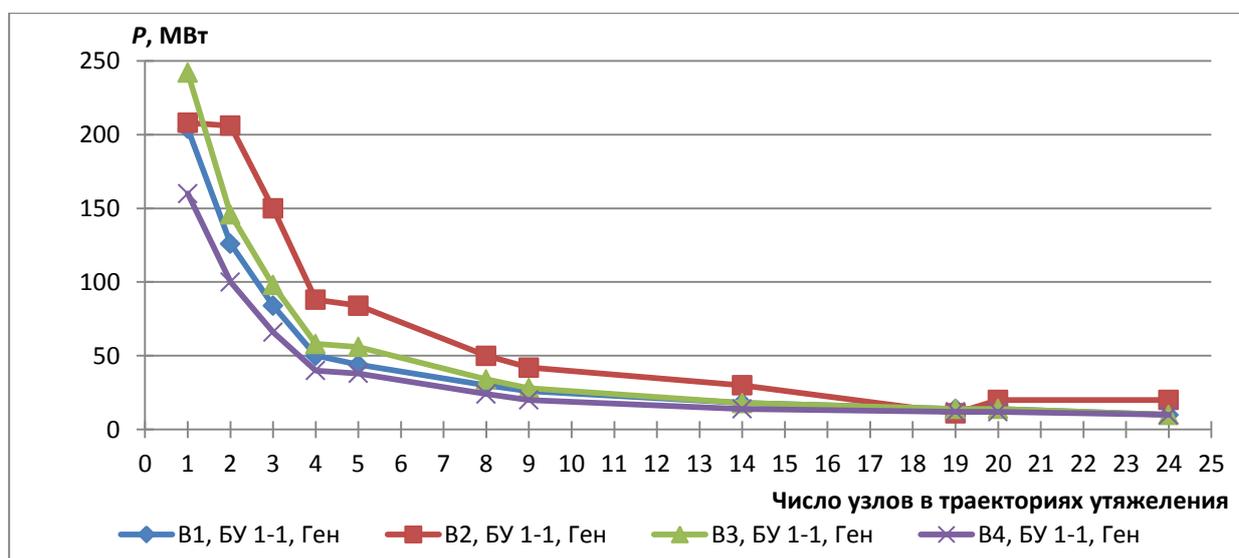


Рисунок 3.3 – Соответствие области допустимых режимов при различном количестве утяжеляемых узлов для рассматриваемых вариантов неоднородности ЭЭС при БУ 1-1 и утяжелении по генерируемой активной мощности

Данные приведенные на рисунках 3.1–3.3 и в Приложениях А, Б, указывают на общую тенденцию снижения предельной границы допустимых режимов по активной мощности от увеличения утяжеляемых узлов в исследуемой ЭЭС. Также важно указать, что каждый вариант неоднородности ЭЭС при каждой траектории утяжеления имеет свою область допустимых режимов, что указывает на наличие влияния рассматриваемых типов неоднородности на области допустимых режимов и возникновения аварийных процессов в ЭЭС. Также в исследовании экспериментально установлено, что при утяжелении по генерируемой активной мощности область допустимых режимов (граница возникновения аварийного процесса) в ЭЭС больше, чем при утяжелении по потреблению.

На рисунке 3.4 представлен пример сравнения способов утяжеления результатов расчета однородного (рисунок 3.4 а) и линейно-неоднородного (рисунок 3.4 б) распределения параметров по топологии тестовой схемы ЭЭС в соответствии с траекториями утяжеления по потребляемой мощности при БУ 1-1.

Сравнительный анализ способов утяжеления (по потребляемой и генерируемой мощности) рисунок 3.4 показывает существенное отличие границ областей допустимых режимов, что указывает на актуальность в исследовании

влияния вариантов неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие аварийных процессов.

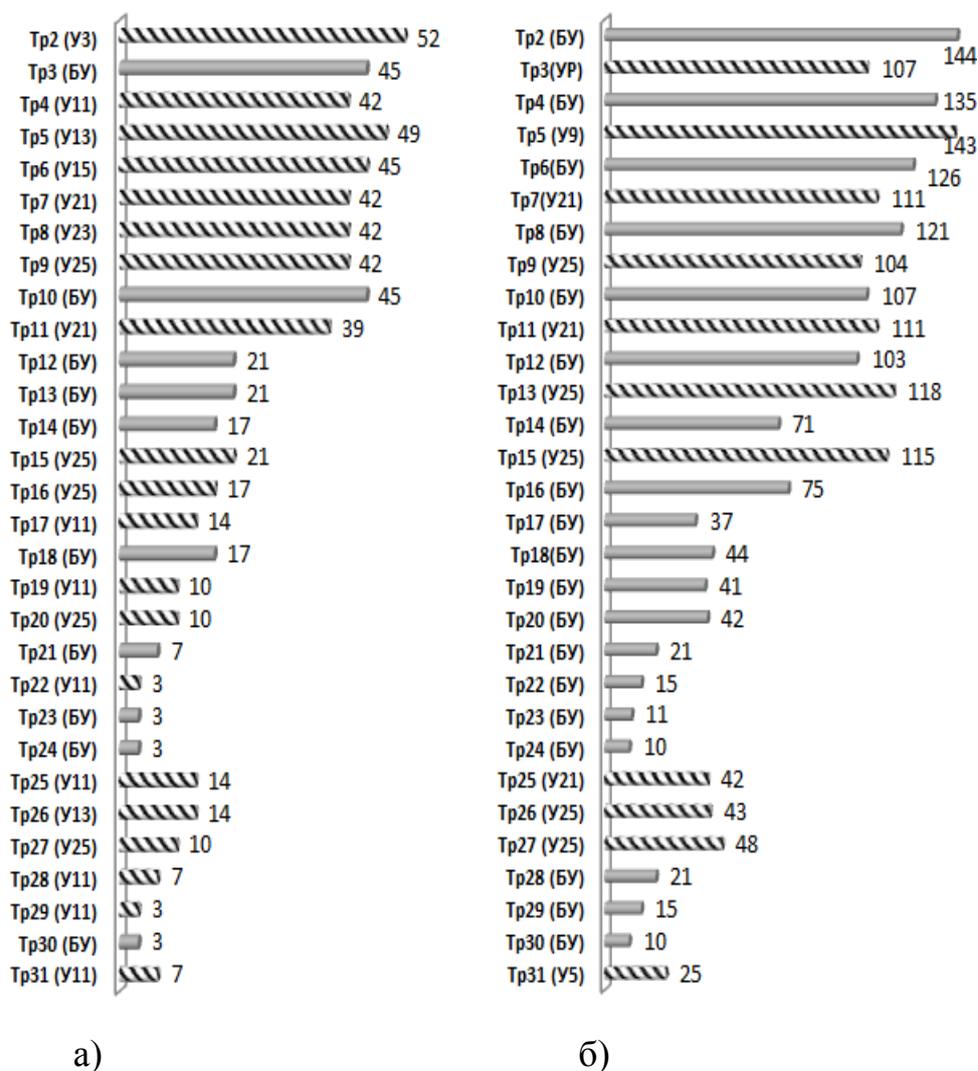


Рисунок 3.4 – Определение влияния способа утяжеления (по потребляемой (а), генерируемой (б) мощности) на формирование областей допустимых режимов при заданном БУ 1-1 и варианте №2 неоднородности параметров исследуемой ЭЭС

В исследуемой схеме ЭЭС, также произведен анализ влияния расположения БУ на формирование областей допустимых режимов. На рисунке 3.5 представлены предельные границы допустимых режимов при утяжелении варианта №2 неоднородности параметров ЭЭС при различном расположении БУ (1-1, 3-3, 5-5). Аналогичные расчеты произведены и с другими вариантами неоднородности параметров ЭЭС и способами утяжеления (Приложение А).

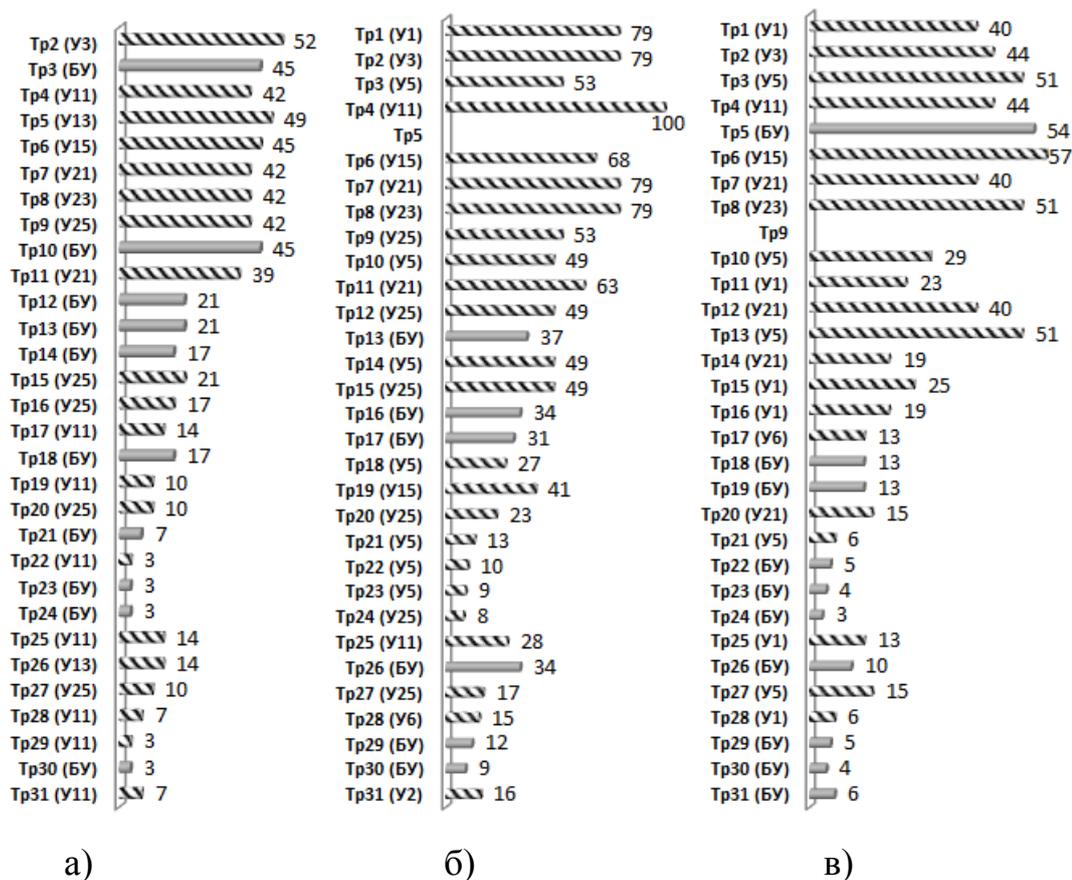


Рисунок 3.5 – Области допустимых режимов для варианта №2 неоднородности параметров ЭЭС при различном расположении БУ (а – 1-1, б – 3-3, в – 5-5) при утяжелении по потреблению

В таблице 3.1 представлены результаты экспериментальных расчетов, где траектории утяжеления в зависимости от окончания аварийного процесса разделены на три колонки: отключение БУ, установившийся режим, потеря устойчивости по напряжению. Данная таблица показывает качественный и количественный результат окончания аварийных процессов для исследуемых вариантов неоднородности параметров ЭЭС, при заданном БУ и способе утяжеления.

В Приложение В сведены данные об окончании аварийного процесса для четырех вариантов неоднородности параметров ЭЭС, для различных траекторий (1-31), БУ (1-1, 3-3, 5-5) и способов утяжеления (по потребляемой и генерируемой мощности). Таблицы ПВ 1-3 интересны тем, что в различных вариантах неоднородности ЭЭС наблюдается схожий результат по количеству шагов

аварийного каскадного процесса для траекторий с одинаковым расположением БУ и способа утяжеления. Необходимо отметить, что в некоторых траекториях утяжеления каскадный процесс аварийных отключений перегруженных по току элементов ЭЭС заканчивается как в области недопустимых, так и в области допустимых режимов.

Таблица 3.1 – Результат окончания аварийного процесса, для вариантов неоднородности параметров ЭЭС, БУ и способа утяжеления

Вариант заданной неоднородности параметров ЭЭС	№ БУ / вид утяжеления	Количество траекторий утяжеления, закончившихся		
		отключением БУ	установившимся режимом	потерей устойчивости по напряжению
Вариант 1 (однородная ЭЭС)	1-1/ потребление	30	-	-
	1-1/ генерация	30	-	-
	3-3/ потребление	25	-	-
	3-3/ генерация	26	-	-
	5-5/ потребление	24	-	-
	5-5/ генерация	30	-	-
Вариант 2 (неоднородность по RXB ЭЭС)	1-1/ потребление	10	0	20
	1-1/ генерация	18	0	12
	3-3/ потребление	5	0	25
	3-3/ генерация	14	4	11
	5-5/ потребление	10	0	20
	5-5/ генерация	16	6	8
Вариант 3 (неоднородность по $RnQn$ ЭЭС)	1-1/ потребление	11	0	19
	1-1/ генерация	20	5	5
	3-3/ потребление	6	4	20
	3-3/ генерация	16	4	10
	5-5/ потребление	10	4	16
	5-5/ генерация	15	7	8
Вариант 4 (неоднородность по $RgQg$ ЭЭС)	1-1/ потребление	11	0	19
	1-1/ генерация	18	5	7
	3-3/ потребление	6	4	20
	3-3/ генерация	16	4	10
	5-5/ потребление	10	5	15
	5-5/ генерация	14	7	9

Таблица 3.1 показывает, что для варианта неоднородности ЭЭС №1 во всех траекториях утяжеления окончание аварийного процесса происходит с отключением БУ. При этом для остальных вариантов неоднородности параметров ЭЭС аварийный процесс в зависимости от траектории, способа утяжеления и вида

неоднородности может закончиться в соответствии с моделью формирования режимов представленной на рисунке 2.1. Это ещё раз доказывает, что рассматриваемые параметры влияют на формирование режимов, а также на возможность возникновения и развития в ЭЭС аварийных процессов в т.ч. каскадного характера.

3.2 Исследование влияния неоднородности параметров электроэнергетических систем на пошаговую продолжительность аварийных отключений

При исследовании влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие аварийных процессов выполнен анализ определения пошаговой продолжительности отключений перегруженных по току элементов ЭЭС.

На нижеприведенных рисунках 3.6–3.7 показано количество шагов аварийного процесса при варианте неоднородности №1 и №3 соответственно для исследуемых траекторий, БУ и способа утяжелений.

График на рисунке 3.6 показывает, что в однородной ЭЭС при утяжелении по нагрузке аварийный процесс всегда заканчивается отключением БУ. Аналогично аварийный процесс заканчивается и при утяжелении по генерации.

График на рисунке 3.7 показывает, что: один шаг аварийного процесса произошел в траекториях: 9, 14, 15, 21, 25, 29; два шага аварийного процесса произошли в траекториях: 1, 3, 7, 16; три шага отключений каскадного процесса произошло в траекториях: 2, 6, 8, 12, 17, 18, 20, 22, 23, 30; четыре шага отключений каскадного процесса произошло в траекториях 4, 10, 11, 13, 19, 24, 26, 27, 28, 31.

Диаграмма (рисунок 3.6) показывает, что для варианта неоднородности №1, при однородном распределении параметров по топологии ЭЭС при утяжелении по потреблению или генерации аварийный процесс не имеет развития в области каскадных процессов, тогда как для вариантов с неоднородным распределением параметров ЭЭС (рисунок 3.7, таблица ПВ1) аварийный процесс может иметь последовательность из нескольких отключений с переходом в область каскадных процессов.



Рисунок 3.6 – Количество шагов в аварийном процессе для варианта неоднородности ЭЭС №1, БУ 1-1, способ утяжеления по потреблению

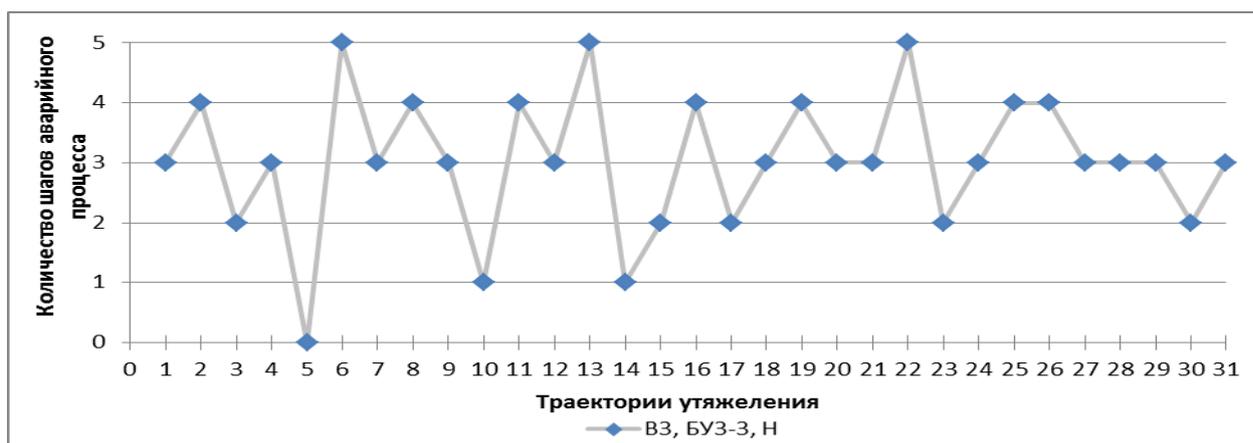


Рисунок 3.7 – Количество шагов в аварийном процессе для варианта неоднородности ЭЭС №3, БУ 3-3, способ утяжеления по потреблению

Данные по количеству отключений по всем вариантам неоднородности параметров ЭЭС сведены в таблице ПВ1.

3.3 Анализ влияния неоднородности параметров электроэнергетических систем на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов

На основе принятой в исследовании модели областей существования режимов (рисунок 2.1) сформированы обобщающие схемы влияния неоднородности параметров ЭЭС на возникновение, развитие и окончание аварийного процесса (рисунки 3.8 – 3.10).

Ниже, на рисунке 3.8 представлен пример схемы развития аварийного процесса в соответствии с областями формирования режимов (рисунок 2.1) для четырех вариантов неоднородности ЭЭС при заданном БУ 3-3, способе утяжеления по потреблению и траектории утяжеления №12. Изначальная топология тестовой схемы ЭЭС для каждого варианта неоднородности параметров остается неизменной, при этом, изменяя структуру распределения параметров неоднородности ЭЭС, мы можем наблюдать изменение предельной границы области допустимых режимов по активной мощности, траекторию развития аварийного процесса, число шагов аварийных каскадных отключений и область в которую переходит режим ЭЭС по окончании каскадных отключений.

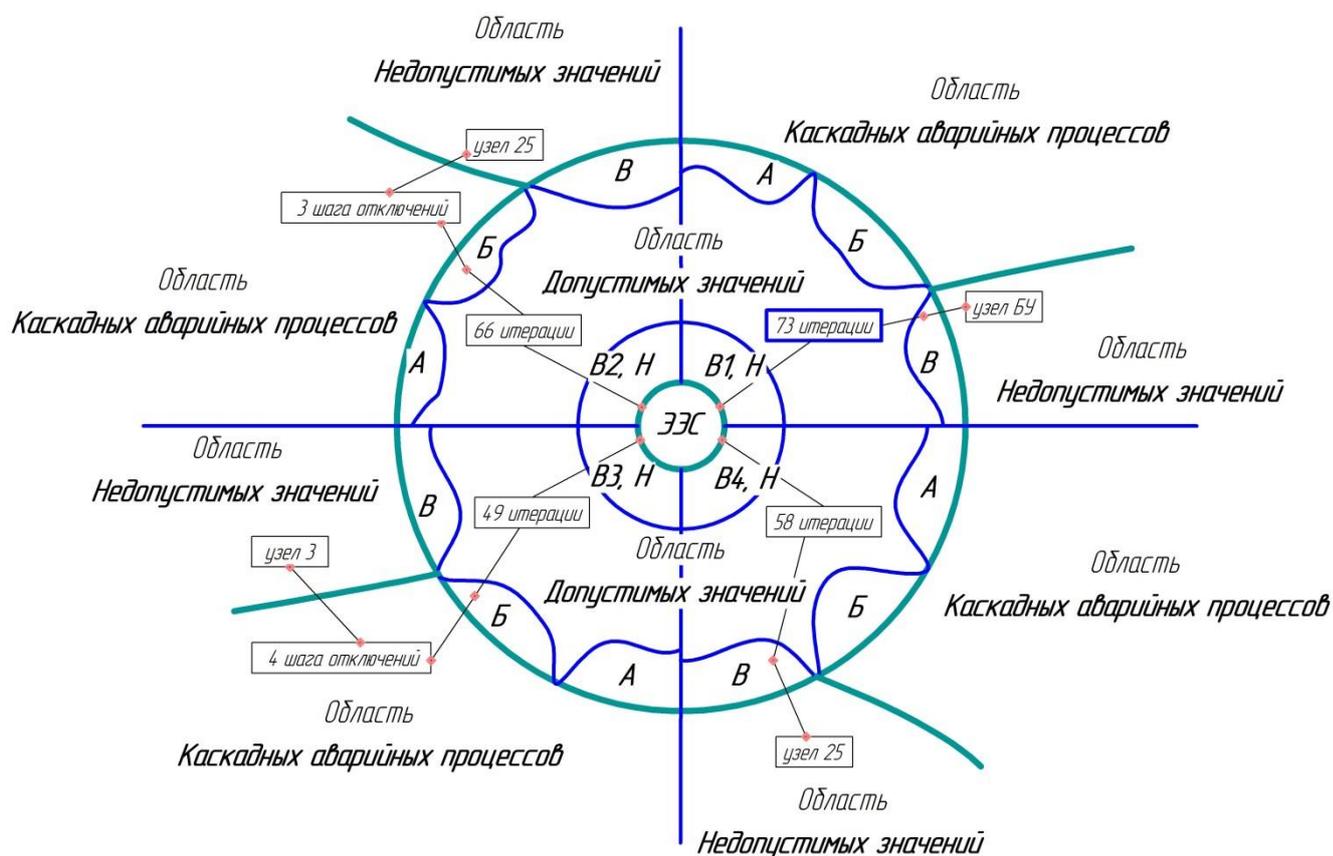


Рисунок 3.8 – Схема общей логики исследования влияния вариантов неоднородности параметров ЭЭС на возникновение и развитие аварийных процессов при БУ 3-3, утяжелении по нагрузке и траектории утяжеления №12

На рисунке 3.8 для варианта неоднородности №1 (правый нижний квадрант - В1, Н) на 73 итерации утяжеления по нагрузке режим перешел в подобласть В

(смотри рисунок 2.1) из которой сразу же перешел в область недопустимых режимов. Для варианта неоднородности №2 (правый верхний квадрант - В2, Н) на 66-ой итерации утяжеления по нагрузке режим перешел в подобласть А (рисунок 2.1) из которой после трех шагов аварийных каскадных отключений режим перешел в допустимую область. Для варианта неоднородности №3 (левый верхний квадрант – В3, Н) при утяжелении по нагрузке на 49-ой итерации режим перешел в подобласть Б (рисунок 2.1) из которой после четырех шагов аварийных отключений режим перешел в область недопустимых значений с потерей устойчивости по напряжению в узле 3. Для варианта неоднородности №4 (левый нижний квадрант – В4, Н) при утяжелении по нагрузке на 58-ой итерации режим перешел в подобласть В (рисунок 2.1) из которой после четырех шагов аварийных отключений режим перешел в область недопустимых значений с потерей устойчивости по напряжению в узле 25.

На рисунке 3.9 изображены области формирования режимов для трех вариантов расположения БУ при заданном варианте неоднородности ЭЭС №2 при способе утяжеления по потреблению и траектории №17 по потреблению. Изначальная топология сети для варианта неоднородности параметров остается постоянной, при этом, изменяя расположение БУ, мы можем наблюдать изменение предельной границы допустимых режимов по активной мощности, траекторию развития аварийного процесса, число шагов аварийных отключений (каскадный процесс), область режимов при окончании аварийного процесса.

На рисунке 3.10 изображены области формирования режимов для двух способов утяжеления (по нагрузке, по генерации) при заданном варианте №2 неоднородности ЭЭС, БУ 1-1 и траектории утяжеления №17 по потреблению. Изначальная топология сети и вариант неоднородности параметров остаются постоянными, при этом, меняя способ утяжеления, мы можем наблюдать изменение предельной границы допустимых режимов по активной мощности, траекторию развития аварийного процесса, число шагов аварийных отключений (каскадный процесс), область режимов по окончании аварийного процесса.

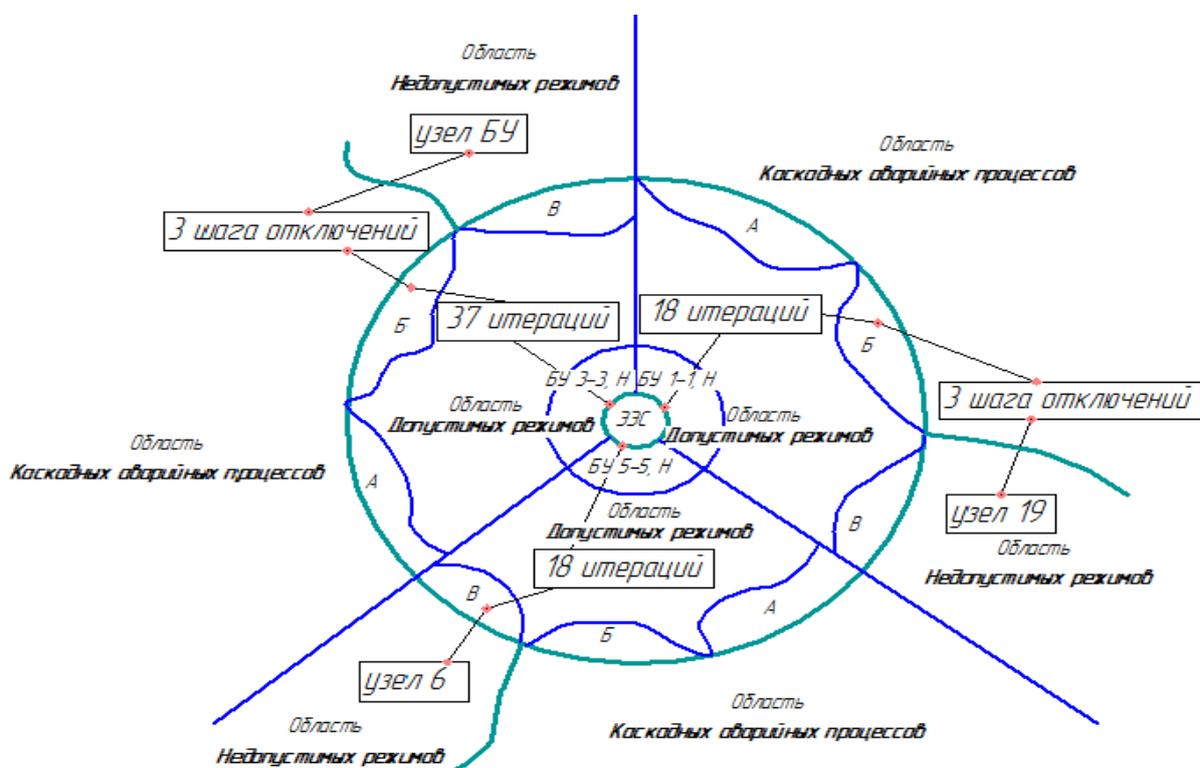


Рисунок 3.9 – Схема общей логики исследования влияния вариантов расположения БУ в ЭЭС на возникновение и развитие аварийных процессов

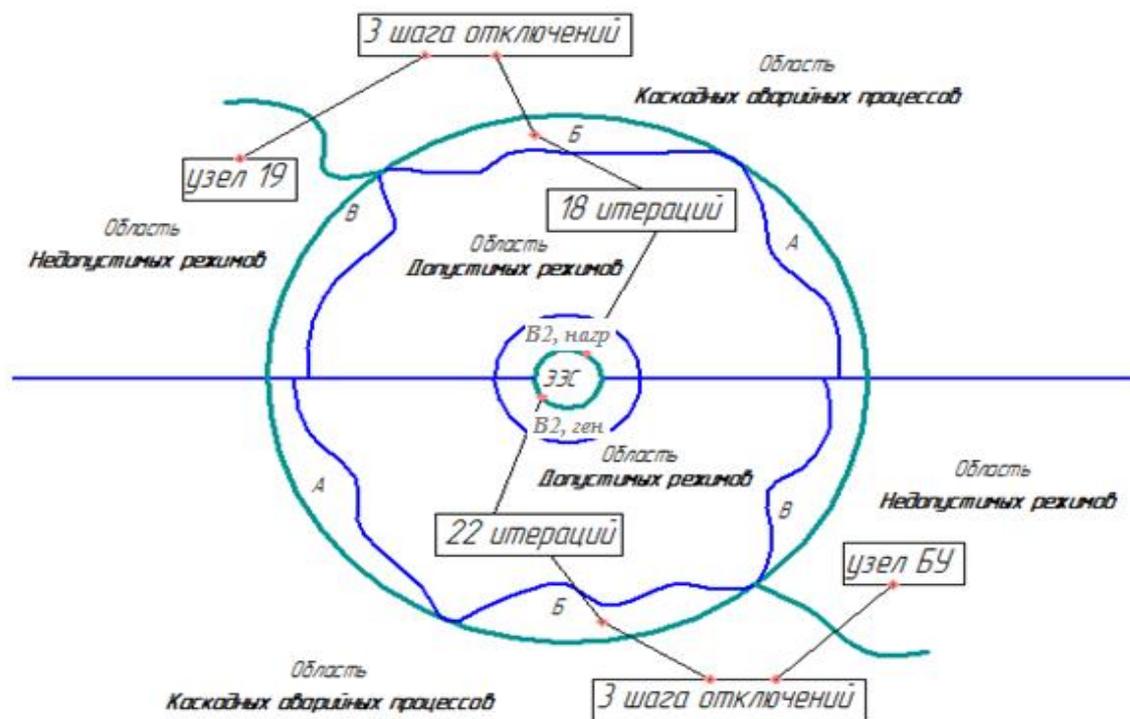


Рисунок 3.10 – Схема общей логики исследования влияния способов утяжеления на возникновение и развитие аварийных процессов

3.4 Анализ и построение областей формирования режимов для различных вариантов неоднородности и траекторий утяжеления в тестовой схеме электроэнергетической системы

Пример построения областей формирования режимов ЭЭС и переходов между ними на базе рисунка 2.1, представлен для вариантов неоднородности №1, №2 на рисунке 3.11, для вариантов неоднородности №3, №4 на рисунке 3.12.

На рисунках 3.11 – 3.12 графически в соответствии с областями существующих режимов и путями развития переходов между ними (рисунок 2.1)

представлены следующие области:  – область допустимых значений не заштрихована и описывается функцией $f(x, y, z)$,  – область каскадных процессов представлена косой штриховкой, и описывается функцией $f^p(x, y, z)$,  – область недопустимых значений заштрихована в клетку и описывается функцией $f_{n/y}(x, y, z)$.

Столбцы на рисунках 3.11 – 3.12 описывают количество элементов топологии ЭЭС x^{β} , для которых может быть применено правило Π^{β} , строки указывают на режимные состояния ЭЭС, к которым применяется правило Π^{β}

На рисунке 3.11 представлен пример описывающий области формирования режимов и переходы между ними для варианта №1 неоднородности ЭЭС, при траекториях утяжеления с первой по тридцать первую, при БУ 1-1, способе утяжеления по потреблению, где:

- функцией f_1 показана траектория № 1, в которой утяжеляется узел 1, т.к. данный узел является балансирующим, то эта траектория при утяжелении не рассматривается.

- функцией f_2 описывается состояние режима ЭЭС для траектории №2, в которой при утяжелении предельная граница области допустимых режимов достигается на 77 итерации и описывается функцией f_2^{ym77} . Далее в результате

превышения предельно допустимого тока в ветвях 1-2, 1-6, происходит их аварийное отключение и как следствие отключение БУ. Аналогичный результат прослеживается для остальных траекторий варианта неоднородности №1.

На рисунке 3.11 (б) представлен пример описывающий области формирования режимов и переходы между ними для варианта №2 неоднородности ЭЭС, при траекториях утяжеления с первой по тридцать первую, при БУ 1-1, способе утяжеления по потреблению, где:

- функцией f_1 показана траектория №1, которая не утяжеляется.

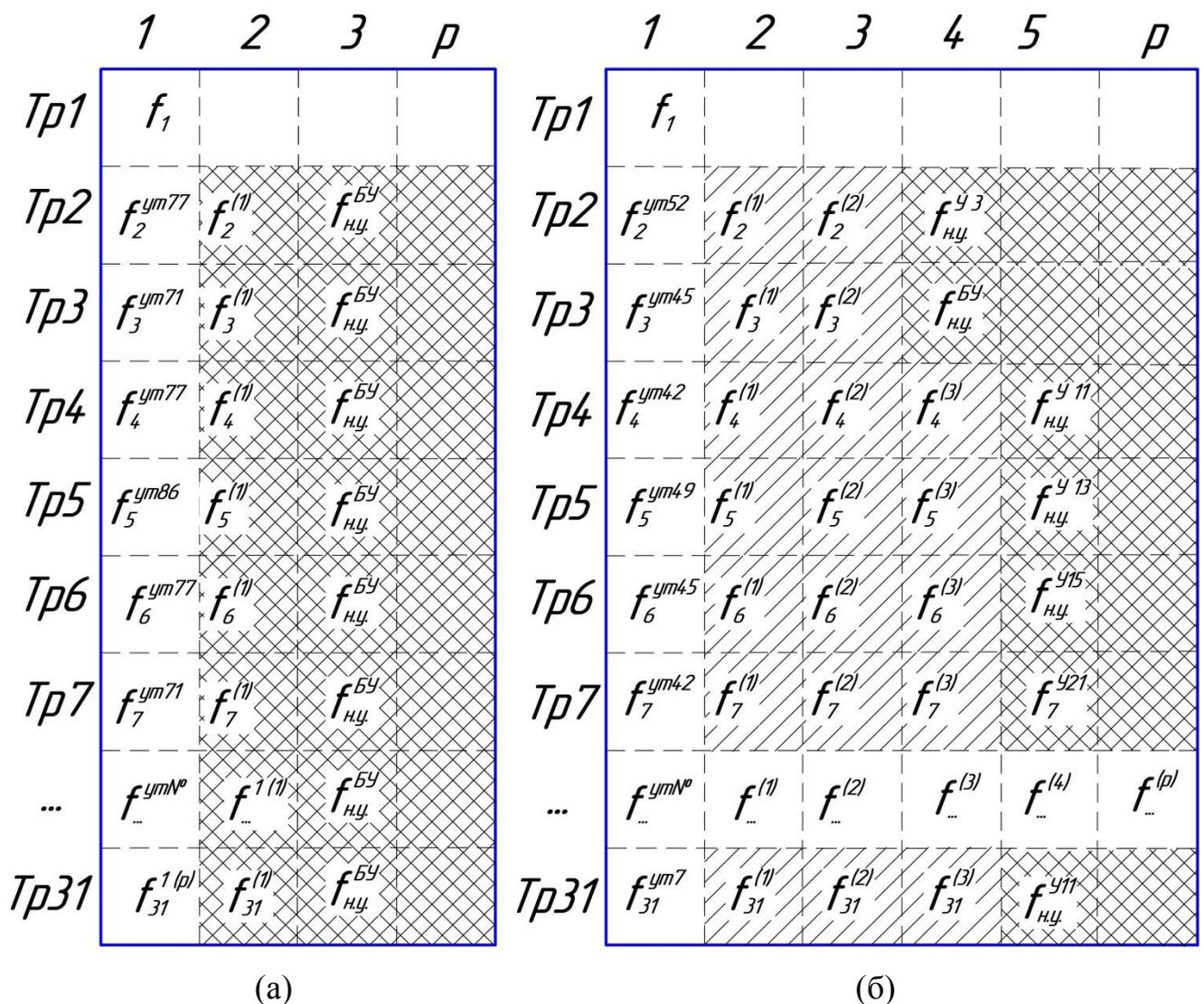


Рисунок 3.11 – Области формирования режимов ЭЭС и переходы между ними для вариантов неоднородности №1 (а) и №2 (б), при БУ 1-1, утяжеление по потреблению

- функцией f_2 описывается состояние режима ЭЭС для траектории №2, в которой при утяжелении предельная граница области допустимых режимов достигается на 52 итерации и описывается функцией f_2^{ym52} . Далее в результате превышения допустимого значения тока в ветвях описываемых функцией $f_2^{2-3(1)} \xrightarrow{\Pi^\beta} f_2^{3-8(2)}$ возникает каскадный процесс, состоящий из двух шагов с последующим переходом в область недопустимых режимов в соответствии с функцией f_{HV}^{V3} , которая показывает, что в узле 3, произошла потеря устойчивости по напряжению. Аналогичный анализ можно провести со всеми функциями окончания, которых происходит в области потери устойчивости.

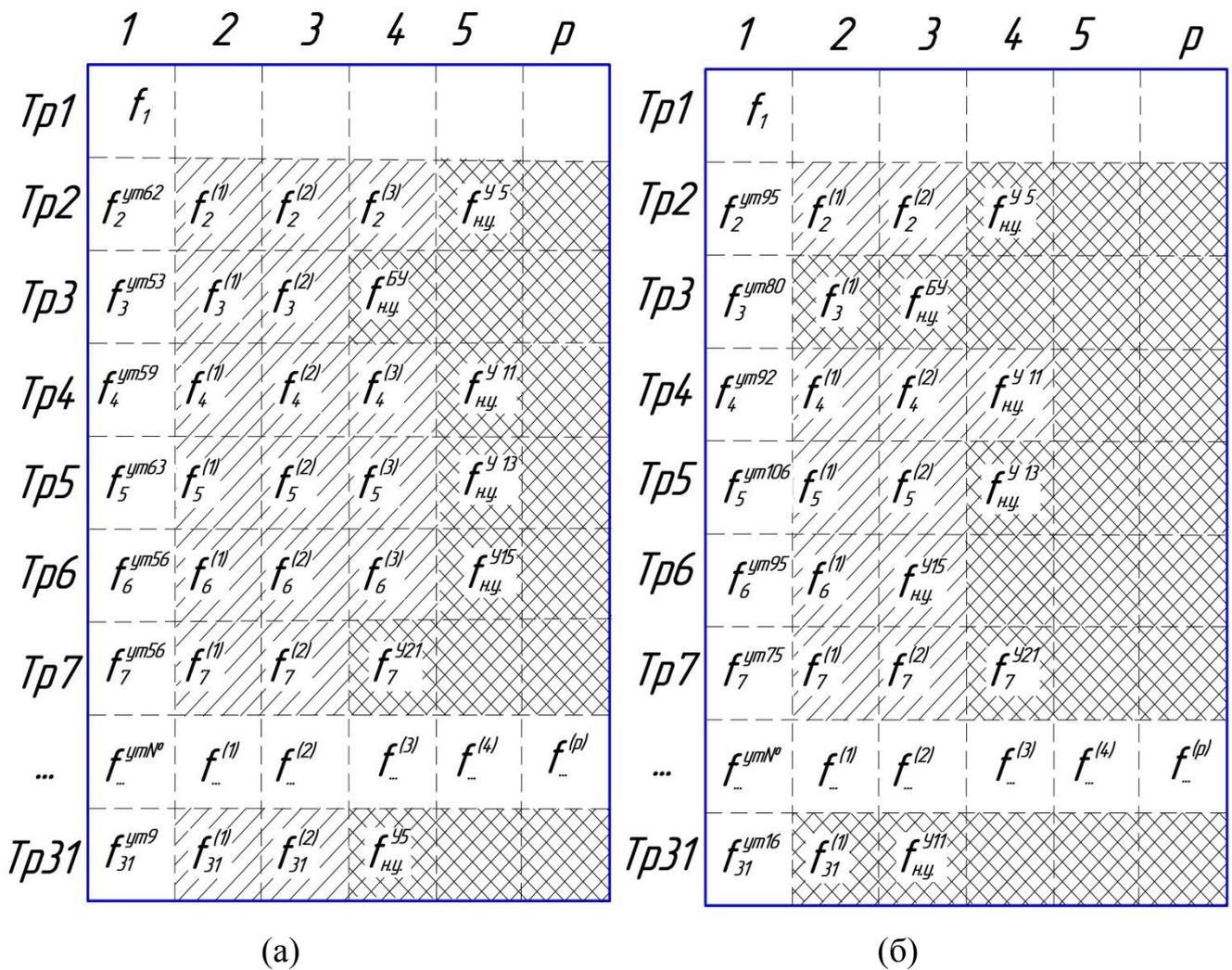


Рисунок 3.12 – Области формирования режимов ЭЭС и переходы между ними для вариантов неоднородности №3 (а) и №4 (б), при БУ 1-1, утяжеление по потреблению

Аналогично можно описать области формирования режимов и переходы между ними для вариантов неоднородности №3 (рисунок 3.12 а) и №4 (рисунок 3.12 б) с учетом областей существующих режимов и путей развития переходов между областями.

3.5 Формирование аварийного каскадного процесса в тестовой схеме электроэнергетической системы путем изменения неоднородности ее параметров

Ранее в главе 3 (п. 3.1 – 3.4) было показано, что каскадные процессы могут возникнуть в ЭЭС только при включении в схему сети значительной неоднородности по параметрам ЭЭС. При этом параметры ЭЭС можно задать таким образом, чтобы каскадный процесс развивался по заданной траектории.

В данной части исследований ЭЭС представлена двадцати пяти узловой тестовой схемой (рисунок 3.13).

Анализ возникновения и развития каскадного процесса рассматривается внесением неоднородности по параметрам: генерируемая мощность в узлах P_g (МВт) и Q_g (Мвар) ; потребляемая мощность в узлах P_n (МВт) и Q_n (Мвар) ; параметры ветвей: активное сопротивление – R (Ом), реактивное сопротивление – X (Ом), проводимость – B (См).

Расчет для каждого вида неоднородности производится при поочередном расположении БУ в узлах 1-1, 3-3, 5-5.

Номинальное напряжение в узлах исследуемой сети $U_{ном} = 115$ кВ .

Начальные параметры узлов тестовой схемы ЭЭС заданы в таблице 3.2, начальные параметры ветвей представлены в таблице 3.3.

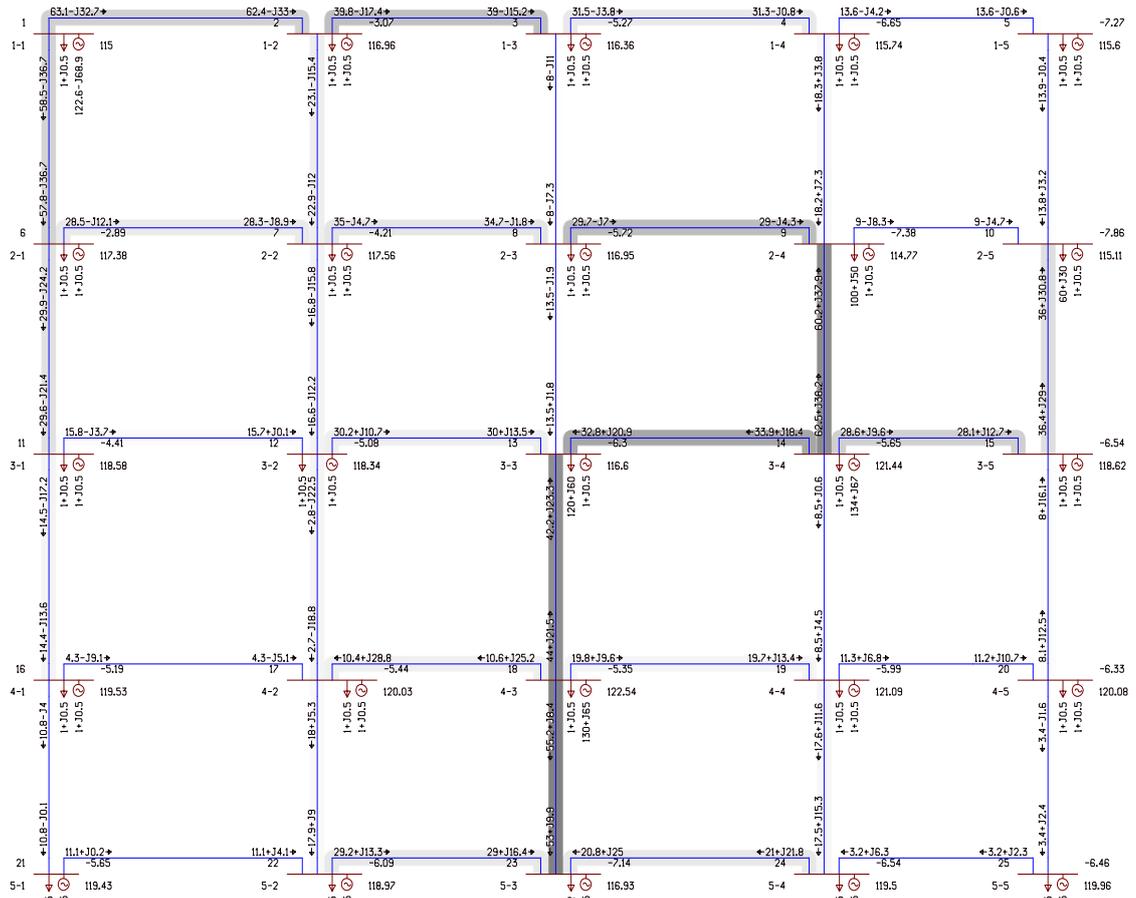


Рисунок 3.13 – Тестовая схема ЭЭС с учетом первого шага каскадного процесса

Таблица 3.2 – Начальные параметры узлов тестовой схемы ЭЭС

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_n	Q_n	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
1		База	1	1-1	115			1,0	0,5	-30,5	-175,3	115,0	-9 999,0	9 999,0		115,00	
2		Нарп	2	1-2	115			1,0	0,5	1,0	0,5					122,86	-0,01
3		Нарп	3	1-3	115			1,0	0,5	1,0	0,5					127,09	-0,72
4		Нарп	4	1-4	115			1,0	0,5	1,0	0,5					128,93	-1,11
5		Нарп	5	1-5	115			1,0	0,5	1,0	0,5					129,49	-1,40
6		Нарп	6	2-1	115			1,0	0,5	1,0	0,5					123,37	0,05
7		Нарп	7	2-2	115			1,0	0,5	1,0	0,5					126,27	-0,15
8		Нарп	8	2-3	115			1,0	0,5	1,0	0,5					128,56	-0,43
9		Нарп	9	2-4	115			50,0	25,0	1,0	0,5					129,65	-1,13
10		Нарп	10	2-5	115			60,0	30,0	1,0	0,5					129,69	-1,64
11		Нарп	11	3-1	115			1,0	0,5	1,0	0,5					128,21	-0,06
12		Нарп	12	3-2	115			1,0	0,5	1,0	0,5					129,55	-0,09
13		Нарп	13	3-3	115			60,0	30,0	1,0	0,5					130,46	-0,07
14		Нарп	14	3-4	115			1,0	0,5	134,0	67,0					135,51	0,28
15		Нарп	15	3-5	115			1,0	0,5	1,0	0,5					133,08	-0,47
16		Нарп	16	4-1	115			1,0	0,5	1,0	0,5					131,16	-0,08
17		Нарп	17	4-2	115			1,0	0,5	1,0	0,5					132,58	0,06
18		Нарп	18	4-3	115			1,0	0,5	130,0	65,0					136,13	0,64
19		Нарп	19	4-4	115			1,0	0,5	1,0	0,5					135,41	0,12
20		Нарп	20	4-5	115			1,0	0,5	1,0	0,5					134,62	-0,19
21		Нарп	21	5-1	115			1,0	0,5	1,0	0,5					132,14	-0,15
22		Нарп	22	5-2	115			1,0	0,5	1,0	0,5					132,74	-0,18
23		Нарп	23	5-3	115			52,0	26,0	1,0	0,5					132,93	-0,36
24		Нарп	24	5-4	115			1,0	0,5	1,0	0,5					134,57	-0,17
25		Нарп	25	5-5	115			1,0	0,5	1,0	0,5					134,79	-0,21

Таблица 3.3 – Начальные параметры ветвей тестовой схемы ЭЭС

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач	Na	I/I_dop	Iдоп_p...
1	<input type="checkbox"/>		лэп	1	2			1-1 - 1-2	1,88	10,50	-270,0	15	85		52,3	830,0
2	<input type="checkbox"/>		лэп	1	6			1-1 - 2-1	1,88	10,50	-270,0	17	90		55,7	830,0
3	<input type="checkbox"/>		лэп	2	3			1-2 - 1-3	6,20	10,68	-266,0	8	46		56,4	390,0
4	<input type="checkbox"/>		лэп	2	7			1-2 - 2-2	3,00	10,13	-281,0	8	41		32,5	605,0
5	<input type="checkbox"/>		лэп	3	4			1-3 - 1-4	3,00	10,13	-281,0	-4	26		20,0	605,0
6	<input type="checkbox"/>		лэп	3	8			1-3 - 2-3	3,00	10,13	-281,0	12	17		15,8	605,0
7	<input type="checkbox"/>		лэп	4	5			1-4 - 1-5	3,00	10,13	-281,0	-6	11		9,3	605,0
8	<input type="checkbox"/>		лэп	4	9			1-4 - 2-4	3,00	10,13	-281,0	2	11		8,2	605,0
9	<input type="checkbox"/>		лэп	5	10			1-5 - 2-5	3,00	10,13	-281,0	-6	7		6,4	605,0
10	<input type="checkbox"/>		лэп	6	7			2-1 - 2-2	3,00	10,13	-281,0	5	36		28,1	605,0
11	<input type="checkbox"/>		лэп	6	11			2-1 - 3-1	3,00	10,13	-281,0	13	57		45,4	605,0
12	<input type="checkbox"/>		лэп	7	8			2-2 - 2-3	3,00	10,13	-281,0	0	31		23,2	605,0
13	<input type="checkbox"/>		лэп	7	12			2-2 - 3-2	3,00	10,13	-281,0	13	39		31,3	605,0
14	<input type="checkbox"/>		лэп	8	9			2-3 - 2-4	10,70	11,10	-255,0	-3	18		30,5	265,0
15	<input type="checkbox"/>		лэп	8	13			2-3 - 3-3	3,00	10,13	-281,0	16	22		20,1	605,0
16	<input type="checkbox"/>		лэп	9	10			2-4 - 2-5	3,00	10,13	-281,0	-13	7		11,0	605,0
17	<input type="checkbox"/>		лэп	9	14			2-4 - 3-4	6,20	10,68	-266,0	61	38		81,9	390,0
18	<input type="checkbox"/>		лэп	10	15			2-5 - 3-5	2,45	10,72	-264,0	40	34		32,8	710,0
19	<input type="checkbox"/>		лэп	11	12			3-1 - 3-2	3,00	10,13	-281,0	4	18		13,8	605,0
20	<input type="checkbox"/>		лэп	11	16			3-1 - 4-1	3,00	10,13	-281,0	10	37		28,3	605,0
21	<input type="checkbox"/>		лэп	12	13			3-2 - 3-3	2,45	10,72	-266,0	3	13		8,1	710,0
22	<input type="checkbox"/>		лэп	12	17			3-2 - 4-2	3,00	10,13	-281,0	14	37		29,1	605,0
23	<input type="checkbox"/>		лэп	13	18			3-3 - 4-3	10,70	11,10	-255,0	43	27		85,3	265,0
24	<input type="checkbox"/>		лэп	13	14			3-3 - 3-4	10,70	11,10	-255,0	35	28		74,6	265,0
25	<input type="checkbox"/>		лэп	14	15			3-4 - 3-5	7,65	10,85	-261,0	-29	-8		40,7	330,0
26	<input type="checkbox"/>		лэп	14	19			3-4 - 4-4	1,80	10,50	-270,0	-5	2		3,0	830,0
27	<input type="checkbox"/>		лэп	15	20			3-5 - 4-5	2,45	10,72	-266,0	12	19		13,6	710,0
28	<input type="checkbox"/>		лэп	16	17			4-1 - 4-2	3,00	10,13	-281,0	9	18		14,7	605,0
29	<input type="checkbox"/>		лэп	16	21			4-1 - 5-1	3,00	10,13	-281,0	1	15		10,7	605,0
30	<input type="checkbox"/>		лэп	17	18			4-2 - 4-3	3,00	10,13	-281,0	29	40		30,5	710,0
31	<input type="checkbox"/>		лэп	17	22			4-2 - 5-2	3,00	10,13	-281,0	-6	6		6,2	605,0
32	<input type="checkbox"/>		лэп	18	19			4-3 - 4-4	3,00	10,13	-281,0	-18	-2		13,5	605,0
33	<input type="checkbox"/>		лэп	18	23			4-3 - 5-3	10,70	10,13	-255,0	-36	-2		59,2	265,0
34	<input type="checkbox"/>		лэп	19	20			4-4 - 4-5	3,00	10,13	-281,0	-12	-5		10,7	605,0
35	<input type="checkbox"/>		лэп	19	24			4-4 - 5-4	3,00	10,32	-281,0	-11	-5		10,7	605,0
36	<input type="checkbox"/>		лэп	21	22			5-1 - 5-2	3,00	10,32	-281,0	1	10		7,1	605,0
37	<input type="checkbox"/>		лэп	20	25			4-5 - 5-5	3,00	10,32	-281,0	0	5		3,4	605,0
38	<input type="checkbox"/>		лэп	22	23			5-2 - 5-3	3,00	10,32	-281,0	-4	6		5,5	605,0

3.5.1 Визуальное представление влияния неоднородности параметров электроэнергетических систем на возникновение и развитие аварийных процессов

Для исследования влияния неоднородности на возникновение и развитие аварийных процессов в тестовой схеме ЭЭС (рисунок 3.13) заданы параметры по генерируемой (узлы 14, 18) потребляемой (узлы 9, 10, 13, 23) активной и реактивной мощности.

На рисунке 3.14 визуальное представлено неоднородная поверхность исследуемой ЭЭС по параметру индуктивного сопротивления (X_{ij}^*). Расчет коэффициентов неоднородности для ЭЭС произведен в соответствии с (2.11). Численные значения представлены шкалой от 0 до 1, где максимальные индуктивные сопротивления элементов ЭЭС соответствуют значению 1.

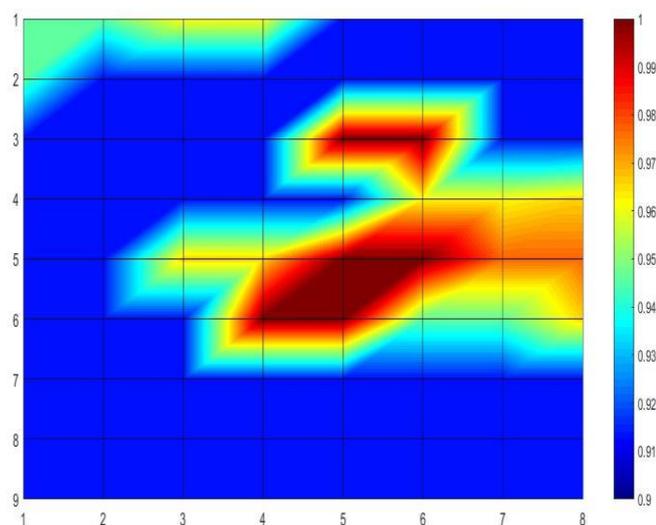


Рисунок 3.14 – Визуальное представление неоднородной поверхности ЭЭС по параметру X_{ij}^*

На рисунке 3.15 визуальна представлена неоднородная поверхность исследуемой ЭЭС по параметру потребляемой в энергоузлах мощности ($P_{ij \text{ наг}}^*$). Расчет неоднородной поверхности ЭЭС произведен в соответствии с (2.11). Численные значения представлены шкалой от 0 до 1.

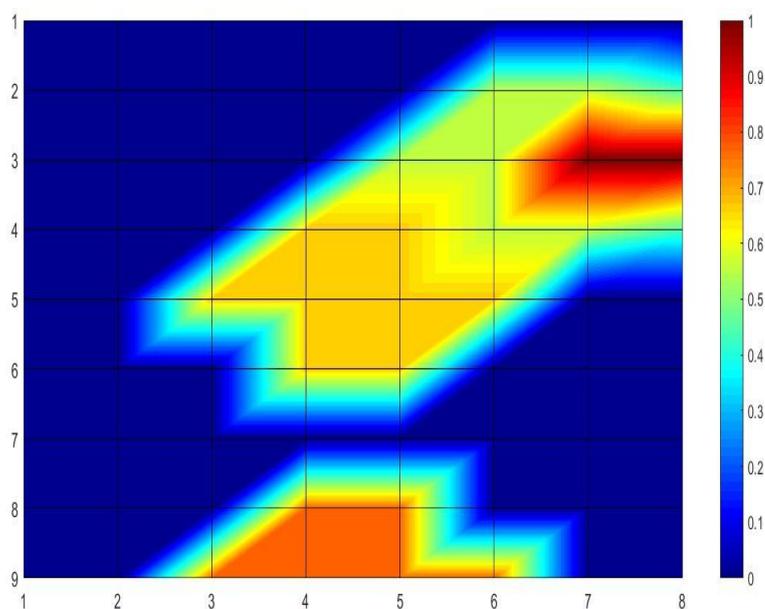


Рисунок 3.15 – Визуальное представление неоднородной поверхности ЭЭС по параметру потребляемой в энергоузлах мощности $P_{ij \text{ наг}}^*$

На рисунке 3.16 визуально представлена неоднородная поверхность исследуемой ЭЭС по параметру генерируемой в энергоузлах мощности ($P_{ij \text{ ген}}^*$). Расчет неоднородной поверхности для ЭЭС произведен в соответствии с (2.11). Численные значения представлены шкалой от 0 до 1.

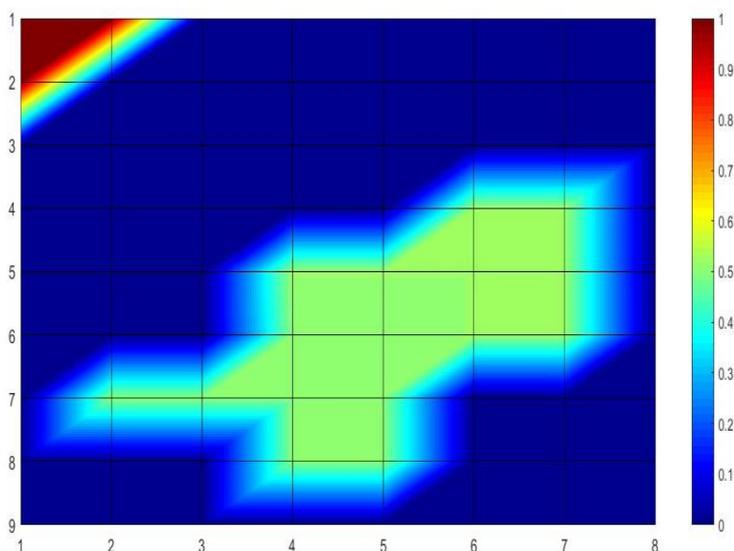


Рисунок 3.16 – Визуальное представление неоднородной поверхности ЭЭС по параметру генерируемой в энергоузлах мощности $P_{ij \text{ ген}}^*$

Сводные поверхности неоднородной ЭЭС по параметрам индуктивного сопротивления X_{ij}^* , потребляемой $P_{ij \text{ наг}}^*$ и генерируемой $P_{ij \text{ ген}}^*$ мощности в ЭЭС до и после возмущения представлены на рисунке 3.17 а, б. Данная модель получена путем алгебраического суммирования влияющих факторов (X_{ij}^* , $P_{ij \text{ ген}}^*$, $P_{ij \text{ наг}}^*$) в соответствии с (2.13, 2.14).

Представленная сводная неоднородная поверхность ЭЭС (рисунок 3.17 б) визуально показывает пошаговую траекторию движения аварийного каскадного процесса в рассматриваемой ЭЭС. В сводной поверхности неоднородной ЭЭС, красным обозначены области наиболее подверженные аварийным отключениям.

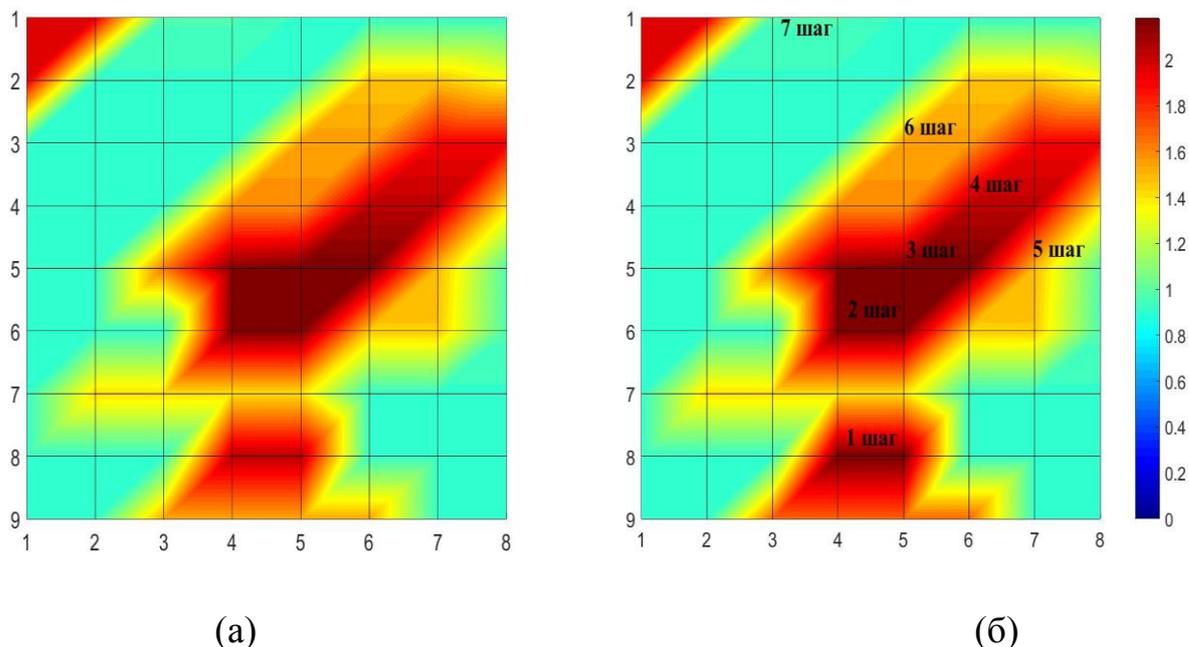


Рисунок 3.17 – Сводная неоднородная поверхность ЭЭС по основным влияющим факторам X_{ij}^* , $P_{ij \text{ ген}}^*$, $P_{ij \text{ наг}}^*$ [о.е.] до (а) и после (б) возмущения

На схеме ЭЭС представленной на рисунке 3.13 в момент времени t_1 произошло триггерное возмущение, обусловленное увеличением потребляемой мощности в узле 23 со значения $52 + j26 \text{ MVA}$ до $72 + j36 \text{ MVA}$, что привело к перегрузу по току ветви 18-23. В данном случае параметры ветви 18-23 представлены маркой провода АС-70/11 с параметрами: $R = 10,7 \text{ Ом}$, $X = 10,13 \text{ Ом}$, $B = -255 \cdot 10^{-6} \text{ См}$, $I_{\text{дон}} = 265 \text{ А}$. В ветви 18-23 отношение протекающего тока к предельно допустимому составляет $I/I_{\text{дон}} = 1,02$, что указывает на превышение предельно допустимого значения и отключение перегруженного элемента в соответствии с правилом Π^β .

На рисунке 3.18 представлена поверхность неоднородной загруженности по току (I_{ij}^*) ЭЭС до и после возмущения. Расчет выполнен в соответствии с (2.10).

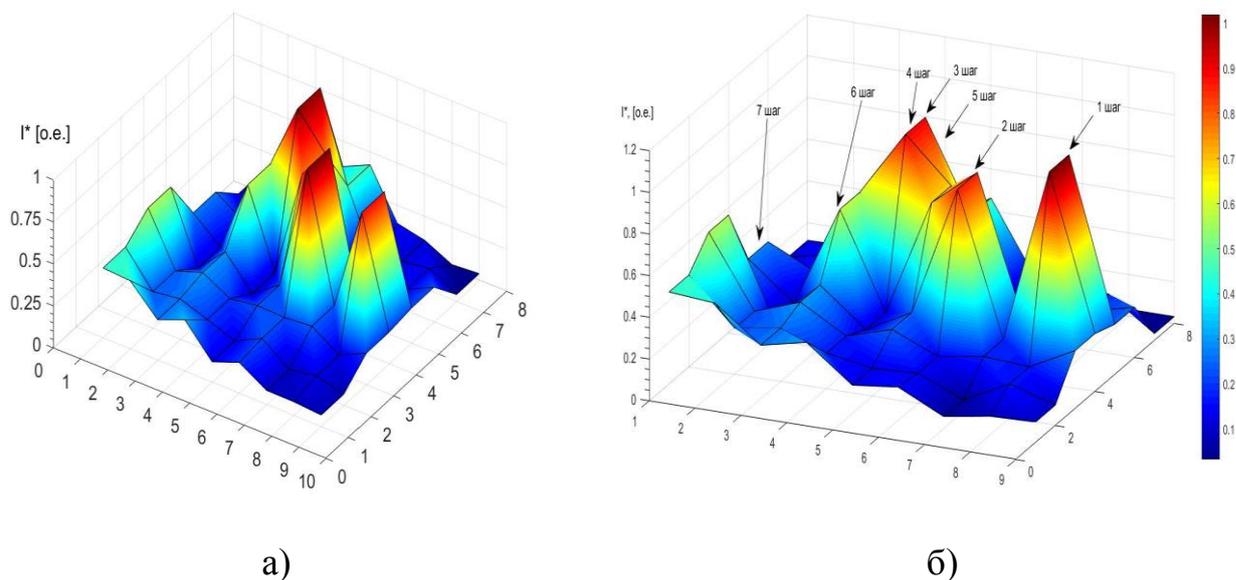


Рисунок 3.18 – Визуальное представление поверхности неоднородной загрузки по току I_{ij}^* ветвей ЭЭС до (а) и после (б) возмущения

В таблице 3.4 приведены значения параметров для ветви 18-23 и узла 23 при первом шаге аварийного каскадного процесса, где $I_{н.у}$ – ток, протекающий при начальных условиях (до триггерного возмущения), $I_{тек}$ – текущий ток (после триггерного возмущения), $I_{доп.расч}$ – предельно допустимый расчетный ток ветви, $U_{нач.}^{23}$ – напряжение в узле 23 при начальных условиях (до триггерного возмущения), $U_{тек}^{23}$ – текущее напряжение (после триггерного возмущения) и $U_{ном}$ – номинальные напряжения в узлах ЭЭС. Значения представлены для 3 вариантов БУ.

Таблица 3.4 – Значение параметров для ветви 18-23 и узла 23 (при первом шаге аварийного каскадного процесса)

№ БУ	$I_{н.у}, A$	$I_{тек}, A$	$I_{доп.расч}, A$	$U_{нач.}^{23}, кВ$	$U_{тек}^{23}, кВ$	$U_{ном}, кВ$
1-1	157,14	268,45	265	124,36	116,03	115
3-3	162,30	276,40	265	114,29	110,22	115
5-5	221	352,44	330	128,35	114,79	115

На рисунке 3.19 представлены гистограммы сравнения параметров по току в ветвях при различном расположении БУ, для первого шага каскадного процесса – отключение линии 18-23.

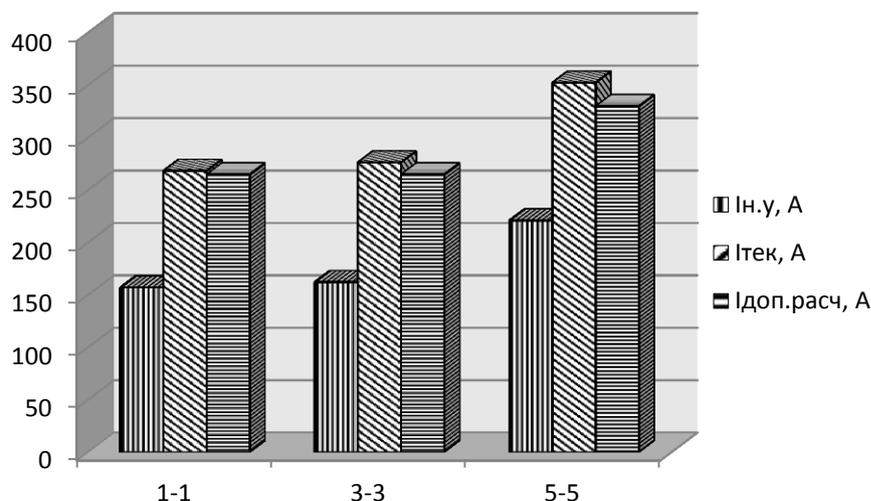


Рисунок 3.19 – Изменение величины тока в ветви 18–23 после триггерного возмущения

На рисунке 3.19 вертикальной штриховкой выделены столбцы, соответствующие значениям тока $I_{нач}$ и напряжения $U_{нач}$ при начальных условиях, т.е. до триггерного возмущения. Косой штриховкой обозначены столбцы текущих значений тока $I_{тек}$ и напряжения $U_{тек}$, т.е. после триггерного возмущения. Горизонтальной штриховкой обозначены столбцы, соответствующие предельно допустимому значению тока линии 18-23 $I_{доп.расч}$ и номинальному напряжению $U_{ном}$ в узле 23.

Из представленных гистограмм можно сделать вывод о том, что после произошедшего аварийного отключения ток в ветви 18-23 увеличивается и превышает предельно допустимое значение, а напряжение в узле 23 снижается при любом расположении БУ.

3.5.2 Влияние неоднородности электроэнергетических систем на развитие аварийных каскадных процессов с переходом в область недопустимых значений режима

Представим обобщенный сценарий каскадного развития аварии.

Допустимое или доаварийное состояние. В этих состояниях параметры установившегося режима ЭЭС находятся в допустимых пределах.

Аварийная ситуация. Как правило, перед началом аварийного состояния система уже ослаблена в результате возмущения (-ий), планового (вынужденного) ремонта оборудования и т.д. В какой-либо момент может произойти триггерное событие (отключение элемента сети, повышение потребления, генерации и т.д.). Триггерное событие отделяет период возникновения “непрямых” многократных факторов (непосредственно не вызывающих аварию) от последовательности событий, представляющих непосредственно ход аварии и являющихся причинами последовательных фаз аварии. В начальный момент каскадного процесса развивается крайне медленно, но при приближении к области недопустимых значений режима ход аварии ускоряется.

Критическое состояние системы. В этом режиме происходят большие колебания напряжения и мощности, перегрузка элементов системы, что влечет за собой дальнейшее развитие аварии, что приводит к потере динамической устойчивости, неконтролируемому делению ЭЭС, лавине напряжения и частоты. В результате срабатывают системы ПА, с последующим отключением части потребителей.

Послеаварийный режим. В завершении сценария появляется режим, который считается стартовой точкой процесса восстановления системы.

На рисунке 3.20 представлена тестовая схема неоднородной ЭЭС при БУ 1-1, где после шести шагов отключений на седьмом шаге произошел перегруз ветви 2-3 с последующей потерей устойчивости по напряжению в узле 9. Толщина и градиент цвета ветвей ЭЭС показывает интенсивность загрузки по току, красным выделены ветви, отключаемые в результате аварийного каскадного процесса.

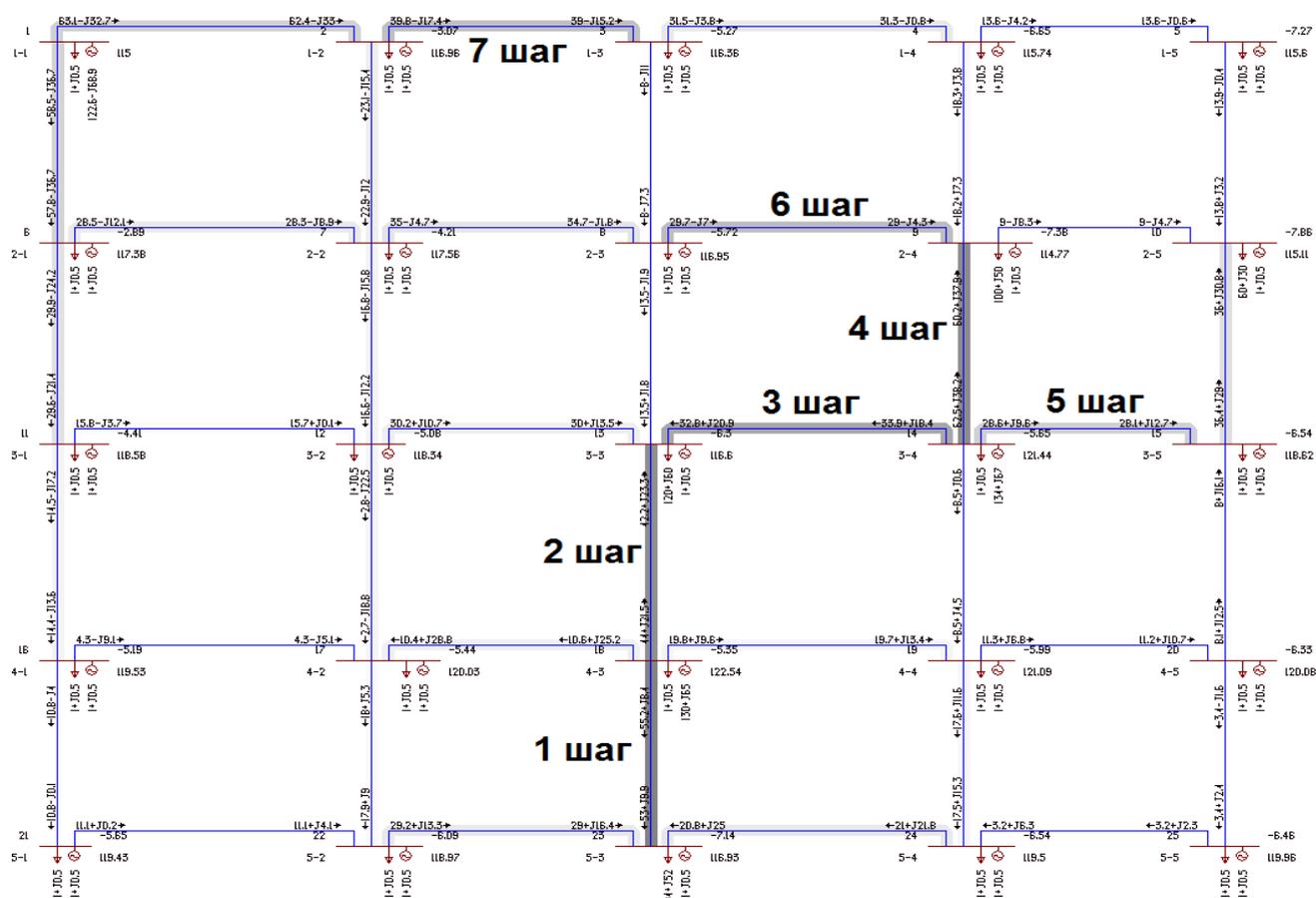


Рисунок 3.20 – Схема неоднородной ЭЭС с пошаговым развитием каскадного процесса

Каскадный процесс отключений элементов ЭЭС происходит по заданной траектории: 1 шаг – ветвь 18-23; 2 шаг – ветвь 13-18; 3 шаг – ветвь 13-14; 4 шаг – ветвь 14-15; 5 шаг – ветвь 9-14, 6 шаг – ветвь 8-9, 7 шаг – ветвь 2-3.

В данной модели токовая нагрузка элемента схемы сети выше предельно допустимой приводит к его аварийному отключению. Тогда необходимым условием существования каскадного процесса является неравенство (1.15), которое должно выполняться на каждом следующем шаге аварийного отключения [15]. Невыполнение неравенства приводит к останову каскадного процесса.

В момент времени t_1 произошло триггерное возмущение: в узле 23 повысилось потребление со значения $P_n = 52 \text{ МВт}$, $Q_n = 26 \text{ Мвар}$, до значения $P_n = 72 \text{ МВт}$, $Q_n = 36 \text{ Мвар}$. Данное событие привело к увеличению тока в ряде ветвей ΔI_{ij} , в т.ч. в ветви 18-23 $\Delta I_{18-23} = 112 \text{ А}$. В результате протекающий по этой

линии ток составил $I_{ij} + \Delta I_{ij} = 269 A$, что превышает предельно допустимый $I_{доп\ ij} = 265 A$. Далее ПА согласно условию (1.15) отключила перегруженную ветвь, что привело к превышению предельно допустимого тока в ветви 13-18.

Для протекания каскадного процесса по заданной траектории были определены следующие начальные условия:

- потребление в узлах: для узла 9 $P_n = 100\ MВт$, $Q_n = 50\ Mвар$, для узла 10 $P_n = 60\ MВт$, $Q_n = 30\ Mвар$, для узла 13 $P_n = 120\ MВт$, $Q_n = 60\ Mвар$, для узла 23 $P_n = 52\ MВт$, $Q_n = 26\ Mвар$;

- генерация в узлах: для узла 14 $P_z = 134\ MВт$, $Q_z = 67\ Mвар$, узел 18 $P_z = 130\ MВт$, $Q_z = 65\ Mвар$;

- напряжение критическое $U_{кр} = 0,7 \cdot U_{ном}$;

- балансирующий узел 1 (1-1);

- триггерное событие: увеличение потребляемой мощности в узле 23 на $P_z = 20\ MВт$, $Q_z = 10\ Mвар$;

- значения параметров R, X, B для указанных ветвей составляют $R = 10,7\ Ом$, $X = 11,1\ Ом$, $B = -255 \cdot 10^{-6}\ См$ с предельно допустимым током $I_{доп} = 265\ A$, для остальных составляют $R = 3\ Ом$, $X = 10,12\ Ом$, $B = -281 \cdot 10^{-6}\ См$ с предельно допустимым током $I_{доп} = 605\ A$.

В таблице 3.5 указаны текущие и предельно допустимые значения токов на каждом шаге каскадного процесса. Столбец $I_{н.у.}$ содержит значения токов до триггерного возмущения.

Пошаговое развитие каскадного процесса схематично представлено на рисунке 3.21. Вертикальной штриховкой выделены столбцы, соответствующие значениям тока $I_{н.у.}$ при начальных условиях. Косой штриховкой обозначены столбцы, соответствующие предельно допустимому значению тока соответствующей ветви $I_{доп.расч}$. Столбцам с горизонтальной штриховкой соответствуют значения $I_{тек} + \Delta I$ для соответствующей ветви на шаге каскадного

процесса, когда для этой ветви выполняется условие неравенства (1.15), то ветвь отключается.

Таблица 3.5 – Токи отключаемых ветвей

Ветви	$I_{н.у.}$	1 шаг	2 шаг	3 шаг	4 шаг	5 шаг	6 шаг	7 шаг
18-23, $I_{дон} \leq 265 A$	157	269	-	-	-	-	-	-
13-18, $I_{дон} \leq 265 A$	226	236	278	-	-	-	-	-
13-14, $I_{дон} \leq 265 A$	196	189	179	273	-	-	-	-
9-14, $I_{дон} \leq 390 A$	319	356	357	369	472	-	-	-
14-15, $I_{дон} \leq 330 A$	132	152	162	148	203	449	-	-
8-9, $I_{дон} \leq 265 A$	81	158	162	142	161	183	270	-
2-3, $I_{дон} \leq 390 A$	218	223	220	233	214	269	330	413

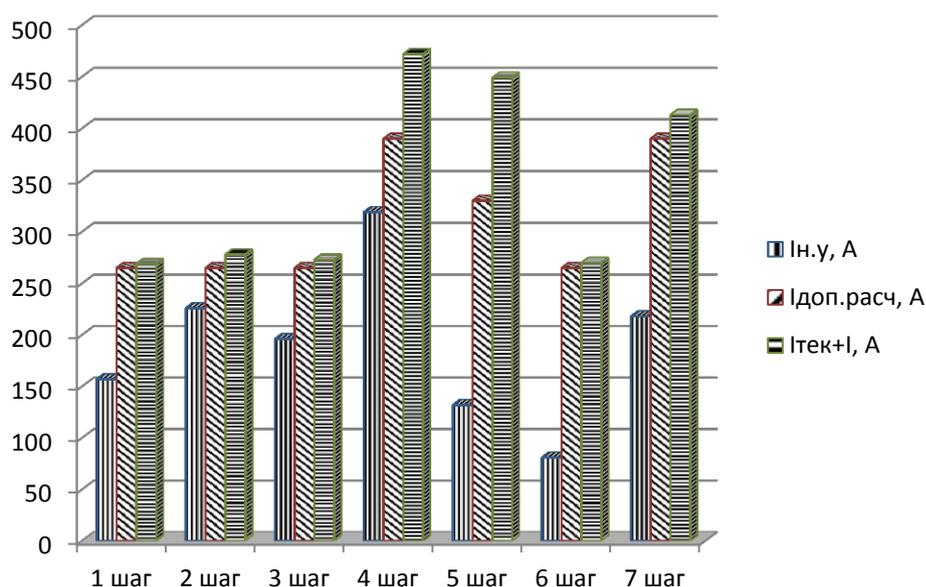


Рисунок 3.21 – Пошаговое развитие каскадного процесса при БУ 1-1

Аналогично рассмотрим влияние неоднородности на развитие каскадного процесса с БУ 3-3 и 5-5 (рисунки 3.22, 3.23).

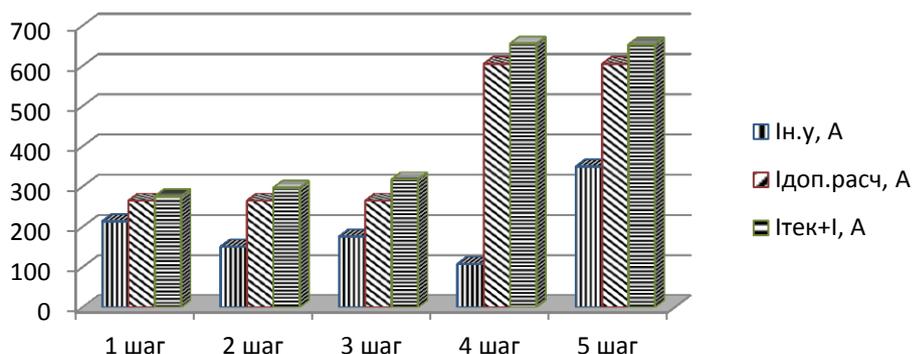


Рисунок 3.22 – Пошаговое развитие каскадного процесса при БУ 3-3

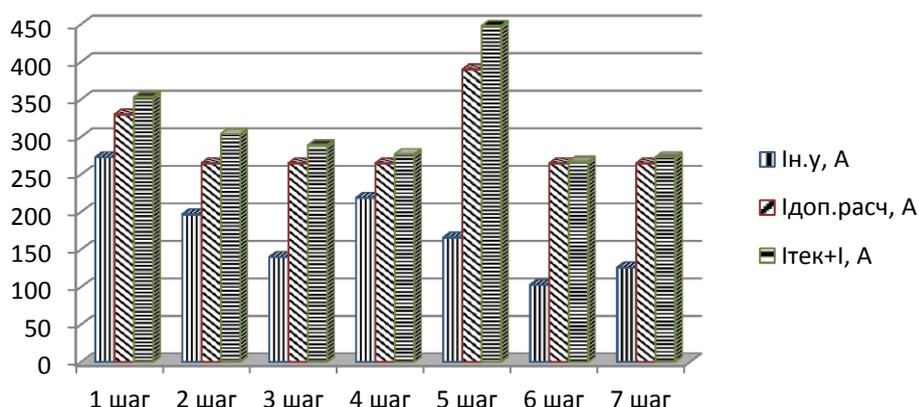


Рисунок 3.23 – Пошаговое развитие каскадного процесса при БУ 5-5

Для неоднородной ЭЭС с БУ 3-3 каскадный процесс прекращается на пятом шаге по причине потери устойчивости по напряжению в узле 15.

При окончании каскадного процесса в области допустимых значений режима параметр напряжения в узлах сети должен соответствовать условию:

$$U_k > U_k^{kp \min} \text{ или } U_k < U_k^{kp \max}$$

где U_k – расчетное (фактическое) значение напряжения в узлах ЭЭС, U_k^{kp} – предельное (критическое) значение напряжения в узлах.

Соответственно, в таблице 3.6 представлены текущие значения напряжений в узлах примыкающих к ветвям каскадного процесса для схемы сети с БУ 1-1.

На рисунке 3.24 представлена неоднородная поверхность загруженности по току ЭЭС после седьмого шага отключений аварийного каскадного процесса, заканчивающегося потерей устойчивостью по напряжению в узле 9.

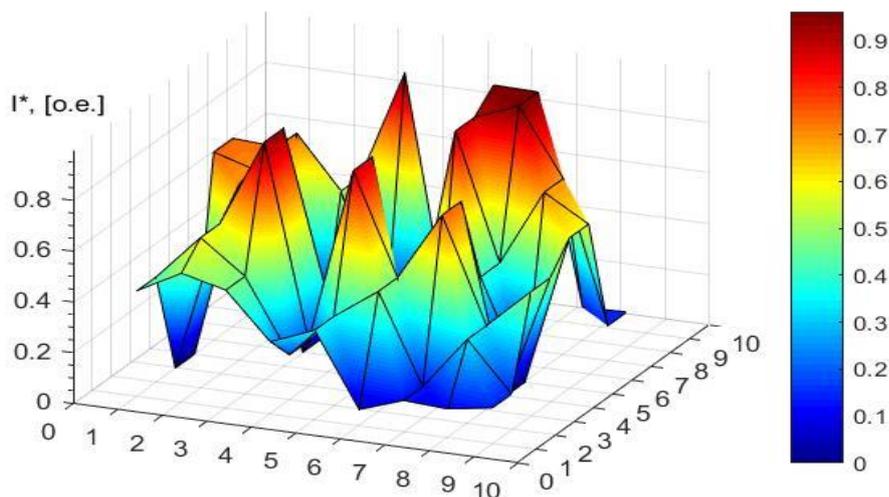


Рисунок 3.24 – Неоднородная поверхность загруженности по току элементов ЭЭС после седьмого шага отключений аварийного каскадного процесса

Таблица 3.6 – Напряжение в узлах ЭЭС

Узлы КП	$U_{н.у.}$	1 шаг	2 шаг	3 шаг	4 шаг	5 шаг	6 шаг
23, $U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	115,76	113,24	113,49	113,46	113,32	110,43	106,19
18, $U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	121,46	122,11	123,61	123,79	123,87	121,68	117,98
14, $U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	120,34	120,06	119,61	121,51	125,23	127,03	122,59
13, $U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	115,58	115,5	113,08	109,62	106,88	103,87	101,89
9, $U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	113,65	113,45	112,77	113,04	105,82	100,45	90,94
8, $U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	116,01	115,93	114,67	113,06	109,58	106,33	104,71
3, $U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	115,46	115,38	114,54	113,72	110,07	106,65	103,13
2, $U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	116,44	116,39	115,89	115,23	113,39	111,6	110,01

В данном случае каскадный процесс не прекращается после шестого шага (отключение линии 2-3), поскольку выполняется условие $I_{тек} + \Delta I > I_{доп.расч}$, однако ПК «RastrWIN» выявил снижение напряжения в узле 9 ниже предельно допустимого (рисунок 3.25). При выполнении условия $U_k < U_k^{кр\min}$ система теряет устойчивость по напряжению и режим переходит в область недопустимых значений.

Протокол												
✓ Контроль исходных данных												
✗ Расчет установившегося режима. Сообщений - 3, ошибок - 1												
?	Ит	Мах.неб.	Узел	>V	Узел	<V	Узел	Угол	Линия	Rk	Шаг	
💡	0	71.9	2	28.8	2	1.07	14	0.80	9	5.2	19-14	0.00 1.000
💡	1	5.3	4	3.9	19	1.06	14	0.76	9	5.8	15-10	7.68 1.000
💡	2	4.0	4	3.2	19	1.02	14	0.70	9	6.6	15-10	1.24 1.000
✗ *** Недопустимое снижение напряжения в узле 9 **												

Рисунок 3.25 – Данные протокола после седьмого шага отключений аварийного каскадного процесса

Для ЭЭС с БУ 1-1 на шестом шаге каскадного процесса напряжение в узле 9 снизилось до значения $U_k = 91 \text{ кВ}$. Выполнение условия $U_k < U_k^{kp \min}$ приводит к потере устойчивости по напряжению в исследуемой ЭЭС и переходу из области каскадных процессов в область недопустимых значений режима.

Данный метод позволяет провести анализ и выявить топологические закономерности по определению влияния неоднородности режимных и 2.1).

3.5.3 Влияние неоднородности параметров электроэнергетических систем на развитие каскадных процессов с переходом в область допустимых режимов

Неоднородность ЭЭС определяется во многом схемой и параметрами, причем можно выделить такие элементы, изменение параметров которых в определенной степени влияет на величину реакции на возмущение. Такие элементы называются слабыми местами [6]. В исследуемой модели слабыми местами считаются ветви, отключение которых происходит по мере развития каскадного процесса. Рассмотрим влияние параметров линии – R, X, B на развитие каскадного процесса.

На рисунке 3.26 представлена схема неоднородной ЭЭС с БУ 1-1 и остановом аварийного каскадного процесса на пятом шаге. К данному моменту отключены линии 18-23, 13-18, 13-14, 14-15, 9-14 и перегружена линия 8-9 с отношением

$\frac{I}{I_{\text{доп. расч}}} = 1,02$, что вызывает ее отключение по условию (1.15). Значения

параметров линии 8-9: $AC-70/11$, $R=10,7 \text{ Ом}$, $X=11,1 \text{ Ом}$, $B=-255 \cdot 10^{-6} \text{ См}$ с предельно допустимым током $I_{дон}=265 \text{ А}$. Увеличив сечение этой линии $AC-120/19$ ($R=6,2 \text{ Ом}$, $X=10,675 \text{ Ом}$, $B=-266 \cdot 10^{-6} \text{ См}$) с длительно допустимым током $I_{дон}=390 \text{ А}$, отношение действующего тока к предельно допустимому уменьшится до $I/I_{дон.расч}=0,735$. При этом линия 8-9 остается в работе и каскадный процесс останавливается, так как на этом шаге перестает выполняться главное условие существования каскадного процесса в соответствии с правилом II^{β} .

Необходимо отметить, что остановка аварийного каскадного процесса происходит в области допустимых значений режима, так как напряжение в узлах $U_{ном}^{узл\ 8}=105,94 \text{ кВ}$ и $U_{ном}^{узл\ 9}=101,4 \text{ кВ}$ сохраняется в допустимых пределах.

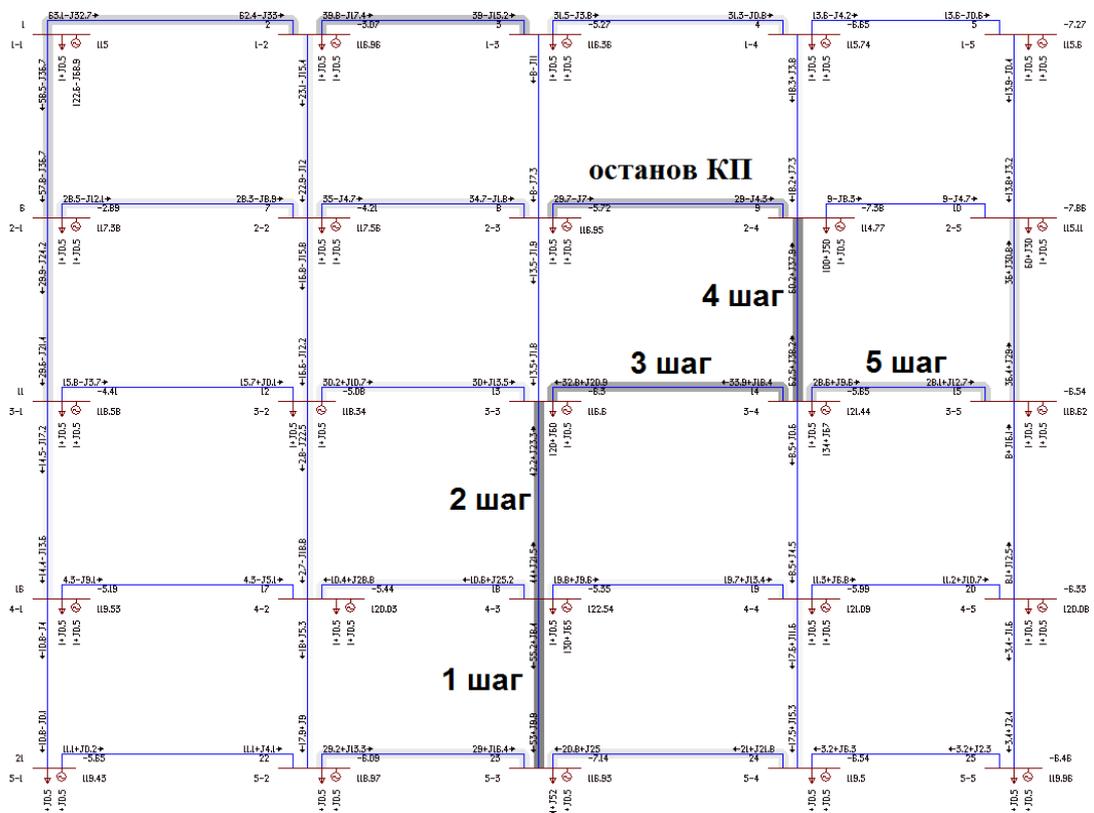


Рисунок 3.26 – Схема сети с остановом каскадного процесса на пятом шаге

На рисунке 3.27 представлен параметр загруженности по току в перегружаемых ветвях исследуемой ЭЭС при пошаговом развитии аварийного процесса.

Для данной неоднородности ЭЭС каскадный процесс можно остановить на 6 шаге (линия 8-9), увеличив сечение с АС–70/11 до АС–120/19. В этом случае значение $I_{тек} + \Delta I = 286A$ при $I_{доп.расч} = 390A$, т.е. перестанет выполняться условие существования каскадного процесса в соответствии с правилом II^B .

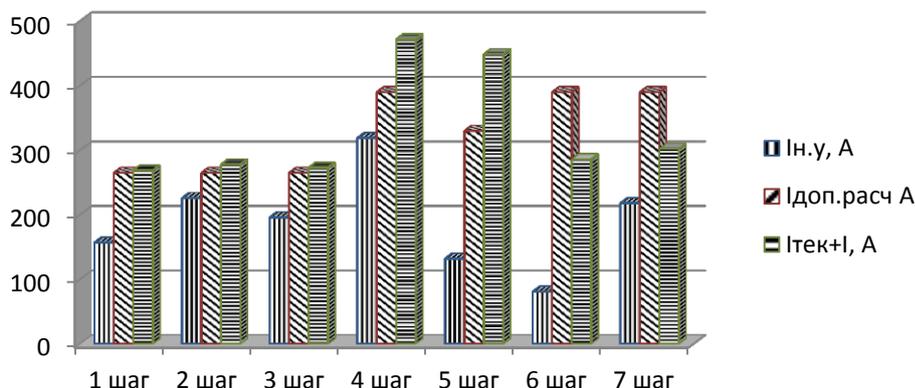


Рисунок 3.27 – Диаграмма токов, предотвращение развития каскадного процесса на шестом шаге для неоднородной ЭЭС с БУ 1-1

Аналогично произведем увеличение сечения линии 9-14 при БУ 3-3 с АС–240/32 до АС-400/22. Поэтому на пятом шаге происходит останов каскадного процесса в области допустимых значений режима (рисунок 3.28).

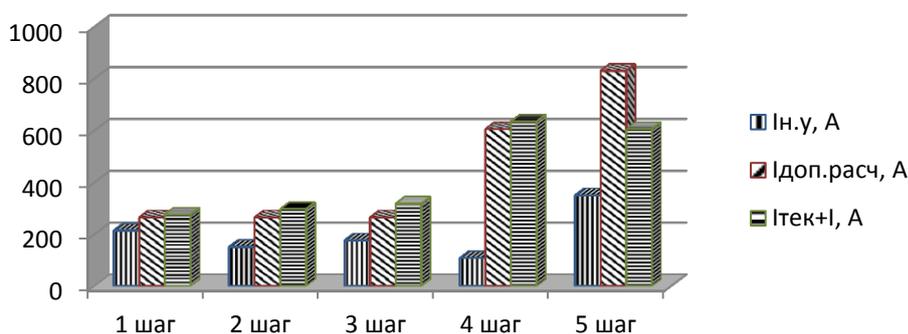


Рисунок 3.28 – Диаграмма токов. Каскадный процесс остановлен на пятом шаге для неоднородной ЭЭС с БУ 3-3

Аналогично произведем увеличение сечения линии 9-14 при БУ 5-5 с АС–120/19 до АС–240/32. Поэтому на пятом шаге происходит остановка каскадного процесса в области допустимых значений режима (рисунок 3.29).

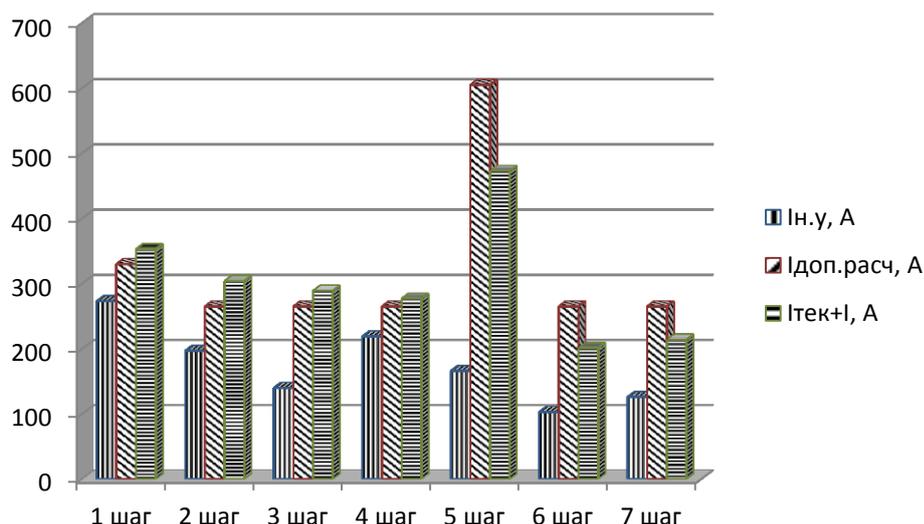


Рисунок 3.29 – Диаграмма токов. Каскадный процесс остановлен на пятом шаге для неоднородности с БУ 5-5

Таким образом, увеличение сечения в «слабом месте» ЭЭС может предотвратить распространение каскадного процесса с дальнейшим переходом в область недопустимых значений режима и потерей устойчивости. При технико-экономическом сравнении двух вариантов сечений линии в «слабом месте» необходимо учитывать, что затраты на восстановление системы после аварии с переходом в область недопустимых значений режима могут привести к экономическому ущербу, несопоставимому с затратами на увеличение пропускной способности перегружаемой линии.

Подводя итоги, отметим, что описанный метод определения влияния неоднородности ЭЭС на возникновение каскадных процессов позволяет создать совокупность сетевых и режимных параметров, при которых возникает заданный развивающийся каскадный процесс. При этом необходимо учитывать возможность перехода каскадного процесса в область допустимых или недопустимых значений режима в зависимости от топологии и параметров конкретной ЭЭС. Метод позволяет учитывать влияние неоднородности параметров ЭЭС на возникновение и развитие аварийных процессов и принимать экономически и технологически обоснованные решения по развитию ЭЭС, формированию и ведению их режимов при обеспечении требуемой надежности [15].

3.6 Разработка программного комплекса поиска путей возможного возникновения и развития аварийных каскадных процессов в электроэнергетических системах и сетях

При проектировании энергосистем, наряду с применением методических указаний по устойчивости необходимо исследовать ЭЭС с неоднородно распределенными параметрами в соответствии с разработанными методиками определения влияния неоднородности параметров ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов. Применение данного метода позволит существенно снизить стоимость строительства исследуемых проектов, что приведет к снижению тарифных издержек при развитии и проектировании ЭЭС без ущерба для их надежности. Разработка по приведенному методу подсистемы ПА для анализа возможности возникновения каскадных процессов в плотных сетях с неоднородно распределенными параметрами представляется актуальной задачей, которая дополнит существующие методические указания по определению устойчивости режимов ЭЭС.

В рамках данного исследования разработан ПК [104] определения развития аварийных каскадных процессов в ЭЭС. Данный ПК позволяет определять предельную границу допустимых режимов для рассмотренных в исследовании ЭЭС. В таблице 3.7 представлены расчеты ПК предельных границ допустимых режимов по активной мощности (P , МВт) для исследуемых траекторий и вариантов неоднородности параметров ЭЭС.

Таким образом, разработанный ПК позволяет исследовать ЭЭС на предмет возможного возникновения и развития аварийных каскадных процессов с окончанием в области недопустимых значений режима.

Полученные границы допустимых режимов представлены в виде диаграммы на рисунке 3.30.

Таблица 3.7 – Значения предельных границ допустимых режимов по активной мощности (P , МВт)

R	B1	B2	B3	B4
Тр2	77	53	62	95
Тр3	71	46	53	80
Тр4	77	42	59	92
Тр5	86	49	63	106
Тр6	77	46	56	95
Тр7	71	42	56	75
Тр8	77	42	59	92
Тр9	66	42	51	75
Тр10	71	46	53	80
Тр11	71	39	56	75
Тр12	41	21	30	50
Тр13	41	21	29	50
Тр14	29	18	21	36
Тр15	41	21	30	50
Тр16	29	18	21	36
Тр17	18	14	14	22
Тр18	20	18	15	25
Тр19	18	11	13	22
Тр20	18	11	13	22
Тр21	10	7	8	13
Тр22	7	4	5	9
Тр23	5	4	4	7
Тр24	4	4	4	5
Тр25	20	14	15	25
Тр26	18	14	13	22
Тр27	17	11	12	22
Тр28	10	7	8	13
Тр29	7	4	5	9
Тр30	5	4	4	7
Тр31	13	7	9	16

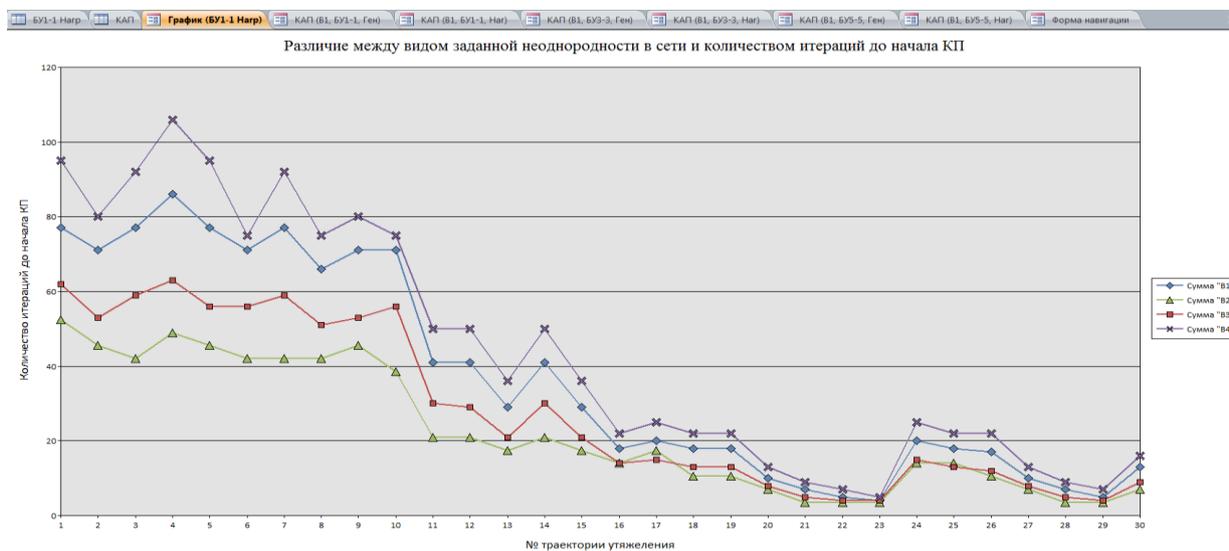


Рисунок 3.30 – Предельные границы допустимых режимов по активной мощности (P , МВт) для исследуемых траекторий и вариантов неоднородности ЭЭС

Как результат, данный ПК позволит на этапе проектирования ЭЭС учитывать:

1. Возможность возникновения и развития каскадных процессов (каскадных аварий) заканчивающихся в области недопустимых режимов.

2. Возможность формирования режимов работы ЭЭС так, чтобы не допускать первого шага каскадного процесса приводящего к переходу режима в область недопустимых значений. Для этого предлагается применять вышеописанные методики (п. 2.1 – 2.2) определения влияния неоднородности на возникновение и развитие каскадных аварийных процессов при выстраивании режимов в ЭЭС.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ

1. На примере тестовой схемы ЭЭС определено влияние рассматриваемых параметров неоднородности ЭЭС на возможность возникновения и развития аварийных каскадных процессов.

2. Определены предельные границы допустимых режимов для исследуемых вариантов неоднородности ЭЭС. Определено влияние способа утяжеления по заданной траектории неоднородной ЭЭС на формирование областей предельных режимов. Исследовано влияние расположения балансирующего узла на формирование областей предельных режимов для моделируемых условий вариантов неоднородности тестовой схемы ЭЭС.

3. Для исследуемой тестовой схемы ЭЭС доказана возможность определения количества шагов аварийных отключений с возможным переходом в области: каскадных процессов, установившихся режимов, недопустимых режимов.

4. В соответствии с разработанной методикой математического и 3D-графического анализа влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов выполнен математический расчет неоднородного распределения параметров по топологии ЭЭС. Исходя из полученной математической модели, построена визуальная 3D-графическая модель неоднородной ЭЭС при пошаговом развитии каскадного процесса.

ГЛАВА 4

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ МЕТОДИК, ВЫЯВЛЕНИЯ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ВОЗНИКНОВЕНИЕ И РАЗВИТИЕ АВАРИЙНЫХ КАСКАДНЫХ ПРОЦЕССОВ

В данной главе предложены рекомендации по применению методик определения влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов для безаварийного ведения режимов и экономически эффективного проектирования схем развития ЭЭС [91-107].

На примере разработанной схемы ЭЭС показана возможность формирования каскадного процесса по заданной траектории в соответствии с правилом $П^B$.

Также в исследовании автором рассмотрена возможность повышения живучести и предотвращения каскадного процесса с помощью изменения величины генерации дешевой и дорогой электроэнергии на электростанциях ЭЭС, а также с помощью применения устройств, относящихся к элементам активно-адаптивной сети (ААС) [98].

Автором выполнен анализ схемно-режимной ситуации на момент возникновения и развития аварийного каскадного процесса произошедшего 2.07.2016 в ЭЭС РБ.

Также автором проведен анализ влияния схемы выдачи мощности Ново-Салаватской теплоэлектростанции (ТЭС) на формирование режимов в Башкирской энергосистеме.

Рассмотрена ситуация с учётом полного демонтажа мощности Урусинской государственной районной электростанции (ГРЭС) и ее влияние на системную надежность энергосистем Республик Татарстан и Башкортостан.

Вычислительные (экспериментальные) расчеты по представленному, разработанному и проанализированному автором материалу выполнены по разделу 4.1 магистрантом ФГБОУ ВО «УГАТУ» Афлятоновым Р.Ф.

4.1 Методика принятия управленческих решений для определения мест размещения генерирующих объектов и элементов активно-адаптивной сети в электроэнергетических системах с неоднородно распределенными параметрами

Актуальными проблемами функционирования энергосистемы России являются [108]:

- недостаточная пропускная способность межсистемных и системообразующих ЛЭП;
- возросшая плотность суточного и годового графиков потребляемой мощности элементов системы, вследствие чего имеет место напряженный режим работы оборудования;
- низкая режимная управляемость электрических сетей и недостаточный объем устройств регулирования напряжения и реактивной мощности;
- содержание структуры ЭЭС оборудования и аппаратуры с большим сроком эксплуатации;
- неоптимальное распределение потоков мощности по параллельным ЛЭП.

Вышеперечисленные проблемы оказывают влияние на качество электроснабжения потребителей и живучесть ЭЭС, одним из способов их решения является применение технологий описанных в концепции интеллектуальной электроэнергетической системы на основе активно-адаптивных сетей [108].

При этом техническая целесообразность применения тех или иных устройств ААС должна определяться на основании результатов расчетов установившихся режимов, устойчивости ЭЭС и переходных процессов при нормированных возмущениях в ЭЭС. В данном исследовании посредством метода предотвращения аварийных каскадных процессов описана методика по определению мест для установки устройств ААС, что позволит повысить живучесть ЭЭС и снизить вероятность возникновения каскадных процессов заканчивающихся системными авариями.

4.1.1 Формирование каскадного процесса путем изменения неоднородности параметров электроэнергетических систем

В данном исследовании ЭЭС представлена тестовой тридцати шести узловой схемой ЭЭС (рисунок 4.1).

В состав объединённой энергосистемы (ОЭС) входят две энергосистемы ЭЭС1 и ЭЭС 2, связанные межсистемными ЛЭП, показанными в таблице 4.1. Базисный узел совмещён с балансирующим и находится в узле 1. Сеть ОЭС выполнена на напряжение 515 кВ.

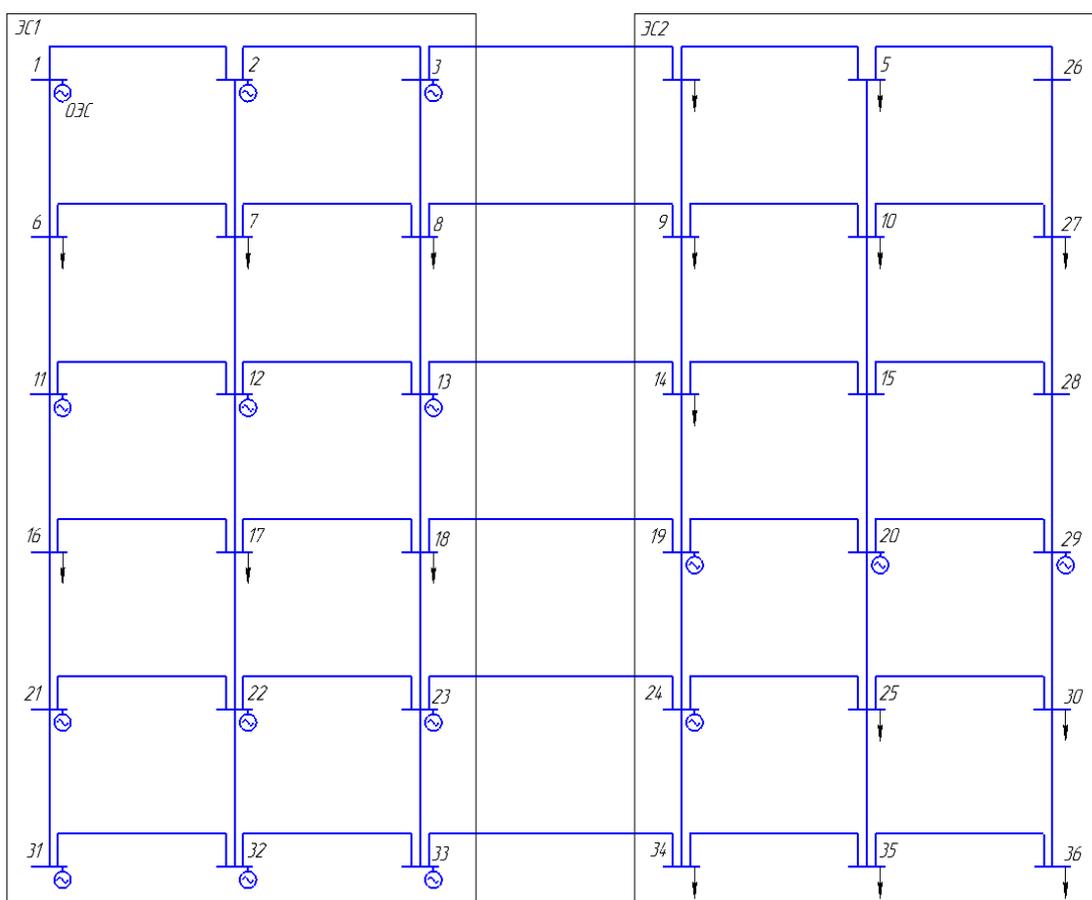


Рисунок 4.1 – Схема исследуемой тестовой ОЭС

Параметры генерирующих узлов представлены в таблице 4.2. Суммарная генерируемая мощность в энергосистеме А составляет 3668 МВт, в энергосистеме Б – 1080 МВт.

Таблица 4.1 – Параметры межсистемных ЛЭП

Линия	Марка провода	Параметры провода			Допустимый длительный ток, $I_{доп}$, А	Длина линии, l , км
		R , Ом	X , Ом	$B \cdot 10^{-6}$, См		
ВЛ 3-4	АС 500/26	16	243,2	-2912	960	800
ВЛ 8-9	АС 500/26	18	273,6	-3276	960	900
ВЛ 13-14	АС 500/26	14	212,8	-2548	960	700
ВЛ 18-19	АС 500/26	22	334,4	-4004	960	1100
ВЛ 23-24	АС 500/26	22	334,4	-4004	960	1100
ВЛ 33-34	АС 500/26	18	273,6	-3276	960	900

Таблица 4.2 – Параметры генерирующих узлов

Энергосистема	Узел	P_G , МВт	Q_G , Мвар
А	2	278	-265,7
	3	435	-628,7
	11	300	-289,9
	12	245	-353,8
	13	122	-585,7
	21	550	-224,2
	22	468	-268,4
	23	320	-593,7
	31	350	-102,8
	32	200	-153,7
	33	400	-367,1
Б	19	380	-1007,3
	20	340	-891,7
	29	360	-746,1

Потребляемая мощность в узлах схемы в исходном установившемся режиме приведена в таблице 4.3. Суммарная потребляемая мощность в ЭЭС А составляет 800 МВт, в ЭЭС Б – 3948 МВт.

Расчётная схема ЭЭС с учётом заданной генерируемой и потребляемой мощности в узлах для заданной топологии в соответствии с параметрами межсистемных ЛЭП представлена ниже (рисунок 4.2).

Таблица 4.3 – Потребляемая мощность в узлах

Система	Узел	$P_{нз}$, МВт	$Q_{нз}$, Мвар
А	6	130	30
	7	120	29
	8	135	35
	16	140	30
	17	140	35
Б	4	369	60
	5	328	75
	9	350	75
	10	200	50
	14	150	40
	24	550	130
	25	401	100
	27	360	80
	30	440	110
	34	100	25
	35	400	100
	36	300	75



Рисунок 4.2 – Расчётная схема объединённой энергосистемы

4.1.2 Анализ режимов объединенной энергосистемы при выведении в ремонт одной из межсистемных линий

Задачей расчётов режима в данном разделе является проверка сохранения статической устойчивости при выводе одной из межсистемных линий в ремонт.

Рассмотрим случай, когда линия 3-4 выведена в ремонт.

Схематично процесс изменения токов в межсистемных ветвях представлен ниже (рисунок 4.3). На этом рисунке значение предельно допустимого тока $I_{доп.расч}$ для элемента представлено гистограммами с наклонной штриховкой. Гистограммы с вертикальной штриховкой указывают значение тока $I_{нач}$ для соответствующего элемента до возникновения возмущения в сети. Горизонтальной штриховкой представлены гистограммы, указывающие значения $I_{тек} + \Delta I$ для соответствующего элемента с учетом ремонтной схемы ЭЭС и перераспределения потоков мощности для межсистемных линий.

Рисунок 4.3 показывает, что при отключении линии 3-4 ток $I_{тек} + \Delta I$ в остальных ветвях не превышает предельного значения $I_{доп.расч}$. Отсюда следует, что каскадный процесс в данном случае не возникнет, и устойчивость системы сохранится.

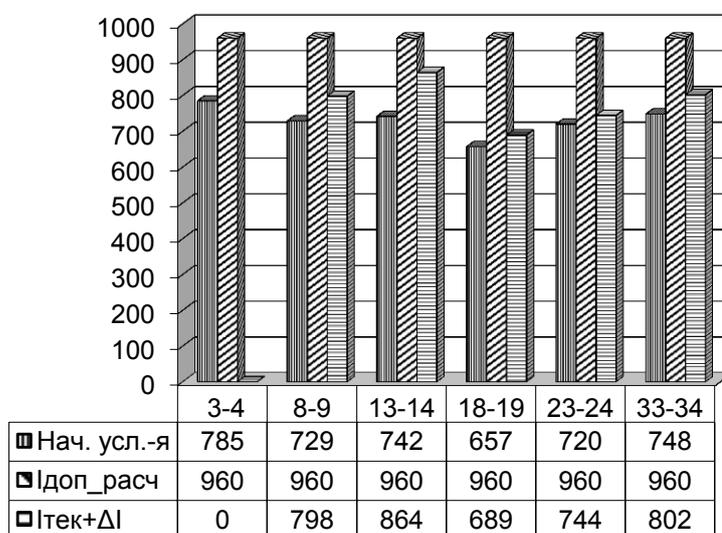


Рисунок 4.3 – Изменение токовой загрузки ветвей после вывода в ремонт ветви 3-4

Результаты загрузки по току остальных межсистемных ветвей представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Токовая загруженность межсистемных ветвей при выводе в ремонт одной из них

Ветви	Токовая загруженность для ремонтной схемы ЭЭС					
3-4	Ремонт	848	863	822	827	843
8-9	798	Ремонт	794	759	762	774
13-14	864	842	Ремонт	818	825	853
18-19	689	684	698	Ремонт	687	696
23-24	744	740	749	740	Ремонт	753
33-34	802	793	811	790	799	Ремонт

С учётом анализа этих случаев устанавливаем, что поочередное выведение в ремонт межсистемных линий 500 кВ не приводит к аварийной перегрузке оставшихся в работе ВЛ, загрузка линий в ремонтной схеме сети не превышает 90%.

4.1.3 Расчёт режимов работы объединённой электроэнергетической системы в случае наложения ремонтной схемы и аварийного режимов

Рассмотрим режимы работы ОЭС, в которых производится вывод в ремонт одной из межсистемных линий и аварийное отключение на другой межсистемной линии.

Далее приведен пример расчета режима работы ОЭС после вывода в ремонт межсистемной линии 3-4 и последующего аварийного отключения линии 8-9.

Будем считать, что на межсистемной линии 8-9 произошло триггерное аварийное возмущение, например КЗ. Вследствие чего происходит перераспределение и наброс потоков мощности с превышением предельно допустимого тока в ветвях 9-14 (ЭЭС Б), 13-14 (межсистемная). В результате последующее развитие аварийного каскадного процесса заканчивается в области недопустимых режимов (рисунок 2.1).

Значения токов для каждой ветви каскадного процесса представлены на рисунке 4.4, где предельный допустимый ток $I_{доп.расч}$ в ветви представлен гистограммами с наклонной штриховкой, вертикальная штриховка указывает значение $I_{н.у}$ для соответствующего элемента до возникновения триггерного возмущения (КЗ) в ОЭС. Горизонтальной штриховкой представлены гистограммы, указывающие значения тока ($I_{тек} + \Delta I$) для соответствующего элемента после перехода ЭЭС в аварийный режим, с учетом наброса мощности в результате триггерного возмущения.

В Приложении Г сведены результаты расчета для всех вариантов ремонтных схем и аварийных режимов межсистемных ветвей. В столбце «перегруженный элемент» показано сколько ветвей отключается на первом шаге каскадного процесса для конкретно рассчитываемого режима с указанием расчетных и допустимых значений токов и соответствующей загруженностью ветвей в %.

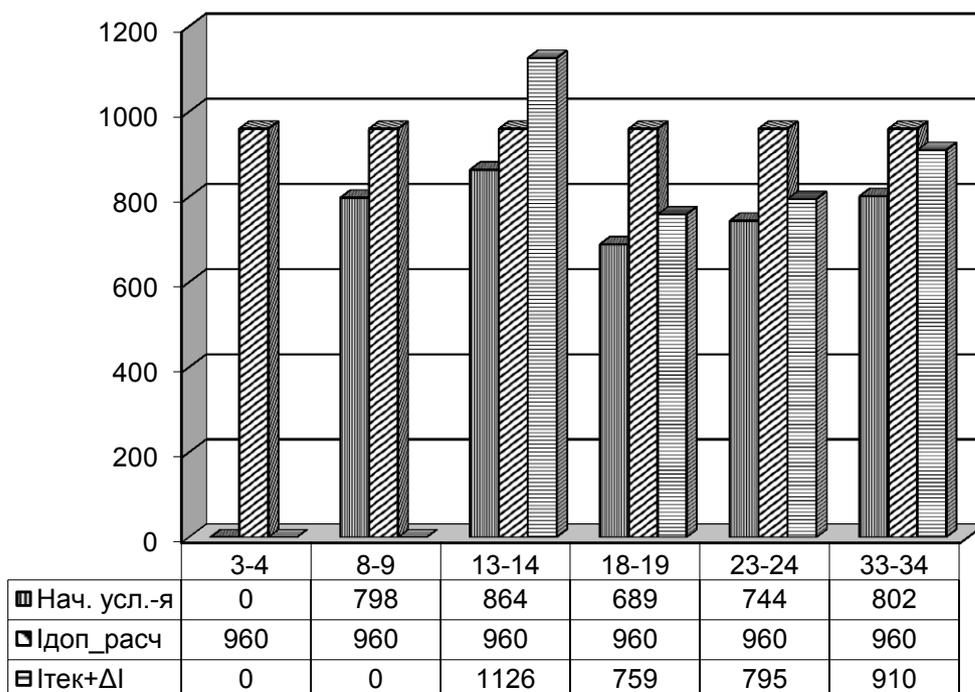


Рисунок 4.4 – Изменение токовой загрузки межсистемных ветвей после вывода в ремонт ветви 3-4 и аварийного отключения ветви 8-9

4.1.4 Предотвращение аварийного каскадного процесса путем перераспределения перетоков мощности за счет подъема генерации на электростанциях с дорогой стоимостью электроэнергии

Одним из способов предупреждения возникновения каскадного процесса является перераспределение перетоков мощности в сети с помощью включения в работу источников дорогой электроэнергии и снижения выработки дешёвой электроэнергии.

Рассмотрим предотвращение каскадного процесса, идущего по сценарию «ремонт линии 3-4, КЗ на линии 8-9» (3-4 – 8-9).

На первом шаге каскадного процесса перегружаются по току линии: 13-14 на 17,2%, 9-14 на 4,4 % (рисунок 4.4). Необходимо разгрузить ЛЭП добавлением дорогой генерации, расположенной близко к области потребления.

Для предотвращения первого шага необходимо снизить выдачу дешевой электроэнергии в ЭЭС А и поднять дорогую генерацию в ЭЭС Б (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Изменение генерации для предотвращения шага 1 сценария: ремонт ветви 3-4, аварийное отключение ветви 8-9

снижение дешёвой генерации		подъём дорогой генерации	
узел	ΔP	узел	ΔP
3	-200	15	367
11	-150	28	250
12	-195		
13	-72		
Итого	-617	Итого	617

Схематично значения токов в ветвях, входящих в каскадный процесс по сценарию 3-4 – 8-9 после подъема дорогой генерации представлены на рисунке 4.5.

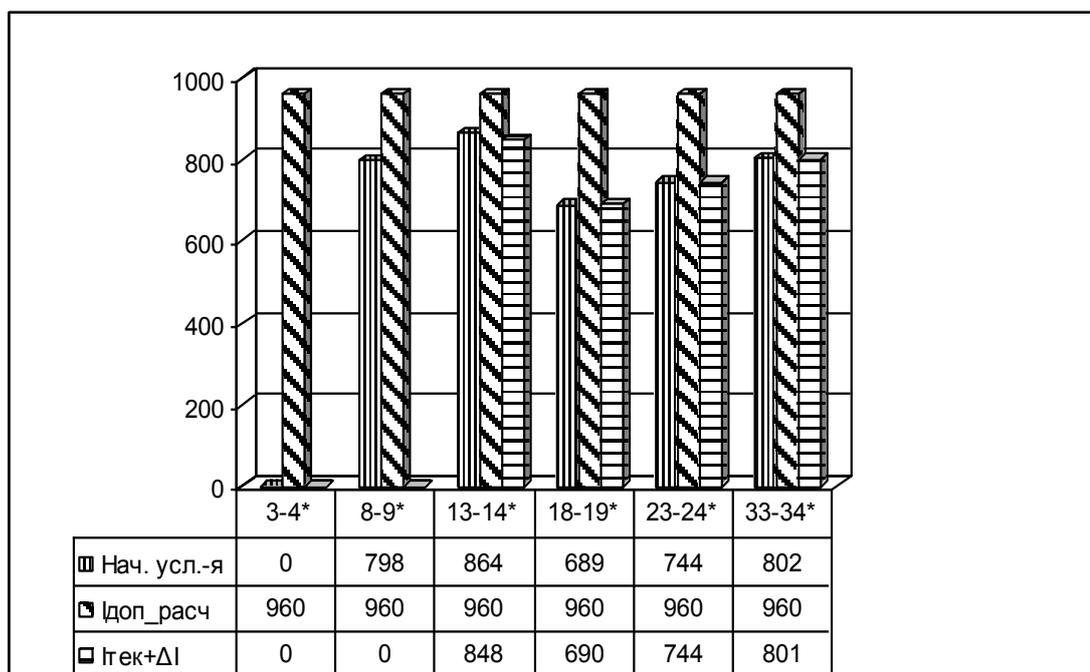


Рисунок 4.5 – Значения токов в ветвях каскадного процесса после подъема дорогой генерации для сценария 3-4 – 8-9

Сравнение значений токов в ветвях, отключаемых в результате перегруза при развитии каскадного процесса до и после поднятия дорогой генерации показано на рисунках 4.4, 4.5 соответственно. Из сравнения расчётных данных видно, что в результате ввода в работу источников дорогой генерации, произошло перераспределение перетоков мощности, что привело к снижению токовой загруженности межсистемных ветвей и предотвращению возникновения аварийного каскадного процесса.

Результаты применения подъема генерации на электростанциях с дорогой выработкой электроэнергии, для предотвращения возможности возникновения других сценариев каскадных процессов при выведенной в ремонт линии 3-4 представлены в таблице 4.6, остальные сценарии сведены в приложение Д.

Таблица 4.6 – Обеспечение допустимой токовой загрузки элементов сети для предотвращения первого шага каскадного процесса с помощью подъема дорогой генерации

Схема	Аварийное отключение	Перегруженный элемент	$I_{доп}$, А	$I_{расч}^*$, А	Загруженность ветви по току, в % от $I_{доп}^*$	Реализуемые мероприятия: подъем дорогой генерации на величину, МВт
Вывод в ремонт ветви 3-4	Ветвь 8-9	13-14	960	848	88,3	617
		33-34	960	801	83,4	380
	Ветвь 13-14	8-9	960	850	88,5	377
		33-34	960	863	89,9	402
	Ветвь 18-19	13-14	960	864	90	537
	Ветвь 23-24	13-14	960	864	90	617
		33-34	960	831	86,5	380
	Ветвь 33-34	13-14	960	859	89,5	377

4.1.5 Исследование по применению метода предотвращения аварийных каскадных процессов при принятии управленческих решений для развития электроэнергетических систем с применением элементов активно - адаптивной сети

Под термином интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) понимается система, в которой все субъекты электроэнергетического рынка (генерация, сеть, потребители) принимают активное участие в процессах передачи и распределения электроэнергии [108].

В данной работе под термином активно-адаптивная сеть понимается применение современных устройств *FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systemes)* – гибких управляемых систем электропередачи переменного тока. Применение устройств *FACTS* позволяет регулировать напряжения и потоки мощности в электрических сетях, оптимизировать потокораспределение, обеспечивать повышение пропускной способности и гибкое управление режимами работы [108, 110-114]. Наряду с широко применяемыми устройствами *FACTS* разрабатываются, в том числе и новейшие их типы, к ним

относятся: управляемые шунтирующие реакторы с тиристорным управлением (УШРТ), устройства регулирования напряжения на базе преобразователей напряжения СТАТКОМ и вставки постоянного тока на их основе (ВПТН), асинхронизированные компенсаторы (АСК), фазоповоротные устройства (ФПУ), устройства управляемой продольной компенсации (УУПК), объединенный регулятор перетоков мощности (ОРПМ) и другие.

СТАТКОМ – устройство компенсации реактивной мощности на основе управляемых транзисторов. Подключение к сети ВН - через третичную обмотку НН автотрансформатора или через отдельный повышающий трансформатор НН/ВН. Основные преимущества: компактность, порождает меньшие гармоники в токах и напряжениях, снижает вероятность возникновения резонансных явлений, обладает высоким быстродействием и возможностью пофазного управления [108].

УШРТ представляет собой трансформатор, на вторичные обмотки которого подключены тиристорные вентили. Совместно с конденсаторными батареями УШРТ представляют аналог статических компенсаторов реактивной мощности (СТК), включенных на высокое напряжение. УШРТ обладает рядом преимуществ перед СТК [108].

СТК включает в себя набор фильтров высших гармоник – фильтрокомпенсирующих цепей, постоянно подключенных к сети или коммутируемых выключателями, и включенные параллельно им в треугольник три фазы управляемых тиристорами реакторов, образующих тиристорно – реакторную группу (ТРГ). Они более универсальны, т.к. помимо регулирования индуктивной мощности могут обеспечивать и регулирование реактивной мощности [108].

В основе УУПК управляемые реакторы, соединенные параллельно с секциями батареи конденсаторов. Такая комбинация позволяет достичь плавного управления емкостным сопротивлением собственной (основной) частоты в пределах широкого диапазона [108].

Преимущества УУПК:

- увеличивается передаваемая мощность;

- улучшается стабильность работы энергосистемы в пиковых зонах нагрузки;
- сокращаются потери активной мощности;
- улучшается качество напряжения в сетях;
- повышается экономичность распределения мощности в параллельных линиях;
- устраняет или сдерживает необходимость развития или сооружения генерирующих источников в отдельных дефицитных регионах;
- снимается проблема увеличения технических параметров ЛЭП и межсистемных «сечений».

ОРПМ - это комбинированное устройство, способное воздействовать на все параметры, определяющие функционирование электропередач. ОРПМ сочетает в себе свойства сразу трех аппаратов: статического компенсатора реактивной мощности, установки продольной компенсации и ФПУ, что дает возможность регулировать потоки как активной, так и реактивной мощности. Поэтому ОРПМ может эффективно демпфировать качания мощности в линии и применяться для управления потоками мощности в слабых межсистемных связях.

Рассчитаем необходимую номинальную мощность и напряжения устройств относящихся к ААС для ветвей входящих в перечень первого шага каскадного процесса для всех сценариев ремонтных схем и аварийных режимов.

Будем считать, что необходимо скомпенсировать половину реактанса линии. Рассчитаем номинальную мощность для сценария каскадного процесса «вывод в ремонт линии 3-4 – аварийное отключение линии 8-9». Для повышения пропускной способности этих линий рассмотрим применение на них устройств, относящихся к ААС. Например, линия 13-14, индуктивное сопротивление, которой составляет $x_{13-14} = 212,8 \text{ Ом}$.

Определим сопротивление линии 13-14 в относительных единицах, приведенных к базисным условиям.

Примем базисные условия: мощность $S_{\sigma} = 100$ МВА, напряжение $U_{\sigma} = 500$ кВ, тогда базисный ток: $I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,115$ кА.

Индуктивное сопротивление линии 13-14 в относительных единицах составит:

$$x_{*13-14(\sigma)} = x_{13-14} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} = 212,8 \cdot \frac{100}{500^2} = 0,09.$$

При уменьшении сопротивления линии ток и мощность при этом удваиваются.

Найдём значение напряжения устройств ААС в относительных единицах при токе, равном номинальному I_H (предельно допустимому)

$$I_{*(\sigma)} = \frac{I_H}{I_{\sigma}} = \frac{960}{115} = 8,3$$

$$U_{*AAC(\sigma)} = \frac{x_{*13-14(\sigma)}}{2} \cdot 2I_{*(\sigma)} = \frac{0,09}{2} \cdot 2 \cdot 8,3 = 0,81.$$

В именованных единицах

$$U_{AAC} = U_{*AAC(\sigma)} \cdot U_{\sigma} = 0,81 \cdot 500 = 404,38 \text{ кВ.}$$

Мощность средства ААС

$$S_{AAC} = 3 \cdot (2I_H) \cdot U_{AAC} = 3 \cdot (2 \cdot 960 \cdot 10^{-3}) \cdot 404,38 = 2038,1 \text{ МВА.}$$

Аналогично рассчитываем мощность средств ААС, необходимую для предотвращения каскадного процесса других сценариев, и заносим полученные данные в таблицу ПЕ 1 (Приложение Е).

4.1.6 Построение матрицы состояний для режимов электроэнергетической системы с различными вариантами управления аварийным каскадным процессом на первом шаге его развития

Пример построения областей формирования режимов и переходов между ними в ЭЭС опирающихся на логику описанную во второй главе п. 2.1 для

рассматриваемых ремонтных схем и аварийных режимов, а также для различных вариантов повышения живучести и управления аварийным каскадным процессом в ЭЭС по сценарию 3-4, 8-9 представлен на рисунке 4.6.

Функциями $f_1^1 - f_1^n$ описываются состояния ЭЭС в области допустимых значений режима.

Функциями $f_2^1 - f_2^n$ описываются состояния ЭЭС, в которых межсистемная ветвь 3-4 выведена в ремонт (рисунок 4.21). После ремонтного отключения ветви 3-4 режим ЭЭС, описываемый функцией f_2^{3-4} , переходит в состояние, описываемое функцией $f_2^{3-4 p}$. При этом дальнейшего изменения состояния ЭЭС не происходит, т.к. загруженность по току ветвей ОЭС не превышает 90%.

Функциями $f_3^1 - f_3^n$ описываются состояния ЭЭС, в которых совмещены ремонтная схема (ветвь 3-4) и аварийный режим (КЗ на ветви 8-9), при котором после отключения ветви 8-9 состояние ЭЭС посредством наброса мощности на остальные межсистемные ветви и элементы ОЭС переходит из режима, описываемого функцией f_3^{8-9} , в режим $f_3^{8-9(1)}$ с последующим развитием аварийного каскадного процесса $f_3^{8-9(1)} \xrightarrow{\Pi^{\beta}} f_3^{33-34(5)}$, делением ЭЭС и переходом режима в область недопустимых значений $f_{н.у.}^{V_{33,35}}$ с потерей устойчивостью по напряжению в узлах 33, 35 (рисунок 4.22).

Функциями $f_4^1 - f_4^n$ описываются состояния ЭЭС, в которых для повышения живучести рассматривается строительство дополнительной ЛЭП 500кВ. При этом совмещение ремонтной схемы и аварийного режима не приведет к возникновению аварийного каскадного процесса с последующим переходом в область недопустимых режимов.

Функциями $f_5^1 - f_5^n$ описываются состояния ЭЭС, в которых для повышения живучести рассматривается перераспределение потоков мощности в ЭЭС посредством подключения резервных источников генерации (рисунок 4.5). В этом случае, применяя метод предотвращения каскадных процессов, можно заранее просчитать возможность его возникновения и перераспределить потоки, снизив

загруженность межсистемных ветвей.

Функцией $f_6^1 - f_6^n$ описываются состояния ЭЭС, в которых для повышения живучести и управления развитием аварийного каскадного процесса на первом шаге рассматривается применение устройств ААС (FACTS).

$n \times n$	1	2	3	4	5	6	7	ρ	...	n
1	f_1^{3-4}	f_1^{8-9}	f_1^{13-14}	f_1^{18-19}	f_1^{23-24}	f_1^{33-34}				
2	f_2^{3-4}	$f_2^{3-4\rho}$	f_2^{8-9}	f_2^{13-14}	f_2^{18-19}	f_2^{23-24}	f_2^{33-34}			
3	f_3^{3-4}	$f_3^{3-4\rho}$	f_3^{8-9}	$f_3^{8-9(1)}$	$f_3^{13-14(2)}$	$f_3^{18-19(3)}$	$f_3^{23-24(4)}$	$f_3^{33-34(5)}$	$f_{\text{нц}}$	
4	f_4^{3-4}	$f_4^{3-4\rho}$	f_4^{8-9}	$f_4^{8-9(1)}$	$f_4^{13-14(1,1B/0)}$	f_4^{18-19}	f_4^{23-24}	f_4^{33-34}		
5	f_5^{3-4}	$f_5^{3-4\rho}$	f_5^{8-9}	$f_5^{8-9(1)}$	f_5^{13-14}	f_5^{18-19}	f_5^{23-24}	f_5^{33-34}		
6	f_6^{3-4}	$f_6^{3-4\rho}$	f_6^{8-9}	$f_6^{8-9(1)}$	f_6^{13-14}	f_6^{18-19}	f_6^{23-24}	f_6^{33-34}		
7										
ρ	f_ρ^1	f_ρ^2	f_ρ^3	f_ρ^4	f_ρ^5	f_ρ^6	f_ρ^7	f_ρ^ρ		f_ρ^n
...										
n	f_n^1	f_n^2	f_n^3	f_n^4	f_n^5	f_n^6	f_n^7	f_n^ρ		f_n^n

Рисунок 4.6 – Области формирования режимов ЭЭС и переходы между ними с различными вариантами управления развитием аварийного каскадного процесса

На рисунке 4.6 графически в соответствии с областями существующих режимов и путями развития переходов между ними (рисунок 2.1) представлены следующие области:

 – область допустимых значений не заштрихована и описывается функцией $f(x, y, z)$,

 – область каскадных процессов представлена косой штриховкой, данное состояние ЭЭС описывается функцией $f^p(x, y, z)$,



– область недопустимых значений заштрихована в клетку и описывается функцией $f_{n/y}(x, y, z)$.

Столбцы на рисунке 4.6 описывают количество элементов топологии ЭЭС x^β , для которых может быть применено правило Π^β , строки указывают на состояния режима ЭЭС, к которым применяется правило Π^β .

4.1.7 Расчет стоимости вариантов повышения живучести при предотвращении аварийного каскадного процесса

Далее произведем расчет стоимости подъема дорогой генерации при предотвращении каскадного процесса по сценарию 3-4 – 8-9.

При расчетах стоимости подъема дорогой генерации используем следующие данные [109]:

- дешевой считается электроэнергия, произведенная из расчета 310 гр. у.т. на 1 кВт·ч, принимаем её стоимость 3,9 руб. за 1 кВт·ч;

- дорогой считается электроэнергия, произведенная из расчета 650 гр. у.т. на 1 кВт·ч, принимаем её стоимость за 5 руб. за 1 кВт·ч.

Определим суммарную стоимость вырабатываемой дешевой электроэнергии в исходной ОЭС:

$$\sum C_{уаз1} = \sum P_{дор} \cdot C_{дор} = 4748 \cdot 3,9 = 18,5172 \text{ млн. руб.}$$

Определим суммарную стоимость выработанной электроэнергии с учетом подъема дорогой генерации:

$$\begin{aligned} \sum C_{уаз1}^* &= \sum P'_{дор} \cdot C_{дор} + \sum P_{деш} \cdot C_{деш} = (4748 - 617) \cdot 3,9 + 617 \cdot 5 = \\ &= 16,1109 + 3,085 = 19,1959 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

Разницу, которую переплачивает потребитель за подъем дорогой генерации:

$$\Delta \sum C_{уаз1} = \sum C_{уаз1}^* - \sum C_{уаз1} = 19,1959 - 18,5172 = 0,6787 \text{ млн. руб.}$$

Предположим, что в течение года электростанции с дорогой генерацией выдают мощность в сеть в период максимальных нагрузок. Время максимальных нагрузок в сутки примем равным 4 часам. Итого получаем, что дорогие электростанции выдают электроэнергию в сеть 1460 часов за год. Используя разницу затрат, найденную в предыдущей главе определим суммарные затраты за год при вводе в работу «дорогих» электростанций:

$$\Delta \sum C_{\text{уазг1.год}} = \Delta \sum C_{\text{уазг1}} \cdot 1460 = 0,6787 \cdot 1460 = 990,9 \text{ млн. руб.}$$

Аналогично проводим расчёт для других сценариев каскадного процесса и сводим результаты в Приложение Ж (таблица ПЖ 1).

Стоимость устройств ААС рассчитаем, исходя из текущего валютного курса (март 2017 г.) 1 доллар = 60 руб.

Для СТК стоимость составляет 30 \$/кВА, что составляет примерно 1800 руб/кВА.

Тогда стоимость одного комплекта СТК на напряжение 500 кВ при номинальной мощности $S_H = 2038,1$ МВА составляет:

$$C_{\text{СТК}} = C_{\text{уд.СТК}} \cdot S_H = 1800 \cdot 2038,1 = 3668,58 \text{ млн. руб.}$$

Аналогично проводим расчёт для СТАТКОМ, УУПК, ОРПМ, используя удельную стоимость (таблица 4.7) [116, 117].

Таблица 4.7 – Ориентировочная удельная стоимость устройств ААС

Устройство	СТК, \$	СТАТКОМ, \$	УУПК, \$	ОРПМ, \$
Цена за 1 кВА	30	45	37	120

Рассчитаем стоимость традиционного решения – строительства новой дополнительной ВЛ 500 кВ.

Согласно [115], объем финансовых потребностей на строительство (реконструкцию) ВЛ 500 кВ определяется на основе параметров инвестиционного проекта, района строительства и включает в себя: укрупненные нормативы цены

(УНЦ), затраты на демонтаж, затраты на проектно-изыскательские работы (ПИР). При этом, т.к. это новая ВЛ, то затраты на демонтаж не учитываются.

Для региона Республика Башкортостан при использовании провода на напряжение 500 кВ, сечением 500 мм^2 (количество проводов в фазе - 3) УНЦ капитального строительства 1 км линии составляет 20,023 млн. руб. Тогда УНЦ межсистемной линии 8-9 (900км) являющейся триггерным элементом в каскадном процессе составит:

$$C_{\text{кан}} = C_{\text{УНЦ}} \cdot l_{8-9} = 20,023 \cdot 900 = 18020,7 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем затраты на ПИР для линии 500 кВ с помощью метода линейной интерполяции, при протяженности линии длиной 900 км – $C_{\text{ПИР } 900\text{км}} = 384,65 \text{ млн. руб.}$

Тогда для строительства новой ВЛ потребуются затраты, равные:

$$C_{8-9} = C_{\text{кан}} + C_{\text{ПИР}} = 18020,7 + 384,65 = 18405,35 \text{ млн. руб.}$$

Результат сравнения технико-экономической эффективности вариантов предотвращения каскадного процесса по сценарию 3-4 – 8-9 показан на рисунке 4.7.

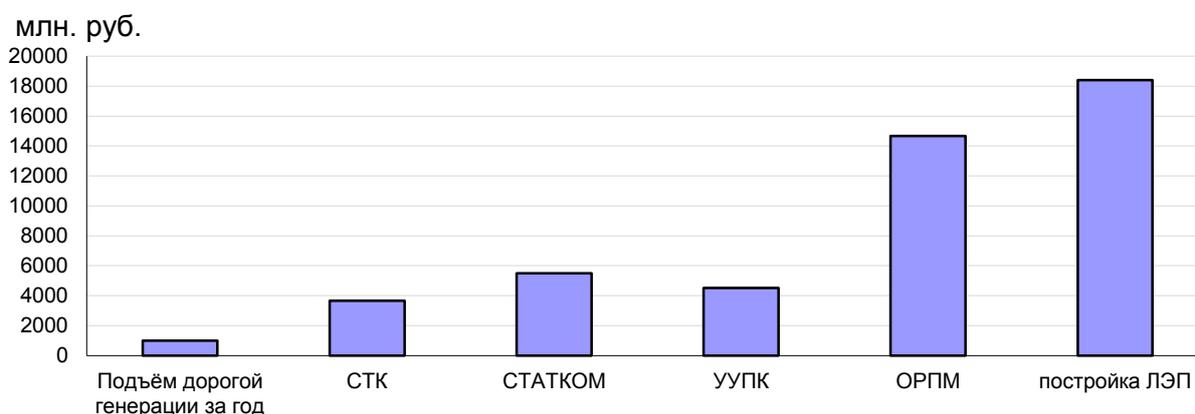


Рисунок 4.7 – Сравнение затрат по предотвращению первого шага аварийного каскадного процесса

Как видим из рисунка 4.7, повышение живучести ЭЭС посредством традиционного решения в виде строительства новой ВЛ 500 кВ является наиболее

дорогостоящим, тогда как наиболее экономичным является перераспределение потоков мощности за счет подключения дорогой (резервной) генерации за один расчетный год, при этом установка устройств ААС в технико-экономическом плане также является более предпочтительным вариантом по сравнению с традиционным решением. Учитывая, что срок службы устройств *FACTS* составляет около 25 лет [116], то применение таких устройств является наиболее рациональным решением для увеличения пропускной способности линий, особенно в ЭЭС с высокой плотностью электрических сетей.

Таким образом, автором предложен экономически эффективный инструмент, позволяющий при проектировании и развитии ЭЭС, повысить их живучесть и снизить риск возможности возникновения и развития каскадных процессов, посредством применения устройств ААС, а также путем определения мест размещения объектов дополнительной генерации.

4.1.8 Технико-экономическая оценка эффективности применения способов по повышению живучести электроэнергетических систем

Для принятия и обоснования решений о применении устройств *FACTS* воспользуемся методикой оценки технико-экономической эффективности применения устройств *FACTS* в ЕНЭС России [116].

Пропускная способность межсистемной линии 500 кВ

$$P_{\text{проп}} = 900 \text{ МВт.}$$

Установка устройств СТК мощностью 2038,1 МВА позволит повысить максимальную допустимую передаваемую мощность в сторону ОЭС 2 в два раза (до 1800 МВт).

Оценим экономическую эффективность такой установки.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) от применения устройства СТК определяется по формуле

$$\text{ЧДД}_C = -K_C + \sum_{t=1}^T (R_C^{(t)} - Z_C^{(t)}) \frac{1}{(1+E)^t},$$

где $T = 25$ лет – длительность эксплуатации устройства, $E = 12\%$ – норма дисконта, K_C – капиталовложения в устройства СТК, которые по экспертным оценкам определяются приближенно в размере 30 \$/кВА (таблица 4.13), при суммарной мощности 2038,1 МВА составляют $K_C = 3668,58$ млн.р=61,14 млн. \$, $R_C^{(t)}$ – годовой суммарный экономический результат от применения устройства СТК, Z_C – годовые затраты на амортизацию и обслуживание предлагаемых к вводу устройств оцениваются ориентировочно в размере 8,4 % от капитальных вложений по формуле

$$Z_C^t = \alpha_C \cdot K_C = 0,084 \cdot 61,14 = 5,14 \text{ млн. \$/год}$$

Рассмотрим в соответствии с [116] два варианта источников окупаемости устройств *FACTS*. В первом варианте предполагается, что дополнительная электроэнергия, передаваемая из ОЭС 1, вытесняет в ОЭС 2 замыкающие генерирующие мощности с большими удельными расходами топлива и (или) использующих дорогое топливо. Во втором варианте предполагаемый эффект от более полного использования пропускной способности межсистемного сечения выражается в возможности уменьшении компенсационных выплат за недоотпуск электроэнергии.

Годовой суммарный экономический результат от применения устройств *FACTS* в первом и втором вариантах соответственно оценивается по формулам

$$R_C^{(t)} = P \cdot T_{\max} \cdot \Delta C \text{ или } R_C^{(t)} = P \cdot T_n \cdot C_n,$$

где $P = 900$ МВт – увеличение МДП с помощью устройств *FACTS*, $T_{\max} = 4000$ ч – годовое число часов использования дополнительно передаваемой мощности, ΔC – разница тарифа на федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности (ФОРЭМ) и ОЭС 2 и отпускной стоимости электроэнергии, выработанной на электростанциях ОЭС 1, T_n – число часов существования максимального недоотпуска, $C_n = 1,5$ \$ / кВт · ч – компенсационные выплаты за недоотпуск электроэнергии. В расчётах разница тарифов ΔC варьировалась от 0,01 до 0,015 \$ /

кВт·ч. При оценке результата $R_C^{(t)}$ по экономии компенсационных выплат за недоотпуск электроэнергии показатель T_n варьировалось от 25 ч до 30 ч.

Срок окупаемости, индекс доходности определяются по формулам:

$$\tau_C = \frac{-1}{\ln(1+E)} \ln \left(1 - \frac{K_C}{R_C - 3_C} \cdot E \right),$$

$$ИД_C = \frac{(R_C - 3_C)}{K_C} \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+E)^t},$$

внутренняя норма доходности из уравнения

$$\frac{K_C}{R_C - 3_C} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+ВНД)^t},$$

где $R_C = R_C^{(t)}$, $3_C = 3_C^{(t)}$ – годовой суммарный экономический результат и годовые затраты на амортизацию и обслуживание приняты одинаковыми для каждого года срока эксплуатации устройства.

В качестве примера результаты расчёта технико-экономических показателей предотвращения каскадного процесса по сценарию 3-4 – 8-9 для устройств СТК, СТАТКОМ, УУПК и ОРПМ сведём в приложение 3 (таблица ПЗ 1).

Из таблицы ПЗ 1 видно, что в приведенном оценочном расчете экономические показатели эффективности в первом варианте применения устройств *FACTS* существенно зависят от разности тарифа на ФОРЭМ в ОЭС 2 и отпускной стоимости электроэнергии, выработанной на замыкающих электростанциях ОЭС 1.

При разнице $\Delta C = 0,01 \text{ \$/ кВт}\cdot\text{ч}$ наиболее выгодным решением является использование СТК, этот вариант имеет наибольшее значение ЧДД (180,928 млн. \$), с точки зрения срока окупаемости использование этого устройства также наиболее выгодно (2,4 лет). Стоит отметить, что использование ОРПМ за рассматриваемый период 25 лет не окупится.

При разнице $\Delta C = 0,015 \text{ \$/ кВт}\cdot\text{ч}$ наиболее выгодным решением также является использование СТК.

Во втором варианте (при более полном использовании пропускной способности межсистемного сечения) сильно зависят от числа часов существования максимального недоотпуска.

При $T_n = 25$ ч. наиболее выгодным решением является использование СТК: значение ЧДД=163,28 – наибольшее. Использование ОРПМ за рассматриваемый период в 25 лет не окупится.

При $T_n = 30$ ч. наиболее выгодным решением является также использование СТК. Использование ОРПМ в данном случае за 25 лет также не окупается.

4.2 Анализ, влияния неоднородности параметров электроэнергетической системы Республики Башкортостан на возникновение и развитие каскадной аварии, произошедшей 2 июля 2016 г.

4.2.1 Описание состояния и режима работы объектов ЭЭС и энергопринимающих установок до возникновения аварии

В ЭЭС РБ 2 июля 2016 года при отключении автотрансформатора 500 кВ (501 МВА) и ЛЭП 500 кВ излишним действием защит при КЗ на ЛЭП 500 кВ (Буйская - Уфимская) произошла системная авария каскадного характера. Причиной развития данной аварии явилась неправильная работа устройств релейной защиты и ПА с действием на отключение линий электропередачи (оборудования), нагрузки потребителей, генерации и делением электрической сети.

В соответствии с [118] рассмотрим последовательность и причины данной аварии:

Нормальное (доаварийное) состояние ЭЭС РБ

По состоянию на 11 ч 22 мин (здесь и далее местное время г. Уфа) 02.07.2016 г. схемы сети ЭЭС Челябинской области и ЭЭС РБ являлись ремонтными.

Силовые элементы электрической сети, которые были выведены в ремонт пронумерованы на рисунке 4.8:

- АТ-2 (3х167МВА, 500/220 кВ) ПС 500 кВ Уфимская.

Также для соблюдения необходимых режимных параметров были приняты следующие меры:

1) для исключения перегруза шунтирующей сети 110 кВ на время ремонта выполнено деление сети на ПС 110 кВ Таганай: выключатель 110 кВ Таганай-т зафиксирован за 1-й секцией шин 110 кВ; отключен выключатель 110 кВ Златоуст №3; отключен шиносоединительный выключатель 110 кВ.

2) нагрузка трансформатора Т1 ПС 110 кВ Таганай переведена на трансформатор Т2.

3) для создания условий работы на ПС 110 кВ Месягутово ПА автоматического повторного подключения потребителей (АПП) ВЛ 110 кВ Симская-тяга – Месягутово I, II цепи с отпайками на ПС 500 кВ Приваловская (собственник – МЭЭС Урала ПАО «ФСК ЕЭС») отключен выключатель ВГ-110 кВ ВЛ Месягутово 2, на ПС 110 кВ Месягутово включен выключатель ВГ-110 Симская 1.

4) питание Ашинского узла и Кропачёво-Златоустовского энергорайона ЭЭС Челябинской области осуществлялось по следующим связям:

- ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачёво;
- автотрансформатор (АТ) АТ-2 ПС 220 кВ АМЕТ;
- ВЛ 110 кВ Новый Субай – Симская-тяга с отпайкой на ПС МММЗ;
- ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-тяга – АМЕТ I цепь с отпайкой на ПС Казаяк;
- ВЛ 110 кВ Улу-Теляк-тяга – АМЕТ II цепь с отпайкой на ПС Казаяк.

Режим работы ЭЭС РБ и ЭЭС Челябинской области характеризовался следующими параметрами:

а) МДП в КС «Центральной части ЭЭС РБ» определен в соответствии с [17] и составлял 916 МВт при фактическом перетоке в сечении 667 МВт.

Переток мощности из ЭЭС РБ в Ашинский узел и Кропачёво-Златоустовский энергорайон ЭЭС Челябинской области составлял 290 МВт, генерация отсутствует.

б) токовые нагрузки всех элементов электрической сети 110-220-500 кВ не превышали допустимых значений. Температура окружающего воздуха по данным оперативно-информационного комплекса (ОИК) филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление ЭЭС РБ» (Башкирское РДУ) составляла: на ПС 500 кВ Бекетово: +22 °С; на ПС 500 кВ Уфимская: +21 °С.

в) в Центральной части ЭЭС РБ генерация составляла 1457 МВт, потребление – 2323 МВт, дефицит, соответственно, – 866 МВт.

На рисунке 4.9 на базе карты РБ представлена план-схема ЭЭС РБ в доаварийном режиме, где красными кружками и линиями отмечены ПС 500кВ и связи между ними, а также начальные схемно-режимные условия для ЭЭС РБ и соседних ЭЭС.



Рисунок 4.9 – План-схема сети 500 кВ ЭЭС РБ до возникновения каскадной аварии

4.2.2 Описание последовательности пошаговых отключений при возникновении и развитии каскадной аварии в энергосистеме республики Башкортостан

Рассмотрим последовательность событий возникновения и развития каскадного аварийного процесса в ЭЭС РБ.

На рисунке 4.10 представлена схема ЭЭС РБ (номинальное напряжение 500 кВ) с указанием пошагового сценария развития каскадной аварии. Пошаговый сценарий отключений включал в себя: шаг №1 – отключение фазы «В» ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская; шаг №2 – отключение АТ-5 ПС 500 кВ Бекетово; шаг №3 – отключение ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская; шаг №4 отключение ВЛ 500 кВ Бекетово–Уфимская; шаг №5 – отключение АТ-2 на ПС Бекетово; шаг №6 – отключение АТ-6 на ПС Бекетово; шаг №7 – отключение ВЛ 220 кВ Туймазы – Благовар и других элементов ЭЭС с номинальным напряжением 220 кВ и ниже.

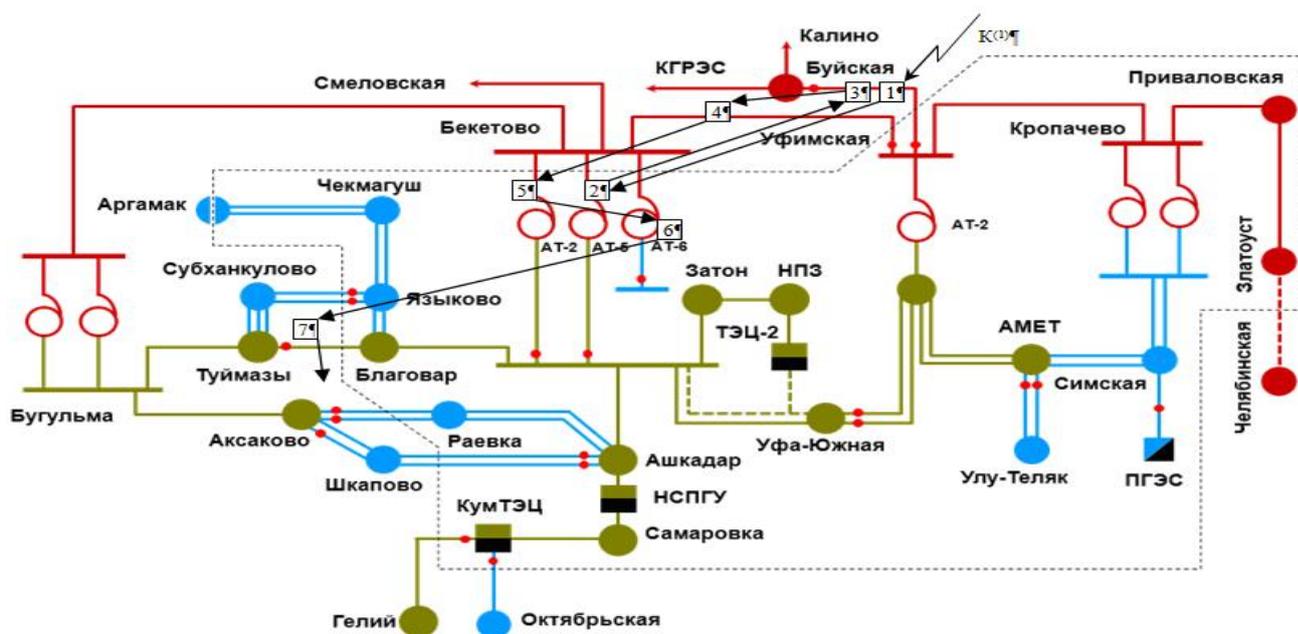


Рисунок 4.10 – Пошаговое развитие каскадной аварии для элементов ЭЭС РБ с номинальным напряжением 500 кВ

Пошаговое развитие каскадного процесса относительно токов в элементах ЭЭС представлено на рисунке 4.11. Здесь значение предельно допустимого тока I_p^{don} для элемента представлено гистограммами с наклонной штриховкой. Гистограммы с вертикальной штриховкой указывают значение тока I_p для соответствующего элемента до возникновения возмущения в сети. Горизонтальной штриховкой представлены гистограммы, указывающие значения I_p для соответствующего элемента после переход сети в аварийный режим, когда на этом элементе растёт значение I_p .

В соответствии с рисунками 4.10 и 4.11:

На шаге №1 в 11 часов 23 минуты 28 секунд 02.07.2016 г. (здесь и далее время – уральское), вследствие недопустимого приближения к проводам ВЛ 500 Буйская – Уфимская подъемной стрелы трубоукладчика, принадлежащего компании ООО «ЭПоС» произошло однофазное КЗ с неуспешным однофазным автоматическим повторным включением (ОАПВ) фазы «В» ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская действием направленной и дифференциально-фазной высокочастотной защиты (НДЗ).

До возмущения (начальные условия – н.у.) действующее значение тока в фазе «В» (со стороны ПС Буйская) составило $I_{B,н.у.} = 0,766$ кА. После возмущения значение тока (со стороны ПС Буйская) превысило значение тока уставки срабатывания РЗА ($I_{B,ср.РЗА}$) и длительно допустимого тока проводов при +25 С° ($I_{B,доп.р.}$) [121]:

$$I_{B,р.} = 2,305\text{кА} > I_{B,ср.РЗА} = 2,0\text{кА}, \quad (4.1)$$

$$I_{B,р.} = 2,305\text{кА} > I_{доп.р.} = 2,13\text{кА}, \quad (4.2)$$

Условие (4.2) привело к срабатыванию РЗА и отключению фазы "В" ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская. Таким образом, действие РЗА было правильным.

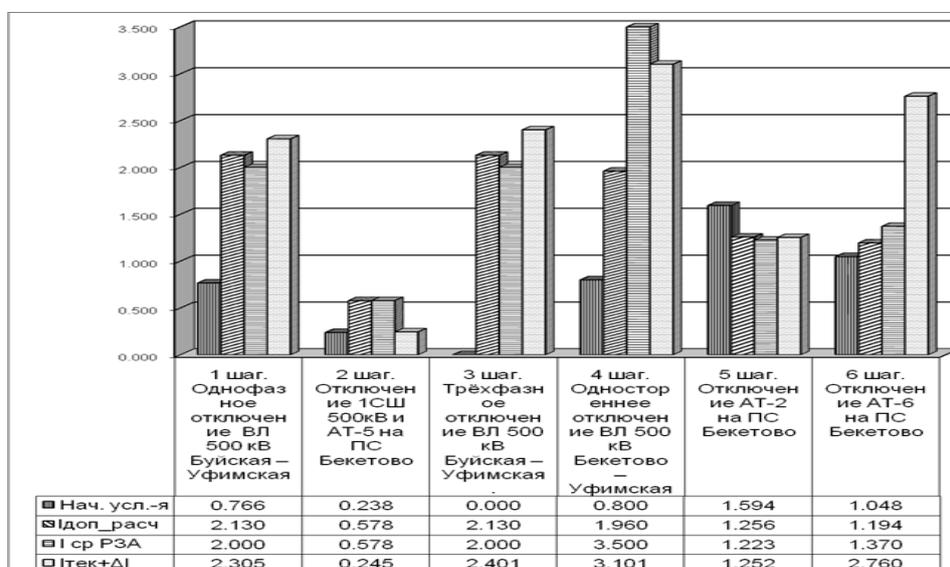


Рисунок 4.11 – Значения токов при пошаговом развитии каскадного процесса в ЭЭС РБ для элементов с номинальным напряжением 500 кВ

На шаге №2 в 11 часов 23 минут 28 секунд вследствие КЗ на ВЛ Буйская – Уфимская на ПС 500 кВ Бекетово по стороне 500 кВ АТ-5 в направлении к шинам 500 кВ протекал ток КЗ, равный утроенному току нулевой последовательности достаточный для срабатывания пускового органа IV-ой ступени токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) с током уставки $I_{уст.}$:

$$3I_0 = 0,760\text{кА} > I_{уст.} = 0,740\text{кА},$$

Через 21 мс от момента превышения током нулевой последовательности значения 740 А произошло срабатывание ТЗНП, что из-за ошибки конфигурирования подействовало на выходные реле резервных защит АТ-5 на ПС Бекетово и привело к его отключению вместе с I СШ 500 кВ на ПС Бекетово.

При этом ток, протекающий через АТ-5 на стороне 500 кВ перед отключением, в самой загруженной фазе «А» не превышал значение предельно допустимого тока ($I_{доп.р.}$):

$$I_{А,р.} = 0,245\text{кА} > I_{доп.р.} = 0,578\text{кА}.$$

Таким образом, действие РЗА в данном случае было излишним. В случае правильной настройки конфигурации терминалов РЗ последующих шагов каскадной аварии не произошло и каскадный процесс остановился на втором шаге аварийных отключений.

На шаге №3 в 11 часов 23 минуты 29 секунд трехфазно отключилась ВЛ 550кВ Буйская – Уфимская. В результате неуспешного ОАПВ фазы «В» ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская произошёл повторный наброс тока. Условие (2.2) было соблюдено, что привело к срабатыванию РЗА и отключению ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская. Таким образом, действие РЗА на данном шаге было правильным.

На шаге № 4 в 11 часов 23 минуты 29 секунд на ПС Уфимская излишним действием резервных защит (от снижения напряжения) отключилась ВЛ 500 кВ Бекетово - Уфимская, тем самым ПС Уфимская отделилась от сети ЕЭС. В действительности после возмущения (в момент ОАПВ) напряжение фазы «В» не снизилось до значения срабатывания уставки РЗ по напряжению:

$$U_{B,p.} = 70\text{кВ} > U_{cp.P3A.} = 46\text{кВ},$$

однако в связи с неправильной настройкой терминала защиты был подан сигнал на отключение 3-х фаз ВЛ-500 кВ Бекетово - Уфимская.

При этом наброс тока в фазе «В» ВЛ-500 кВ Бекетово - Уфимская (с 0,8 кА до 3,1 кА) в действительности не должен был привести к превышению уставки срабатывания РЗ по току

$$I_{B,p.} = 3,1\text{кА} < I_{B,cp.P3A} = 3,5\text{кА} \quad (4.1)$$

$$I_{B,p.} = 3,1\text{кА} > I_{доп.p.} = 1,96\text{кА} \quad (4.2)$$

Таким образом, действие РЗА на данном шаге каскадного процесса было неправильным.

На шаге № 5 в 11 ч. 23 мин. 44 сек. в условиях ремонтной схемы сети 500 кВ (в ремонте ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская) отключение на ПС 500 кВ Бекетово АТ-5 привело к набросу нагрузки и недопустимому перегрузу АТ-2 ПС 500 кВ Бекетово. После срабатывания 1-ой ступени автоматики разгрузки автотрансформаторов (АРА) АТ-2 срабатывает 4-я ступень АРА АТ-2 при значении тока КЗ на стороне 220 кВ, превышающем ток уставки:

$$I_{A,p.} = 1,252\text{кА} > I_{cp.P3A} = 1,223\text{кА}, \quad (4.3)$$

Вследствие чего правильно отработала АРА АТ-2 ПС 500 кВ Бекетово.

На шаге № 6 в 11 часов 23 минуты 58 секунд в результате недопустимого перегруза оставшегося в работе АТ-6 ПС 500 кВ Бекетово отработала АРА на его отключение. После срабатывания 1-й ступени АРА АТ-6 срабатывает 4-я ступень АРА АТ-6 при значении тока КЗ на стороне 110 кВ, превышающем ток уставки:

$$I_{B,p.} = 2,76\text{кА} > I_{cp.P3A} = 1,37\text{кА},$$

что привело к правильному действию РЗА на отключение АТ-6 от сети 110 кВ.

В результате отключение АТ ПС Бекетово привело к отделению Центральной части ЭЭС РБ от сети 500 кВ ЕЭС, что в свою очередь привело к недопустимому по величине превышению мощности на связях 220 кВ и 110 кВ

Центральной части ЭЭС РБ, РТ, Оренбургской и Челябинской областей.

Например, в результате превышения нагрузки на ЛЭП запитывающих рассматриваемый энергорайон, в 11 часов 24 минуты 10 секунд на ПС 220 кВ Туймазы действием автоматики разгрузки линии (АРЛ) отключились ВЛ 220 кВ Бугульма – Туймазы и Туймазы – Благовар (рисунок 4.10, шаг № 7).

В результате каскадной аварии Центральная часть ЭЭС РБ отделилась на изолированную от ЕЭС России работу с дефицитом мощности 866 МВт и снижением частоты в момент отделения до 47,47 Гц, при этом действием АЧР отключены потребители в объеме 967 МВт.

Рассмотрим работу устройств АЧР до восстановления частоты в ЭЭС 50 Гц.

В результате каскадных отключений произошло снижение нагрузки потребителей в ЭЭС: РБ (710 МВт), Челябинской (280 МВт) и Оренбургской (5 МВт) областях, что в сумме составило – 995 МВт. Снижение нагрузки потребителей происходило не только в результате действия ПА, но и по причине действия технологических защит.

При этом действия оперативного персонала филиала АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ (невыдача (немедленной) команды на загрузку станций на максимум в начале аварии), привели к увеличению объема отключенных потребителей на величину около 148 МВт.

После отключения на ПС Языково выключателя ВМ 110 Субханкулово 1,2 диспетчерским персоналом Башкирского РДУ, не была использована возможность включения потребителей, отключенных от АЧР и САОН на величину 64,6 МВт (ПС Туймазы, Химмаш, Субханкулово, Аргамак 1СШ-110) излишнее время простоя потребителей составило 1 час 43 минуты.

При работе АЧР на объектах ЭЭС РБ зафиксированы случаи неправильной работы (отказа в срабатывании на отключение) в общей сложности 102 устройств АЧР (434 присоединения), с суммарной нагрузкой подключенных потребителей в объеме 194 МВт, составляющих 22% от общего числа присоединений, подключенных под действие АЧР, уставки которых сработали при развитии аварии. Отказ устройств АЧР с более высокими уставками по частоте привёл к

работе устройств АЧР с более низкими уставками и отключению дополнительных потребителей.

4.2.3 Применение методики математического и 3D - графического анализа влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие аварийного каскадного процесса произошедшего 2.07.16 г.

В данном подразделе выполнено исследование по практическому применению методики математического и 3D - графического (визуального) анализа влияния неоднородности ЭЭС РБ на возникновение и развитие аварийного каскадного процесса произошедшего 2.07.16 г.

В исследованиях, проведенных в третьей главе, экспериментально доказано, что на возможность возникновения и развития каскадных процессов влияют параметры: индуктивное сопротивление X_{ij} , генерируемая $P_{ij \text{ ген}}$ и потребляемая $P_{ij \text{ наг}}$ в узлах ЭЭС мощность.

В соответствии с разработанной методикой ЭЭС РБ и прилегающие к ней ЭЭС рассматриваются, как географически распределенные системы, формализованные до матричного типа. Схема рассматриваемой ЭЭС применяется как координатное поле для выявления неоднородности параметров, влияющих на формирование условий осуществления каскадных процессов.

Электрическая сеть 500 кВ на территории ЭЭС РБ одновременно является частью системообразующей сети ОЭС Урала и выполняет межсистемные функции. Основная сеть 500 кВ ЭЭС РБ представлена следующими центрами питания: ПС Уфимская, ПС Буйская, ПС Бекетово, Кармановская ГРЭС.

Кроме того, автором решено учесть центры питания 500 кВ, расположенные на соседних с ЭЭС РБ территориях – в ЭЭС Челябинской (ЧЭ), Пермской (ПЭ), Оренбургской (ОЭ), Костромской областях (КЭ) и в ЭЭС Республики Татарстан (РТ). В данный список вошли следующие центры питания 500кВ: ПС Калино (ПЭ), ПС Кропачево (ЧЭ), ПС Приваловская (ЧЭ), ПС Удмуртская (УЭ), ПС Златоуст (ЧЭ), ПС Бугульма (ЭЭС РТ), ПС Челябинская (ЧЭ), ПС Магнитогорская (ЧЭ), ПС

Смеловская (ЧЭ), ПС Шагол (ЧЭ), ПС Сокол (КЭ), Заинская ГРЭС (ЭЭС РТ), Ириклинская ГРЭС (ЭЭС ОО), Троицкая ГРЭС (ЧЭ), Южноуральская ГРЭС-2 (ЧЭ), Воткинская ГЭЭС (ПЭ). Границы энергорайона, в который вошли перечисленные элементы, приведены в таблице 4.8.

Карта-схема размещения ЛЭП, ПС напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2017 – 2023 гг. с границами энергорайона рассматриваемого каскадного процесса (пунктирная линия) представлена на рисунке 4.12.

При составлении схемы замещения энергорайона 500 кВ были учтены следующие пункты:

- 1) Электрические станции, входящие в границы выделенного энергорайона и оказывающие на него влияние моделируются генерирующими узлами;
- 2) Потребительские ПС входящие в границы выделенного энергорайона, моделируются нагрузочными узлами;

Таблица 4.8 – Границы энергорайона исследуемого каскадного процесса

Границы	Место замера
ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭЭС – Южная	Воткинская ГЭЭС
ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭЭС – Вятка	Воткинская ГЭЭС
ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС – Калино 1,2	ПС 500 кВ Калино
ВЛ 500 кВ Калино –Тагил	ПС 500 кВ Калино
ВЛ 500 кВ Удмуртская – Щелоков	ПС 500 кВ Удмуртская
ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Газовая	Ириклинская ГРЭС
ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара	Ириклинская ГРЭС
ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская	ПС 500 кВ Челябинская
ВЛ 500 кВ Шагол – Курчатовская	ПС 500 кВ Шагол
ВЛ 500 кВ Шагол – Козырево	ПС 500 кВ Шагол
ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол	ПС 500 кВ Сокол
ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль	ПС 500 кВ Сокол
ВЛ 500 кВ Сокол – Житикара	ПС 500 кВ Сокол
ВЛ 500 кВ Заинская ГРЭС – Нижнекамская ГЭЭС	Заинская ГРЭС

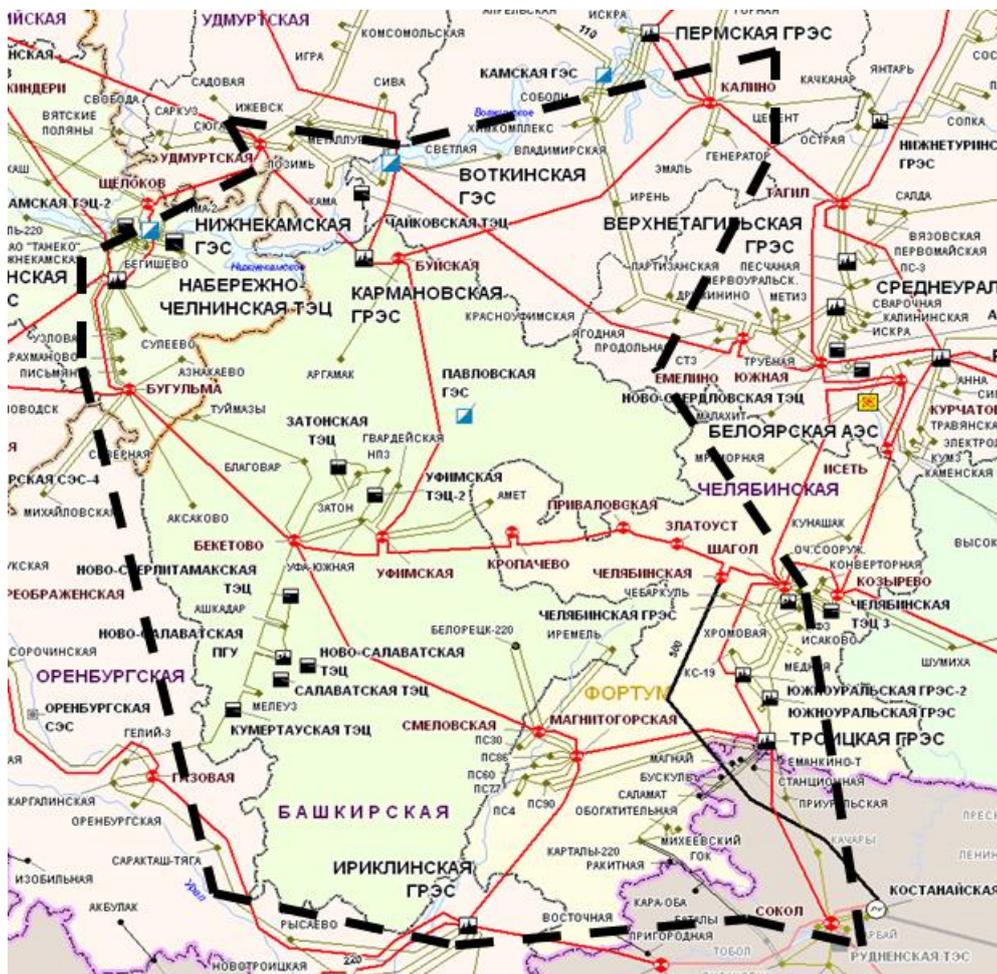


Рисунок 4.12 – Карта-схема размещения ЛЭП, ПС электростанций с границами энергорайона в рамках которого произошел аварийный каскадный процесс в ЭЭС РБ 2.07.2016 г. (пунктирная линия)

3) ПС и электростанции, которые не входят в выделенный энергорайон, моделируются с учетом перетоков мощности влияющих на формирование режимов рассматриваемого энергорайона.

4) При формировании поверхности параметров неоднородной ЭЭС создана прямоугольная матрица ($i \times j \rightarrow 9 \times 8$) в рамках которой отсутствующие узлы и ветви схемы замещения ЭЭС заменяются фиктивными (несуществующими) электросетевыми объектами – ПС, электростанциями, ЛЭП). В фиктивных ветвях (ф.в.) индуктивное сопротивление $X_{ф.в.} \rightarrow \infty$, индуктивная проводимость

$B_{ф.в.} = \frac{1}{X_{ф.в.}} = 0$. Фиктивные узлы (ф.у.) характеризуются отсутствием в них

каких-либо величин по потребляемой $P_{Н.ф.у.} = 0$ и генерируемой $P_{Г.ф.у.} = 0$ мощности.

5) При формировании поверхности неоднородной ЭЭС автором введено допущение, согласно которому в расчетах учитываются сопротивления и проводимости только ЛЭП рассматриваемой сети 500 кВ (рис. 4.14 – 4.16). При этом автор понимает, что это допущение вносит определенную долю погрешности в выполняемый расчет поверхности неоднородной ЭЭС. Но учет всех элементов, по всем напряжениям приведет к существенному усложнению с точки зрения объема вычислительных операций, поэтому в данной работе в тестовом формате продемонстрированы возможности применения разработанных методик на практике – на базе реальной схемы ЭЭС РБ.

б)

На рисунке 4.13 представлена схема замещения энергорайона в рамках рассматриваемого каскадного процесса с учётом вышеизложенных положений.

Параметры узлов и ветвей схемы замещения исследуемого энергорайона сведены в Приложение И (таблицы ПИ 1 – ПИ 3). В каждом узле схемы замещения заданы значения по потребляемой и генерируемой мощности в соответствии с данными представленными в таблице ПЕ 1. Параметры ЛЭП представлены в таблице ПЕ 2, рассчитанные параметры ветвей схемы замещения представлены в таблице ПЕ 3.

Сводная матрица (таблица 4.9) вычислена в соответствии с (2.11-2.14), как по координатное распределение алгебраической суммы факторов системы по параметрам, влияющим на осуществление исследуемого каскадного процесса

(индуктивная проводимость $B_{ij} = \frac{1}{X_{ij}}$ (обратная величина индуктивного

сопротивления), потребляемые $P_{ij \text{ наг}}$ и генерируемые $P_{ij \text{ ген}}$ мощности в узлах).

Пример последовательности действий по формированию матрицы параметров неоднородной ЭЭС, необходимой для создания 3D-графической поверхности распределения параметров неоднородной ЭЭС представлен и описан в приложении К.

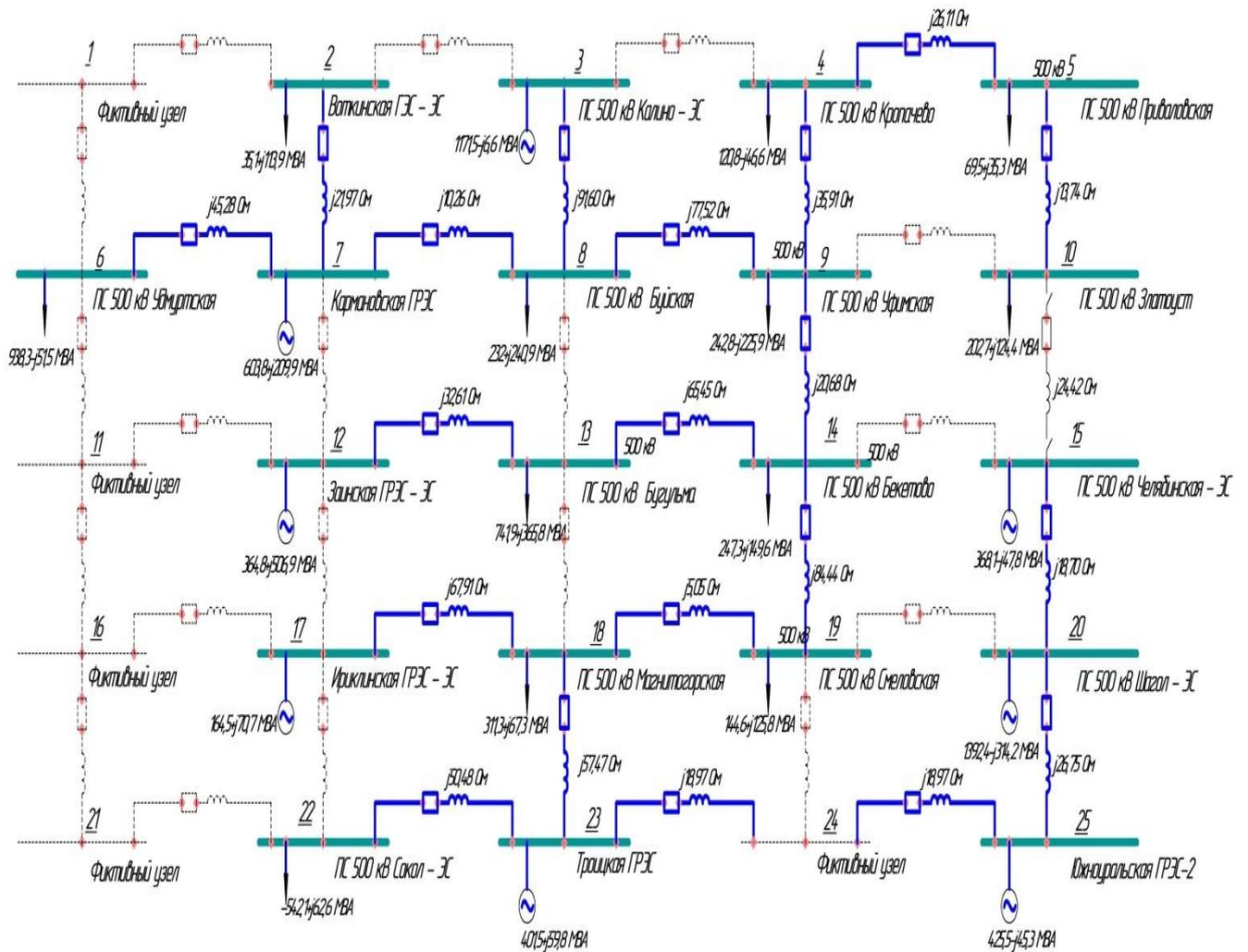


Рисунок 4.13 – Схема замещения рассматриваемого энергорайона 500 кВ

Таблица 4.9 – Сводная матрица неоднородности параметров влияющих на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов в рассматриваемом энергорайоне

0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.29
0.11	0.06	0.06	0.24	0.24	0.32	0.32	1.36
1.15	1.15	0.75	0.75	0.30	0.30	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24	0.24	0.20
0.00	0.00	0.81	0.81	0.55	0.55	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.27
0.00	0.00	0.30	0.30	1.19	1.19	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.00	0.00	0.39
0.00	0.00	0.78	0.78	0.36	0.36	0.42	0.42

На базе сводной матрицы и схемы замещения построим визуальное представление поверхности (рисунок 4.14) изменения влияющих факторов в

координатах x, y, z , где координаты x, y соответствуют координатам $i \times j$ матричной формализации схемы замещения ЭЭС (рисунок 4.13) на двумерной плоскости, а по координате z распределяется значение фактора влияющего на возникновение и развитие каскадных процессов.

На рисунке 4.14 представлено наложение на топологию схемы замещения 3D - графической модели неоднородного распределения параметров ЭЭС на момент предшествующий КЗ на ВЛ Буйская – Уфимская 500 кВ.

На рисунке 4.15 показана сводная поверхность параметров неоднородной ЭЭС на шаге №2 (отключение ЛЭП 500кВ Буйская – Уфимская) развития аварийного каскадного процесса.

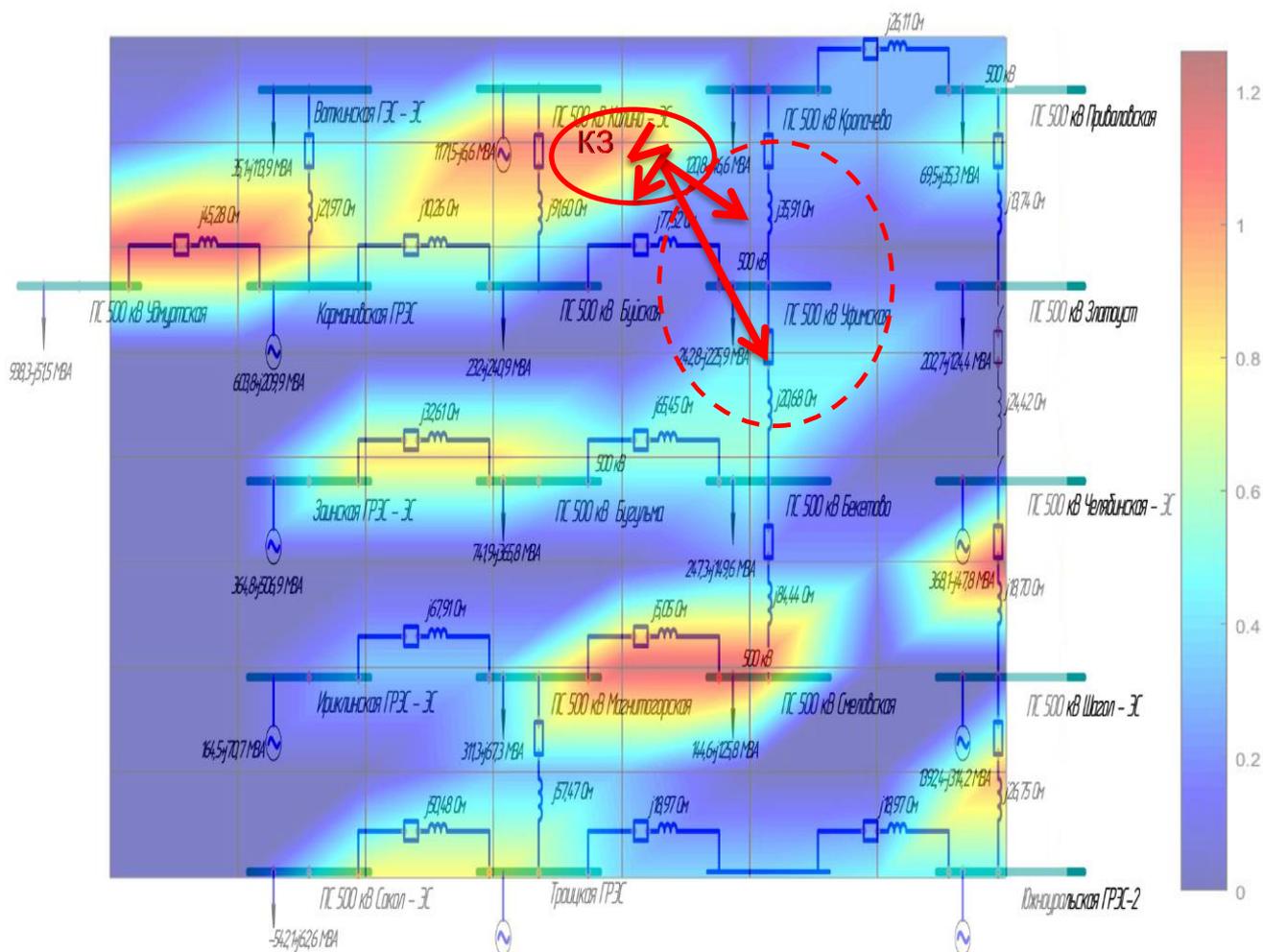


Рисунок 4.14 – Схема замещения и 3D-графическая поверхность неоднородного распределения параметров ЭЭС исследуемого энергорайона $U_{\text{ном}}=500$ кВ до короткого замыкания на ЛЭП 500кВ Буйская-Уфимская

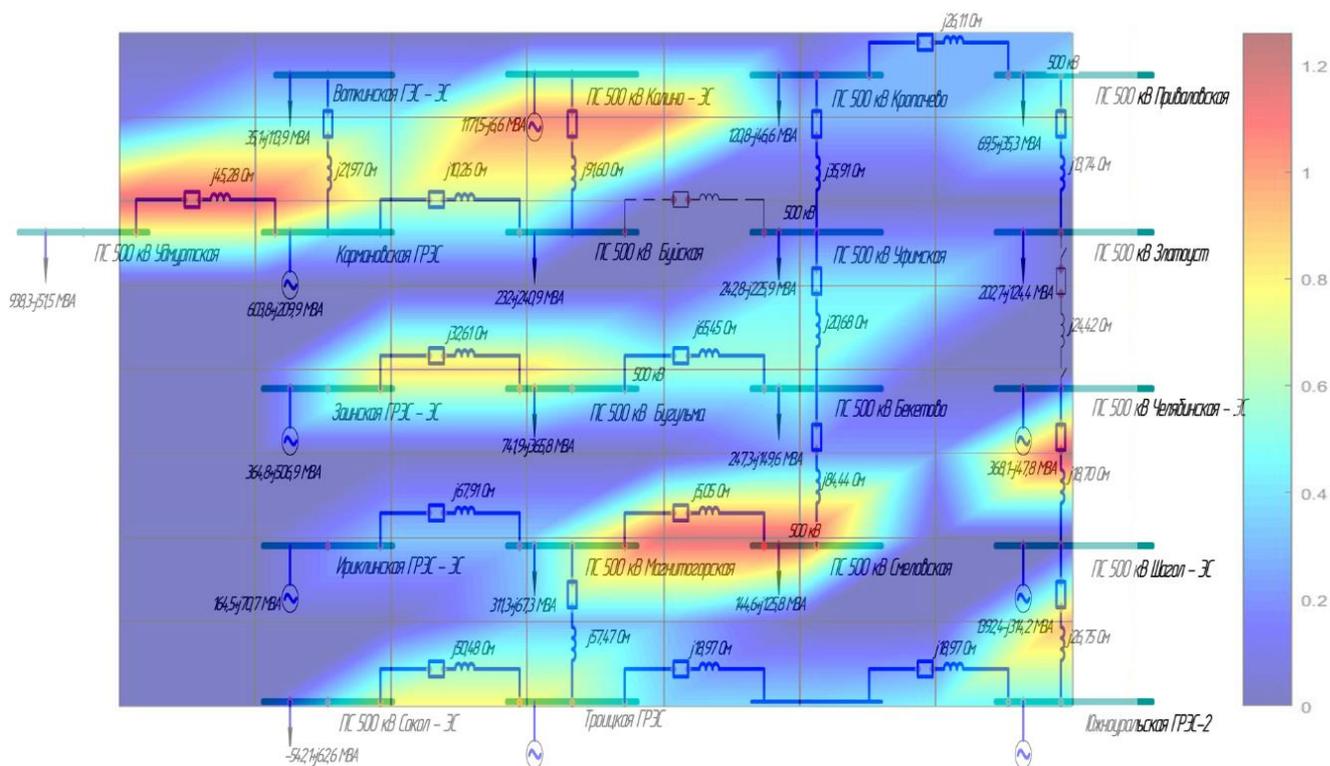


Рисунок 4.15 – Схема замещения и 3D-графическая поверхность неоднородного распределения параметров ЭЭС исследуемого энергорайона в момент отключения ВЛ Буйская – Уфимская от сети 500 кВ

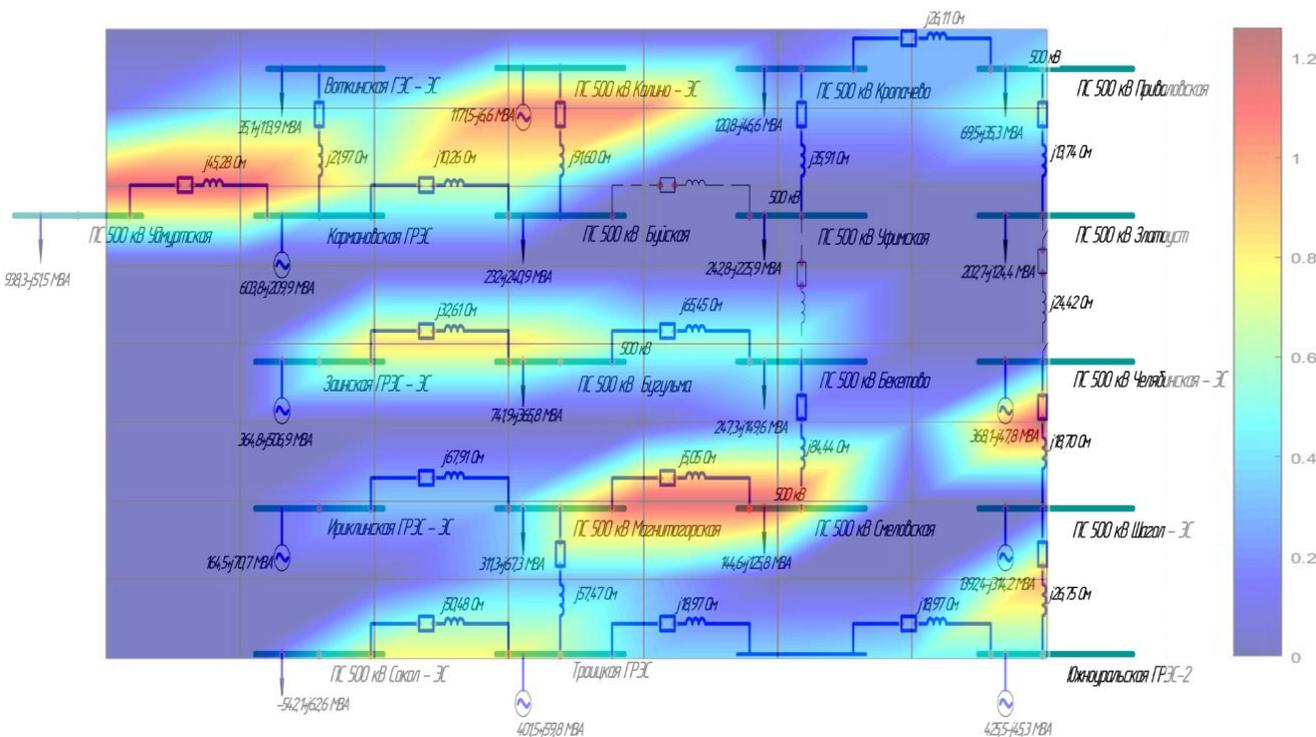


Рисунок 4.16 – Схема замещения и 3D-графическая поверхность неоднородного распределения параметров ЭЭС исследуемого энергорайона в момент отключения ПС Бекетово от сети 500 кВ

На рисунке 4.16 представлена сводная поверхность параметров неоднородной ЭЭС при отключенной ВЛ 500кВ Бекетово – Уфимская. Сравнительный анализ поверхностей (рисунки 4.14 – 4.16) дает наглядное представление о пошаговом ходе развития аварии для ВЛ 500 кВ и изменении неоднородной поверхности ЭЭС РБ.

В результате отключений действием ПА связей 500 кВ ВЛ Буйская Уфимская, АТ 5 и АТ 2 (3x167 МВА, 500/220/35 кВ), АТ 6 (250 МВА, 500/110/10 кВ) на ПС Бекетово произошел наброс мощности на связи 110 – 220 кВ центральной части ЭЭС РБ, что спровоцировало каскадное (пошаговое) отключение перегруженных по току элементов (рис. 4.17).

По результатам каскадных отключений вызванных превышением предельно допустимого тока в элементах ЭЭС (рис. 4.17) построены 3D - графические модели на момент отключения ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская (рис. 4.18) и для каждого из последующих пошаговых каскадных отключений элементов ЭЭС 110, 220, 500 кВ (рис. ПЛ 1 – ПЛ 9).

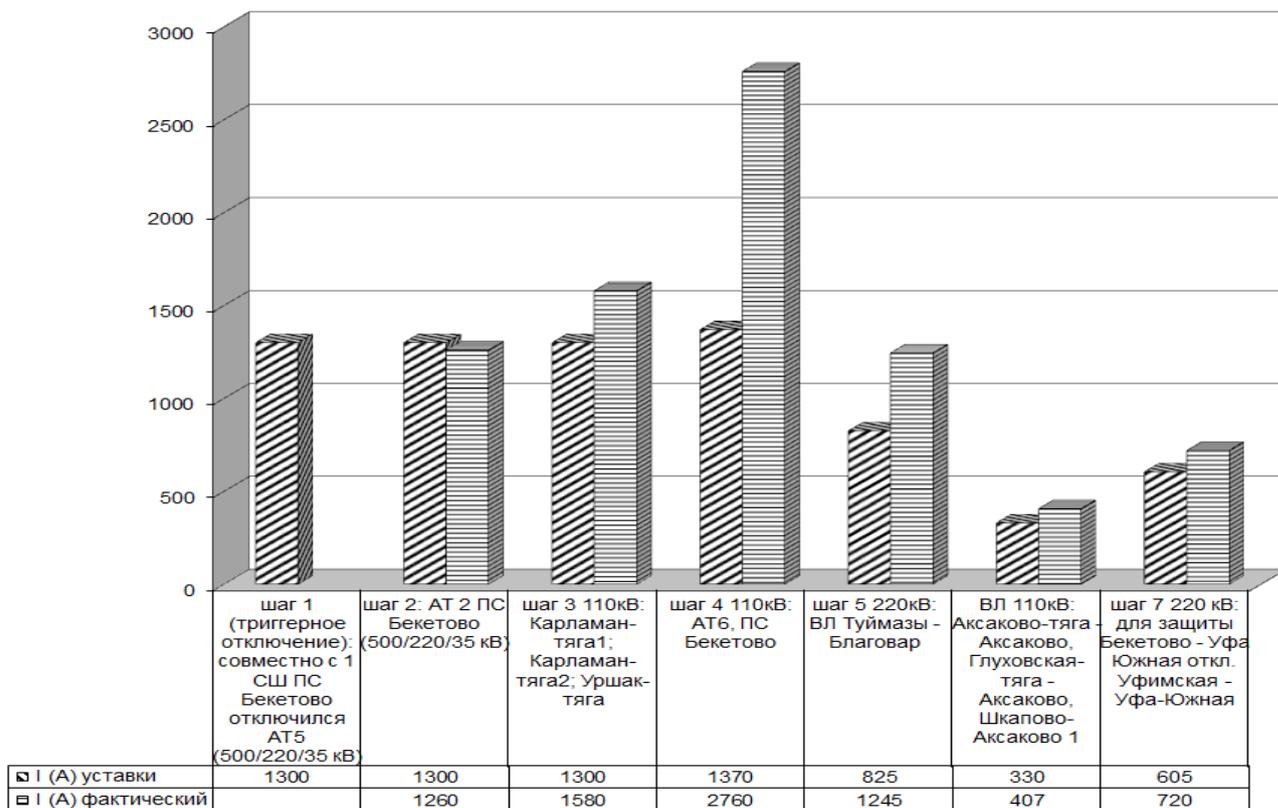


Рисунок 4.17 – Пошаговое отключение перегруженных по току элементов (500, 220, 110 кВ) при развитии каскадной аварии в ЭЭС РБ 02.07.16 г.

На рисунке 4.18 неоднородная поверхность по параметру тока (I , о.е.) в элементах ЭЭС РБ обозначены шаги развития каскадного процесса, в узлах указаны номинальные напряжения отключаемых элементов, часть ветвей ЭЭС РБ заменена эквивалентами соответствующими реальной схеме, в узлах обозначены связи с потребителями и электростанциями, в скобках указана принадлежность узла к соседней от РБ ЭЭС (Татарстан – ТЭ, Челябинская – ЧЭ, Оренбургская – ОЭ). После 7-го шага отключений (рис. ПЛ 9) перегруженных по току элементов, по 4-ем связям 110 – 220 кВ между ЭЭС РБ и ЕЭС России начался асинхронный режим (на рис. 4.18, ПЛ 1 – 9 обозначен АР), в результате чего сработала на отключение автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

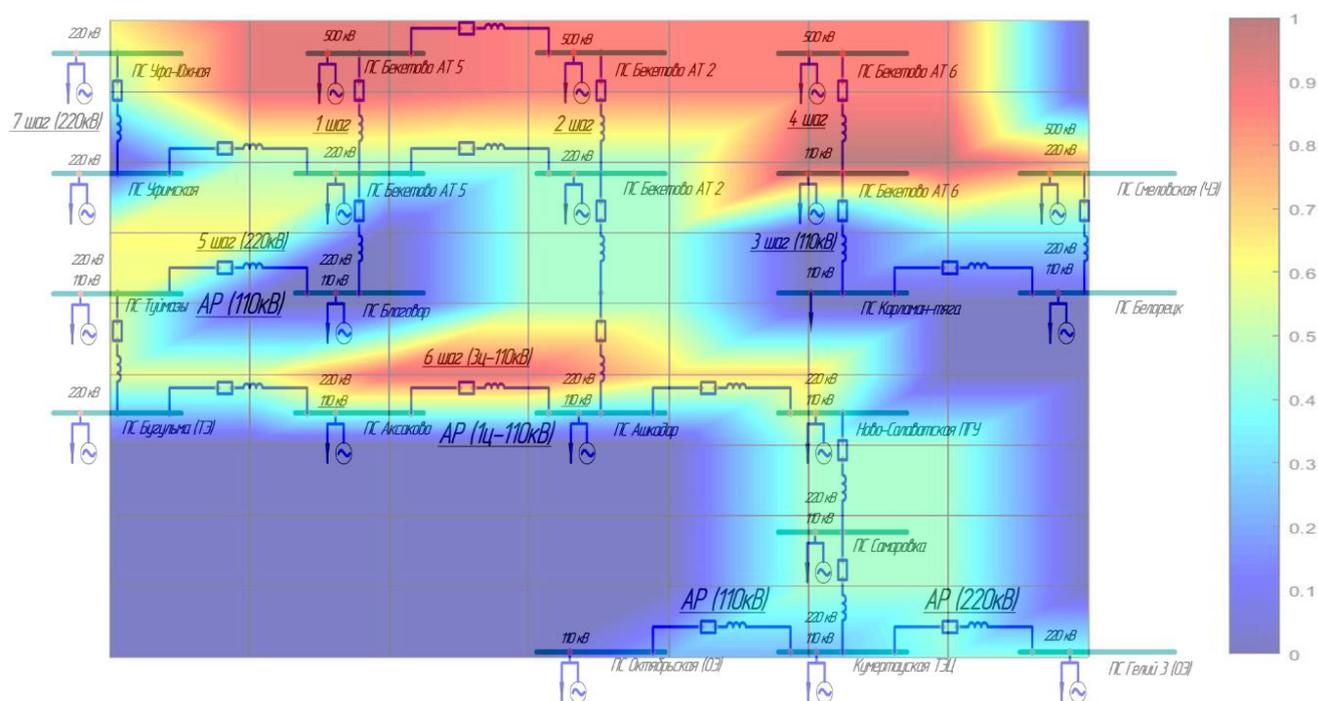


Рисунок 4.18 – 3D-графическая модель поверхности неоднородного распределения параметра тока (I , о.е.) в элементах ЭЭС РБ при развитии каскадной аварии, после отключения ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская

Описанная модель развития каскадной аварии (рис. 4.14 – 4.18) указывает на работоспособность и применимость разработанных методик к реальным схемам ЭЭС. При этом в данной модели показан анализ пошагового перехода от одного квазиустановившегося режима к другому по условию (1), до момента возникновения асинхронных режимов.

4.2.4 Выводы по результатам каскадной аварии в энергосистеме Республики Башкортостан произошедшей 02.07.18 г.

Восстановление нормального режима работы после каскадной аварии было выполнено в соответствии со следующей временной последовательностью: в 11:39 восстановлено электроснабжение потребителей Оренбургской области; в 12:21 Центральная часть ЭЭС РБ синхронизирована с ЕЭС России; в 13:25 включены все потребители ЭЭС Челябинской области; в 14:59 включены все потребители ЭЭС РБ (с момента начала аварии прошло 3 часа 38 минут).

Актом № 01 расследования причин аварии, произошедшей 02.07.2016 года [118]:

- выявлены нарушения требований правовых актов в области энергетики Башкирское РДУ, ООО «БСК», ООО «БГК», ООО «Башкирэнерго».

- определены причины возникновения аварии и ее развития: 17 организационных и 3 технических.

- выявлены в ходе расследования недостатки эксплуатации, проекта, конструкции, изготовления, строительства, монтажа оборудования, явившихся предпосылками или затруднением ликвидации аварии (18 пунктов).

- предписаны к исполнению противоаварийные мероприятия ООО «Башкирэнерго», ООО «БГК», Филиала АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, ООО «БСК», филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала: технические – 10, организационные – 25, которые должны препятствовать в дальнейшем повторению произошедшей аварии.

По результатам анализа описанной каскадной аварии в ЭЭС РБ, в соответствии с разработанными автором методиками (инструментами), предлагается их применение при выполнении аналитических расчетов о возможности возникновения и развития аварийных каскадных процессов с выявлением пошаговых траекторий отключений элементов ЭЭС.

4.3 Влияние схемы выдачи мощности Ново-Салаватской теплоэлектроцентрали на возможность возникновения аварийных каскадных процессов в энергосистеме Республики Башкортостан

Удовлетворение потребностей нефтегазохимических заводов ОАО «ГазпромнефтехимСалават» в энергоресурсах с учетом строительства и пуска новых производств натолкнуло на создание проекта, реализация которого дает возможность повысить эффективность выработки тепловой и электрической энергии на Ново-Салаватской ТЭЦ. Работа основывалась на вводах высокоэффективных теплофикационных парогазовых установок (ПГУ) с КПД в конденсационном цикле 57-58%.

Реализация схемы выдачи мощности энергоблока ПГУ-410Т должна позволить выдавать мощность энергоблока в электрическую сеть и обеспечивать усиление существующей электрической сети.

В соответствии с [119] схемы выдачи мощности электростанций при отключении одной из отходящих линий высшего напряжения или трансформатора связи шин должны обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности (за вычетом нагрузки распределительной сети и собственных нужд).

Количество присоединений на схеме выдачи мощности электростанций определяется по формуле [122]

$$K = \frac{P_{уст}}{P_{НАТ ВЛ 220кВ}},$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность вводимой генерирующей мощности; $P_{НАТ ВЛ 220кВ}$ – натуральная мощность ЛЭП 220 кВ; $K = K_{целое} + \Delta$, где $0 < \Delta < 1$ выбирается как целое число из условия, в общем случае – округления K до целого в большую сторону.

В случае определения количества линий 220 кВ для выдачи мощности энергоблока ПГУ-410Т $P_{НАТ ВЛ 220кВ} = 135 \text{ МВт}$, определяется как:

$$K = \frac{P_{уст}}{P_{НАТ ВЛ 220кВ}} = \frac{410}{135} \approx 3,04.$$

При этом в [15, 93] предлагается считать $K = K_{\text{целое}} + \Delta + (1 - \Delta)$, при $0 < \Delta < 0,15$ $K = K_{\text{целое}}$, что в масштабах страны для подобных проектов позволит сэкономить существенные суммы денежных средств.

Для обеспечения выдачи мощности сооружаются следующие электросетевые объекты [120]:

- КРУЭ 220 кВ Ново-Салаватской ТЭЦ;

- шлейфовые заходы ВЛ 220 кВ Ашкадар – Самаровка (2x2,5 км) с использованием кабельной вставки 220 кВ на КРУЭ 220 кВ Ново-Салаватской ТЭЦ с образованием КВЛ 220 кВ КРУЭ Ново-Салаватская ТЭЦ – Самаровка и КВЛ 220 кВ КРУЭ Ново-Салаватской ТЭЦ – Ашкадар 2;

- ВЛ 220 кВ КРУЭ Ново-Салаватской ТЭЦ – Ашкадар 1 длиной 19,8 км сечением АС 400;

- установка на Ново-Салаватской ТЭЦ автотрансформатора (АТ) № 1 220/110 кВ мощностью 250 МВА с подключением к шинам 110 кВ ЗРУ-1 Ново-Салаватской ТЭЦ через развилку из двух выключателей 110 кВ;

- строительство новой ВЛ 110 кВ ЗРУ-1 Ново-Салаватская ТЭЦ – Самаровка длиной около 57 км;

- установка токоограничивающих реакторов 110 кВ на ВЛ Ново-Салаватская ТЭЦ – Салаватская ТЭЦ 1,2 и на 1СВ, 2СВ ЗРУ 110 кВ Ново-Салаватской ТЭЦ сопротивлением 6 Ом каждый.

При этом анализ режимов при строительстве линии 110 кВ показал наличие дополнительного наброса мощности на существующие линии 110 кВ, что приведет к необходимости дополнительных мероприятий по ограничению токов КЗ: установка четырех токоограничивающих реакторов и включения пятидесяти четырех вновь вводимых и реконструированных устройств ПА [120]. Перечисленные мероприятия позволяют существенно снизить влияние коротких замыканий на электроснабжение существующих потребителей и повысить динамическую устойчивость электростанций, но с учетом всех этих мероприятий проект становится дороже.

Далее на примере схемы, рассматривающей послеаварийный режим с перетоком по ВЛ 500 кВ Бугульма – Бекетово в сторону ПС 500 кВ Бекетово (таблица 4.10), показано наличие токовых перегрузок с возможностью возникновения и развития аварийных каскадных процессов.

Таблица 4.10 – Максимально загруженные элементы сети.

Отключенные элементы сети		Максимально загруженные элементы				
		Название	$P_{ВЛ}$, МВт	$Q_{ВЛ}$, Мвар	$I_{ВЛ}$, А	$I_{ВЛ}/I_{ВЛдоп}$, %
Ремонт	Аварийное отключение					
Режим зимних максимальных нагрузок						
ВЛ 220 кВ Бекетово-Ашкадар	1СШ 110 кВ ПС Ашкадар	НСтГЭЦ-Подлес2	-133	11	637	106
		НСтГЭЦ-Подлес1	-133	12	635	106
		Толбазы2- Подлес2	124	-30	634	106
		Толбазы1- Подлес1	124	-30	633	105
		Софиполь2- Толбазы2	119	-32	611	102
Режим зимних минимальных нагрузок						
ВЛ 220 кВ НСПГУ-Самаровка	ВЛ 220 кВ Бекетово-Ашкадар	НСтГЭЦ-Подлес2	-129	12	617	103
		НСтГЭЦ-Подлес1	-128	12	615	103
		Толбазы2- Подлес2	121	-29	615	102
		Толбазы1- Подлес1	121	-30	613	102
Режим летних максимальных нагрузок						
ВЛ 220 кВ НСПГУ-Самаровка	1СШ 110 кВ ПС Ашкадар	НСтГЭЦ-Подлес2	-114	13	547	107
		НСтГЭЦ-Подлес1	-114	14	546	107
		Толбазы2- Подлес2	108	-27	545	107
		Толбазы1- Подлес1	107	-27	544	107
		Софиполь2- Толбазы2	103	-28	527	103
Режим летних минимальных нагрузок						
ВЛ 220 кВ НСПГУ-Самаровка	ВЛ 220 кВ Бекетово-Ашкадар	НСтГЭЦ-Подлес2	-116	15	558	110
		НСтГЭЦ-Подлес1	-116	15	556	109
		Толбазы2- Подлес2	110	-29	556	109
		Толбазы1- Подлес1	109	-29	555	109
		Софиполь2- Толбазы2	106	-30	539	106
		Софиполь1- Толбазы1	102	-31	525	103
		Ишлы2-Софиполь2	98	-39	518	102
		Ишлы1-Софиполь1	97	-39	514	101

Анализ параметров послеаварийных режимов с учетом управляющих воздействий существующей ПА показал, что ремонт ВЛ 220 кВ Ново-Салаватской ПГУ – Самаровка и аварийное отключение 1 СШ 220 кВ ПС

Ашкадар в режиме летних максимальных нагрузок вызывают токовые перегрузки следующих линий [120]:

- НСтТЭЦ – Подлес2 (максимальная токовая нагрузка составляет 107% от длительно допустимого тока);
- НСтТЭЦ – Подлес 1 (максимальная токовая нагрузка составляет 107% от длительно допустимого тока);
- Толбазы 2 – Подлес 2 (максимальная токовая нагрузка составляет 107% от длительно допустимого тока);
- Толбазы 1 – Подлес 1 (максимальная токовая нагрузка составляет 107% от длительно допустимого тока);
- Софиполь 2 – Толбазы 2 (максимальная токовая нагрузка составляет 103% от длительно допустимого тока).

В ряде послеаварийных режимов действия ПА не ликвидируют перегрузки, а вызывают дополнительные перегрузки, увеличивая тяжесть послеаварийных режимов, и после каскадных отключений приводят к развитию аварийной ситуации.

Наиболее экономичным и выгодным выглядит проект ПГУ-410Т при отсутствии автотрансформатора с мощностью 250 МВА. Исключив из схемы АТДЦТН – 250000/220/110, можно избежать набросов мощности на сеть 110кВ и соответствующих затрат на установку устройств ПА, реакторов и замене выключателей.

В таблице 4.11 приведен перечень и стоимость оборудования в соответствии с утвержденным (№1) и предлагаемым (№2) вариантами схемы выдачи мощности Ново-Салаватской ТЭЦ ПГУ 410 МВт. Завышение показателей надежности при формировании схемы выдачи мощности по первому варианту обусловлено установкой АТ и строительством линии 110кВ, что приводит к необходимости установки дополнительных четырех токоограничивающих реакторов сопротивлением 6 Ом, а также оснащение ВЛ устройствами ПА: фиксации отключения линий электропередач (ФОЛ) на ЛЭП 220 кВ НСтТЭЦ ПГУ 410 МВт – Ашкадар 1, Ново-Салаватская ПГУ-Ашкадар 2, НСПГУ-Самаровка; устройство

автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР) на ВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ-Самаровка; устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО) на ВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ – Ашкадар 1, Ново-Салаватская ПГУ-Ашкадар 2; устройство фиксации тяжести КЗ (ФТКЗ) на ЗРУ-1 110 кВ Ново-Салаватской ТЭЦ.

Таблица 4.11 – Перечень и стоимость оборудования, входящего в проект утвержденного (1) и предлагаемого (2) вариантов схемы выдачи мощности НСТЭЦ ПГУ 410 МВт

Вариант выдачи мощности		Оборудование	Кол-во, шт	Стоимость единицы оборудования, тыс. руб.
№ 1	№ 2			
+	+	Шлейфовые заходы ВЛ 220 кВ Ашкадар – Самаровка (2x2,5 км)	1	159 660
+	+	ВЛ 220 кВ НС ТЭЦ – Ашкадар 1 длиной 19,8 км АС 400	1	632 253,6
+	+	ВЛ 110 кВ ЗРУ-1 Ново-Салаватская ТЭЦ – Самаровка длиной около 57 км	1	498 341
+	+	Ячейка 220 кВ ПС Ашкадар	1	9 650
+	-	Автотрансформатор АТДЦТН-250000/220/110-У1	1	196 989
+	-	Ячейки 110 кВ в РУ 110 кВ Ново-Салаватская ТЭЦ	3	83 068
+	-	Ячейка 110 кВ ПС Самаровка	1	83 068
+	-	Токоограничивающий реактор	12	2 500
+	-	ФТКЗ на Ново-Салаватской ТЭЦ	1	950
+	+	ФОЛ ВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ-Ашкадар 1	1	950
+	+	ФОЛ ВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ-Ашкадар 2	1	950
+	+	ФОЛ ВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ-Самаровка	1	950
+	+	АЛАР ВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ-Самаровка	1	950
+	+	АОПО ВЛ 220кВ Ново-Салаватская ПГУ-Ашкадар 1	1	950
+	+	АОПО ВЛ 220кВ Ново-Салаватская ПГУ-Ашкадар 2	1	950
ИТОГО		по варианту №1	18	1 669 680
		по варианту №2	4	1 305 605

При этом необходимо отметить, что удорожание схемы выдачи мощности Ново-Салаватской ТЭЦ на 364,075 млн. руб. приводит к повышению стоимости тарифа на электроэнергию для потребителей.

В результате предлагается в соответствии со схемой выдачи мощности по варианту №2 в нормальном режиме и в режимах одиночных отключений на время

ремонта ЛЭП 220 кВ и генератора (в случае, когда ремонт на ЛЭП совпадает с ремонтом генератора или любого другого оборудования) выдачу мощности ПГУ-410 осуществлять по имеющимся ВЛ, учитывая, что пропускная способность ВЛ 220 кВ составляет 135 МВт.

Предлагаемый вариант №2 схемы выдачи мощности в масштабах страны является необходимым инструментом снижения стоимости тарифных издержек на развитие энергосистем без ущерба для надежности потребителей.

4.4 Влияние полного демонтажа мощности Урусинской государственной районной электростанции на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов в энергосистеме Республики Башкортостан

В данном исследовании предполагается показать важность анализа режимов работы энергосистем при выводе из эксплуатации объектов генерации на примере Урусинской ГРЭС, с точки зрения возможности возникновения и развития каскадных процессов.

Электроснабжение потребителей г. Октябрьский и прилегающего района (семь ПС 110 кВ) в нормальной схеме осуществляется с шин 110 кВ Урусинской ГРЭС (энергосистема Республики Татарстан) установленной мощностью 161 МВт по ВЛ 110 кВ Урусинская ГРЭС – Туймазы 1, 2 цепь сечением АС-120 и ВЛ 110 кВ Урусинская ГРЭС – Туймазы 3,4 цепь сечением АС-150. Указанные ВЛ 110 кВ нормально секционированы на ПС 220 кВ Туймазы для исключения перегрузки оборудования транзитными перетоками.

Урусинская ГРЭС была введена в 1944 году, её оборудование устарело. По данным Схемы и программы развития электроэнергетики ЕЭС России на 2014–2020 гг. в перечне дополнительных демонтажей к 2018 г. учитывается полный демонтаж турбогенераторов Урусинской ГРЭС установленной мощностью 161 МВт. В перечне дополнительных вводов на 2016–2017 гг. намечен ввод новой мощности на Урусинской ГРЭС величиной 200 МВт [123].

- перегруз АТ-1,2 ЗГРЭС составляет 130/127 % (Ремонт ВЛ 500 кВ ЗайГРЭС - Бугульма и аварийное отключение ВЛ 500 кВ Азот - Бугульма при перетоке – 2400 МВт по сечению Запад - Урал в сторону ОЭС Урала для зимнего периода).

- перегруз АТ-5,6 ЗГРЭС составляет 113/161 % (Ремонт ВЛ 500 кВ ЗайГРЭС - Бугульма и аварийное отключение ВЛ 500 кВ Азот - Бугульма при перетоке – 2400 МВт по сечению Запад - Урал в сторону ОЭС Урала для зимнего периода).

Также в результате расчетов выявлено, что при сочетании неблагоприятных факторов (МДП в сечении 500 кВ Запад – Урал и отсутствии генерации на шинах 220 кВ Заинской ГРЭС) и отключении одной АТГ 500/220 кВ ПС Бугульма, вторая может перегрузиться на 6 % от номинальной мощности (рисунок 4.17).

Демонтаж всех турбогенераторов Урусинской ГРЭС и питание ПС 110 кВ г. Октябрьский от Татарской энергосистемы незначительно увеличивают загрузку АТГ 500/220 кВ ПС Бугульма и при сочетании МДП в сечении 500 кВ Запад – Урал и отсутствии генерации на шинах 220 кВ Заинской ГРЭС, при отключении одной АТГ 500/220 кВ ПС Бугульма может возникнуть перегрузка другой более чем на 5 % (рисунок ПМ 1).

Поскольку данное сочетание маловероятно, то питание ПС 110 кВ района г. Октябрьский возможно осуществлять с шин 110 кВ Урусинской ГРЭС по существующей схеме даже с учётом полного демонтажа турбогенераторов Урусинской ГРЭС. При этом возможны пониженные уровни напряжения на ПС 110 кВ района г. Октябрьский в режимах с отключением АТГ 500/110 кВ ПС Бугульма - до 102 кВ (рисунок ПМ 2).

При отключении АТГ 500/110 кВ ПС Бугульма и ВЛ 220 кВ Бугульма – Азнакаево уровни напряжения на ПС 110 кВ района г. Октябрьский составляют 98 кВ, загрузка АТ 220/110 кВ ПС Письмянка – 120 % от номинальной мощности (рисунок ПМ 3).

Таким образом при возмущениях в ремонтной схеме надежное электроснабжение потребителей района г. Октябрьский без генерации Урусинской ГРЭС может не обеспечиваться. При выполнении ремонтов в сетях Татарской энергосистемы рекомендуется выполнять замыкание транзитов 110 кВ

Уруссинская ГРЭС – Туймазы 1,2,3,4 или перевод питания ПС 110 кВ района г. Октябрьский на ПС 220 кВ Туймазы.

Исходя из результатов электрических расчетов с учетом вывода из эксплуатации Уруссинской ГРЭС, следует отметить:

- вывод из эксплуатации генерирующих мощностей Уруссинской ГРЭС приведёт к перегрузу основного электросетевого оборудования, входящего в сечение, а также находящегося внутри Уруссинского энергорайона, что приведет к необходимости реализации сложного комплекса режимной и ПА, действующей на отключение потребителей (производственный, жилищно-коммунальный сектора);

- отсутствие генерации на Уруссинской ГРЭС и плановые ремонты электросетевого оборудования в летних периодах не позволят поддержать системную надёжность Уруссинского энергорайона, поддержание которого потребует отключения потребителей ЭЭС РБ средствами ПА;

- вывод из эксплуатации Уруссинской ГРЭС приведёт к отсутствию перспективных площадок производственного значения (таких как электрометаллургический завод ЗАО «Татсталь», г. Лениногорск, установленная мощность потребления 153 МВт);

- потребуются перевод питания потребителей башкирской энергосистемы с шин Уруссинской ГРЭС на шины 110 кВ ПС 220 кВ Туймазы, что потребует дополнительных режимных мероприятий в операционной зоне Башкирского РДУ;

- дефицит электрической мощности на перспективу 2018 года составит более 50 % потребления Уруссинского энергорайона.

Реконструкция Уруссинской ГРЭС на базе ПГУ-84 МВт позволит поддержать надёжность электроснабжения существующих потребителей электрической энергии, а также обеспечит возможность подключения перспективных производственных мощностей. При нормативных возмущениях и наличии генерации на Уруссинской ГРЭС в объёме 84 МВт противоаварийное управление сводится к необходимости настройки ПА, действующей на деление сети, либо на отключение незначительной доли существующих потребителей Уруссинского энергорайона (около 40 МВт). В свою очередь, отсутствие

генерации на Уруссинской ГРЭС в аналогичных режимах приведет к отключению не менее 100 МВт потребителей Уруссинского энергорайона.

Таким образом, рекомендуется применять метод предотвращения каскадных процессов при планировании ввода и вывода объектов генерации при эксплуатации ЭЭС.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ ПО ЧЕТВЕРТОЙ ГЛАВЕ

В результате проведенных в данной главе исследований получены следующие результаты и выводы:

1. Разработана методика, позволяющая учитывать влияние неоднородности параметров ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов и принимать экономически и технологически обоснованные решения по развитию ЭЭС, формированию и ведению их режимов при обеспечении требуемой надежности;

2. Разработан программный комплекс определения развития аварийных каскадных процессов в неоднородных ЭЭС;

3. Сформированы рекомендации по применению методик определения влияния неоднородности на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов при принятии управленческих решений для развития ЭЭС с применением устройств относящихся к гибким электропередачам переменного тока;

4. Автором предложены рекомендации по применению разработанных методик определения влияния неоднородности параметров ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов:

-при расчете режимов с учетом возможного возникновения и развития аварийных каскадных процессов;

- для планирования режимов с учетом ввода и вывода объектов генерации при эксплуатации ЭЭС;

- для анализа схемно-режимной ситуации на момент возникновения и развития аварийного каскадного процесса произошедшего 02.07.16 г. в ЭЭС республики Башкортостан.

- при формировании схемы выдачи мощности Ново-Салаватской ТЭЦ в ЭЭС РБ;

- для поддержания надежности электроснабжения потребителей с учетом полного демонтажа мощности Урусинской ГРЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе выполнено исследование по анализу влияния неоднородности ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов.

1. Исследованы топологически неоднородно распределенные параметры ЭЭС и их связь с возникновением и развитием аварийных каскадных процессов.

2. Разработана методика построения и определения областей допустимых режимов при различных параметрах неоднородных ЭЭС.

Исследованы предельные границы допустимых режимов для рассмотренных вариантов неоднородности ЭЭС.

Установлено, что в ЭЭС с абсолютно однородно распределенными схемно-режимными параметрами возникновение и развитие каскадных процессов невозможно.

Для ЭЭС доказана возможность определения траектории развития аварийных отключений с возможным переходом в одну из следующих областей: каскадных процессов, допустимых или недопустимых режимов.

3. Разработаны методики математического и 3D-графического анализа влияния параметров неоднородных ЭЭС на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов.

Дано расширенное понятие неоднородности ЭЭС для формирования или распознавания траектории развития отключений каскадного характера.

Экспериментально доказано, что на основе разработанных методик можно экономически обоснованно принимать более эффективные управленческие решения по развитию ЭЭС в дополнение к методическим указаниям по устойчивости энергосистем. Это позволит определять наиболее рациональное с точки зрения живучести ЭЭС расположение объектов генерации, а также места установки устройств, относящихся к технологиям интеллектуальных энергосистем на основе активно-адаптивных сетей.

Сформированы рекомендации по применению разработанных методик для безаварийного ведения режимов и проектирования схем развития ЭЭС:

- при расчете режимов с учетом возможного возникновения и развития аварийных каскадных процессов;

- для планирования режимов с учетом ввода и вывода объектов генерации при эксплуатации ЭЭС;

- для анализа схемно-режимной ситуации на момент возникновения и развития аварийного каскадного процесса, произошедшего 02.07.16 в ЭЭС РБ.

- при формировании схемы выдачи мощности Ново-Салаватской ТЭЦ в ЭЭС РБ;

- для поддержания надежности электроснабжения потребителей с учетом полного демонтажа мощности Уруссинской ГРЭС.

4. На основе разработанных методик создан ПК, позволяющий производить пошаговый расчет траектории каскадного процесса для заданных схемно-режимных условий ЭЭС.

Использование практических результатов:

Разработанные в рамках диссертации методики и программный комплекс внедрены и используются в отделе моделирования сетей в процессе моделирования и формирования режимов распределительных сетей напряжением 35, 110 кВ в деятельности АО «Башкирская электросетевая компания».

Предложенные в диссертационной работе проекты по поиску путей развития каскадных процессов в ЭЭС используются ООО «БЭСК Инжиниринг» в текущих и перспективных проектных решениях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru>.
2. Гамм А.З., Голуб И.И. Обнаружение слабых мест в электроэнергетической системе // Изв. РАН. Энергетика. - 1993. - № 3 - С. 83 - 92.
3. Войтов О.Н., Воропай Н.И., Гамм А.З., Голуб И.И., Ефимов Д.Н.. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем // Новосибирск.: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999. – С. 256.
4. Гамм А.З., Крумм Л.А. Методы оптимизации режима сложных электроэнергетических систем при случайном характере исходной информации // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1972. - № 1 - С. 46-60.
5. Воропай Н.И., Курбацкий В.Г., Томин Н.В. и др. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Изд-во Наука, 2016. – С. 312
6. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. М.: Наука, 1986. - 252 с.
7. Руденко Ю.Н. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник по общим моделям анализа и синтеза надежности систем энергетики / Под редакцией / М.: Энергоиздат. - Т. 1 - 1994. С. 480.
8. Системный оператор единой энергетической системы [Электронный ресурс]. URL: <http://so-ups.ru/>.
9. Руденко Ю.Н., Семенов В.А. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под общей ред. – М.: МЭИ, 2000 – С. 648.
10. Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – С. 336.
11. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики // Живучесть систем энергетики. АН СССР Сиб. Отделение Сибирский энергетический институт. - выпуск 20 - 1980. - С. 197.

12. Гук Ю.Б., Карпов В.В. Модели и методы анализа живучести электроэнергетических систем и объединений // Труды НИИПТ. - 1982.
13. Зейлидзон Е.Д. О некоторых закономерностях цепочечного развития аварий в энергосистемах // Труды ВНИИЭ. - вып. 55 - 1978. С. 17-26.
14. Семенов В.А., Совалов С.А. Предотвращение каскадного развития аварий в энергосистемах // Сов. - англ. симпозиум в Лондоне. - 1978. С 13.
15. Шахмаев И.З. / Каскадные процессы в электротехнических системах и методы их предотвращения // Диссертация к.т.н. – Уфа, 2012. С. 142.
16. Бондаренко А.Ф., Герих В.П. О трактовке критерия надежности $N-1$ // Электрические станции. - №6 - 2002. С. 40-43.
17. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003. № 277, 14.
18. Фокин Ю.А., Осипов Я.Н. Структурно-функциональные характеристики в расчетах сложных электроэнергетических систем // Электричество. – 2010. №5 – С. 7-14.
19. Идельчик В.И. К вопросу о влиянии погрешностей исходных данных на результат расчета стационарного режима энергосистем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1968. - № 2 - С. 9-15.
20. Идельчик В.И., Крумм Л.А. К расчету режимов электроэнергетических систем при неопределенном характере исходной информации // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1973. - №3 - С. 10-17.
21. Pechon J., Piercy B., Tmney W.F., Twelt O. Y. Sensitivity of power systems // *IEEE Trans. Power Appar. and Syst.* - 1968. - Vol. 89, № 8. - P.1381-1388.
22. Ананичева С.С., Мызин А.Л. Методы анализа и расчета замкнутых электрических сетей: 4-е изд., исправл. Екатеринбург: УрФУ, 2012. С. 94.
23. Васин В.П., Федорова Т.Д. Метод L - функций построения областей существования режимов электроэнергетической системы // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1987. - № 1 С. 28-37.
24. Васин В.П. Многообразие особых точек поверхности предельных режимов ЭЭС // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1987. - № 5 - С. 36- 49.

25. Васин В.П., Чупахин В.Д. Упрощенный метод исследования предельных режимов ЭЭС с помощью метода L - функций // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1989. - № 5 С. 18-27.
26. Васин В.П. Методы глобального анализа режимов электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1990. - № 8. С. 26-39.
27. Васин В.П. Структура электрических сетей, допускающих максимальные потоки мощностей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. -1982.- № 3. С. 59-70.
28. Воропай Н.И., Ефимов Д.Н., Решетов В.И.. Анализ развития системных аварий в электроэнергетических системах // Электричество. -№10 - 2008. - С. 12-24.
29. Смолоник С.В. Роль «человеческого фактора» в развитии крупных системных аварий. / *Elektroenergetika, scientific and professional journal on electrical power engineering* 1, 2008, С. 16 - 19.
30. Беляев А.Н., Горюнов Ю.П., Смирнов А.А., Смолоник С.В. Анализ развития крупных системных аварий: Учебное пособие по курсу «Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах» / СПб: СПбГПУ, 2006 г. С. 72.
31. Воропай Н.И. Снижение рисков каскадных аварий в электроэнергетических системах Новосибирск 2011г. С. 303.
32. Середа Н.В. Учебное пособие по курсу «Применение ЭВМ в электроэнергетике» для студентов специальности 140205 - ЭСиС / Махачкала, Изд-во ДагГТУ, 2011. С. 46.
33. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988. С. 112.
34. Каскадные аварии в энергосистемах, их предотвращение и восстановление работоспособности энергосистем. Предотвращение крупномасштабного веерного отключения электроснабжения в крупных городах-мегаполисах. Международная рабочая группа № 1. Руководство по применению. 27 октября 2006 года.

35. Ковалев В.Д., Ивакин В.Н. О системной аварии в электрических сетях центрального региона России 25 мая 2005 г. // Электричество. - №9 - 2006. С.12-15.
36. Герасимов А.С., Есипович А.Х., Кошечев Л.А., Шульгинов Н.Г. Исследование режимов Московской энергосистемы в процессе развития аварии в мае 2005 г. // Электричество. - №1 - 2008. - С. 2-12.
37. Зильберман С.М., Красильникова Т.Г., Самородов Г.И. Вероятностный критерий оценки режимной надежности основной электрической сети // Электричество. - №5 - 2010. - С. 2-7.
38. Малкин П.А., Шлайфштейн В.А. Об обеспечении надежности в электроэнергетике // Электрические станции. - №6 - 2010. С. 2-7.
39. «Методические указания по определению устойчивости энергосистем», Часть 1. Утв. Главтехуправлением Министерства энергетики и электрофикации СССР 29.03.1977. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1979. С. 183.
40. «Методические указания по определению устойчивости энергосистем», Часть 2. Утв. Главтехуправлением Министерства энергетики и электрофикации СССР 29.03.1977. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1979. С. 151.
41. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. Утв. Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» 24.09.1994. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1994. С. 23.
42. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. - М: Энергия, 1978.
43. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. - М: Энергия. - 1983.
44. Крумм Л.А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. - Новосибирск: Наука, 1977. С. 368.
45. Жданов, П.С. Вопросы устойчивости электрических систем - М.: Энергия, 1979. С. 456.
46. Панасецкий Д.А., Томин Н.В., Курбацкий В.Г., Воропай Н.И., Ефимов Д.Н. Интеллектуальное противоаварийное управление режимами

энергосистем // XII Всероссийское совещание по проблемам управления ВСПУ-2014 г. Москва 16-19 июня 2014 г.

47. IEEE PES CAMS Task Force on Understanding, Prediction, Mitigation and Restoration of Cascading Failures “Initial Review Of Methods For Cascading Failure Analysis In Electric Power Transmission Systems”// In: Proc. IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, PA USA, July 2008. Vol. 1.

48. Muller S.C., Kubis A., Brato S., Häger U., Rehtanz C., Götze J. New Applications for Wide-Area Monitoring, Protection and Control // In: 2012 IEEE Proc. of the 3rd IEEE ISGT Europe. Berlin.

49. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. — М.: Высш. шк., 1985. С. 536.

50. Идельчик, В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем - М.: Энергоатомиздат, 1988.

51. Идельчик В.И., Лазебник А.М. Аналитическое исследование существования и единственности решения уравнений установившихся режимов электрической системы // Изв. АН СССР, Энергетика и транспорт, 1972. - №2 - С. 51-59.

52. Баринов В.А., Литвиненко Е.А. Определение установившихся режимов и пределов апериодической устойчивости электроэнергетических систем. // Электричество. - 1984. - №11 - С.6-11.

53. Степкин, А.М. Исследование эффективности методов расчета установившихся режимов электрических систем. //Материалы межрегиональной научно-технической конференции. Братск, 2005.- С. 22.

54. Жуков А.А., Стратан И.П. Установившиеся режимы сложных электрических систем. Методы расчета. // М: Энергоатомиздат, 1979, - С. 416.

55. Конторович А.М. , Дунаева Н.П. Исследование методов расчета установившихся режимов, основанных на разложении решения в ряд Тейлора // Иркутск, 1978. - С.65-74.

56. Крумм Л.А. Применение метода Ньютона-Рафсона для расчетов стационарного режима сложных электрических систем // Изв. АН. СССР. Энергетика и транспорт. 1965. №5, - С. 3-12.
57. Тарасов В.И. Особенности алгоритмической и программной реализации методов минимизации при решении уравнений установившихся режимов электроэнергетических систем // Электричество. 1997. № 2, - С. 2-8.
58. Гусейнов А.М. Экспресс методы расчета для ввода утяжеленных установившихся режимов энергосистем в допустимую область. // Электричество. - 1994. -№ 12- С. 22-29.
59. Дойников, А.Н., Крюков Е. А. Область допустимых режимов для сложной электроэнергетической системы // Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке. Хабаровск, 2004. - С. 241-244
60. Идельчик В.И. Лазебник А.М. Аналитическое исследование существования и единственности решения уравнений установившихся режимов электрической системы // Изв. АН СССР, Энергетика и транспорт. - 1972. - №2 - С. 51-59.
61. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. Изд. 4-е, переработ. и доп. // М., Энергия, 1969. – С. 351.
62. Гуревич В.Л., Тарасов В.И. Метод расчета установившихся режимов электроэнергетических систем в прямоугольных координатах // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1987. - № 5 - С. 50-60.
63. Идельчик В.И. Электроэнергетические системы и сети: Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. С. 592.
64. Блок В.М. Электроэнергетические сети и системы: Учебное пособие для электроэнергет. спец. вузов. - М.: Высшая школа, 1986. – С. 430.
65. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Неуймин В.Г. Анализ эффективности вычислительных моделей расчета установившихся режимов электрических систем // Электричество. - 2008. - № 8 - С. 2-14
66. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: Методы анализа и управления - М.: Энергоатомиздат, 1990.- С. 440.

67. Воропай Н.И. Анализ режимов электроэнергетических систем и управление ими в исследованиях СЭИ-ИСЭМ // Электричество. -2010. -№9 С. 2-8.
68. Дэннис Дж., Шнабель Р. Численные методы безусловной оптимизации и решения нелинейных уравнений - М.:Мир, 1988.
69. Ортега Д., Рейнбольдт В.. Итерационные методы решения нелинейных систем уравнений со многими неизвестными - М.: Мир, 1975.
70. Веников В. А., Идельчик В. И., Лисеев М. С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах Москва : Энергоатомиздат, 1985. – С. 214.
71. Дунаева Н.П., Конторович А.М. Исследование методов расчета установившихся режимов, основанных на разложении решения в ряд Тейлора // Применение математических методов при управлении режимами и развитием электрических систем.- Иркутск, 1978.
72. Бартоломей П.И. О методах второго порядка решения уравнений установившегося режима электрической системы // Применение математических методов и вычислительной техники в энергосистемах. - Свердловск, 1986.
73. Конторович А.М., Крюков А.В. Использование уравнений предельных режимов в задачах управления ЭЭС // Изв. АН СССР, Энергетика и транспорт. - 1987. - №3 - С. 25-33.
74. Конторович А.М., Крюков А.В. Определение предельных режимов способом непрерывного утяжеления // Л:ЛПИ. - 1981. - № 380 - С. 104-107.
75. Конторович А.М., Макаров Ю.В., Тараканов А.А. Совершенствование методов непрерывного утяжеления для определения предельных режимов электрических систем // Тр. ЛПИ. - №385, 1982, С. 37-41.
76. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Крюков Е.А.. Моделирование предельных режимов электроэнергетических систем с учетом продольной и поперечной несимметрии. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. - С. 139.
77. Баринов, В.А. Исследование статической устойчивости электроэнергетических систем методом последовательных приближений // Электричество. - №12 - 1980.

78. Маркович И.Н., Баринов В.А. О критерии статической устойчивости, базирующемся на сходимости итерационного процесса установления исследуемого режима // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. № 5 - 1970.
79. Филиппова Н.Г., Тузулукова Е.В. Система математических моделей для расчета переходных процессов в сложных электрических системах // Электричество. - 2006.- №4- С. 2-8.
80. Филиппова Н.Г. Развитие и совершенствование методов анализа статической устойчивости и синтеза динамических свойств объединенных энергосистем // Электричество. - 2007. - №9.- С. 2-9.
81. Голов П.В., Шаров Ю.В., Строев В.А. Система математических моделей для расчета переходных процессов в сложных электрических системах // Электричество. - 2007. - №5 - С. 2-11.
82. Хохлов М.В. Пороговые свойства робастного оценивания состояния электроэнергетических систем // Электричество. - 2010. - №4 - С.2-12
83. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М. Оптимизационная модель предельных режимов электрических систем // Электричество. 2010. -№ 11 -С. 2-12
84. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М. Оптимизационные вычислительные модели предельных режимов электрических систем для заданного направления утяжеления// Электричество. - 2010. - № 12 - С.2-7
85. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М. Оптимизационные модели предельных режимов электрических систем // Электричество. - 2011. - № 3 -С. 2-9
86. Гусев А.С., Хрущев Ю.В., Турин С.В., Свечкарев С.В., Плодистый И.Л. Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем // Электричество. - №12 - 2009. - С. 5-8.
87. Автоматизация управления энергообъединениями/ Под редакцией С.А. Савалова. - М., Энергия, 1979.- С. 432.
88. Баламетов А.Б., Халилов Э.Д., Ахундов И.Ш. Автоматизированный поиск решения уравнений установившихся режимов электрических систем // Электричество. - 2009. -№ 8 - С. 2-13

89. Руденко Ю.Н., Семенов В.А. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике. - М.: Издательство МЭИ, 2000.- С. 648.
90. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. О возникновении и развитии каскадных процессов в электроэнергетических системах // Междунар. научно-практ. конф. «Электротехнические комплексы и системы» – Уфа, УГАТУ 2016г. – С. 190-193.
91. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. / О развитии каскадных процессов в электротехнических и электроэнергетических комплексах // Фундаментальные исследования № 2 (часть 9) 2015, С. 1871-1876.
92. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. и др. / Влияние неоднородности параметров электроэнергетических систем на возникновение каскадных аварийных процессов // Современные проблемы науки и техники – 2013, №6 (50), С. 1-8.
93. Исмагилов Ф.Р., Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. и др. Об учете влияния возможности возникновения каскадных процессов в электросети на проектирование схем выдачи мощности электростанций // Вестник УГАТУ. Энергетика, электротехнические комплексы и системы. Т. 15. №1(39) – Уфа: УГАТУ, 2012. – С. 176-179.
94. *Shahmaev I.Z., Gaisin B.M., Shiryayev O.V. A new method of taking management decisions at designing and developing electric power systems // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) P. 1-3.*
95. Исмагилов Ф.Р., Гайсин Б.М. и др. Исследование эффективности работы солнечных фотоэлектрических установок в климатических условиях республики Башкортостан // Вестник УГАТУ. Электротехника. Т. 20. №2 (72) – Уфа: УГАТУ, 2016. – С.111-116.
96. Исмагилов Ф.Р., Гайсин Б.М. и др. Исследование параллельной работы солнечной электростанции с сетью // Вестник УГАТУ. Электротехника. Т. 20. №4 (74) – Уфа: УГАТУ, 2016. – С.71-79.
97. Исмагилов Ф.Р., Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. О возникновении каскадных аварийных процессов в электроэнергетических сетях // IX

Международная научно-практическая конференция «Современные научные достижения – 2013» – Чехия, г. Прага 2013г. – С.50-54.

98. Гайсин Б.М. Способ принятия эффективных решений для повышения живучести при проектировании и развитии энергосистем // Вестник УГАТУ. Электротехника. Т. 21. №3 (77) – Уфа: УГАТУ, 2017. – С.47-53.

99. Исмагилов Ф.Р., Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. Разработка алгоритма для поиска каскадных процессов в электроэнергетических системах // XIV Международная научно-техническая конференция «Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика и высоковольтное коммутационное оборудование». – Москва ассоциация «ТРАВЭК», 2012 г. С. 1-9.

100. Исмагилов Ф.Р., Саттаров Р.Р., Гайсин Б.М. Исследование характеристик автономных источников электроэнергии на основе фотоэлектрических модулей в условиях средних широт России // Электротехнические и информационные комплексы и системы №1, т. 11, Уфа, 2015, С. 52-58.

101. Гайсин Б.М., Якимов Б.Р. Управление каскадными аварийными процессами в неоднородных электроэнергетических системах и сетях // IX Всероссийская молодёжная научная конференция «Мавлютовские чтения». – Уфа, УГАТУ, 2015 г. – С. 528-531.

102. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М., Якимов Б.Р. Влияние неоднородности параметров электротехнических систем на возникновение и развитие каскадных аварийных процессов // Всероссийская научно практическая конференция посвященная 110-летию А.М. Бамдаса. – Уфа 2015 г. – С. 47-51

103. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. Способ принятия управленческих решений при проектировании и развитии энергосистем // X Открытая молодежная научно-практическая конференция «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике». – Казань 2015 г.

104. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. Программный комплекс определения развития каскадных аварийных процессов в электротехнических системах с распределенным генерированием и потреблением электрической энергии //

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2014617259 заявка № 2-014614677 дата регистрации в реестре 16.07.14.

105. *Ismagilov F.R., Shahmaev I.Z., Gaisin B.M. The technique to improve the effectiveness of control systems in inhomogeneous electric power grids // 2017 International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON) P. 1-5.*

106. Исмагилов Ф.Р., Гайсин Б.М. и др. Анализ эффективности применения солнечных фотоэлектрических модулей в климатических условиях Российской Федерации // Вестник УГАТУ. Электротехника. Т. 22. №2 (80) – Уфа: УГАТУ, 2018. – С. 73-81.

107. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. Методика выявления (распознавания) аварийных каскадных процессов в электроэнергетических системах // Вестник УГАТУ. Электротехника. Т. 22. №2 (80) – Уфа: УГАТУ, 2018. – С. 97-104.

108. Концепция развития интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью // ОАО «ФСК ЕЭС» ОАО «НТЦ электроэнергетики» 2011 г.

109. Открытое акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» : [сайт]. URL: <http://www.atsenergo.ru>.

110. *Edris A. FACTS Technology Development: An Update. // IEEE Power Engineering, March, 2000. P. 98-112.*

111. *Hingorani N. G. Flexible AC Transmission. IEEE Spectrum, vol. 30, no. 4, April 1993.-P. 41-48.*

112. *Hingorani N. G., Gyugui L. Understanding FACTS. IEEE, 2004. 494 p.*

113. *Hingorani N.G. High Power Electronics and Flexible AC Transmission System. // IEEE Transactions on Power Systems, July 1988. P. 3-4.*

114. *G. Reed, J. Paserba, P. Salavantis. The FACTS on Resolving Transmission Gridlock. IEEE P&E № 2, vol.1, spt./oct. 2003. P. 41-46.*

115. Приказ Минэнерго России от 08.02.2016 N 75 "Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства" (Зарегистрировано в Минюсте России 21.03.2016 № 41481).

116. Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств *FACTS* в ЕНЭЭС России // Москва 2009.
117. Шакарян Ю.Г. Презентация «Управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока» - *flexible ac transmission system FACTS*, ОАО ВНИИЭ.
118. Акт № 01 расследования причин аварии, произошедшей 02.07.2016 года.
119. Игнатов В.В., Мисриханов М.Ш., Мозгалев К.В., Шунтов А.В. О надежности схем выдачи мощности электростанций в регионе с высокой плотностью нагрузки // Электрические станции. - № 9 - 2007.
120. Схема и программа развития электроэнергетики Республики Башкортостан на 2016 год с перспективой до 2020 года. Пояснительная записка. № 00.073 - ПЗ - ТЗ. Государственный заказ Министерства Промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан по Контракту №2Н о 12.05.2015 г. // ООО «КЭР-Инжиниринг», Уфа, 2015 – С. 140.
121. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Башкортостан на период 2018-2022 гг.
122. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 281.
123. Обоснование поддержания генерирующих мощностей ЗАО «ТГК Урусинская ГРЭС» ООО «РИКОНТ» Филиал «КЭР-Инжиниринг».

Результаты расчета по определению влияния вариантов неоднородности электроэнергетической сети на формирование начальной границы возникновения аварийного процесса

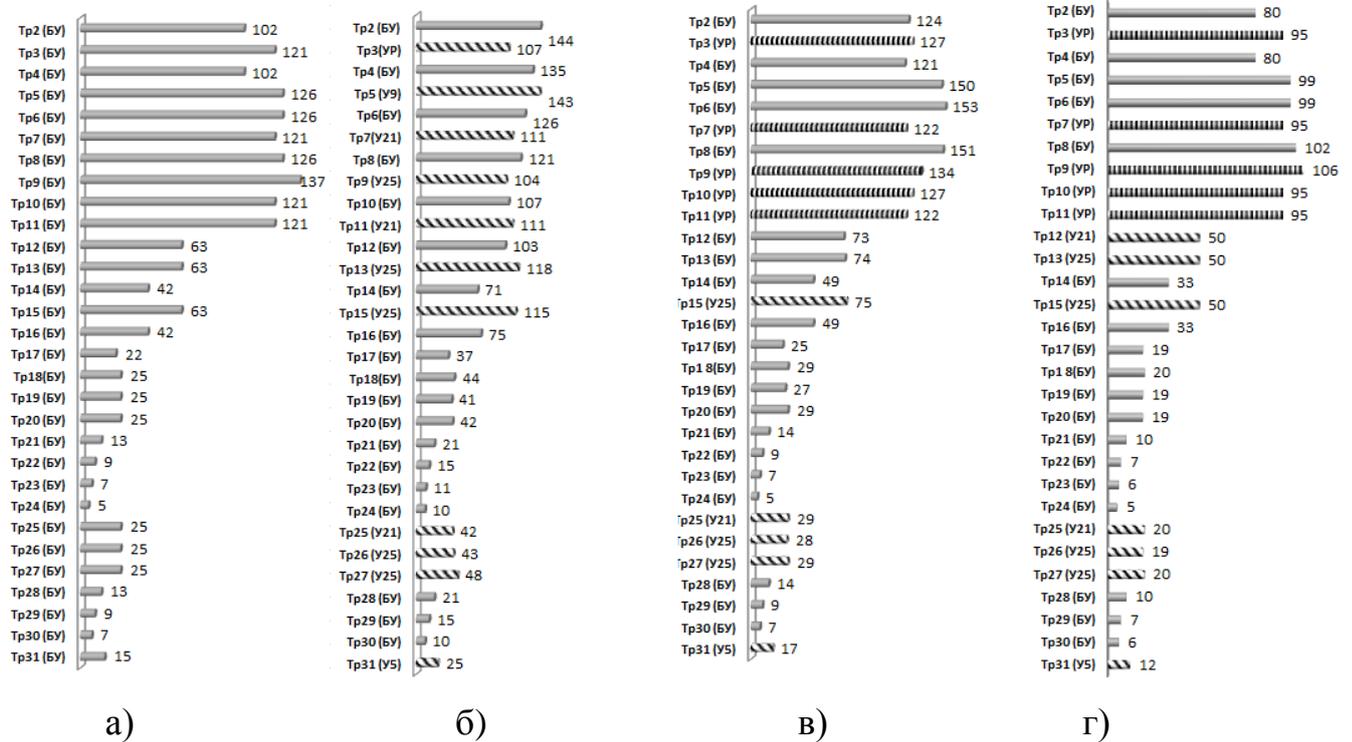


Рисунок ПА.1 – Сравнение областей допустимых режимов для вариантов ЭЭС с однородным (а) и линейно-неоднородным (б, в, г) распределением параметров по топологии тестовой схемы ЭЭС при утяжелении по генерируемой мощности, при БУ 1-1

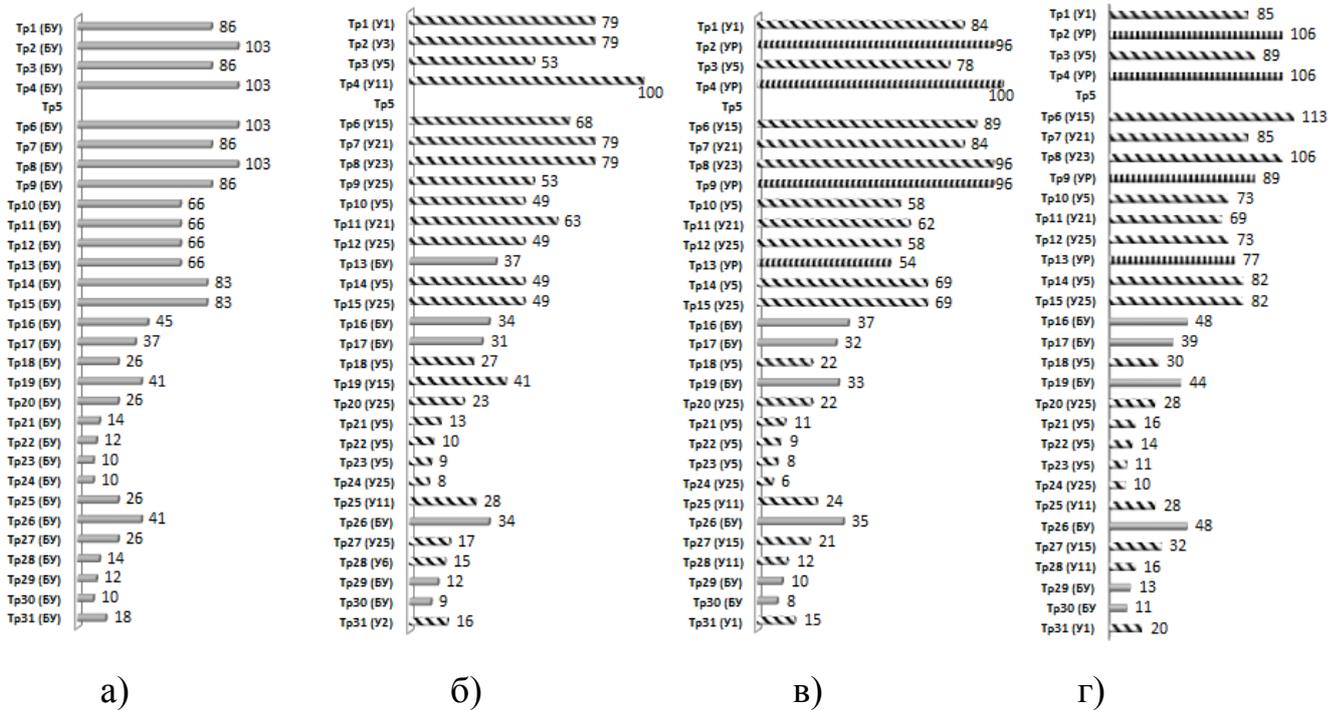


Рисунок ПА.2 – Сравнение областей допустимых режимов для вариантов ЭЭС с однородным (а) и линейно-неоднородным (б, в, г) распределением параметров по топологии тестовой схемы ЭЭС при утяжелении по потребляемой мощности, при БУ 3-3

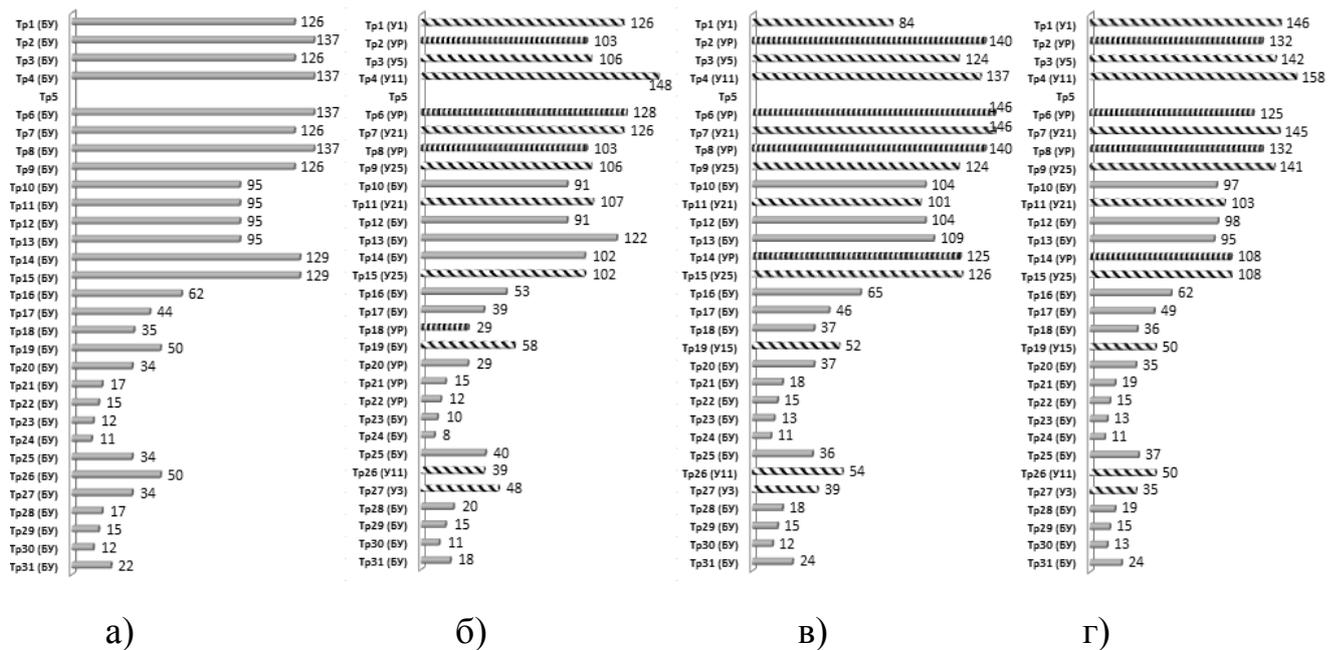


Рисунок ПА.3 – Сравнение областей допустимых режимов для вариантов ЭЭС с однородным (а) и линейно-неоднородным (б, в, г) распределением параметров по топологии тестовой схемы ЭЭС при утяжелении по генерируемой мощности, при БУ 3-3

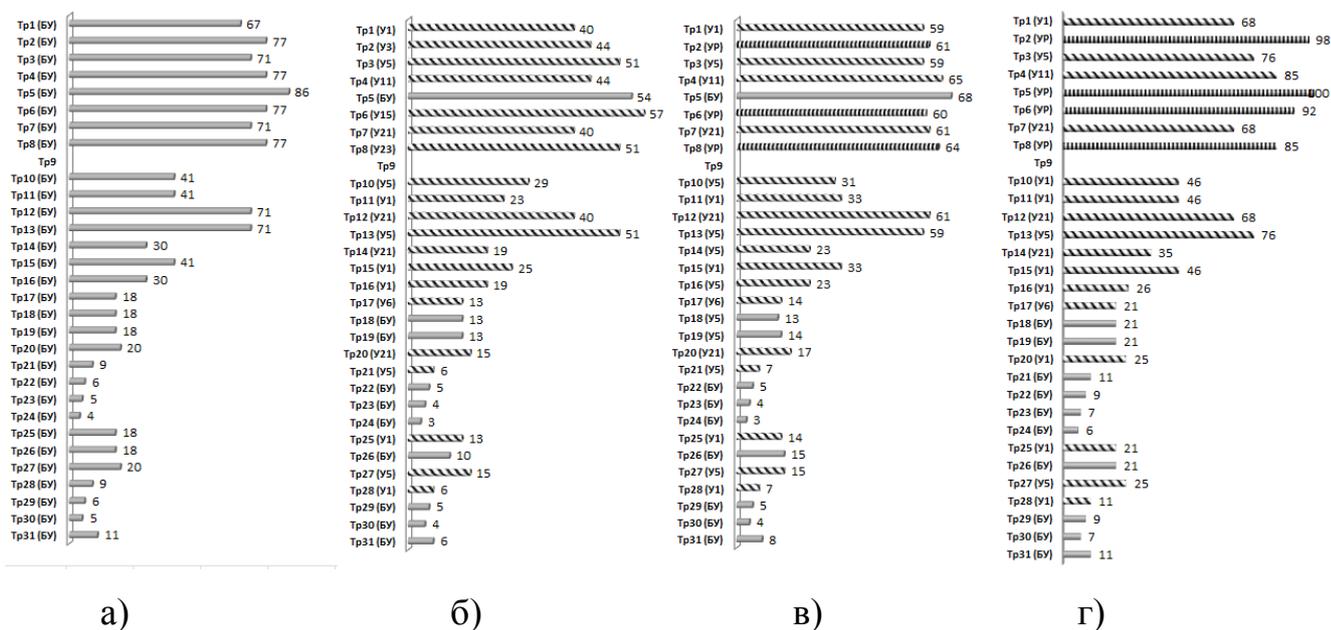


Рисунок ПА.4 – Сравнение областей допустимых режимов для вариантов ЭЭС с однородным (а) и линейно-неоднородным (б, в, г) распределением параметров по топологии тестовой схемы ЭЭС при утяжелении по потребляемой мощности, при БУ 5-5

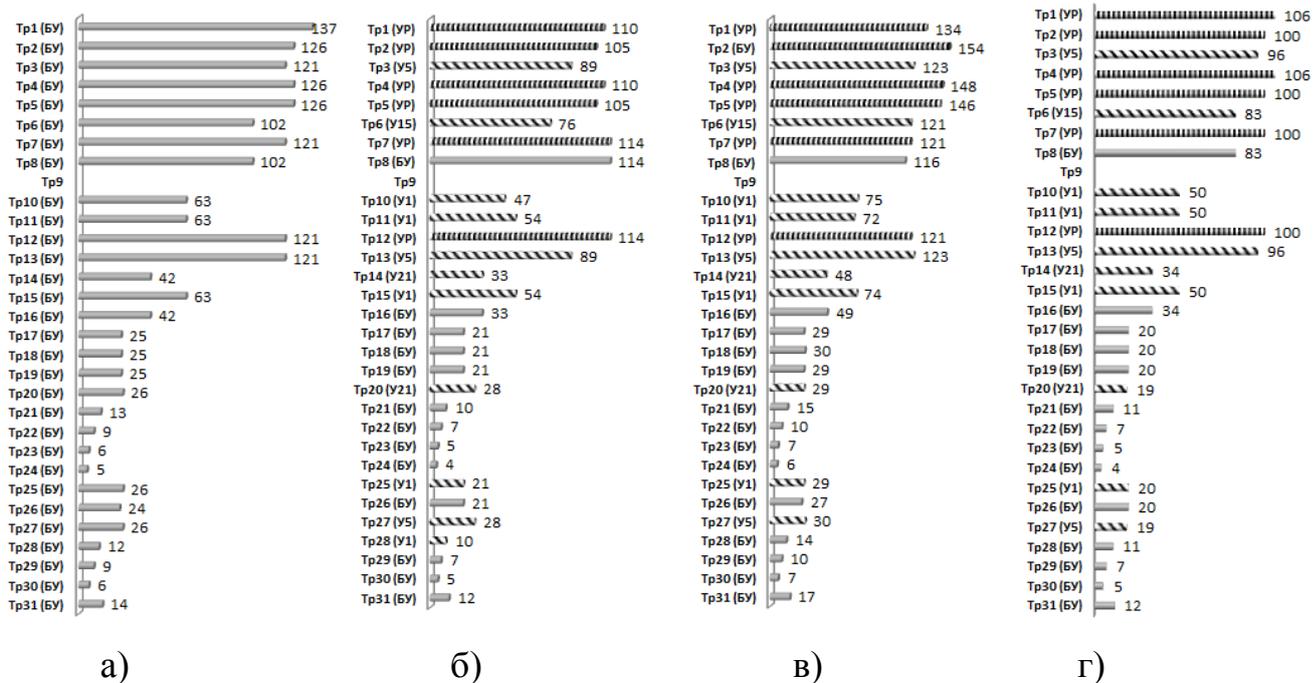


Рисунок ПА.5 – Сравнение областей допустимых режимов для вариантов ЭЭС с однородным (а) и линейно-неоднородным (б, в, г) распределением параметров по топологии тестовой схемы ЭЭС при утяжелении по генерируемой мощности, при БУ 5-5

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты расчета по определению соответствия количества утяжеляемых узлов в траекториях к предельно допустимой границе утяжеляемого режима по активной мощности P , МВт

Таблица ПБ 1 – Определению соответствия количества утяжеляемых узлов в траекториях к предельно допустимой границе утяжеляемого режима по активной мощности P , МВт

Вариант неоднородности, БУ, способ утяжеления	Предельная граница по активной мощности $P_{пред}$ (МВт) для различного количества утяжеляемых узлов													
	1	2	3	4	5	8	9	10	14	15	19	20	21	24
В1, БУ 1-1, Н	132	82	58	40	34	26	20	-	14	-	10	10	-	8
В1, БУ 1-1, Г	204	126	84	50	44	30	26	-	18	-	14	14	-	10
В1, БУ 3-3, Н	152	122	-	82	52	36	-	28	24	-	20	20	-	20
В1, БУ 3-3, Г	83	190	-	100	68	44	-	34	20	-	24	24	-	22
В1, БУ 5-5, Н	142	82	60	-	36	-	22	21	-	22	-	10	10	8
В1, БУ 5-5, Г	204	126	84	-	48	-	28	28	-	29	-	10	10	10
В2, БУ 1-1, Н	78	42	36	28	22	14	14	-	8	-	8	8	-	8
В2, БУ 1-1, Г	208	206	150	88	84	50	42	-	30	-	11	20	-	20
В2, БУ 3-3, Н	106	74	-	68	54	32	-	26	20	-	18	18	-	16
В2, БУ 3-3, Г	206	182	-	106	58	36	-	30	24	-	20	22	-	16
В2, БУ 5-5, Н	80	46	38	40	20	-	12	12	-	10	-	8	8	6
В2, БУ 5-5, Г	152	94	66	56	42	-	24	20	-	14	-	10	10	8
В3, БУ 1-1, Н	102	58	42	30	26	18	16	-	10	-	8	8	-	8
В3, БУ 1-1, Г	242	146	98	58	56	34	28	-	18	-	14	14	-	10
В3, БУ 3-3, Н	156	104	-	66	44	30	-	24	18	-	16	16	-	12
В3, БУ 3-3, Г	168	202	-	130	72	48	-	36	30	-	26	24	-	22
В3, БУ 5-5, Н	118	62	46	34	26	-	16	14	-	10	-	8	8	6
В3, БУ 5-5, Г	232	144	98	58	54	-	34	28	-	20	-	14	14	12
В4, БУ 1-1, Н	150	100	72	50	44	32	26	-	18	-	14	14	-	10
В4, БУ 1-1, Г	160	100	66	40	38	24	20	-	14	-	12	12	-	10
В4, БУ 3-3, Н	190	146	-	88	56	40	-	32	28	-	22	22	-	20
В4, БУ 3-3, Г	194	190	-	100	70	48	-	38	30	-	26	26	-	22
В4, БУ 5-5, Н	146	92	52	50	42	-	22	22	-	18	-	14	14	12
В4, БУ 5-5, Г	166	100	68	38	40	-	24	22	-	14	-	10	10	8

ПРИЛОЖЕНИЕ В**Расчет пошаговой продолжительности аварийного процесса для различных вариантов неоднородности электроэнергетической системы**

Таблица ПВ 1 – Количество шагов аварийного процесса для варианта №2 неоднородности ЭЭС в соответствии с траекториями утяжеления

Траектории	Исследуемый вариант неоднородности, балансирующий узел, способ утяжеления					
	В2, БУ1-1, Н	В2, БУ1-1, Г	В2, БУ3-3, Н	В2, БУ3-3, Г	В2, БУ5-5, Н	В2, БУ5-5, Г
1	-	-	3	2	1	2
2	2	3	2	5	3	3
3	2	2	3	2	2	3
4	3	5	3	3	3	3
5	3	4	-	-	2	2
6	3	3	2	4	2	2
7	3	4	3	3	3	3
8	3	5	3	4	2	2
9	3	3	2	2	-	-
10	2	3	3	4	2	2
11	3	5	3	4	2	3
12	1	4	3	5	2	3
13	3	3	3	4	3	3
14	4	3	2	4	2	2
15	4	3	2	4	1	2
16	3	3	3	4	1	2
17	1	2	2	5	2	3
18	2	2	2	4	2	3
19	3	2	3	4	2	3
20	4	3	1	4	1	2
21	2	2	2	4	2	2
22	4	1	3	5	1	2
23	2	2	1	5	1	2
24	1	1	2	4	1	2
25	3	2	3	5	2	3
26	4	3	1	4	2	3
27	1	3	2	4	2	2
28	3	2	1	5	2	3
29	1	3	2	4	2	3
30	2	4	2	4	2	3
31	3	3	1	4	3	2

Таблица ПВ 2 – Количество шагов аварийного процесса для варианта №3 неоднородности ЭЭС в соответствии с траекториями утяжеления

Траектории	Исследуемый вариант неоднородности, балансирующий узел, способ утяжеления					
	ВЗ, БУ1-1, Н	ВЗ, БУ1-1, Г	ВЗ, БУ3-3, Н	ВЗ, БУ3-3, Г	ВЗ, БУ5-5, Н	ВЗ, БУ5-5, Г
1	-	-	3	3	2	3
2	3	5	4	3	2	4
3	3	5	2	1	3	1
4	3	4	3	4	2	4
5	3	4	-	-	1	4
6	3	4	5	3	1	1
7	2	5	3	4	2	3
8	2	4	4	4	3	4
9	2	4	3	3	-	-
10	2	5	1	1	2	2
11	3	5	4	4	4	2
12	2	4	3	4	4	3
13	3	5	5	4	3	1
14	3	3	1	3	2	2
15	2	4	2	4	2	1
16	3	4	4	3	1	1
17	2	5	2	4	2	3
18	2	4	3	4	3	5
19	3	4	4	3	2	3
20	2	3	3	5	3	2
21	2	2	3	4	1	1
22	2	2	5	1	2	5
23	2	2	2	3	2	2
24	2	2	3	2	1	2
25	3	3	4	2	2	3
26	3	5	4	4	2	3
27	2	3	3	3	1	4
28	1	2	3	4	1	2
29	2	4	3	4	2	1
30	2	4	2	3	2	1
31	2	3	3	5	3	2

Таблица ПВ 3 – Количество шагов аварийного процесса для варианта №4 неоднородности ЭЭС в соответствии с траекториями утяжеления

Траектории	Исследуемый вариант неоднородности, балансирующий узел, способ утяжеления					
	В4, БУ1-1, Н	В4, БУ1-1, Г	В4, БУ3-3, Н	В4, БУ3-3, Г	В4, БУ5-5, Н	В4, БУ5-5, Г
1	-	-	2	2	2	2
2	2	2	3	5	2	3
3	1	3	1	3	1	3
4	2	2	3	3	1	2
5	2	3	-	-	1	3
6	1	3	3	4	2	2
7	2	4	1	3	2	1
8	1	2	3	4	3	2
9	2	3	1	3	-	-
10	3	5	4	4	1	3
11	2	2	4	5	2	2
12	3	1	3	5	2	2
13	2	1	2	5	1	3
14	2	3	2	4	2	2
15	2	2	1	4	3	3
16	1	1	3	2	1	2
17	3	5	4	3	2	3
18	2	3	3	4	1	3
19	3	4	2	3	3	4
20	2	2	3	4	2	2
21	2	1	4	4	2	3
22	1	2	2	3	3	3
23	2	3	1	2	2	3
24	1	1	2	4	1	2
25	1	1	3	2	1	2
26	2	2	4	2	1	2
27	3	3	5	4	2	2
28	2	2	2	3	2	1
29	1	2	3	2	2	3
30	2	2	2	3	1	2
31	1	2	2	4	2	1

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Результаты расчета загруженности по току межсистемных ветвей энергосистемы для ремонтных схем и аварийных режимов

В таблице ПГ 1 показана загруженность по току межсистемных ветвей ОЭС в послеаварийных режимах.

Таблица ПГ 1 – Токовая загрузка элементов сети в послеаварийных режимах

Схема	Аварийное отключение	Перегруженный элемент	$I_{доп}, А$	$I_{расч}, А$	Загруженность ветви по току, в % от $I_{доп}$
Вывод в ремонт ветви 3-4	Ветвь 8-9	13-14	960	1224	127,5
		33-34	960	965	100,5
	Ветвь 13-14	8-9	960	1110	115,6
		33-34	960	1073	111,8
	Ветвь 18-19	13-14	960	1097	114,3
	Ветвь 23-24	13-14	960	1086	113,1
		33-34	960	979	101,9
Ветвь 33-34	13-14	960	1164	121,3	
Вывод в ремонт ветви 33-34	Ветвь 3-4	13-14	960	1164	121,3
	Ветвь 8-9	3-4	960	979	102
		13-14	960	1117	116,4
	Ветвь 13-14	3-4	960	1068	111,2
		8-9	960	974	101,5
	Ветвь 18-19	13-14	960	1095	114
	Ветвь 23-24	13-14	960	1127	117,4
18-23		825	1095	132,9	
19-24		960	1006	121,9	
Вывод в ремонт ветви 8-9	Ветвь 3-4	13-14	960	1224	127,5
		33-34	960	965	100,5
	Ветвь 13-14	3-4	960	1138	118,6
		33-34	960	1023	106,6
	Ветвь 18-19	13-14	960	1057	110,1
	Ветвь 23-24	13-14	960	1048	109,2
	Ветвь 33-34	3-4	960	979	102
13-14		960	1117	116,4	

Продолжение таблицы ПГ 1 – Токовая загрузка элементов сети в
послеаварийных режимах

Схема	Аварийное отключение	Перегруженный элемент	$I_{доп}, А$	$I_{расч}, А$	Загруженность ветви по току, в
Вывод в ремонт ветви 13-14	Ветвь 3-4	8-9	960	1110	$115,00n$
		33-34	960	1073	111,8
	Ветвь 8-9	3-4	960	1138	118,6
		33-34	960	1023	106,6
	Ветвь 18-19	3-4	960	1003	104,5
		33-34	960	1018	106
	Ветвь 23-24	3-4	960	987	102,8
		33-34	960	1058	110,2
	Ветвь 33-34	3-4	960	1068	111,2
		8-9	960	974	101,5
Вывод в ремонт ветви 18-19	Ветвь 3-4	13-14	960	1097	114,3
	Ветвь 8-9	13-14	960	1057	110,1
	Ветвь 13-14	3-4	960	1003	104,5
		33-34	960	1018	106
	Ветвь 23-24	13-14	960	1027	106,9
		23-24	960	976	101,6
	Ветвь 33-34	13-14	960	1095	114
Вывод в ремонт ветви 23-24	Ветвь 3-4	13-14	960	1086	113,1
		33-34	960	979	101,9
	Ветвь 8-9	13-14	960	1048	109,2
		3-4	960	987	102,8
	Ветвь 13-14	33-34	960	1058	110,2
		13-14	960	1027	106,9
	Ветвь 18-19	23-24	960	976	101,6
		13-14	960	1127	117,4
	Ветвь 33-34	18-23	825	1095	132,9
19-24		960	1006	121,9	

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Результаты расчета величины подъема дорогой генерации для предотвращения каскадного процесса в электроэнергетической системе

В таблице ПД 1 показаны результаты расчета величины подъема дорогой генерации для предотвращения каскадного процесса в ЭЭС

Таблица ПД 1 – Обеспечение допустимой токовой загрузки элементов сети для предотвращения первого шага каскадного процесса с помощью подъема дорогой генерации

Схема	Аварийное отключение	Перегруженный элемент	$I_{доп}, А$	$I_{расч}^*, А$	Загруженность ветви по току, в % от $I_{доп}^*$	Реализуемые мероприятия: подъем дорогой генерации на величину, МВт:
Вывод в ремонт ветви 8-9	Ветвь 3-4	13-14	960	831	86,5	600
		33-34	960	741	77,7	
	Ветвь 13-14	3-4	960	863	89,9	485
		33-34	960	840	87,5	
	Ветвь 18-19	13-14	960	860	89,6	370
	Ветвь 23-24	13-14	960	859	89,5	370
	Ветвь 33-34	3-4	960	778	81	480
13-14		960	864	90		
Вывод в ремонт ветви 13-14	Ветвь 3-4	8-9	960	850	88,5	380
		33-34	960	863	89,9	
	Ветвь 8-9	3-4	960	863	89,9	483
		33-34	960	840	87,5	
	Ветвь 18-19	3-4	960	810	84,3	450
		33-34	960	858	89,4	
	Ветвь 23-24	3-4	960	822	85,7	370
		33-34	960	859	89,5	
	Ветвь 33-34	3-4	960	856	89,1	340
8-9		960	793	82,6		
Вывод в ремонт ветви 18-19	Ветвь 3-4	13-14	960	864	90	377
	Ветвь 8-9	13-14	960	860	89,6	370
	Ветвь 13-14	3-4	960	810	84,3	450
		33-34	960	858	89,4	
	Ветвь 23-24	13-14	960	864	90	400
		33-34	960	859	89,4	
Ветвь 33-34	13-14	960	862	89,8	440	
Вывод в ремонт ветви 23-24	Ветвь 3-4	13-14	960	864	90	402
		33-34	960	831	86,5	
	Ветвь 8-9	13-14	960	859	89,5	370
		3-4	960	822	85,7	
	Ветвь 13-14	33-34	960	859	89,5	370
		13-14	960	864	90	
	Ветвь 18-19	33-34	960	859	89,4	400
		13-14	960	864	90	
	Ветвь 33-34	13-14	960	864	90	500
18-23		825	831	86,5		
19-24		825	859	89,5		
Вывод в ремонт ветви 33-34	Ветвь 3-4	13-14	960	960	859	89,5
	Ветвь 8-9	3-4	960	778	81	480
		13-14	960	864	90	
	Ветвь 13-14	3-4	960	856	89,1	340
		8-9	960	793	82,6	
	Ветвь 18-19	13-14	960	862	89,8	440
		13-14	960	864	90	
		18-23	825	831	86,5	
	Ветвь 23-24	18-23	825	831	86,5	500
19-24		825	859	89,5		

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

**Результаты расчета мощности гибких электропередач переменного тока
необходимых для предотвращения каскадного процесса в энергосистеме**

В таблице ПЕ 1 показаны результаты расчета мощности активно-адаптивных устройств необходимых для предотвращения каскадного процесса в ЭЭС

Таблица ПЕ 1 – Мощность компенсирующих устройств необходимых для повышения пропускной способности ЛЭП в два раза

Схема	Аварийное откл.	Место для установки, $X_{д}$, о.е.	S_{FACTS} , МВА
Вывод в ремонт ветви 3-4	Ветвь 8-9	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 13-14	ветвь 8-9; 0,11	2620,42
	Ветвь 18-19	ветвь 33-34; 0,11	2620,42
	Ветвь 23-24	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 33-34	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
Вывод в ремонт ветви 8-9	Ветвь 3-4	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 13-14	ветвь 3-4; 0,1	2329,26
	Ветвь 18-19	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 23-24	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 33-34	ветвь 3-4; 0,1	2329,26
Вывод в ремонт ветви 13-14	Ветвь 3-4	ветвь 8-9; 0,1	2620,42
	Ветвь 8-9	ветвь 3-4; 0,1	2329,26
	Ветвь 18-19	ветвь 3-4; 0,1	2329,26
	Ветвь 23-24	ветвь 3-4; 0,1	2329,26
	Ветвь 33-34	ветвь 3-4; 0,1	2329,26
Вывод в ремонт ветви 18-19	Ветвь 3-4	ветвь 33-34; 0,11	2620,42
	Ветвь 8-9	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 13-14	ветвь 3-4; 0,1	2329,26
	Ветвь 23-24	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 33-34	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
Вывод в ремонт ветви 23-24	Ветвь 3-4	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 8-9	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 13-14	ветвь 3-4; 0,1	2329,26
	Ветвь 18-19	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 33-34	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
Вывод в ремонт ветви 33-34	Ветвь 3-4	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 8-9	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 13-14	ветвь 3-4; 0,1	2329,26
	Ветвь 18-19	ветвь 13-14; 0,09	2038,10
	Ветвь 23-24	ветвь 13-14; 0,09	2038,10

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Результаты расчета стоимости предотвращения каскадного процесса в электроэнергетической системе

В таблице ПЖ 1 показаны результаты расчета предотвращения каскадного процесса посредством: строительства новой ЛЭП, подъема дорогой генерации, применения устройств *FACTS*

Таблица ПЖ 1 – Расчёт стоимости предотвращения каскадного процесса различными способами

Ремонтный и аварийный режим	Строительство ЛЭП 500кВ	Подъём дорогой генерации (за год)	СТК	СТАТКО М	УУПК	ОРПМ	
3-4	8-9	18405,35	990,902	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	13-14	14348,44	610,28	4716,75	7075,13	5817,33	18867,00
	18-19	22461,52	605,462	4716,75	7075,13	5817,33	18867,00
	23-24	22461,52	645,612	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	33-34	18405,35	862,422	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
8-9	3-4	16374,67	990,902	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	13-14	14348,44	867,24	4192,67	6289,00	5170,96	16770,67
	18-19	22461,52	546,04	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	23-24	22461,52	722,7	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	33-34	18405,35	1076,02	4192,67	6289,00	5170,96	16770,67
13-14	3-4	16374,67	610,28	4716,75	7075,13	5817,33	18867,00
	8-9	18405,35	867,24	4192,67	6289,00	5170,96	16770,67
	18-19	22461,52	578,16	4192,67	6289,00	5170,96	16770,67
	23-24	22461,52	1220,56	4192,67	6289,00	5170,96	16770,67
	33-34	18405,35	722,7	4192,67	6289,00	5170,96	16770,67
18-19	3-4	16374,67	605,462	4716,75	7075,13	5817,33	18867,00
	8-9	18405,35	546,04	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	13-14	14348,44	578,16	4192,67	6289,00	5170,96	16770,67
	23-24	22461,52	754,82	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	33-34	18405,35	1076,02	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
23-24	3-4	16374,67	645,612	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	8-9	18405,35	722,7	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	13-14	14348,44	1220,56	4192,67	6289,00	5170,96	16770,67
	18-19	22461,52	754,82	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	33-34	18405,35	1132,23	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
33-34	3-4	16374,67	862,422	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	8-9	18405,35	1076,02	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	13-14	14348,44	722,7	4192,67	6289,00	5170,96	16770,67
	18-19	22461,52	1076,02	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34
	23-24	22461,52	1132,23	3668,58	5502,88	4524,59	14674,34

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Результаты расчета экономических показателей по применению устройств относящихся к гибким электропередачам переменного тока, для повышения живучести в исследуемой энергосистеме

В таблице ПЗ 1 сведены результаты расчета применения устройств ААС для повышения живучести ЭЭС по сценарию каскадного процесса 3-4, 8-9

Таблица ПЗ 1 – Техничко-экономические показатели комплексного применения устройств ААС для сценария каскадного процесса 3-4, 8-9

Сценарий каскадного процесса, устройство ААС	Вариант стоимости электроэнергии, где $\Delta Ц$ (\$/кВт*ч) T_n (ч)		ЧДД, млн. \$	Срок окупаемости, лет	ИД	ВНД, %
	Вариант 1:	Вариант 2:				
3-4, 8-9 СТК	Вариант 1:	$\Delta Ц=0,01$	180,928	2,40	3,96	50,5
		$\Delta Ц=0,015$	322,104	1,44	6,27	79,9
	Вариант 2:	$T_n=25$	163,28	2,61	3,67	46,8
		$T_n=30$	216,22	2,05	4,54	57,8
3-4, 8-9 СТАТКОМ	Вариант 1:	$\Delta Ц=0,01$	130,22	4,35	2,42	30,8
		$\Delta Ц=0,015$	271,4	2,40	3,96	50,5
	Вариант 2:	$T_n=25$	112,58	4,85	2,23	28,3
		$T_n=30$	165,52	3,61	2,8	35,7
3-4, 8-9 УУПК	Вариант 1:	$\Delta Ц=0,01$	157,26	3,21	3,08	39,3
		$\Delta Ц=0,015$	298,44	1,86	4,96	63,2
	Вариант 2:	$T_n=25$	139,61	3,53	2,85	36,3
		$T_n=30$	192,56	2,72	3,53	45,3
3-4, 8-9 ОРПМ	Вариант 1:	$\Delta Ц=0,01$	9,37	31,9	7,91	3,9
		$\Delta Ц=0,015$	17,8	18,51	7,98	13
	Вариант 2:	$T_n=25$	8,32	35,13	7,9	2,5
		$T_n=30$	11,48	27,07	7,95	6,4

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Результаты расчета параметров узлов и ветвей рассматриваемого энергоузла ($U_{\text{ном}}=500\text{кВ}$) с учетом схемно-режимных условий на момент возникновения и развития каскадной аварии случившейся 02.07.16 г. в электроэнергетической системе Республики Башкортостан

В таблице ПИ 1 сведены данные по параметрам узлов рассматриваемого энергорайона при каскадном аварийном процессе (рисунок 4.12).

Таблица ПИ 1 – Параметры узлов схемы замещения энергорайона рассматриваемого при каскадном аварийном процессе

№ узла	Название	Тип узла	P_n	Q_n	P_g	Q_g
			МВт	Мвар	МВт	Мвар
1	-	фиктивный	-	-	-	-
2	Воткинская ГЭЭС	электростанция, связь с ЕЭС РФ	35.1	113.9	-	-
3	ПС 500 кВ Калино	подстанция, связь с ЕЭС РФ	-	-	1171.5	-6.6
4	ПС 500 кВ Кропачево	подстанция	120.8	-46.6	-	-
5	ПС 500 кВ Приваловская	подстанция	69.5	35.3	-	-
6	ПС 500 кВ Удмуртская	подстанция, связь с ЕЭС РФ	938.3	-51.5	-	-
7	Кармановская ГРЭС	электростанция	-	-	603.8	209.9
8	ПС 500 кВ Буйская	подстанция	232.0	240.9	-	-
9	ПС 500 кВ Уфимкая	подстанция	242.8	-233.9	-	-
11	-	фиктивный	-	-	-	-
10	ПС 500 кВ Златоуст	подстанция	202.7	124.4	-	-
12	Заинская ГРЭС	электростанция	0.0	0.0	364.8	506.9
13	ПС 500 кВ Бугульма	подстанция	741.9	365.8	-	-
14	ПС 500 кВ Бекетово	подстанция	247.3	149.6	-	-
15	ПС 500 кВ Челябинская	подстанция, связь с ЕЭС РФ	368.1	-47.8	-	-
16	-	фиктивный	-	-	-	-
17	Ириклинская ГРЭС	электростанция	-	-	164.5	70.7
18	ПС 500 кВ Магнитогорская	подстанция	311.3	67.3	-	-
19	ПС 500 кВ Смеловская	подстанция	144.6	125.8	-	-
20	ПС 500 кВ Шагол	подстанция	-	-	1392.4	-314.2
21	-	фиктивный	-	-	-	-
22	ПС 500 кВ Сокол	подстанция, связь с ЕЭС РФ	542.1	-62.6	-	-
23	Троицкая ГРЭС	электростанция	-	-	401	59.8
24	-	фиктивный	-	-	-	-
25	Южноуральская ГРЭС-2	электростанция	-	-	425.5	-45.3
Итого			4196.5	780.6	4523.5	481.2

В таблице ПИ 2 сведены данные по параметрам ЛЭП рассматриваемого энергорайона при каскадном аварийном процессе (рисунок 4.12).

Таблица ПИ 2 – Характеристики ЛЭП 500кВ энергорайона рассматриваемого при каскадном аварийном процессе

Линия		Марка провода	Параметры провода			Допустимый длительный ток, $I_{доп}$, А	Длина линии, l , км
№ узла начала	№ узла конца		$R_{уд}$, Ом/км	$X_{уд}$, Ом/км	$B_{уд} \cdot 10^{-6}$, См/км		
1	2	-	-	-	-	-	-
1	6	-	-	-	-	-	-
2	3	-	-	-	-	-	-
2	7	ЗАСО-400	0.025	0.306	3.620	2825	71.8
3	4	-	-	-	-	-	-
3	8	ЗАСО-300	0.034	0.310	3.970	2040	297.4
4	5	ЗАСО-400	0.025	0.306	3.620	2825	12.1
		ЗАСО-500	0.020	0.304	3.640		73.7
Итого							85,8
4	9	ЗАС-500	0.020	0.304	3.640	2825	1.7
		ЗАСО-480	0.020	0.304	3.640		46.40
		ЗАСО-500	0.020	0.304	3.640		57.90
		ЗАСО-400	0.025	0.306	3.620		11.99
Итого							117,99
5	10	ЗАСО-480	0.020	0.304	3.640	2825.00	1.4
		ЗАСО-500	0.020	0.304	3.640		43.8
Итого							45,2
6	7	ЗАС-330	0.029	0.308	3.600	2190	147
6	11	-	-	-	-	-	-
7	8	ЗАС-300	0.034	0.310	3.970	2040	33.1
7	12	-	-	-	-	-	-
8	9	ЗАС-300/39	0.033	0.310	3.970	2000	250.07
8	13	-	-	-	-	-	-
9	10	-	-	-	-	-	-
9	14	ЗАСО-480/60	0.020	0.304	3.640	1960	26.45
		2СБ/509/134	0.030	0.304	3.640		1.14
		ЗАС-500	0.020	0.304	3.640		1.63
		ЗАСО-480/60	0.020	0.304	3.640		38.80
Итого							68.02
10	15	ЗАС-500	0.020	0.304	3.640	2825	35.4
		ЗАСО-480	0.020	0.304	3.640		43.3
		ЗАС-400	0.025	0.306	3.620		36.8
Итого							115,5
11	12	-	-	-	-	-	-
11	16	-	-	-	-	-	-
12	13	ЗАС-500	0.020	0.304	3.640	2835	107.28
12	17	-	-	-	-	-	-
13	14	ЗАСО-480	0.020	0.304	3.640	2000	215.3
13	18	-	-	-	-	-	-
14	15	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы ПИ 2 – Характеристики ЛЭП 500кВ энергорайона рассматриваемого при каскадном аварийном процессе

Линия		Марка провода	Параметры провода			Допустимый длительный ток, $I_{доп}$, А	Длина линии, l , км
№ узла начала	№ узла конца		$R_{уд}$, Ом/км	$X_{уд}$, Ом/км	$B_{уд} \cdot 10^{-6}$, См/км		
14	19	ЗАС-300/48	0.033	0.310	3.970	2040	272.4
15	20	ЗАС-500	0.020	0.304	3.640		36.6
		ЗАСО-500	0.020	0.304	3.640		24.9
		Итого					61.5
16	17	-	-	-	-	-	
16	21	-	-	-	-	-	
17	18	ЗАСО-330	0.029	0.308	3.600	1890	220.50
17	22	-	-	-	-	-	-
18	19	ЗАС-330	0.029	0.308	3.600	1890	16.4
18	23	ЗАСО-330	0.029	0.308	3.600	1890	186.60
19	20	-	-	-	-	-	-
19	24	-	-	-	-	-	-
20	25	ЗАСО-500	0.020	0.304	3.640	2835	88
21	22	-	-	-	-	-	-
22	23	ЗАС-330	0.029	0.308	3.600	1890	163.90
23	24	ЗАСО-500	0.020	0.304	3.640	2835	62.4
24	25	ЗАСО-500	0.020	0.304	3.640	2835	62.4

В таблице ПИ 3 представлены результаты расчета ветвей схемы замещения энергорайона рассматриваемого при каскадном аварийном процессе (рисунок 4.12).

Таблица ПИ 3 – Параметры ветвей схемы замещения энергорайона рассматриваемого при каскадном аварийном процессе

Линия		Параметры провода		
№ узла начала	№ узла конца	R , Ом	X , Ом	$B \cdot 10^{-6}$, См
1	2	∞	∞	0
1	6	∞	∞	0
2	3	∞	∞	0
2	7	1.80	21.97	259.92
3	4	∞	∞	0
3	8	8.62	91.60	1180.68
4	5	1.78	26.11	312.07
4	9	2.42	35.91	429.18
5	10	0.90	13.74	164.53
6	7	4.26	45.28	529.20
6	11	∞	∞	0
7	8	1.13	10.26	131.41

Продолжение таблицы ПИ 3 – Параметры ветвей схемы замещения энергорайона рассматриваемого при каскадном аварийном процессе

Линия		Параметры провода		
№ узла начала	№ узла конца	R , Ом	X , Ом	$B \cdot 10^{-6}$, СМ
7	12	∞	∞	0
8	9	8.25	77.52	992.78
8	13	∞	∞	0
9	10	∞	∞	0
9	14	1.37	20.68	247.59
10	15	1.79	24.42	290.83
11	12	∞	∞	0
11	16	∞	∞	0
12	13	2.15	32.61	390.50
12	17	∞	∞	0
13	14	4.31	65.45	783.69
13	18	∞	∞	0
14	15	∞	∞	0
14	19	8.99	84.44	1081.43
15	20	1.23	18.70	223.86
16	17	∞	∞	0
16	21	∞	∞	0
17	18	6.39	67.91	793.80
17	22	∞	∞	0
18	19	0.48	5.05	59.04
18	23	5.41	57.47	671.76
19	20	∞	∞	0
19	24	∞	∞	0
20	25	1.76	26.75	320.32
21	22	∞	∞	0
22	23	4.75	50.48	590.04
23	24	1.25	18.97	227.14
24	25	1.25	18.97	227.14

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Описание методики формирования матрицы параметров неоднородной ЭЭС, необходимой для создания 3D-графической поверхности распределения параметров неоднородной ЭЭС

В качестве примера предложено сформировать матрицу и 3D-графическую поверхность распределения параметра генерируемой мощности ($P_{ij \text{ ген}}$) для 25-ти узловой схемы (рис. 2.2).

Матрица по параметру генерируемой в узлах ЭЭС мощности создается путем распределения влияющего фактора ($P_{ij \text{ ген}}$) по ветвям схемы.

В таблице ПК 1 показано распределение ветвей схемы (рис. 2.2) в табличном формате, т.к. горизонтально расположенных ветвей в каждой строке схемы четыре, а вертикально расположенных пять, то в таблице соответственно в нечетных строках расположено четыре, а в четных пять параметров соответствующих ветвям 25-ти узловой схемы ЭЭС.

Таблица ПК 1 – Наименование ветвей в соответствии с исследуемой схемой ЭЭС

Ветви, Общий вид таблицы				
1-2	2-3	3-4	4-5	
1-6	2-7	3-8	4-9	5-10
6-7	7-8	8-9	9-10	
6-11	7-12	8-13	9-14	10-15
11-12	12-13	13-14	14-15	
11-16	12-17	13-18	14-19	15-20
16-17	17-18	18-19	19-20	
16-21	17-22	18-23	19-24	20-25
21-22	22-23	23-24	24-25	

В таблице ПК 2 представлена последовательная нумерация узлов соответствующая 25-ти узловой схеме (рис. 2.2)

Таблица ПК 2 – Нумерация узлов в соответствии с исследуемой ЭЭС

Узлы, Общий вид таблицы				
1	2	3	4	5
6	7	8	9	10
11	12	13	14	15
16	17	18	19	20
21	22	23	24	25

Распределение генерирующих мощностей по узлам ЭЭС представлено в таблице 3. В таблице 3 выделены ячейки узлов с генерацией более 1 МВт.

Таблица ПК 3 – Распределение генерируемой мощности по узлам 25-ти узловой схемы ЭЭС

Узлы, $P_{Г}$ (МВт)				
129,7	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	1	134	0
0	0	130	0	0
0	0	0	0	0

В таблице ПК 4, исходя из топологии прилегающих к узлам ветвей выполнено распределение генерируемой в узлах ЭЭС мощности по прилегающим к узлам ветвям. Цветом выделены ветви по которым распределена генерируемая в узлах мощность.

Таблица ПК 4 – Распределение генерируемой в узлах ЭЭС мощности по прилегающим к ним ветвям ЭЭС

Узлы, $P_{Г}$ (МВт)				
64,85	0	0	0	0
64,85	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	33,5	0
0	0	33,5	33,5	0
0	0	32,5	33,5	0
0	32,5	32,5	0	0
0	0	32,5	0	0
0	0	0	0	0

В таблице ПК 5 в соответствии с методикой, описанной в п. 2.2 диссертации определена максимальная величина генерируемой мощности, которая распределена по всем ячейкам матрицы ветвей ЭЭС.

Таблица ПК 5 – Максимальная величина генерируемой мощности

Распределение по ветвям, $P_{Г \max}$ (МВт)				
64,85	64,85	64,85	64,85	64,85
64,85	64,85	64,85	64,85	64,85
64,85	64,85	64,85	64,85	64,85
64,85	64,85	64,85	64,85	64,85
64,85	64,85	64,85	64,85	64,85
64,85	64,85	64,85	64,85	64,85
64,85	64,85	64,85	64,85	64,85
64,85	64,85	64,85	64,85	64,85
64,85	64,85	64,85	64,85	64,85
64,85	64,85	64,85	64,85	64,85

В таблице ПК 6 выполнен расчет в относительных единицах распределения генерируемой мощности по ветвям ЭЭС в соответствии с формулой (2.10, 2.11)

$$P_{ij \text{ ген}}^* = \frac{P_{ij \text{ ген}}}{P_{ij \text{ ген}}^{\max}} \text{ предложенной в методике п. 2.2 диссертации.}$$

Таблица ПК 6 – Распределение генерируемой мощности по ветвям ЭЭС в относительных единицах

Узлы, $P_{Г}$ (о.е.)				
1	0	0	0	0
1	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0,517	0
0	0	0,517	0,517	0
0	0	0,501	0,517	0
0	0,501	0,501	0	0
0	0	0,501	0	0
0	0	0	0	0

В связи с тем, что в вышеприведенных таблицах ПК 1, ПК 4, ПК 5, ПК 6 количество заполненных строк соответствующих горизонтальному и

вертикальному расположению ветвей ЭЭС (рис. 2.2) не одинаково, то при разработке данной методике принято допущение позволяющее выполнить более точное построение поверхности параметров неоднородной ЭЭС. Согласно допущению величина каждого столбца дублируется, при этом каждая нечетная строка сдвигается на одну ячейку влево, что позволяет снизить эффект неравенства числа горизонтальных и вертикальных ветвей. В таблице ПК 7 каждый столбец продублирован, а нечетные строки сдвинуты на одну ячейку вправо. После чего крайний левый и правый столбцы (выделены серым) удаляются.

Таблица ПК 7 – Дублирование столбцов таблицы 6 и сдвиг на одну ячейку нечетных строк вправо

Ветви, P_{Γ} (о.е.)									
0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0,516	0,516	0	0
0	0	0	0	0,516	0,516	0,516	0,516	0	0
0	0	0	0	0,501	0,501	0,516	0,516	0	0
0	0	0,501	0,501	0,501	0,501	0	0	0	0
0	0	0	0	0,501	0,501	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Ниже представлена матрица «g», созданная на базе параметра генерируемой мощности (о.е.) представленного в таблице ПК 7. Созданная матрица «g» имеет размерность 8 столбцов на 9 строк.

$$g = [1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0; 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0; 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0; 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0.517 \ 0.517 \ 0; 0 \ 0 \ 0 \ 0.517 \ 0.517 \ 0.517 \ 0; 0 \ 0 \ 0 \ 0.501 \ 0.501 \ 0.517 \ 0.517 \ 0; 0 \ 0.501 \ 0.501 \ 0.501 \ 0.501 \ 0 \ 0 \ 0; 0 \ 0 \ 0.501 \ 0.501 \ 0 \ 0 \ 0; 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]$$

На базе созданной матрицы с помощью программного комплекса «*Matlab*» создана 3D-графическая модель поверхности распределения параметра генерируемой мощности по сети ЭЭС (рис. ПК 1).

На базе данной методики можно осуществить распределение и других параметров. При этом используя методику п.2.2 диссертации и описанные в ней

математические модели можно создать сводную (-ые) поверхности распределения параметров неоднородной ЭЭС.

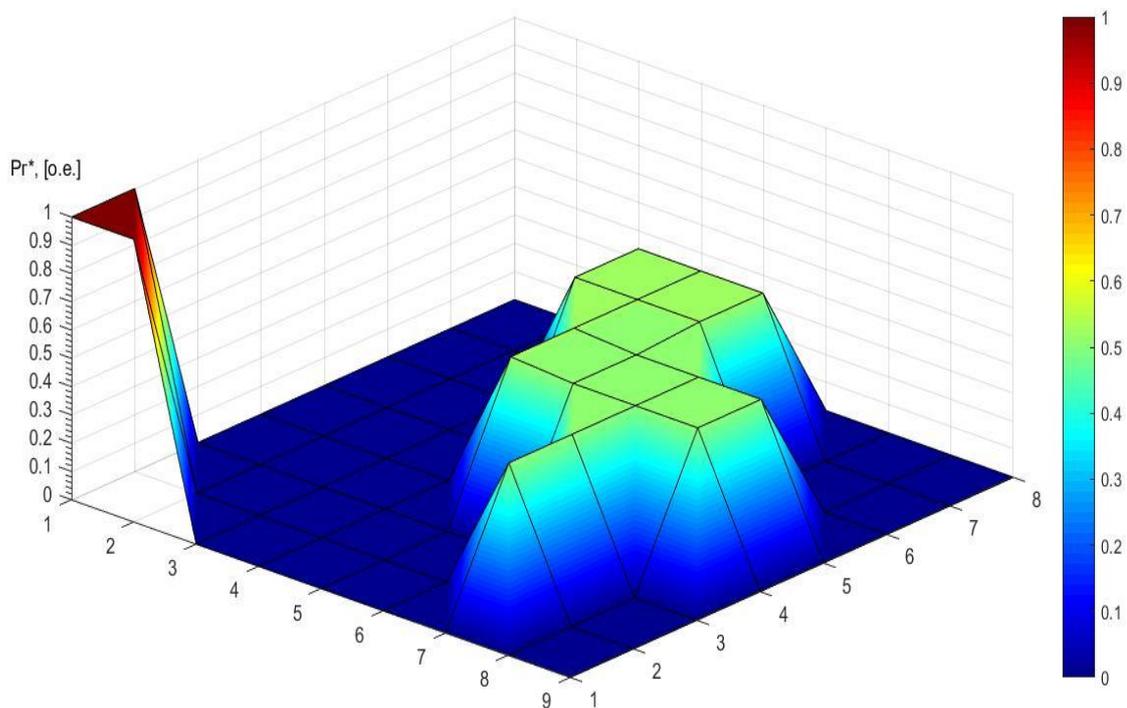


Рисунок ПК 1 – Визуальное представление распределения параметра $P_{ij \text{ ген}} [o.e.]$

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Результаты расчета 3D-графической модели поверхности неоднородного распределения параметра тока (I, A) в элементах ЭЭС РБ при развитии каскадной аварии, после отключения ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская

На рисунках ПЛ 1 представлено наложение на топологию схемы замещения 3D - графической модели неоднородного распределения параметров ЭЭС после отключения ВЛ Буйская – Уфимская 500 кВ. На рисунке ПК1 на схеме замещения присутствуют фиктивные узлы и ветви, тогда как на рисунке 4.18 фиктивные узлы и ветви исключены.

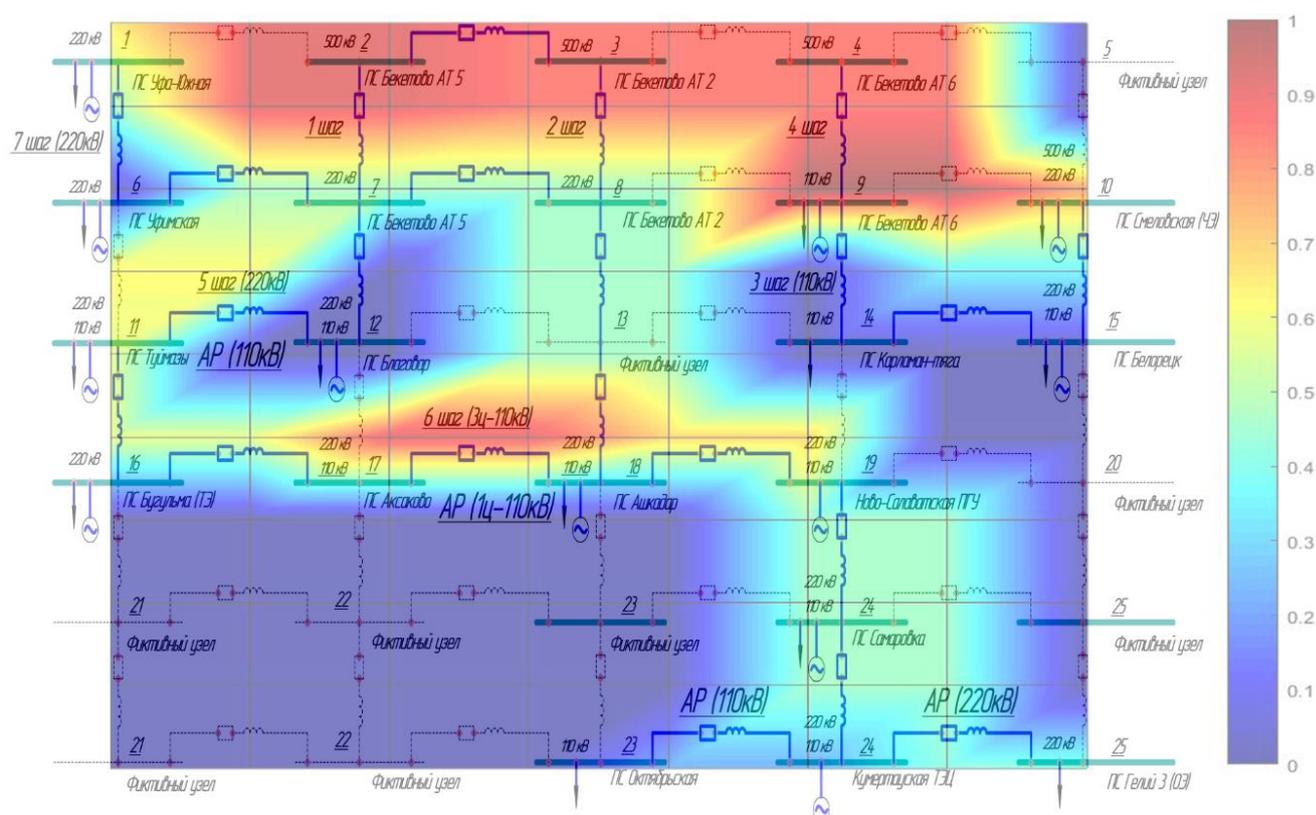


Рисунок ПЛ 1 – 3D-графическая модель поверхности неоднородного распределения параметра тока ($I, \text{о.е.}$) в элементах ЭЭС РБ при развитии каскадной аварии, после отключения ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская

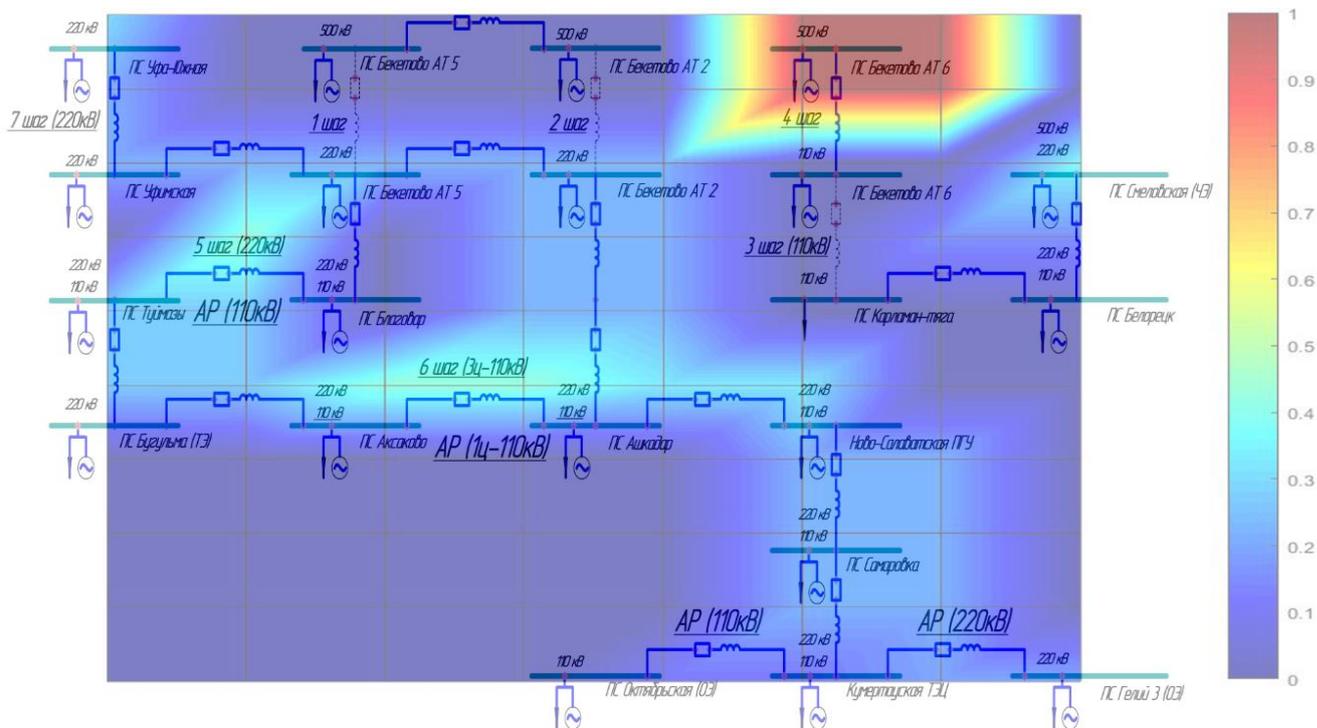


Рисунок ПЛ 4 – 3D-графическая модель поверхности неоднородного распределения параметра тока (I , о.е.) в элементах ЭЭС РБ при развитии каскадной аварии, после отключения ВЛ 110кВ Бекетово – Карламан-тяга

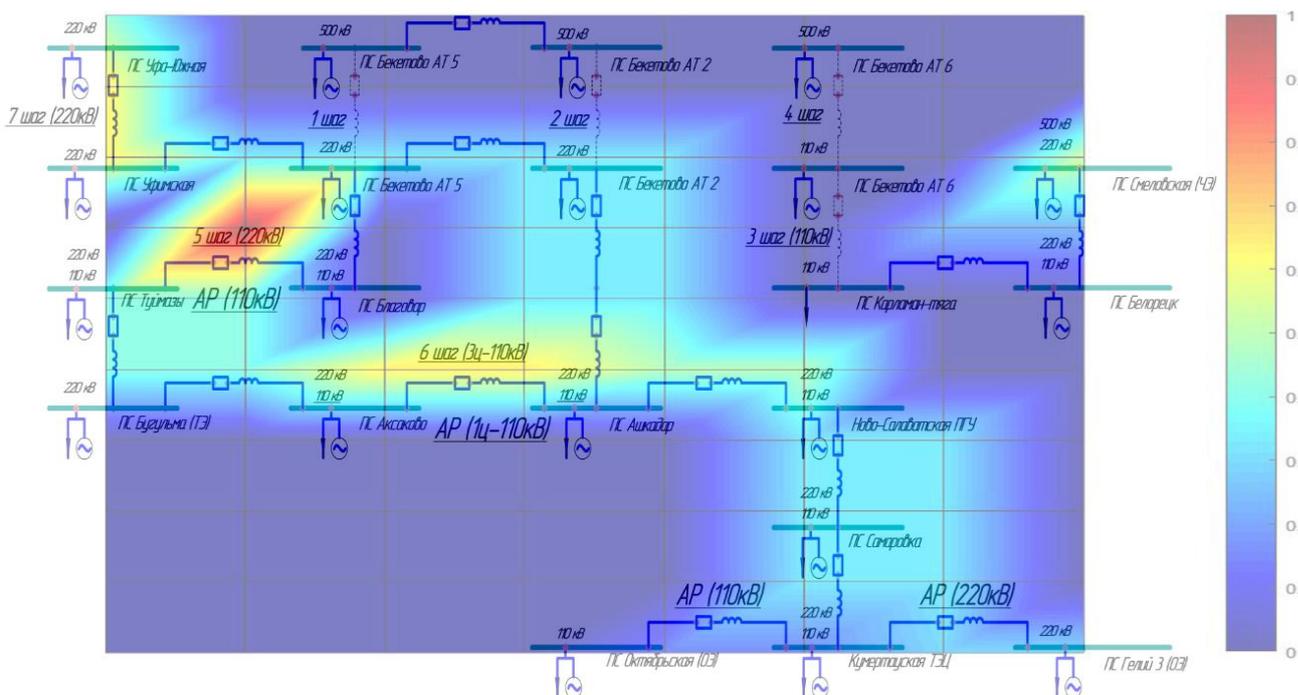


Рисунок ПЛ 5 – 3D-графическая модель поверхности неоднородного распределения параметра тока (I , о.е.) в элементах ЭЭС РБ при развитии каскадной аварии, после отключения АТ 6 ПС Бекетово

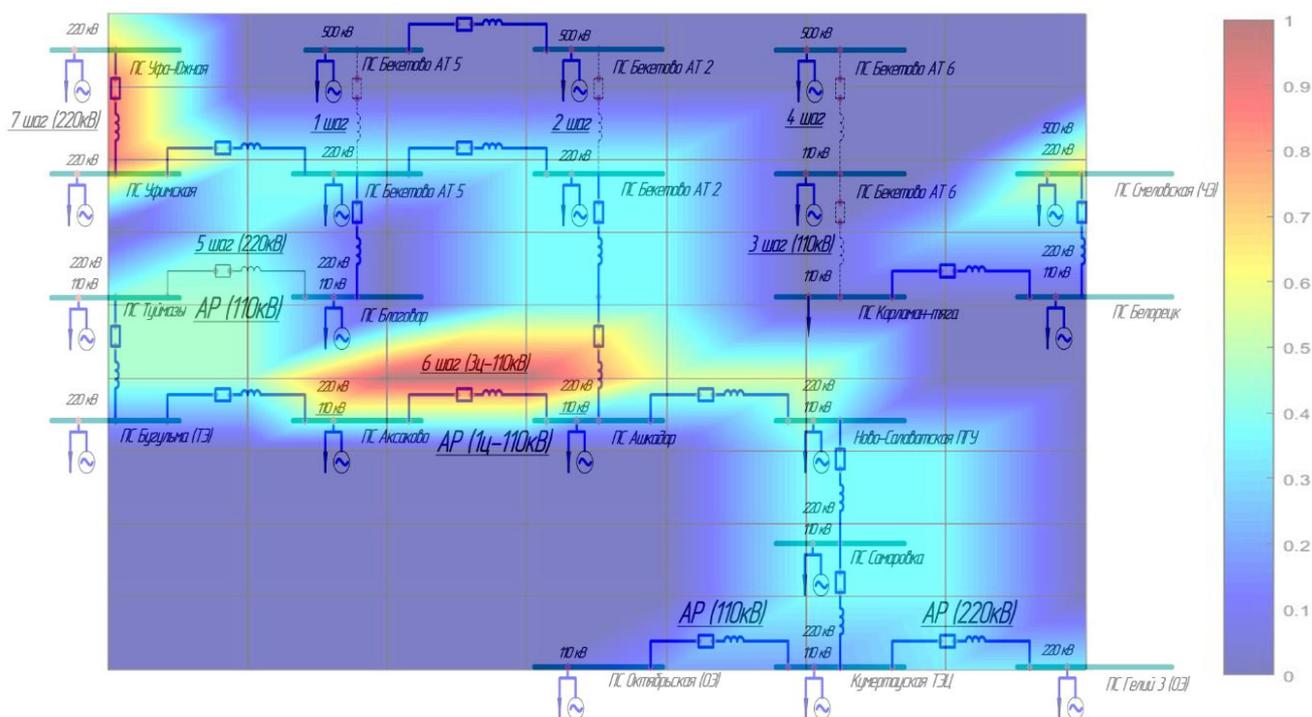


Рисунок ПЛ 6 – 3D-графическая модель поверхности неоднородного распределения параметра тока (I , о.е.) в элементах ЭЭС РБ при развитии каскадной аварии, после отключения ВЛ 220 кВ Туймазы – Благовар

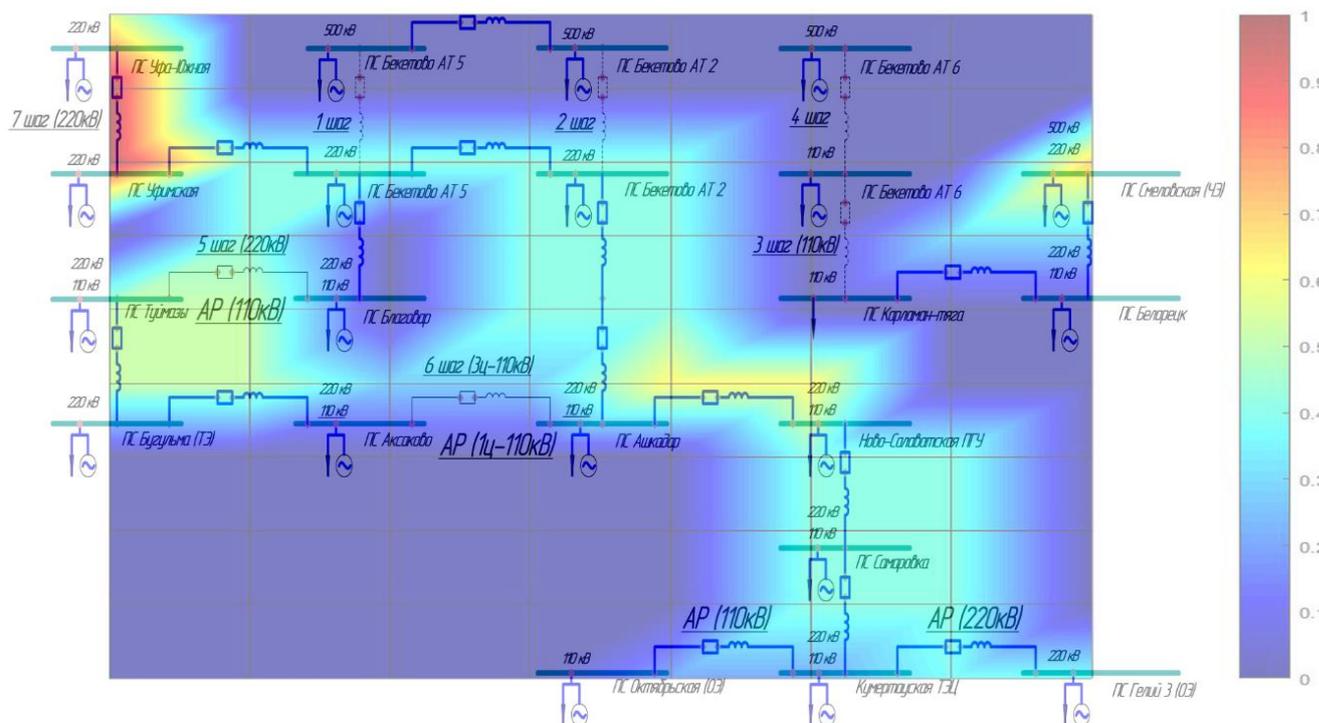


Рисунок ПЛ 7 – 3D-графическая модель поверхности неоднородного распределения параметра тока (I , о.е.) в элементах ЭЭС РБ при развитии каскадной аварии, после отключения ВЛ 110 кВ Аксаково – Ашкадар

Расчет режимов с учетом влияния полного демонтажа мощности Урусинской государственной районной электростанции на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов в энергосистеме Республики Башкортостан

На рисунке ПМ 1 выполнен расчет режима зимнего максимума 2018 г. без генерации Урусинской ГРЭС. Отключена АТГ 500/220 кВ на ПС Бугульма. МДП в сечении 500 кВ Запад – Урал. Генерация на шинах 220 кВ Заинской ГРЭС – 0 МВт.

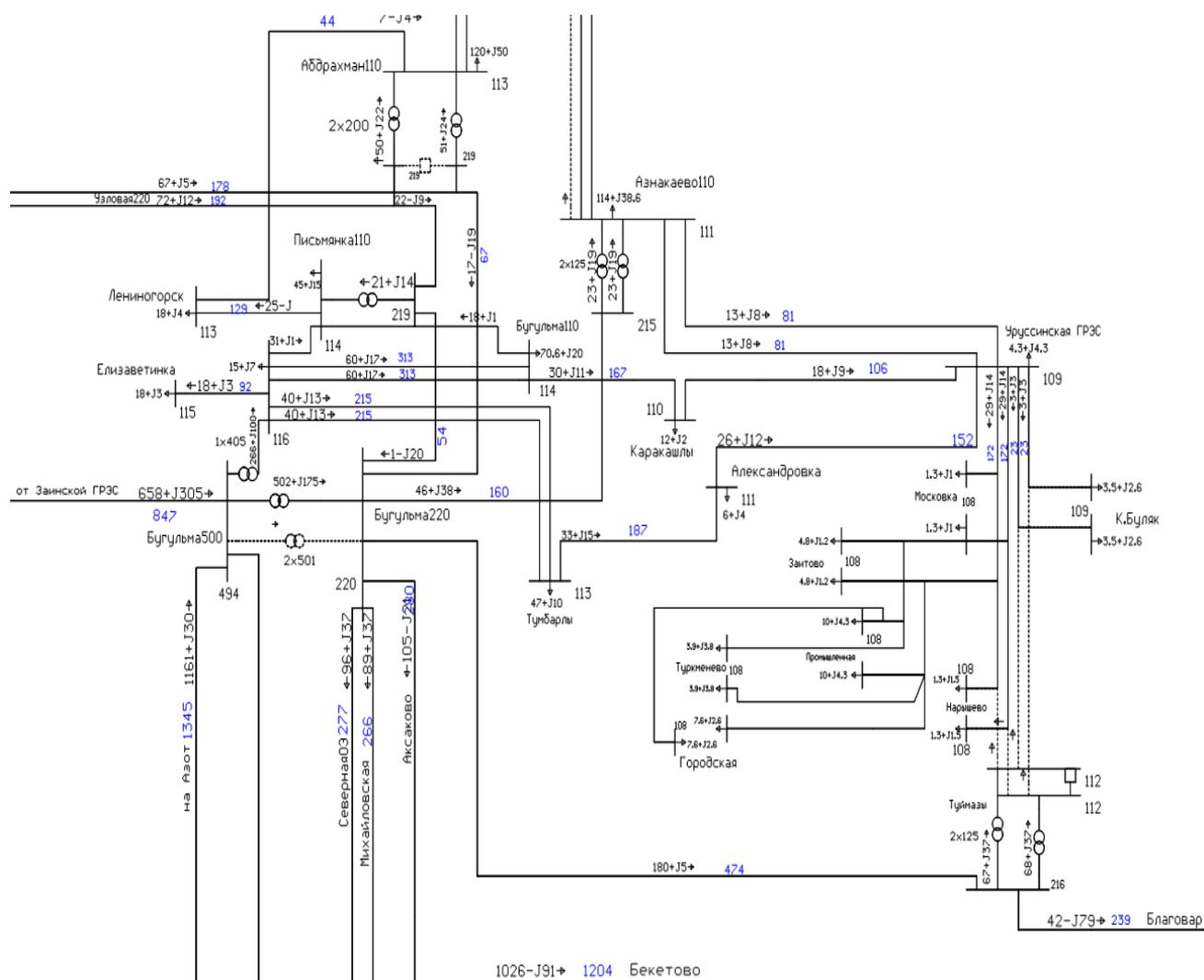


Рисунок ПМ 1 – Зимний максимум 2018 г. Без генерации Урусинской ГРЭС. Отключена АТГ 500/220 кВ на ПС Бугульма. МДП в сечении 500 кВ Запад – Урал. Генерация на шинах 220 кВ Заинской ГРЭС – 0 МВт

