

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение школы (НОЦ) Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их режимы, устойчивость и надежность

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Системный анализ методов режимного эквивалентирования с апробацией на электрической схеме Всережимного моделирующего комплекса реального времени

УДК 621.3.012.8:004.94.031.43

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM73	Гончарова Светлана Александровна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Хрущев Ю.В.	д.т.н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Латышева Е.В.	к.ф.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Куликова О.А.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Бацева Н.Л.	к.т.н., доцент		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

**по основной образовательной программе подготовки магистров
13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Универсальные компетенции</i>		
P1	<i>Совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.</i>	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.</i>	Требования ФГОС (ОК-3), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	<i>Использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.</i>	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-7, ПК-31), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	<i>Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.</i>	Требования ФГОС (ОК-8, ОК-9, ПК-14, ПК-19), Критерий 5 АИОР (п. 1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P5	<i>Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.</i>	Требования ФГОС (ПК-1, 2, 36)*, Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P6	<i>Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.</i>	Требования ФГОС (ПК-5, 6, 7, 9). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P7	Выполнять <i>инженерные проекты</i> с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.	Требования ФГОС (ПК-10, 11, 12, 13). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P8	Проводить инновационные <i>инженерные исследования</i> в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.	Требования ФГОС (ПК-14, 36, 39 –44). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P9	Проводить <i>технико-экономическое обоснование</i> проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.	Требования ФГОС (ПК-19, ПК-23, ПК-27, ПК-30, ПК-31, ПК-32), Критерий 5 АИОР (п. 1.5, 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Проводить <i>монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы</i> электроэнергетического и электротехнического оборудования.	Требования ФГОС (ПК-45, ПК-46), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	<i>Осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.</i>	Требования ФГОС (ПК-15, ПК-47, ПК-48, ПК-49, ПК-50), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P12	Разрабатывать рабочую <i>проектную и научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять <i>оперативную документацию</i> , предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.	Требования ФГОС (ПК-28, ПК-33, ПК-40, ПК-41, ПК-44), Критерий 5 АИОР (п. 1.3, 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики

Направление подготовки (специальность) 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение школы (НОЦ) Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их режимы, устойчивость и надежность

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

Бацева Н.Л.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5AM73	Гончаровой Светлане Александровне

Тема работы:

Системный анализ методов режимного эквивалентирования с апробацией на электрической схеме Всережимного моделирующего комплекса реального времени	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	26.12.2018 №11130/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Объектом исследования является электрическая схема Всережимного моделирующего комплекса реального времени. В качестве исходных данных представлены: - срез режима ВМК с нагрузками, напряжениями, потоками мощности.</i>
---	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Обзор методов режимного эквивалентирования. 2. Обзор современных зарубежных источников по данной проблематике. 3. Анализ методов режимного эквивалентирования. 4. Апробация на электрической схеме Всережимного моделирующего комплекса реального времени.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Латышева Елена Владимировна
«Социальная ответственность»	Куликова Ольга Александровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Оценка методов режимного эквивалентирования	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Хрущев Ю.В.	д.т.н, профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM73	Гончарова С.А.		

Реферат

Магистерская диссертация 114 страниц, 21 рисунок, 20 таблиц, 31 источник, 1 приложение.

Ключевые слова: энергосистема, эквивалентирование, режимное эквивалентирование, метод Гаусса, REI-эквивалент, эквивалент Димо, электрическая схема, Всережимный моделирующий комплекс реального времени.

Объект исследования – электрическая схема Всережимного моделирующего комплекса реального времени.

Цель работы: анализ методов режимного эквивалентирования на примере электрической схемы ВМК.

В ходе работы:

- произведен обзор различных методов режимного эквивалентирования;
- проведен обзор зарубежных источников по данной проблематике;
- проведен сравнительный анализ методов режимного эквивалентирования на примере электрической схеме ВМК.

По итогу выполнения работы был сделан вывод о применимости методов, точности каждого из них определена область применения каждого рассмотренного метода.

Определения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения:

- «ВМК» - Всережимный моделирующий комплекс реального времени;
- «ЭС» - энергосистема;
- «ПС» - подстанция;
- «ЛЭП» - линия электропередачи;
- «ВЛ» - воздушная линия;
- «КЗ» – короткое замыкание;
- «ИД» – исходные данные;
- «чел.–дн.» – человеко-дни (единица измерения трудоёмкости работ);
- «НТИ» – научно-техническое исследование;
- «руб.» – рублей;
- «ГОСТ» – государственный стандарт;
- «КЕО» – коэффициент естественного освещения;
- «СНиП» – санитарные нормы и правила;
- «ППБ» – правила пожарной безопасности;
- «ОС» – окружающая среда.

Оглавление

Введение	10
Глава 1. Оценка методов режимного эквивалентирования	11
1.1 Эквивалентирование при решении режимных задач	11
1.2 Четкие требования, предъявляемые к эквивалентированию ЭС.....	13
1.3 Эквивалентирование генераторов в расчетах режимах ЭС	16
1.4 Эквивалентирование трансформаторов	19
1.5 Эквивалентирование в программном комплексе RastrWin. Метод Гаусса.....	21
1.6 Эквивалентирование в ЦСПА	28
1.7 Постороение РЕИ-эквивалентов.....	33
1.8 Режимное эквивалентирование.....	37
1.9 Выводы	41
Глава 2. Обзор современных источников зарубежной литературы.....	42
2.1 Сокращение электросети для программ анализа состояния на основе потока мощности.....	42
2.1.1 Методы обновления	45
2.2 Линейный топологический эквивалент энергосистемы.....	50
2.3 Выводы	54
Глава 3. Апробация режимного эквивалентирования на электрической схеме ВМК 55	
Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	69
4.1 Предпроектный анализ	70
4.2 Инициация проекта	73
4.3 Планирование управления научно-техническим проектом.....	75
4.4. Бюджет научного исследования	78
4.5 Оценка сравнительной эффективности проекта	82
Вывод.....	84
Глава 5. Социальная ответственность.....	85
Введение	85
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	85

5.2 Производственная безопасность.....	87
5.3 Экологическая безопасность.....	93
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	94
Выводы	97
Заключение.....	98
Список литературы.....	99
Приложение А.....	102

Введение

Современные электроэнергетические системы представляют собой совокупность мощных электрических станций, вырабатывающих электроэнергию; магистральных линий электропередачи; высоковольтных электроэнергетических сетей и подстанций, передающих, распределяющих и преобразующих электроэнергию; развитую сеть автоматического диспетчерского управления; сложнейшую высоковольтную технику, автоматику и телемеханику, обеспечивающих надежность функционирования систем электроснабжения. Соответственно, электроэнергетические системы характеризуются большим количеством и разнообразием входящих в них элементов.

При их проектировании, прогнозировании, планировании необходимо наличие достоверной информации о процессах, которые в них протекают. Проведение экспериментов для получения информации в реальных промышленных условиях практически невозможно, так как ЭЭС обладают большой размерностью. Для того чтобы решить эту задачу необходимо представить исследуемую ЭЭС более простой системой, ее моделью, которая всегда более упрощена, чем оригинал. Метод упрощения ЭЭС получил название эквивалентирование.

Эквивалентирование электрической системы представляет собой операции, направленные на упрощение структуры исходной системы и её математической модели с необходимой заданной точностью.

В ходе эквивалентирования упрощению подвергается или заданная область электроэнергетической системы, или область, которая имеет по различным критериям малое влияние на результат исследования. После эквивалентирования строится модель выбранного участка. Эквивалентная система строится из неупрощаемой части и присоединением модели выбранного участка.

Глава 1. Оценка методов режимного эквивалентирования

1.1 Эквивалентирование при решении режимных задач

Необходимость эквивалентирования расчетной схемы обусловлена требованием быстродействия. Эквивалентирование обеспечивает уменьшение размерности решаемой задачи и создание упрощенных моделей, что позволяет:

- сократить объем вычислений;
- повысить обозримость и наглядность получаемых результатов;
- облегчить технологу анализ этих результатов;
- снизить требования к информационному обеспечению электроэнергетических задач.

Параметры модели рассчитываются так, чтобы погрешность результатов расчёта с помощью эквивалентной схемы (уровни напряжения в узлах, потоки мощности по соответствующим связям, и т.д.) от результатов расчёта исходной системы была меньше заданной.

Следовательно, операции, которые используются при эквивалентировании, можно разделить на следующие этапы:

- анализ задачи и выбор исходных условий эквивалентирования;
- выбор структуры эквивалента, выбирающейся с учётом специфики решаемой задачи, возможности многократного применения эквивалентной модели и простоты алгоритмической и программной реализации;
- получение основных и дополнительных условий эквивалентирования;
- определение параметров эквивалента;
- решение задачи с использованием эквивалента;
- перенос результатов, полученных с помощью эквивалента, на оригинал;
- оценка эффективности эквивалентирования.

В зависимости от поставленной задачи применяются различные эквиваленты, которые учитывают особенности конкретной задачи. Для расчёта установившихся режимов и статической устойчивости используется электросетевое эквивалентирование, для расчёта динамической устойчивости и переходных

процессов используется электромеханическое эквивалентирование, для расчёта по оптимизации режимов ЭЭС применяется эквивалентирование с сохранением потерь мощности и т.д.

1.2 Четкие требования, предъявляемые к эквивалентированию ЭС

При формировании схемы моделирования приняты следующие принципы:

- электрическая сеть 500 кВ отображается полностью;
- электрическая сеть 220 кВ отображается с минимальными не принципиальными изменениями;
- в электрических сетях 500/220 кВ обеспечивается максимальная гибкость моделирования оперативных схем;
- электрическая сеть 110 кВ отображается в виде упрощенных подсистем (эквивалентов);
- генераторов 100 МВт и выше отображаются с достаточным количеством реальных и эквивалентных энергоблоков, обеспечивающих все предполагаемые нормальные и аварийные состояния;
- электрические станции с суммарной установленной мощностью генераторов менее 100 МВт отображаются в виде эквивалентных энергоблоков;
- синхронные компенсаторы, батареи статических компенсаторов и шунтирующие реакторы, примыкающие к сетям 500- 220 кВ отображаются полностью;
- электрические станции, подстанции, линии электропередачи, устройства гибкого регулирования (управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК), вставки несинхронной связи (ВНС), устройства продольной компенсации и др.), предусмотренные планами развития, отображаются полностью за исключением мини-электростанций с неопределенным местом подключения.

Методическую основу формирования преобразованной (эквивалентной) части и перспективных элементов схемы моделирования составляют следующие, частично принятые на экспертном уровне, положения:

- шунтирующие связи 110 кВ с большим количеством промежуточных подстанций представляются в виде Т-образных эквивалентов;

- шунтирующие связи 110 кВ, содержащие нормально выключенные коммутаторы (выключатели, разъединители), а также связи с суммарной длиной линий свыше 200 км представляются статическими нагрузками;
- линии электропередачи 110 кВ длиной до 20 км с промежуточными подстанциями мощностью до 20 МВА представляются линиями без нагрузок (производится разнос нагрузок по конечным подстанциям);
- параллельные линии 110 кВ представляются в виде эквивалентных линий;
- компенсирующие устройства на подстанциях 110 кВ, примыкающих к подстанциям 500/220 кВ, сохраняются;
- схемы вновь вводимых подстанций 500, 220 кВ принимаются типовыми (с двумя секциями шин);
- схемы вновь вводимых электростанций, если отсутствуют уточняющие сведения, принимаются блочными;
- в схемах подстанций 220/110 кВ исключаются обходные системы шин;
- в схемах вновь вводимых элементов, а также элементов, переводимых на повышенное напряжение, предусматривается возможность их шунтирования или отключения.

Для верного отображения динамических и статических свойств нагрузки упрощаемой подсистемы используются эквивалентные синхронные (СД) и асинхронные (АД) электродвигатели и статические элементы (СН) в составе модели нагрузки.

Полный набор этих элементов (СД, АД и СН) используется для моделирования местной нагрузки электростанций, включая нагрузку собственных нужд, установленной мощностью 200 МВт и выше.

Такой же набор используется для моделирования нагрузки крупных промышленных узлов (металлургические, машиностроительные, химические, нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие, лесопромышленные предприятия).

Парой элементов АД и СН моделируется нагрузка в составе эквивалентных Т-образных схем, отображающих распределенную нагрузку предприятий средней и малой мощностей, нагрузку населенных пунктов.

Нагрузка остальных объектов (железнодорожные подстанции, мелкие и средние предприятия, собственные нужды электростанций с установленной мощностью до 200 МВт и др.) представляется статическими элементами СН.

Эквивалентную часть схемы моделирования в основном составляют естественные по наименованию и содержанию моделирующие элементы. Поэтому их номенклатурный состав в консервативной и эквивалентной частях схемы моделирования практически одинаков. Исключением являются эквивалентные лучи, отсутствующие в исходной модели ОЭС, но используемые в эквивалентной части схемы моделирования.

1.3 Эквивалентирование генераторов в расчетах режимах ЭС

Выделение синфазных групп движения синхронных генераторов на основе функции Ляпунова основывается на утверждении, что если функция Ляпунова системы равна некоторому значению, то после объединения двух синфазно-движущихся генераторов она функция Ляпунова не должна изменять своего значения. В противном случае предположение о синфазности движения роторов синхронных генераторов не подтверждается. Этот метод более сложен и требует большей информации о системе. Его целесообразно применять на низших временных уровнях управления (долго- и краткосрочное планирование).

Неоднородность ЭЭС характеризует наличие в ней слабых элементов, в том числе и узлов. В свою очередь, слабыми узлами могут являться генераторные узлы с различной степенью взаимных колебаний углов роторов при возмущениях, а также нагрузочные узлы с нестабильным уровнем напряжения.

Нестабильность напряжения – есть неспособность системы после возмущения любой интенсивности вернуть напряжение к уровню доаварийного режима.

Выделение групп генераторов одинаковой чувствительности. Для оценки и обеспечения устойчивости ЭС на стадиях проектирования и эксплуатации необходимо проведение трудоемких расчетов: расчет потокораспределений и уровней напряжений в нормальных, ремонтных и послеаварийных схемах, расчет уставок противоаварийной автоматики, расчет запасов статической и динамической устойчивости.

На начальной стадии процессов проектирования, минуя вышеприведенный сложный объем расчетов, выполнение упрощенной оценки влияния конкретных проектных решений на надежность режима и структуры ЭС стало бы весьма полезным.

Упрощенная оценка устойчивости энергосистемы может быть проведена на основании левого верхнего блока обратной матрицы Якоби:

$$J^{-1} = \begin{vmatrix} \partial \delta / \partial P & \partial U / \partial P \\ \partial \delta / \partial Q & \partial U / \partial Q \end{vmatrix}.$$

Основные положения экспресс-оценки:

- в условиях малости возмущения частные производные могут заменены отношением приращения соответствующих параметров;
- по наибольшим значениям диагональных элементов можно выделить слабые генераторы, а по недиагональным – степень связности между генераторами;
- чем больше отношение приращений фаз ЭДС к величине небаланса активной мощности на валу генератора, тем слабее генератор;
- чем больше внутри ЭС групп генераторов с одинаковой степень чувствительности, тем неоднороднее структура ЭС.

Ввод исходных данных при моделировании генераторов. В широко используемых программах моделирование генераторов в расчетах установившихся режимов осуществляется по двум вариантам:

- задаются P_G и U_G , рассчитываются Q_G , δ_G ;
- задаются P_G и Q_G , рассчитываются U_G , δ_G .

При моделировании исходного УР используется PU-модель, считается напряжение на выводах генератора неизменным за счет действия автоматического регулятора возбуждения, активная мощность определяется мощностью турбины и от электрического режима не зависит.

Ранжирование генераторов по степени чувствительности.

Интерес представляет анализ полученных матриц.

Как было отмечено ранее, по наибольшим значениям, значениям диагональных элементов обратных матриц Якоби можно выявить наиболее чувствительные (слабые) генераторы.

С целью выявления групп когерентных генераторов составляются таблицы распределения по категориям чувствительности на основании внедиагональных элементов. Подобный анализ позволяет сформировать представление о неоднородности системы с точки зрения связности между станциями.

В расчетной практике принято замещать несколько однотипных синхронных машин, включенных параллельно, одной эквивалентной синхронной машиной суммарной мощности, параметры которой в относительных единицах равны типовым.

Характеристическое уравнение группы однотипных синхронных машин, определяющее условия возникновения самовозбуждения в силу симметрии схемы, разбивается на два характеристических уравнения. Этим уравнениям соответствуют две эквивалентные расчетные схемы. Одна схема отвечает работе одной эквивалентной машины (суммарной мощности) на заданную внешнюю сеть, а другая ограничена работой типовой синхронной машины (единичной мощности) на общие шины группы машин.

Основные допущения при эквивалентировании генераторов электрических станций :

1. Блоки генератор-трансформатор абсолютно идентичны.
2. Отдельные генераторы на каждой станции не могут иметь скольжения друг относительно друга.
3. Все генераторы станции имеют одинаковый коэффициент загрузки.
4. Нарушение устойчивости отдельно взятого генератора на станции невозможно.

1.4 Эквивалентирование трансформаторов

При расчете собственного сопротивления узла замыкания после эквивалентирования, необходимо учесть комплексные коэффициенты трансформации и распределенность параметров линий электропередачи.

При расчете собственных узловых сопротивлений эквивалентируемой подсистемы необходимо учесть комплексные коэффициенты трансформации и распределенность параметров линий электропередачи. Учет комплексных коэффициентов трансформации выполнен введением в схему замещения дополнительных задающих фиктивных токов J_H^ϕ . Численные значения этих токов определяются через напряжения узлов, к которым они подключены. Т.е. на момент эквивалентирования численные значения этих токов неизвестны. Поэтому комплексные коэффициенты трансформации предлагается учитывать с помощью матрицы Y_H^ϕ . При этом узловое уравнение примет вид:

$$Y_n \cdot \dot{U}_n = \dot{J}_n,$$

где $Y_n = Y_{yn} - Y_H^\phi$ - матрица узловых проводимостей при наличии в ветвях схемы трансформаторов с комплексными коэффициентами трансформации;

Y_{yn} - матрица узловых проводимостей эквивалентируемой подсистемы без учета комплексных коэффициентов трансформации.

Таким образом, при эквивалентировании подсистем, содержащих трансформаторы с комплексными коэффициентами трансформации, сначала находится матрица Y_H^ϕ , затем находится матрица Y_n и далее определяют Z_{kk}^0 для эквивалентируемой подсистемы.

Метод формирования схемы замещения основан на принципе расчета среднего значения эквивалентируемых сопротивлений линий и трансформаторов: метод формирования схемы замещения основан на принципе расчета среднего значения эквивалентируемых сопротивлений линий и трансформаторов:

$$R_{TPn} = \frac{\sum_{i=1}^n R_{TPi}}{N}; X_{TPn} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{TPi}}{N}.$$

1.5 Эквивалентирование в программном комплексе RastrWin. Метод Гаусса

Метод эквивалентирования ПК RastrWin основан на методе Гаусса. Рассмотрим более подробно метод Гаусса. Перед эквивалентированием все параметры о схеме и режиме сети записываются в расширенную матрицу параметров схемы сети ЭЭС ($\underline{A}_{\text{РАС}}$), содержащую матрицу сетевых параметров $\underline{A}_{\text{СЕТ}}$ схемы, матрицу режимных параметров $\underline{A}_{\text{РЕЖ}}$ схемы и матрицу дополнительных параметров $\underline{A}_{\text{ДОП}}$ схемы. Размерность этой матрицы составляет $N_{\text{уз}} \cdot (N_{\text{уз}} + N_{\text{РЕЖ}} + N_{\text{ДОП}})$, где $N_{\text{уз}}$ - общее число узлов эквивалентлируемой части схемы (исключаемые узлы и узлы примыкания схемы выделенного района управления).

Структура расширенной матрицы параметров:

$$\underline{A}_{\text{РАС}} = \begin{vmatrix} \underline{A}_{\text{СЕТ}} & \underline{A}_{\text{РЕЖ}} & \underline{A}_{\text{ДОП}} \end{vmatrix}.$$

При формировании матрицы $\underline{A}_{\text{РАС}}$ используется линейная относительно токов математическая модель системы, преобразование элементов которой при использовании метода Гаусса выполняется через проводимости узлов и связей электрической сети. В качестве матрицы сетевых параметров $\underline{A}_{\text{СЕТ}}$ используется матрица собственных и взаимных проводимостей $\underline{Y}$, а в качестве матрицы режимных параметров $\underline{A}_{\text{РЕЖ}}$ – матрица задающих токов узлов $\underline{J}_{\text{зАд}}$. Матрицы $\underline{Y}$ имеет размерность $N_{\text{уз}} \cdot N_{\text{уз}}$. Размерность матрицы $\underline{A}_{\text{РЕЖ}}$ можно записать как $N_{\text{уз}} \cdot N_{\text{РЕЖ}}$, где $N_{\text{РЕЖ}}$ - число столбцов, зависящее от способа разложения задающих токов узлов на составляющие.

В качестве составляющих задающего тока узла рассматривается ток генератора и ток нагрузки, учитываемой по квадратичной статической характеристике относительно напряжения. При этом задающий ток i -го узла представлен в виде:

$$\underline{J}_{\text{зАд}i} = \underline{J}_{\text{Г}i} + \underline{J}_{\text{Н}i}^{\text{S}} + \underline{J}_{\text{Н}i}^{\text{Y}},$$

где составляющие задающего тока определяется по формулам:

$$\underline{J}_{\Gamma i} = \frac{P_{\Gamma i} - jQ_{\Gamma i}}{\dot{U}_i}, \quad \underline{J}_{Hi}^S = \frac{P_{Hi}^S - jQ_{Hi}^S}{\dot{U}_i}, \quad \underline{J}_{Hi}^I = \frac{P_{Hi}^I - jQ_{Hi}^I}{\dot{U}_i}, \quad \underline{J}_{Hi}^Y = \frac{P_{Hi}^Y - jQ_{Hi}^Y}{\dot{U}_i}.$$

Здесь P_{Hi}^S , P_{Hi}^I , P_{Hi}^Y - составляющие активной мощности нагрузки, вычисляемые на основе коэффициентов статических характеристик по выражениям:

$$P_{Hi}^S = P_{Hi}^{HOM} \cdot a_{0i}, \quad P_{Hi}^I = P_{Hi}^{HOM} \cdot a_{1i} \cdot \left(\frac{U_i}{U_i^{HOM}} \right), \quad P_{Hi}^Y = P_{Hi}^{HOM} \cdot a_{2i} \cdot \left(\frac{U_i}{U_i^{HOM}} \right)^2$$

Аналогичным образом рассчитываются и составляющие реактивной мощности нагрузки:

$$Q_{Hi}^S = Q_{Hi}^{HOM} \cdot b_{0i}, \quad Q_{Hi}^I = Q_{Hi}^{HOM} \cdot b_{1i} \cdot \left(\frac{U_i}{U_i^{HOM}} \right), \quad Q_{Hi}^Y = Q_{Hi}^{HOM} \cdot b_{2i} \cdot \left(\frac{U_i}{U_i^{HOM}} \right)^2.$$

Номинальные мощности нагрузки определяются по замерам мощностей (P_{Hi} , Q_{Hi}) и напряжений (U_i) в узлах:

$$P_{Hi}^{HOM} = \frac{P_{Hi}}{a_{0i} + a_{1i} \left(\frac{U_i}{U_i^{HOM}} \right) + a_{2i} \left(\frac{U_i}{U_i^{HOM}} \right)^2},$$

$$Q_{Hi}^{HOM} = \frac{Q_{Hi}}{b_{0i} + b_{1i} \left(\frac{U_i}{U_i^{HOM}} \right) + b_{2i} \left(\frac{U_i}{U_i^{HOM}} \right)^2}.$$

При этом задающий ток узла содержит четыре составляющие и поэтому размерность матрицы $\underline{J}_{3AD}$ равна $N_{уз} \times 4$.

Матрица дополнительных параметров $\underline{A}_{доп}$ содержит параметры узлов, преобразование которых осуществляется по формулам, отличным от формул преобразования элементов матрицы $\underline{A}_{РЕЖ}$ по схеме Гаусса. В число таких параметров входят: пределы регулирования реактивной мощности генераторов в узлах Q_{ri}^{min} , Q_{ri}^{max} , допустимые пределы изменения активной мощности генераторов в узлах P_{ri}^{min} , P_{ri}^{max} , номинальные мощности генераторов и коэффициенты статизма

турбины $P_{ii}^{\text{НОМ}}$, σ_i , коэффициенты статических характеристик нагрузки по частоте a_{fi} , b_{fi} . Если указанные дополнительные параметры попарно рассматривать как вещественную и мнимую часть комплексного числа, то можно составить матрицу дополнительных параметров $\underline{A}_{\text{доп}}$, содержащую в каждой строке 4 комплексные величины. Поэтому размерность этой матрицы также равна $N_{yz} \times 4$.

При определении параметров внешних эквивалентов к расчётной схеме района управления элементы расширенной матрицы $\underline{A}_{\text{РАС}}$ перенумеровываются таким образом, чтобы вначале шли параметры исключаемых узлов схемы, затем параметры узлов примыкания схемы района управления. Выделение узлов примыкания производится таким образом, чтобы узлы схемы района управления представляли собой изолированную часть схемы. При этих условиях формируется расширенная матрица $\underline{B}_{\text{РАС}}$, диагональные блоки которой образованы матрицей параметров внутренних узлов исключаемой части схемы $\underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ВН}}$ и матрицей параметров узлов примыкания $\underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ПР}}$. В недиагональные блоки матрицы $\underline{B}_{\text{РАС}}$ ($\underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ПР-ВН}}$, $\underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ВН-ПР}}$) входят параметры связей между внутренними узлами расчётной схемы и её узлами примыкания.

$$|\underline{B}_{\text{РАС}}| = \begin{vmatrix} \underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ВН}} & \underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ВН-ПР}} \\ \underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ПР-ВН}} & \underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ПР}} \end{vmatrix}.$$

Исключив по схеме Гаусса диагональный блок $\underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ВН}}$:

$$\underline{A}_{\text{РАС}}^{*\text{ПР}} = \underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ПР}} - \underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ПР-ВН}} \cdot (\underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ВН}})^{-1} \cdot \underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ВН-ПР}},$$

получим в блоке $\underline{A}_{\text{РАС}}^{*\text{ПР}}$ добавку в виде внешнего эквивалента к расчётной схеме района управления:

$$\underline{A}_{\text{РАС}}^{*\text{ПР}} = \underline{A}_{\text{РАС}}^{\text{ПР}} + \underline{A}_{\text{Э}},$$

где $\underline{A}_{\text{Э}}$ - матрица параметров внешнего эквивалента расчётной схемы.

Матрица параметров внешнего эквивалента расчётной схемы может быть определена путём вычитания из матрицы параметров узлов примыкания после

эквивалентирования матрицы параметров узлов примыкания до эквивалентирования:

$$\underline{A}_{\ominus} = \underline{A}_{\text{PAC}}^{*\text{PP}} - \underline{A}_{\text{PAC}}^{\text{PP}}$$

Исключение узлов при определении параметров внешнего эквивалента осуществляется поочередно и имеет следующие особенности.

Диагональный и недиагональные элементы j -го узла матрицы собственных и взаимных проводимостей узлов электрической сети, а также задающий ток j -го узла при исключении i -го узла преобразуются по формулам:

$$\underline{Y}_{jj}^* = \underline{Y}_{jj}^0 - \frac{\underline{Y}_{ji}^0 \cdot \underline{Y}_{ij}^0}{\underline{Y}_{ii}^0}, \quad \underline{Y}_{ji}^* = \underline{Y}_{ji}^0 - \frac{\underline{Y}_{ji}^0 \cdot \underline{Y}_{ij}^0}{\underline{Y}_{ii}^0}, \quad \underline{J}_j^* = \underline{J}_j^0 - \frac{\underline{Y}_{ji}^0}{\underline{Y}_{ii}^0} \cdot \underline{J}_i^0,$$

где $\underline{Y}_{jj}^0, \underline{Y}_{ii}^0$ – собственные проводимости j -го и i -го узлов,

$\underline{Y}_{ji}^0, \underline{Y}_{ij}^0$ – проводимости связей между ними. Преобразование задающего тока выполняется по отдельным составляющим.

В состав собственной проводимости узла входят только продольные проводимости связей с другими узлами:

$$\underline{Y}_{ii}^0 = \sum \underline{Y}_{ij}^0, j \in m_i.$$

а поперечные проводимости связей и шунты в узлах переводятся в составляющую задающего тока нагрузки, соответствующую постоянству проводимости нагрузки (в число учитываемых связей входят и ранее появившиеся эквивалентные связи):

$$\underline{J}_{Hi}^{Y*} = \underline{J}_{Hi}^{Y0} + \underline{Y}_{i0}^0 \cdot \underline{U}_i + \sum \underline{Y}_{ij}^0 \cdot \underline{U}_i, j \in m_i.$$

Данные операции необходимы для сохранения суммарных мощностей нагрузок и генерации в узлах исключаемой части схемы и в ее эквиваленте..

Мощности эквивалентного генератора и составляющих эквивалентной нагрузки в узлах примыкания на конечном этапе процесса эквивалентирования определяются по формулам:

$$S_{\Gamma j}^{\ominus} = J_{\Gamma j}^{\ominus} \cdot \dot{U}_j, \quad S_{Hj}^{\ominus S} = J_{Hj}^S \cdot \dot{U}_j, \quad S_{Hj}^{\ominus I} = J_{Hj}^I \cdot \dot{U}_j, \quad S_{Hj}^{\ominus Y} = J_{Hj}^Y \cdot \dot{U}_j.$$

В состав мощности эквивалентного генератора и эквивалентной нагрузки входят и собственные мощности генератора и нагрузки этих узлов.

В результате подключения внешнего эквивалента к узлам примыкания изменяются соотношения между составляющими мощности нагрузки, вследствие чего изменяются и коэффициенты статических характеристик нагрузки.

Номинальные мощности эквивалентных нагрузок в узлах примыкания рассчитываются по формулам:

$$P_{Hj}^{\text{ЭНОМ}} = P_{Hj}^{\text{ЭС}} + P_{Hj}^{\text{ЭI}} \cdot \left(\frac{U_j^{\text{НОМ}}}{U_j} \right) + P_{Hj}^{\text{ЭY}} \cdot \left(\frac{U_j^{\text{НОМ}}}{U_j} \right)^2,$$

$$Q_{Hj}^{\text{ЭНОМ}} = Q_{Hj}^{\text{ЭС}} + Q_{Hj}^{\text{ЭI}} \cdot \left(\frac{U_j^{\text{НОМ}}}{U_j} \right) + Q_{Hj}^{\text{ЭY}} \cdot \left(\frac{U_j^{\text{НОМ}}}{U_j} \right)^2$$

Коэффициенты статических характеристик эквивалентных нагрузок определяются по выражениям:

$$a_{1j}^{\text{Э}} = \frac{P_{Hj}^{\text{ЭI}}}{P_{Hj}^{\text{ЭНОМ}}} \cdot \left(\frac{U_j^{\text{НОМ}}}{U_j} \right), \quad a_{2j}^{\text{Э}} = \frac{P_{Hj}^{\text{ЭY}}}{P_{Hj}^{\text{ЭНОМ}}} \cdot \left(\frac{U_j^{\text{НОМ}}}{U_j} \right)^2, \quad a_{0j}^{\text{Э}} = 1 - a_{1j}^{\text{Э}} - a_{2j}^{\text{Э}},$$

$$b_{1j}^{\text{Э}} = \frac{Q_{Hj}^{\text{ЭI}}}{Q_{Hj}^{\text{ЭНОМ}}} \cdot \left(\frac{U_j^{\text{НОМ}}}{U_j} \right), \quad b_{2j}^{\text{Э}} = \frac{Q_{Hj}^{\text{ЭY}}}{Q_{Hj}^{\text{ЭНОМ}}} \cdot \left(\frac{U_j^{\text{НОМ}}}{U_j} \right)^2, \quad b_{0j}^{\text{Э}} = 1 - b_{1j}^{\text{Э}} - b_{2j}^{\text{Э}}.$$

Преобразование элементов матрицы дополнительных параметров. Номинальная активная мощность эквивалентного генератора определяется путем разнесения номинальных мощностей исключаемых генераторов в той же пропорции, что при разнесении их рабочей активной мощности:

$$P_{\Gamma j}^{\text{НОМ}} = \sum P_{\Gamma i}^{\text{НОМ}} \cdot \frac{P_{\Gamma j}^{\text{Э}}}{\sum P_{\Gamma i}}, \quad i \in N_{\Gamma}^{\text{Э}},$$

где $N_{\Gamma}^{\text{Э}}$ - число эквивалентируемых генераторов.

Аналогично определяются пределы активной и реактивной мощности генерации, только для пределов по реактивной мощности используется не рабочая

реактивная мощность генераторов, а резерв по реактивной мощности генератора в текущем режиме:

$$Q_{PE3i}^{\min} = Q_{\Gamma i}^{\min} - Q_{\Gamma i}, \quad Q_{PE3i}^{\max} = Q_{\Gamma i}^{\max} - Q_{\Gamma i},$$

$$\Delta Q_{\Gamma j}^{\ominus \min} = \sum Q_{PE3i}^{\ominus \min} \cdot \frac{Q_{\Gamma j}^{\ominus}}{\sum Q_{\Gamma i}}, \quad \Delta Q_{\Gamma j}^{\ominus \max} = \sum Q_{PE3i}^{\ominus \max} \cdot \frac{Q_{\Gamma j}^{\ominus}}{\sum Q_{\Gamma i}}, i \in N_{\Gamma}^{\ominus}.$$

Пределы активной и реактивной мощности генерации, а также номинальная мощность генератора в узле примыкания находятся как сумма предельного значения (номинальной) мощности генератора в режиме и предельного (номинального) значения мощности от внешнего эквивалента:

$$Q_{\Gamma j}^{\ominus \max} = Q_{\Gamma j}^{\max} + \Delta Q_{\Gamma j}^{\ominus \max}, \quad Q_{\Gamma j}^{\ominus \min} = Q_{\Gamma j}^{\min} + \Delta Q_{\Gamma j}^{\ominus \min},$$

$$P_{\Gamma j}^{\ominus \max} = P_{\Gamma j}^{\max} + \Delta P_{\Gamma j}^{\ominus \max}, \quad P_{\Gamma j}^{\ominus \min} = P_{\Gamma j}^{\min} + \Delta P_{\Gamma j}^{\ominus \min},$$

$$P_{\Gamma j}^{\ominus \text{НОМ}} = P_{\Gamma j}^{\text{НОМ}} + \Delta P_{\Gamma j}^{\ominus \text{НОМ}}.$$

Коэффициент статизма турбины эквивалентного генератора определяется по формуле:

$$\sigma_j^{\ominus} = \frac{\sigma_j \cdot P_{\Gamma j}^{\text{НОМ}} + \Delta \sigma_j^{\ominus} \cdot \Delta P_{\Gamma j}^{\ominus \text{НОМ}}}{P_{\Gamma j}^{\text{НОМ}} + \Delta P_{\Gamma j}^{\ominus \text{НОМ}}}, \quad \text{где } \Delta \sigma_j^{\ominus} = \frac{\sum \Delta P_{\Gamma i}^{\ominus \text{НОМ}} \cdot \sigma_i}{\sum P_{\Gamma i}^{\text{НОМ}}}, i \in N_{\Gamma}^{\ominus}.$$

Статические характеристики нагрузки по частоте определяются по следующим формулам:

$$a_{fj}^{\ominus} = \frac{a_{fj} \cdot P_{Hj} + \Delta a_{fj}^{\ominus} \cdot \Delta P_{Hj}^{\ominus}}{P_{Hj} + \Delta P_{Hj}^{\ominus}}, \quad b_{fj}^{\ominus} = \frac{b_{fj} \cdot Q_{Hj} + \Delta b_{fj}^{\ominus} \cdot \Delta Q_{Hj}^{\ominus}}{Q_{Hj} + \Delta Q_{Hj}^{\ominus}},$$

$$\text{где: } \Delta a_{fj}^{\ominus} = \frac{\sum P_{Hi}^{\text{НОМ}} \cdot a_{fi}}{\sum P_{Hi}^{\text{НОМ}}}, \quad \Delta b_{fj}^{\ominus} = \frac{\sum Q_{Hi}^{\text{НОМ}} \cdot b_{fi}}{\sum Q_{Hi}^{\text{НОМ}}}, i \in N_{\Gamma}^{\ominus}.$$

Данный алгоритм вычисления параметров внешнего эквивалента сети, позволяет учесть статические характеристики эквивалентуемых узлов по

напряжению и частоте, и пределы регулирования реактивной мощности эквивалентных генераторов.

1.6 Эквивалентирование в ЦСПА

Для решения задач ЦСПА в одной энергосистеме все остальные энергосистемы могут быть представлены одним эквивалентным генератором. Стыковка расчетной модели с эквивалентным генератором должна осуществляться таким образом, чтобы оцененный режим расчетной модели не изменился.

Выполнение этих требований осуществляется путем введения в расчетную модель специальных трансформаторов, связывающих расчетную модель с эквивалентным генератором ЕЭС России. Для дальнейшей работы, дадим определения:

- Внешний эквивалентный узел – узел, к которому подключены эквивалентный генератор и эквивалентная нагрузка внешней энергосистемы,
- Граничный узел – узел, входящий в состав расчетной модели энергосистемы, к которому подключается трансформатор связи с внешним эквивалентным узлом,
- Трансформатор связи с внешним эквивалентным узлом – трансформаторная ветвь, соединяющая в расчетной модели стыковочный узел с внешним эквивалентным узлом,
- Граничная ветвь – ветвь исходной схемы энергосистемы, примыкающая с одной стороны к граничному узлу, а с другой – к какому либо узлу исходной схемы, не входящему в состав расчетной модели,
- Фиктивная нагрузка – нагрузка на внешнем узле граничной ветви, необходимая для выполнения оценки текущего режима,
- Контролируемые внешние ветви – ограниченный набор внешних ветвей, наличие которых в схеме заметно влияет на величину сопротивления трансформатора связи. В состав контролируемых внешних ветвей входят все граничные ветви.

В оценке текущего режима участвуют граничные узлы, граничные ветви и фиктивные нагрузки. На рисунке 1 представлен фрагмент схемы ЭС, подлежащий оценке состояния.

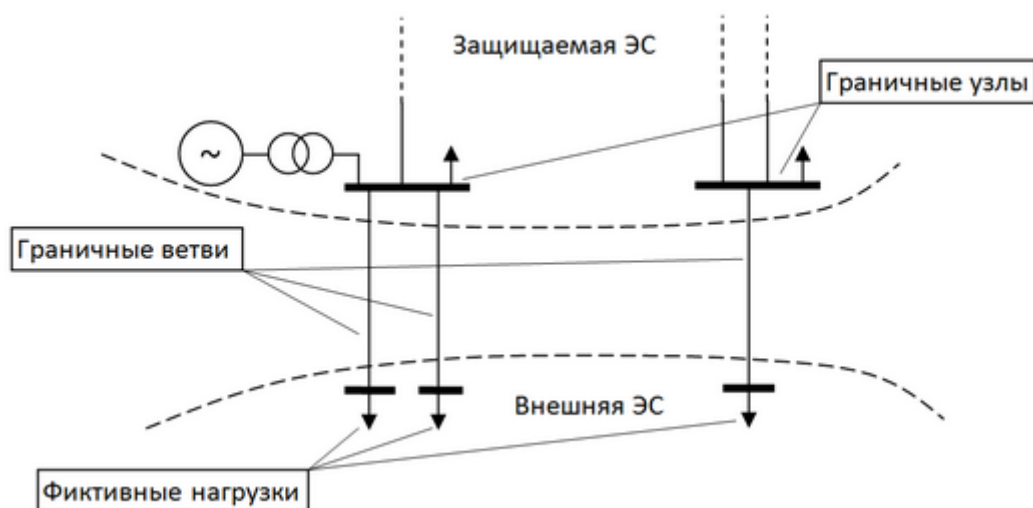


Рисунок 1.1 - Фрагмент схемы ЭС, подлежащий оценке состояния

После формирования расчетной модели представленный фрагмент схемы будет выглядеть следующим образом:

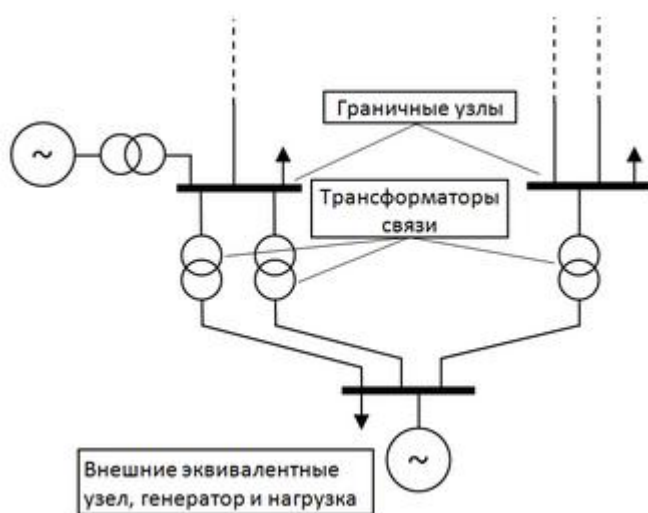


Рисунок 1.2 - Фрагмент схемы ЭС, после формирования расчетной модели

Определению подлежат параметры трансформаторов связи:

X_{ts} — реактивное сопротивление трансформатора,
 K_{tr} и K_{ti} — вещественная и мнимая составляющие коэффициента трансформации; и
 параметры внешнего эквивалентного узла, эквивалентного генератора и
 эквивалентной нагрузки: U_e — модуль напряжения в эквивалентном узле, δ_e — фаза
 напряжения в эквивалентном узле,
 P_{ge} — загрузка эквивалентного генератора по активной мощности,
 Q_{ge} — загрузка эквивалентного генератора по реактивной мощности,

P_{gne} – номинальная активная мощность эквивалентного генератора,
 H_{jge} – постоянная инерции эквивалентного генератора,
 X_{ge} – внутреннее сопротивление эквивалентного генератора (эквивалент-ные генераторы предполагается моделировать постоянством ЭДС за внутренним реактивным сопротивлением), P_{ne} – активная нагрузка эквивалентного узла, Q_{ne} – реактивная нагрузка эквивалентного узла.

Величина реактивного сопротивления каждого трансформатора связи принимается равной суммарному сопротивлению трехфазного короткого замыкания в соответствующем граничном узле для соответствующей граничной ветви:

$$X_{ts} = \frac{U_n}{I_{kz}},$$

где U_n - номинальное напряжение сети в граничном узле замыкания, I_{kz} – ток КЗ граничной ветви в месте подключения к граничному узлу.

Возможные значения величин реактивных сопротивлений трансформаторов связи вычисляются вне ЦСПА сотрудниками служб РЗА энергосистемы. Эти величины вычисляются заранее для различных конфигураций внешней сети, отличающихся друг от друга включенным/отключенным состоянием ограниченного набора контролируемых внешних ветвей, состав которых определяется заранее. Набор возможных значений X_{ts} хранится в базе данных ЦСПА. Конкретное значение X_{ts} для очередного цикла расчета УВ актуализируется на основании значений ТС о состоянии контролируемых внешних ветвей, получаемых из ОИК.

Расчет коэффициентов трансформации трансформаторов связи. Расчет коэффициентов трансформации проводится для каждого цикла расчетов ЦСПА после оценки состояния защищаемой энергосистемы. В качестве исходных данных для расчета используются:
 $U_{гр}$ – модуль напряжения в граничном узле, $\delta_{гр}$ – фаза напряжения в граничном узле, $P_{гр}$ – суммарная активная мощность, втекающая в граничный узел (положительное направление), $Q_{гр}$ – суммарная реактивная мощность, втекающая в граничный узел.

Коэффициенты трансформации рассчитываются по следующим выражениям:

$$U_x = \frac{1}{U_{rp}} \sqrt{(U_{rp}^2 + Q_{rp} \cdot X_{ts})^2 + (P_{rp} \cdot X_{ts})^2},$$

$$\operatorname{tg}(\delta x) = \frac{P_{rp} \cdot X_{ts}}{U_{rp}^2 + Q_{rp} \cdot X_{ts}},$$

$$\cos(\delta x) = \frac{U_{rp}^2 + Q_{rp} \cdot X_{ts}}{\sqrt{(U_{rp}^2 + Q_{rp} \cdot X_{ts})^2 + (P_{rp} \cdot X_{ts})^2}},$$

$$\sin(\delta x) = \frac{P_{rp} \cdot X_{ts}}{\sqrt{(U_{rp}^2 + Q_{rp} \cdot X_{ts})^2 + (P_{rp} \cdot X_{ts})^2}},$$

$$k_{tr} = \frac{U_e}{U_x} (\delta e - \delta x - \delta_{rp}),$$

$$k_{ti} = \frac{U_e}{U_x} \sin(\delta e - \delta x - \delta_{rp}).$$

Модуль и фаза напряжения в эквивалентном узле могут быть заданы произвольно. Под эти значения всегда подстроятся коэффициенты трансформации трансформаторов связи. Для упрощения расчетов коэффициентов трансформации удобнее всего для всех эквивалентных узлов задать: $U_e = 500 \text{ кВ}$, $\delta e = 0$. В результате, для расчета коэффициентов трансформации будем иметь следующие выражения:

$$k_{tr} = \frac{U_e \cdot U_{rp} \cdot [(U_{rp}^2 + Q_{rp} \cdot X_{ts}) \cdot \cos(\delta_{rp}) - P_{rp} \cdot X_{ts} \cdot \sin(\delta_{rp})]}{(U_{rp}^2 + Q_{rp} \cdot X_{ts})^2 + (P_{rp} \cdot X_{ts})^2},$$

$$k_{ti} = \frac{U_e \cdot U_{rp} \cdot [P_{rp} \cdot X_{ts} \cdot \cos(\delta_{rp}) - (U_{rp}^2 + Q_{rp} \cdot X_{ts}) \cdot \sin(\delta_{rp})]}{(U_{rp}^2 + Q_{rp} \cdot X_{ts})^2 + (P_{rp} \cdot X_{ts})^2}.$$

Поскольку в трансформаторах связи отсутствуют потери, то величина активной мощности эквивалентного генератора равна сумме активных мощностей притекающих к шинам граничных узлов, соединенных трансформаторами связи с этим эквивалентным узлом, плюс активная мощность нагрузки, подключенной в этом узле:

$$P_{ge} = \sum P_{rpi} + P_{ne}.$$

Величина реактивной мощности определяется аналогично, но с учетом потерь в трансформаторах связи:

$$Q_{ge} = \sum (Q_{rpi} + dQ_i) + Q_{ne},$$

где для каждого i -го трансформатора связи потери реактивной мощности dQ_i определяются по выражению:

$$dQ_i = \frac{(P_{rpi}^2 + Q_{rpi}^2) \cdot X_{tsi}}{U_{rp}^2}.$$

Величины P_{ne} и Q_{ne} не равные 0 задаются в тех случаях, когда какое либо из используемых УВ воздействует на ОН в той части внешней схемы, которая представляется рассматриваемы эквивалентным генератором. В этом случае значения P_{ne} и Q_{ne} выбираются исходя из задаваемых объемов УВ.

Определение и задание номинальной мощности постоянной инерции и внутреннего сопротивления эквивалентного генератора.

Номинальная мощность эквивалентного генератора равна сумме номинальных мощностей всех генераторов той части внешней схемы, которая представляется рассматриваемы эквивалентным генератором. Аналогично, постоянная инерции (МВт·с) также равна сумме постоянных инерции всех этих генераторов. Внутреннее реактивное сопротивление эквивалентного генератора принимаем близки к 0 (0.1 Ом), поскольку величины сверхпереходных сопротивлений всех генераторов были учтены в сопротивлениях трансформаторов связи.

1.7 Построение РЕИ-эквивалентов

Большое распространение в последние годы получил метод построения РЕИ-эквивалентов (REI - Radial Equivalent independent), предложенный румынским ученым П.Димо. Основная идея метода заключается в построении эквивалентной модели системы по параметрам режима с использованием некоторой вспомогательной схемы, названной схемой с нулевым балансом, которая призвана обеспечивать сохранение баланса мощностей при исключении узлов. РЕИ-эквиваленты строятся для некоторого исходного режима энергосистемы в несколько этапов.

Обозначим все множество узлов эквивалентируемой подсистемы, подлежащих исключению, через s с текущим номером m , $m = \overline{1, s}$. Тогда узловые напряжения, токи и мощности, рассчитанные для исходного (базисного) режима, будут представлены как $\dot{U}_m$, $\dot{I}_m$ и $\dot{S}_m$, $m = \overline{1, s}$. Суммы токов и мощностей рассматриваемых узлов соответственно составляют:

$$\dot{I}_e = \sum_{m=1}^s \dot{I}_m;$$

$$\dot{S}_e = \sum_{m=1}^s \dot{S}_m.$$

На первом этапе составляется линейная схема замещения с $s+1$ узлами. Проводимости $\dot{Y}_{m0'}$ ветвей $m0'$ ($m = \overline{1, s}$) рассчитываются как:

$$\dot{Y}_{m0'} = \frac{\dot{I}_m}{\dot{U}_m - \dot{U}_{0'}}.$$

Пусть узел 0 имеет нулевое напряжение (земля), тогда:

$$\dot{Y}_{m0'} = \frac{\dot{I}_m}{\dot{U}_m} = \frac{\hat{S}_m}{U_m^2}.$$

На втором этапе узел $0'$ отделяется от земли и вводится эквивалентный фиктивный узел e , соединённый с нулевым узлом (рисунок 3). Напряжённе $\dot{U}_{0'}$ по-прежнему остаётся равным нулю. Проводимость $\dot{Y}_{0'e}$ определяется из условия, что

протекание тока I_e по ветви $0'_e$ обуславливает передачу мощности, равную суммарной мощности всех узлов, но с обратным знаком:

$$-\dot{S}_e = \frac{I_e^2}{\dot{Y}_{0'e}}.$$

Нулевой баланс мощности во вспомогательной схеме обеспечивается благодаря использованию равенства, устанавливающего связь, между модулями токов в ветвях $\dot{I}_m$, $m = \overline{1, s}$ и эквивалентного тока $\dot{I}_e$.

Матрица $[Y]$, полученная после добавления вспомогательной схемы, будет отражать новую топологию системы.

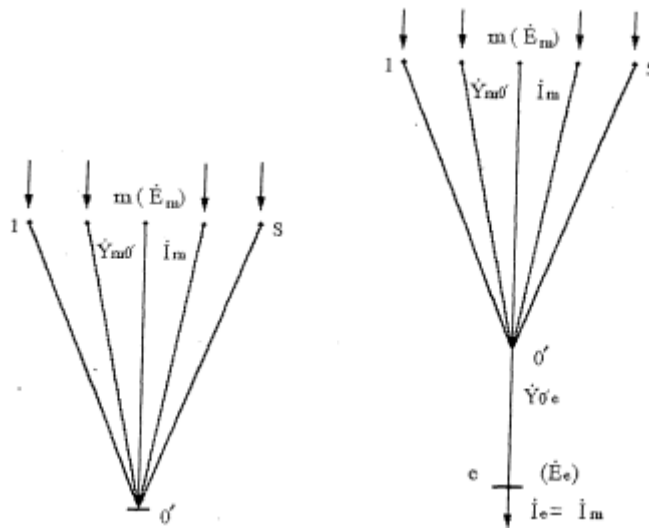


Рисунок 1.3 – Условная схема сложной энергосистемы

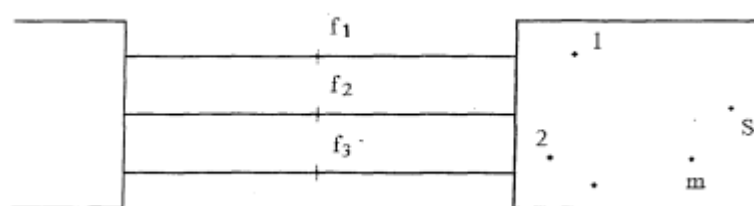
Третьим заключительным этапом является исключение $s+1$ узлов (узлы m , $m = \overline{1, s}$ и узел $0'$) с использованием метода Гаусса. В итоге в упрощенной схеме остается лишь эквивалентный фиктивный узел e , связанный с узлами примыкания (узлы f_1, f_2, f_3 на рисунке 4).

Достоинством этого метода является относительная простота его реализации и малый объем получаемого эквивалента. Основным показателем эквивалента является обеспечение строгого равенства потерь мощности в исходной и эквивалентной схемах в базисном режиме и приближенное соответствие в смежных режимах.

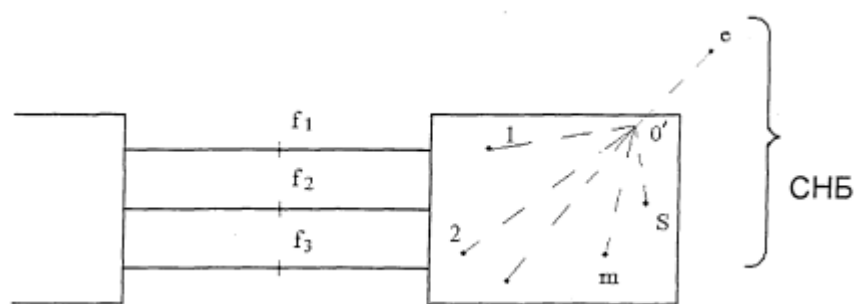
РЭИ-модели можно эффективно использовать в алгоритмах расчета установившихся режимов сложных ЭЭС. Для расчетов электромеханических переходных процессов эффективность их применения проблематична, так как в динамических переходах ЭЭС параметры режима изменяются в широких пределах. Здесь РЭИ-эквивалент, построенный по одному режиму не будет представительным. Во всяком случае применимость РЭИ-эквивалентов для таких расчетов требует серьезного теоретического, а не только численного обоснования.

С позиции оценки применимости РЭИ-эквивалентов для создания физических и гибридных моделей ЭЭС следует отметить важность реализации основной идеи, заключающейся в использовании параметров режима, для эквивалентных преобразований пассивной части ЭЭС. Что касается технологии преобразований и структуры эквивалентов, то они могут быть приняты из других соображений, более точно отражающих особенности решаемых задач.

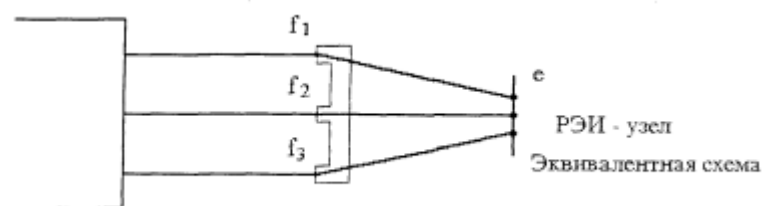
В частности, для построения физических и гибридных моделей ЭЭС РЭИ-эквиваленты в исходной форме могут найти весьма ограниченное применение. Это обуславливается как неопределенностью их точности в широком диапазоне параметров режима, так и получением в составе эквивалентов физически непредставимых (или трудно представимых) элементов. К таким элементам, в частности, относятся отрицательные активные сопротивления и отрицательные индуктивных ветвей.



а)



б)



в)

Рисунок 1.4 – Этапы формирования РЕИ-эквивалента ЭЭС

1. 8 Режимное эквивалентирование

Помимо классического метода построения РЭИ-эквивалентов ЭЭС на сегодняшний день существуют и другие методы, реализующие идею режимного эквивалентирования. Одни из них представляют собой модификации и дальнейшее развитие идеи эквивалентирования по Димо.

Для исследования режимов, отличных от исходного предложено использование РЭИ-моделей с калибровочными узлами, названных Х-РЭИ-моделями. Это модификация РЭП-модели внешней системы, которая содержит один специальный узел (узел калибровки), предназначенный для ликвидации погрешностей, возникающих в граничных узлах между данными замеров либо расчетов по полной (исходной) схеме и расчетов по РЭИ-модели. Строится Х-РЭИ-модель путем добавления к обычной РЭИ-модели, построенной по данным некоторого базисного режима, калибровочного узла и соответствующих ему ветвей.

Процедура "балансировки" модели внешней системы в темпе процесса осуществляется следующим образом. На основании имеющихся данных (полученных либо путем телеизмерений, либо в результате оценивания режима или прогнозирования) определяются параметры граничных узлов, а затем рассчитываются мощности, протекающие от этих узлов к РЭИ-модели внешней системы. Имея таким образом рассчитанные значения потоков и их реальные измеренные значения для каждого узла, можно определить небалансы мощности. Указанные небалансы в дальнейшем переносятся в некоторый фиктивный РЭИ-узел калибровки, сформированный с помощью схемы с нулевым балансом.

Но трудности в получении полной и точной оперативной информации, необходимой для использования Х-РЭИ-модели сильно сужают область ее возможного применения. Она оказывается практически неприемлемой для построения физических и гибридных моделей сложных ЭЭС. Однако Х-РЭИ-модели могут найти применение при исследовании режимов систем в темпе процесса при решении задач АСДУ.

Заслуживает внимания оригинальный метод режимного эквивалентирования подсистем ЭЭС. Преобразуемая подсистема замещается многолучевой звездой-эквивалентом с сосредоточенной обобщенной нагрузкой в ее центре. Параметры ветвей многолучевого эквивалента отображают только потери мощности в преобразуемой подсистеме и определяются на основе решения нелинейных уравнений перетоков мощностей по этим ветвям с учетом уравнения баланса мощностей для центрального узла эквивалента.

Областью применения эквивалентов, построенных по данной методике, также являются расчеты, связанные с анализом и оптимизацией установившихся режимов. Отмечается хорошее совпадение результатов расчетов по исходной и эквивалентной схемам в широком диапазоне изменения режимов. Однако при существенном изменении топологии непреобразуемой подсистемы необходимо определять новые значения параметров лучевых эквивалентов для повышения точности расчетов.

Значительного улучшения качества эквивалента можно добиться формируя эквиваленты по данным не одного, а нескольких базовых режимов. Наиболее сложная возможная структура, эквивалента с обобщенным узлом представлена на рисунке 5. При отсутствии шунтов в обобщенном и граничных узлах, связей между граничными узлами и при равенстве номинальных напряжений граничных узлов эквивалент имеет простейшую радиальную структуру (рисунок 6).

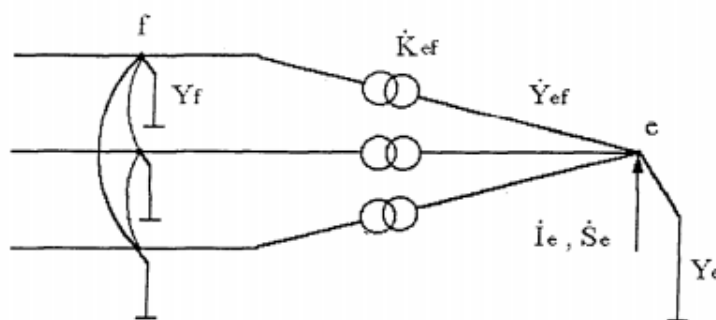


Рисунок 1.5 – Наиболее сложный эквивалент с обобщенным узлом

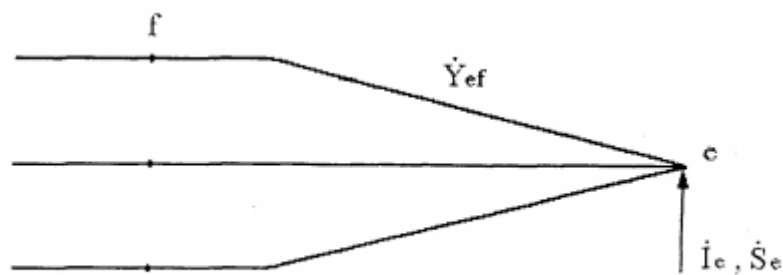


Рисунок 1.6 – Наиболее простой эквивалент с обобщенным узлом

В качестве условий эквивалентности приняты следующие критерии:

- инвариантность первого закона Кирхгофа для обобщенного и граничных узлов в во всех базисных режимах;
- равенство потерь мощности в исходной и эквивалентной схемах;
- сохранение одинаковой чувствительности режимных параметров граничных узлов к возмущениям в исходной и эквивалентной схемах.

Система линейных уравнений, построенная на основании этих условий эквивалентности в общем случае имеет вид:

$$Ax = B.$$

Здесь x - искомая матрица, собственных и взаимных проводимостей эквивалентной схемы: A и B - матрицы, компонентами которых являются параметры режима.

В частности, следуя указанным условиям эквивалентности и основываясь на методе узловых напряжений, можно записать матричную систему уравнений для совокупности режимов:

$$\dot{Y}\dot{U} = \dot{I}.$$

где $\dot{Y}$ - квадратная матрица узловых проводимостей. порядок которой определяется числом узлов эквивалентной схемы;

$\dot{U}$ - прямоугольная матрица узловых напряжений, количество строк которой определяется числом режимов, а количество столбцов - числом узлов эквивалентной схемы;

$\dot{I}$ - прямоугольная матрица токовых инъекций аналогичной размерности.

Если данную систему уравнений транспонировать ($\dot{U}_l \dot{Y}_l = \dot{I}_l$), то будет получена система уравнений, аналогичная первой.

Для определения матрицы узловых проводимостей эквивалентной схемы использован алгоритм, основывающийся на ортогональных преобразованиях Хаусхолдера.

Синтезированные таким образом эквиваленты обладают высокой точностью для гаммы режимов. Однако матрица узловых проводимостей, в общем случае является несимметричной. По этой причине возникают принципиальные сложности при выделении из матрицы $\dot{Y}$ параметров эквивалента в виде активных и реактивных сопротивлений, коэффициентов трансформации. Так как для построения физических и гибридных моделей используются традиционные параметры (R и X ветвей, $K_{тр}$) то без обеспечения симметрии искомой матрицы $\dot{Y}$ применение данного метода для моделирования становится невозможным. Симметрирование же матрицы узловых проводимостей существенно усложняет предлагаемый алгоритм. В данной методике, как и в предыдущих, не заложены возможности введения ограничений на величины и знаки проводимостей лучей эквивалента. Учет генераторов преобразуемой системы лишь в виде суммарной инъекции в обобщенном узле схемы ограничивает применение данного эквивалента областью исследования установившихся режимов.

1.9 Выводы

При проектировании энергосистем необходимо наличие достоверной информации о процессах, которые в них протекают, для этого представляют исследуемую ЭЭС более простой системой, ее эквивалентом.

При этом к эквиваленту выстраиваются строгие требования.

Существуют различные способы режимного эквивалентирования: метод Гаусса, РЭИ-эквивалент, метод Димо.

Метод Гаусса, на котором основан ПК RastrWin3, позволяет учесть статические характеристики эквивалентируемых узлов по напряжению и частоте, и пределы регулирования реактивной мощности эквивалентных генераторов.

РЭИ-эквивалентирование эффективно для использования в алгоритмах расчета установившихся режимов сложных ЭЭС. Достоинством этого метода является относительная простота его реализации и малый объем получаемого эквивалента. Основным показателем эквивалента является обеспечение строгого равенства потерь мощности в исходной и эквивалентной схемах в базисном режиме и приближенное соответствие в смежных режимах.

Х-РЭИ-модели метода Димо находят свое применение при исследовании режимов систем в при решении задач АСДУ.

Глава 2. Обзор современных источников зарубежной литературы

В данной главе рассмотрены две зарубежные статьи о режимном эквивалентировании, каждая из них несет в себе информацию о необходимости эквивалентирования ЭС, так как большая размерность слишком трудна для анализа состояния в режиме онлайн.

2.1 Сокращение электросети для программ анализа состояния на основе потока мощности

Ян Чжан, Матс Ларссон. ABB Corporate Research. Баден, Швейцария.

Юкка Турунен, Хаарла Лииза. Aalto University School of Electrical Engineering. Эспоо, Финляндия.

В данной работе ставится проблема скорости онлайн анализа состояния сети, возможности недоступности анализа из-за проблем со связью. Поэтому сокращение сети применительно к внешним сетям необходимо, так как подробная модель внешней сети увеличивает время вычислений.

С ростом проблем, связанных с изменением климата, возрастает число возобновляемых источников энергии. Алгоритмы режимного анализа должны быть в состоянии оптимизировать как передачу, так и распределение энергии. Подключение возобновляемых источников энергии к существующей сети может изменить динамические свойства системы. Ветряные электростанции должны быть включены в системный динамический анализ, что также может увеличить размер модели энергосистемы. Уменьшить размер и сложность моделирования сети необходимо с помощью сокращенных эквивалентов.

На данный момент времени режимное сокращение может применяться для статического и динамического анализов энергосистемы. Методы, используемые для сокращения сети, также различны.

Эквивалент Уорда. Эквивалентность Уорда основана на сокращении матрицы, большинство эквивалентов Уорда уменьшают энергосеть только до граничных узлов с использованием исключения Гаусса.

РЭИ-эквивалент. Эквивалент РЭИ строится на основе суммирования мощности.

Несмотря на многие усилия при моделировании внешней сети, вопрос остается открытым. Из обзора литературы ясно, что получаемые эквиваленты являются зависимыми. Желательно иметь единую надежную сетевую модель, которая может быть обновлена на основе данных в реальном времени. Большинство моделей на сегодняшний день основаны в автономном режиме, в этом случае эквивалент может быть воспроизведен только с использованием доступных данных сети.

Для программ, работающих в режиме онлайн, необходимо обновлять эквиваленты на основе режима и условий топологии сети. Данные в реальном времени должны быть использованы для обновления внешнего эквивалента.

Предлагаемый новый метод.

Данные внешней сети, представляющие основной интерес – состояние сети и всплески шин. Состояние представляет собой внешнюю сеть, а всплески определяют ее рабочее состояние.

- Получить эквивалент РЕИ на основе базовых данных.
- Запустить SE во внутренней сети с разработанным эквивалентом, найти несоответствие на границе шин.
- Мониторинг угла PMU для индикации условий нагрузки или изменения топологии.
- Обновить эквивалент РЭИ, используя несоответствие на пограничных шинах.
- Обновить напряжения, если PMU показывает нагрузку изменения состояния.
- Обновить эквивалентный параметр, если PMU указывает отключение линии.



Рисунок 2.1 - Процесс сокращения сети

2.1.1 Методы обновления

Поскольку сеть электропитания меняется из-за нагрузки или вариации топологии, очень важно, чтобы сеть будет обновлена для отслеживания изменений во внешней системе.

Предлагается сначала обновить напряжение на шинах РЭИ, затем обновите эквивалентную сеть и, впоследствии, используя эту обновленную информацию вычисляются новые напряжения РЭИ шин.

В эквиваленте РЭИ, если модель точна, граница несоответствия шин должна быть равна нулю. Оригинальный РЭИ эквивалент производится на основе базовых условий, каждое время сбора нового набора данных в реальном времени и соединяет его с оригинальным эквивалентом, границы несоответствия могут быть вызваны ошибками в двух следующие три набора переменных:

- Напряжение шины РЭИ (величина и угол).
- Параметр ветви сокращенной сети.
- Рабочая точка (загрузка и генерация РЭИ узла).

Эти три набора переменных взаимосвязаны и спецификация любых двух из них автоматически исправляет третий набор переменных.

Когда несоответствие на пограничных шинах используется для обнаружения "несоответствия" модели, неизвестно, что несоответствие происходит из-за напряжения на этих значениях РЭИ ли из-за параметры псевдоответов. Также сложно обновить напряжение и параметр ответвления вместе, так как это недоопределенная система. Поэтому общий процесс заключается в обновить модель сети в два этапа:

1) Обновить напряжение РЭИ-шин при условии, что параметры ветвей не изменяются.

2) Обновить параметр ветви, если есть еще рассогласование после 1, в то время как напряжения на шинах РЭИ одинаковы.

1) Обновите напряжение шин РЭИ с постоянной Y .

Комплексный ток на границе шины i задается как:

$$I_i = Y_{ij} V_j,$$

где I_i можно рассчитать $I_i = (S_i / V_i)$, где V_i – комплексное напряжение на границе шины i , V_j – комплексное напряжение на шине J (включая шины с задержкой (пограничные шины и шины PMU) и шины РЭИ), и Y_{ij} является элементом матрица допуска.

Новое напряжение может быть решено с использованием метода наименьших квадратов:

$$V_j = (Y_{ij}^T Y_{ij})^{-1} Y_{ij}^T I_i.$$

2) Обновите параметры ветви с обновленным напряжением -недостаточно определенная система.

Для эквивалентов типа РЭИ сеть является функцией обоих уровень нагрузки внешней системы и системы конфигурации и по этой причине после обновления напряжения предпринята попытка обновить эквивалентную сеть. Для этой процедуры обновления используются оставшиеся границы несоответствия. На этом этапе все напряжения либо на сохранившихся шинах или шинах РЭИ известны.

$$\Delta I_i = \Delta Y_{ij} V_j$$

С $\Delta I = \Delta I_R + j\Delta I_M$, $\Delta V = \Delta V_R + j\Delta V_M$, и $\Delta Y = \Delta Y_R + j\Delta Y_M$, где R обозначает действительную часть и M мнимую часть комплексное число, уравнение можно записать в виде:

$$\begin{bmatrix} \Delta I_{iR} \\ \Delta I_{iM} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta G_i & -\Delta B_i \\ \Delta B_i & \Delta G_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{jR} \\ V_{jM} \end{bmatrix}.$$

$$Z^T = [\Delta I_{iR}, \Delta I_{iM}], U^T = [V_{iR}, V_{iM}], Z = U \Delta Y_{ij}^T.$$

Уравнение имеет ту же форму, поэтому его можно решить методом наименьших квадратов как:

$$Y_{ij}^T = (U^T U)^{-1} U^T Z.$$

Обычно размерность Y больше, чем матрица V , проблема недостаточно решена. Уравнение является линейно недоопределенным.

3) Ввод мощности в РЭИ (генератор / нагрузка) может быть рассчитан.

Если определены напряжения на шинах РЭИ, а параметры топологии эквивалентов известны, то мощность впрыска в РЭИ может быть рассчитана. Конечно, программа прогнозирования или обмен данными между коммунальными службами может быть использован для получения их оценки.

4) Пример симуляции.

Процесс обновления тестируется по определенной шине.

Поток мощности выполняется по всей сети (без уменьшения, а в редуцированной сети индивидуально). Величины напряжения на оставшихся шинах сравниваются, как показано на рисунках 8-11.

а) Базовый случай

Напряжение на этих шинах показаны на рисунке 2.2 и рисунке 2.5. Рисунок 2.2 показывает результаты непосредственно от снижения РЭИ без дальнейшего обновления. На рисунке 2.3 показаны результаты после обновления, напряжение и параметры сети улучшаются.

Из результатов мы можем наблюдать:

Красная кривая на рисунках представляет результаты из оригинальной сети (полная модель), синяя кривая из сокращенной сети (уменьшенная модель).

Все еще видны несоответствия между значениями величин на всех шинах от полной модели и уменьшенной модели.

- Несоответствие уменьшается после обновления. Например, на шине 6 сразу после РЭИ сокращения, несоответствие составляет $(0,990 - 0,97337 = 0,01743)$, как показано на рисунке 2.2. Однако несоответствие уменьшено до $(0,9805 - 0,97337 = 0,00713)$.
- Также видно, что несоответствия различаются для разных шин. В некоторых шинах, таких как 26, 29 и 30, величины напряжения очень близки. Некоторые другие, имеют больше несовпадения.

б) Отключение линии во внешней сети.

В этом случае линия отключается. Результаты показаны на рисунках 10 и 11. Из рисунков видно, что:

- Если модель не обновляется после отключения линии, несоответствие величины напряжения значительно велико (рисунок 2.4), например, на шине 17, несоответствие составляет $0,9894 - 0,9301 = 0,0593$.

- Модель улучшена после обновления, как показано на рисунке 2.5. Несоответствия на всех шинах уменьшены. На шине 17 это значение теперь составляет $0,9426 - 0,9301 = 0,0125$.

Тестовые случаи показывают, что снижение РЭИ может привести к разумной модели сети. Однако, процесс обновления играет очень важную роль в сокращении сети, особенно при изменении топологии сети.

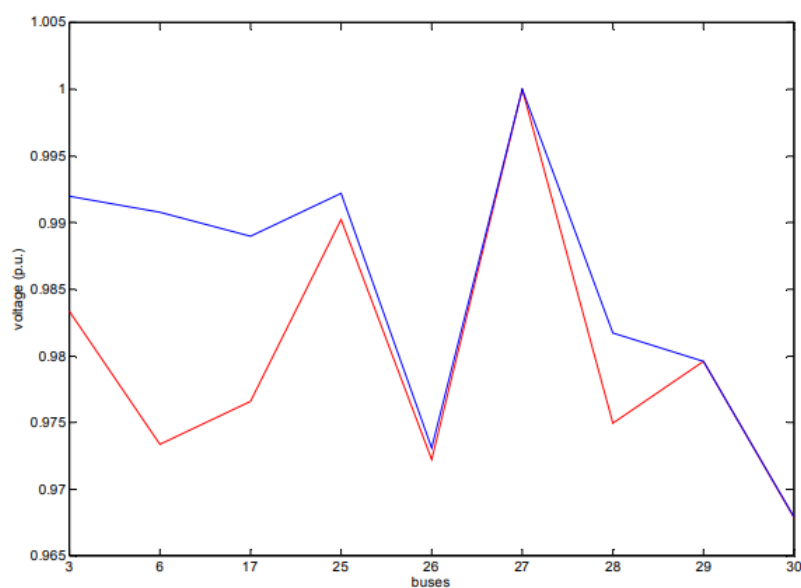


Рисунок 2.2 - Уменьшение сети (до обновления)

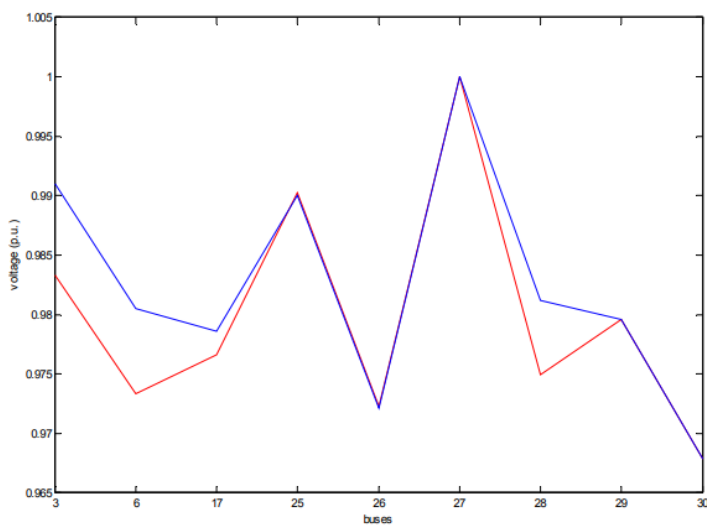


Рисунок 2.3 - Уменьшение сети (после обновления)

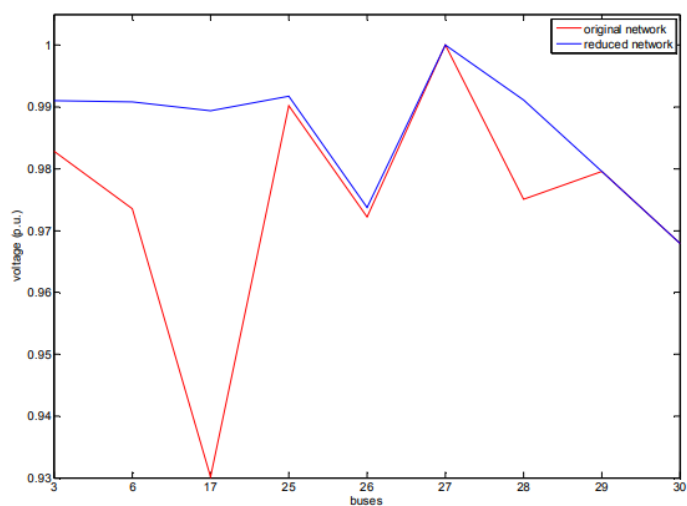


Рисунок 2.4 – Сокращение сети

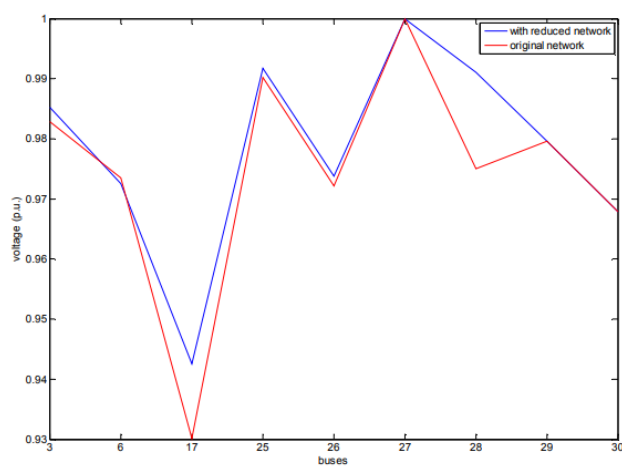


Рисунок 2.5 – Сокращение сети

В этом исследовании предлагается использовать РЭИ-эквивалент для уменьшения сети, затем сокращенную модель обновляют в два этапа:

- 1) обновить напряжение в узле РЭИ;
- 2) обновить параметры уменьшенной модели.

2.2 Линейный топологический эквивалент энергосистемы

Т.Е. Дай Лакко Кливленд Электрик, Огайо, США.

С.С. Савулеску, Университет Сан-Паулу, Бразилия.

В работе описан новый стационарный эквивалент энергосистемы для использования в режиме реального времени.

Эквивалент является результатом применения способа REI-Димо снижения размера электрической сети. Необходим для обеспечения средств для онлайн слежения режима, предназначен для применения в работе системы, также полезен в планировании исследований.

Подход, описанный в настоящей статье, предлагает эквивалент, который преодолевает ограничения эквивалентов, используемых в настоящее время в центрах управления системой.

Энергосистемы растут в размерах и усложняются. Требование надежности возрастает с увеличением размера и сложности. Достаточный анализ сети необходим для того, чтобы привести в действие сеть в пределах своей безопасности при оптимизации использования ресурсов. Точные эквиваленты сети таким образом играют важную роль в режимном анализе. В большинстве случаев, только локальный раздел всей сети представляет интерес и сетевые данные доступны только для внутренней сети. Таким образом, в большинство системных анализов (таких как приложения EMS), локальная (внутренняя) сеть моделируется подробно, в то время как сеть соседних районов сокращается.

В первые дни EMS, сокращение сети было необходимо из-за того, что вычислительные, запоминающие и коммуникационные возможности были ограничены.

С развитием быстрого хода вычислительных возможностей ограничения системного анализа из-за вычислительных и коммуникационных способностей больше не являются проблемой. В этом смысле внешнюю сеть можно смоделировать без уменьшения. Однако, в некоторых обстоятельствах, эквивалент сокращенной сети по-прежнему необходим.

Эквивалент, предложенный в этой статье, является топологическим эквивалентом. Причины такого предпочтения будут ясны после того, как мы рассмотрим некоторые аспекты. Мы можем определить несколько положительных особенностей эквивалента следующим образом:

1. Эквивалент должен содержать как можно меньше узлов, учитывая, компромиссные аспекты вычислительных методов, которые впоследствии будут использоваться на модели (например, программирование разреженности).

2. Узлы и ветви, которые являются существенными, должны сохранить в эквиваленте с их истинными отличительными особенностями.

3. Эквивалент должен иметь легко идентифицируемую физическую связь с генерацией и составом нагрузки исходной системы.

4. Эквивалент должен использоваться для исследований обмена в том смысле, что не только линейные потоки, но и системные потери близки к оригиналу.

5. Должна быть возможность настроить эквивалент, чтобы он был действителен в диапазоне условий эксплуатации при незначительном или полном отсутствии подробного знания фактических условий системы, представленных эквивалентом.

В этой статье описано развитие нового стационарного эквивалента, который предлагает инженеры по эксплуатации и планированию, эквивалент намного превосходит другие методы уже в настоящее время. Потребность в

надежных эквивалентах для центров управления энергосистем растут, недостатки настоящих методов становятся более острыми.

Метод, описанный в этой статье, является адаптацией методов РЭИ -Димо и согласуется с упрощением сложной системы до уровня, который легко понять инженеру и манипулировать им, и это в значительной степени сохраняет фундаментальный характер системы. Димо получил значительные результаты в использовании эквивалентов РЭИ в исследованиях, тот же подход РЭИ был успешно опробован и используется в течение некоторого времени в их планировании потока нагрузки.

Основным вкладом, представленным в настоящем документе, является

концепция калибровочной модели РЭИ сопряженной с топологической моделью физической системы. Топологический компонент основан на априорной подробной информации о внешней системе, в то время как калибровочный компонент основан на взаимосвязи информации в реальном времени. Чтобы избежать путаницы между нашими эквивалентами и другими моделями РЭИ, мы используем обозначение Х-РЭИ. Концепция калибровочной сети, которая символизируется префиксом "Х", компенсирует неизвестное расхождение в реальном времени между истинными условиями внешней системы и априорной информацией, изначально используется при разработке эквивалента.

Х-РЭИ дает адекватное представление о базовой структуре внешней системы, модель можно использовать с удовлетворительной точностью для большинства стационарных анализов в работе системы.

Следующие комментарии могут быть сделаны о конструкции и пользе Х-РЭИ:

1. Информация, требуемая от внешней системы, состоит из:
 - Фактическое состояние основных отраслей;
 - Фактические значения или хорошие оценки основных показателей;
 - Макро (т. е. всего или по подгруппам или областям) информация о внешнем поколении и нагрузка.
2. Макро-информация может быть оценена с помощью типичных 24-часовых графиков нагрузки.
3. Если внешние потери важны, то информация о макро и основных узлах должна быть максимально точной.
4. Если внешние потери не вызывают беспокойства, то макро-информация может быть гораздо менее точной.
5. В ежедневной работе калибровочной сети параметры не нужно обновлять каждый раз, когда используется Х-РЭИ модель, как, например, при анализе непредвиденных обстоятельств. Над некоторой продолжительностью времени калибрируя сеть параметры могут оставаться неизменными.

6. Каждый раз, когда используется Х-РЭИ, настройки должны сделать по мере необходимости необходимые всплески узлов.
7. Импорт и экспорт можно моделировать с помощью основных узлов.
8. Базовые условия развития базы Х-РЭИ следует выбирать разумно. Средняя нагрузка, а не пиковая нагрузка или минимальная нагрузка смогли дать хорошие результаты.
9. Для использования в анализе непредвиденных обстоятельств, упрощенный Х-РЭИ может быть разработан без необходимости детальной базы подачи нагрузки.

2.3 Выводы

Вопрос о режимном эквивалентировании актуален не только в России, о чем свидетельствуют работы зарубежных ученых.

В данной главе были рассмотрены две статьи о режимном эквиваленте, в каждой из них был представлен новый метод режимного эквивалентирования.

Эти исследования решают проблему сокращения сети в энергосистеме. Обзор литературы показывает, что эквивалентная сеть широко применяется в программах энергосистемы, например для оценки состояния, контроля стабильного напряжения и оптимального режима. Сокращение, применимое к внешней сети, изначально было необходимо, потому что вычислительная техника ограничена во времени. С развитием компьютеров, ограничения вычислений и коммуникационные возможности больше не являются проблемой. Однако, растущий спрос на онлайн-оценку и оптимизация работы на больших энергосетях требует того, что методы эквивалентирования должны быть пересмотрены и улучшены.

Глава 3. Апробация режимного эквивалентирования на электрической схеме ВМК

Установившийся режим энергосистемы – состояние энергетической системы, характеризующееся совокупностью постоянных условий и параметров на некотором интервале времени.

Расчёты режимов электрической сети выполняются для определения:

- загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности;
- сечений проводов и кабелей мощностей трансформаторов и автотрансформаторов;
- уровня напряжения в узлах электрической сети и мероприятий, обеспечивающих поддержание напряжения в допустимых пределах;
- потерь мощности и электрической энергии; - пропускной способности электрической сети;
- интегральных показателей условий работы сети в целом за длительный период – передаваемой энергии, средних значений отдельных параметров режима или диапазона изменений значения каких-либо параметров для расчётных элементов сети.

Расчеты установившихся режимов выполняются с использованием современных программных комплексов на ЭВМ. К таким программным комплексам относятся RastrWin, Mustang, DAKAR и др.

Расчет установившихся режимов в данном проекте производился с помощью программного комплекса RastrWin.

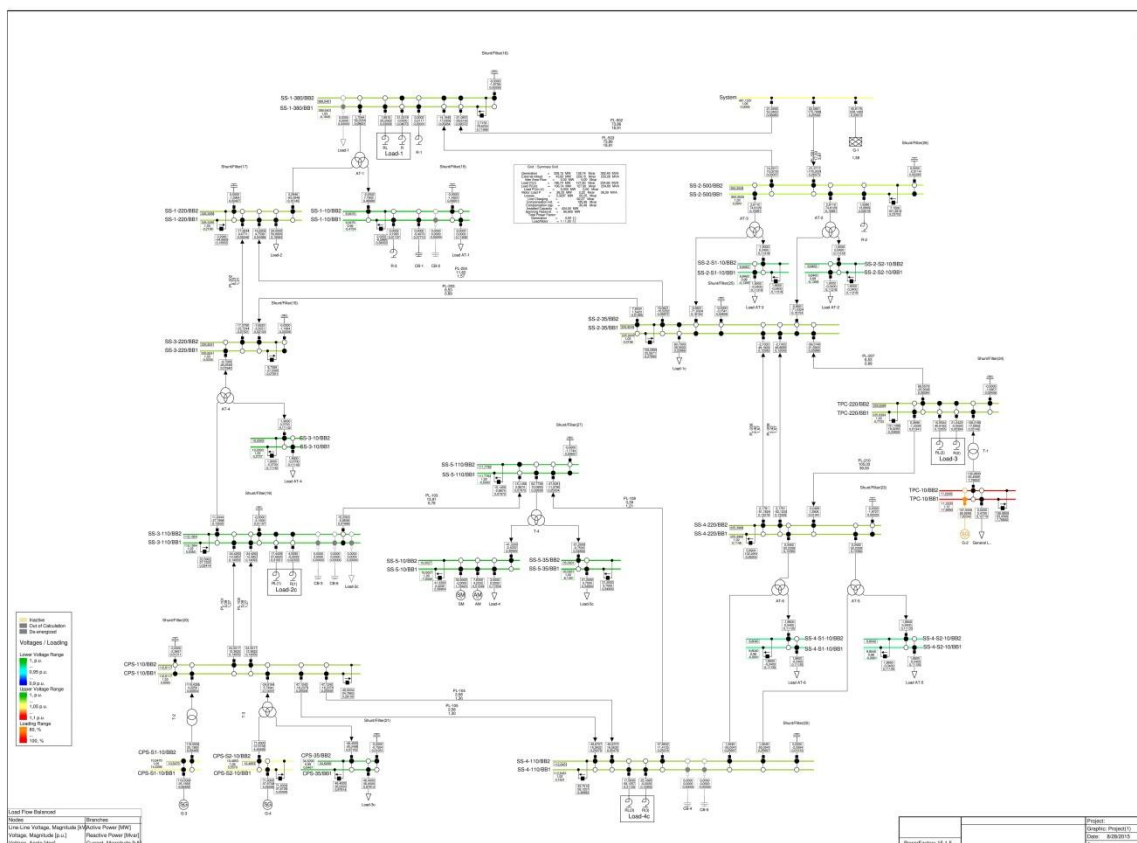


Рисунок 3.1 – Схема Всережимного моделирующего комплекса реального времени

Исходные данные

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета УР

Воздушные линии			
Название ВЛ	Длина, км	Кол-во цепей	Марка провода
ВЛ 220 кВ SS-1-220 – SS-3-220	22,2	1	AC-500
ВЛ 220 кВ SS-1-220 – SS-2-220	26,6	1	AC-500
ВЛ 220 кВ SS-3-220 – SS-2-220	15,1	1	AC-500
ВЛ 220 кВ SS-2-220 – TPS-220	15,1	2	AC-500
ВЛ 220 кВ SS-2-220 – SS-4-220	26,6	2	AC-500
ВЛ 110 кВ SS-3-110 – SS-5-110	48,9	1	AC-240
ВЛ 110 кВ SS-5-110 – SS-4-110	10,3	1	AC-240
ВЛ 110 кВ SS-3-110 – CPS-110	10,8	2	AC-240
ВЛ 110 кВ CPS-110 – SS-4-110	11,1	2	AC-240
Подстанции			
Название ПС	Sngr220, МВт+jMBAp	Sngr110, МВт+jMBAp	Sngr10, МВт+jMBAp
SS-1-220	34+j50,7	-	-

Продолжение таблицы 3.1

SS-2-220	80,7+j39,6	-	-
TPS-220	31,6+j45.9	-	-
SS-3-110	-	22+j57,7	-
SS-4-110	-	42,8+j58,1	-
SS-5-110	-	62,8+j9,2	-

Выбор управляющих воздействий, типа и места установки устройств на обеспечивающих ликвидацию асинхронного режима

К устройствам, обеспечивающим предотвращение развития асинхронного режима (АР) генераторов ЭЭС, относятся устройства автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

Устройства АЛАР могут реализовывать различные виды управляющих воздействий (УВ) для предотвращения развития АР. К ним, прежде всего, относятся: отключение генераторов, либо нагрузки, для обеспечения процесса ресинхронизации; деление электрической сети, для разделения энергосистемы на несинхронно работающие части.

Устройства АЛАР разделяются на три группы:

- неселективные быстродействующие, выполняющие превентивное деление при выявлении признаков нарушения устойчивости в начальной фазе или в случаях, когда расхождение векторов ЭДС эквивалентных генераторов на значительный угол приводит к недопустимым последствиям;
- устройства АЛАР, осуществляющие деление на первом цикле асинхронного режима. Такие устройства применяются в тех случаях, когда расхождение веткоров ЭДС на значительный угол может быть допущено, однако затягивание ликвидации асинхронного режима может привести к его переходу в многочастотный;
- устройства АЛАР, действующие после нескольких циклов асинхронного режима и позволяющие выполнить УВ с целью ресинхронизации.

Устройства АЛАР могут быть установлены, как на линиях электропередачи, так и на генераторах электростанций. Определение мест установки АЛАР осуществляется посредством проведения серии расчетов переходных режимов, цель которых является определение электрического центра качаний (ЭЦК). Электрический центр качаний позволяет правильно определить сечение деления электрической сети, и как следствие места установки АЛАР.

Асинхронный режим с ЭЦК на ЛЭП должны выявлять два устройства АЛАР, установленные на разных объектах электроэнергетики.

Алгоритм функционирования и настройка устройств АЛАР в электрической сети напряжением 220 кВ и выше и устройств АЛАР на генераторах должны обеспечивать выявление ЭЦК. Так как по условию даже кратковременный асинхронный ход данной ЭЭС недопустим, устройства АЛАР должны быть неселективными, быстродействующими, выполняющими деление при выявлении признаков нарушения устойчивости на первом цикле АР.

Действие устройств АЛАР на ДС должно производиться посредством отключения ЛЭП и электросетевого оборудования с запретом АПВ всех отключаемых выключателей. При этом отключение ЛЭП должно осуществляться для электрической сети напряжением 220 кВ и ниже с двух сторон при наличии команды на телеотключение.

Устройство АЛАР, предназначенное для действия в полнофазных режимах электрической сети, должно иметь не менее двух ступеней, каждая ступень должна формировать выходные сигналы управления, ступени со счетчиком циклов должны предусматривать фиксацию знака относительного скольжения. В нашем случае допустимая длительность асинхронного хода равна 0 с, следовательно не будет счетчика циклов.

- Первая ступень устройства должна выявлять АР на его первом цикле;
- Вторая ступень резервная.

Выявление АР должно осуществляться на основе разности фаз между векторами U по концам электропередачи и скорости ее нарастания.

В программном комплексе DAKAR была смоделирована ситуация с трехфазным коротким замыканием на ВЛ 220 кВ ПС-202 – ПС-204 с действием УРОВ и отказом одного выключателя. В результате расчета режима, был определен электрический центр качаний.

Протокол определения ЭЦК в ПК DAKAR до эквивалентирования:

Start

Ждите. Идет расчет

Узлы, генераторы которых без APB

1081: 1091:

10101:

Максимальный небаланс 0.20 в узле 22021:|Т-1

Включен шунт в узле: 1104:|Т-202 $Z=(0, 0.01)\Omega$

Отключена линия: 11041-1104 от узла 11041:|Т-204

Отключена линия: 1104-1102 от узла 1102:++|Т-2

Отключена линия: 1104-1105 от узла 1105:

Отключен шунт в узле: 1104:|Т-202

На линии 1104-1102 ЭЦК $t= 1.70$

На линии 1104-1102 ЭЦК $t= 2.34$

Узлы с максимальным напряжением 108: - 1.048 о.е.

Узлы с минимальным напряжением 22021:|Т-1 - 0.870 о.е.

Расчет окончен

ЭЦК находится на ВЛ-110 кВ CPS 110 кВ – SS4 110 кВ, следовательно, противоаварийную автоматику необходимо установить на ВЛ 110 кВ в количестве 2 штук для контроля каждой цепи ВЛ.

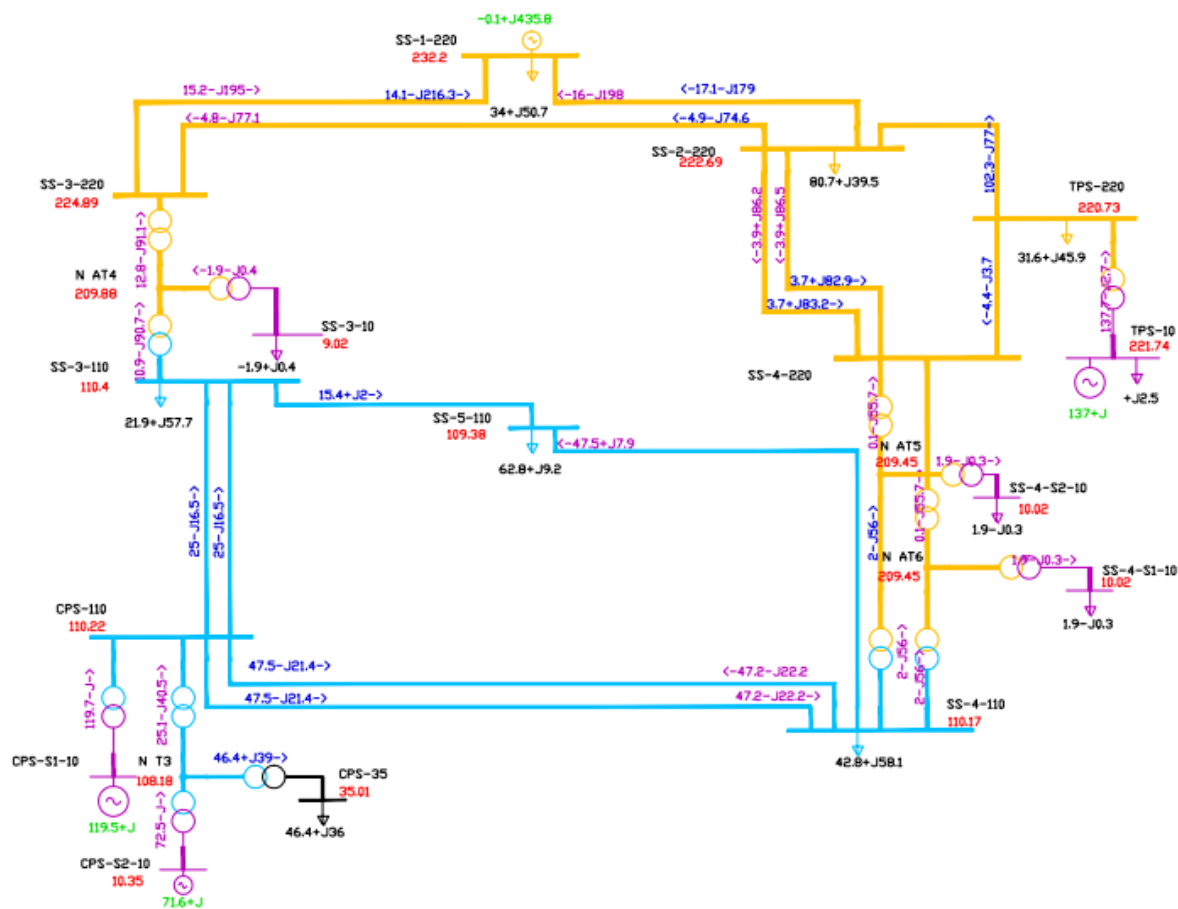


Рисунок 3.2 – Модель системы ВМК

ВЛ, на которой находится ЭЦК выделена красным цветом.

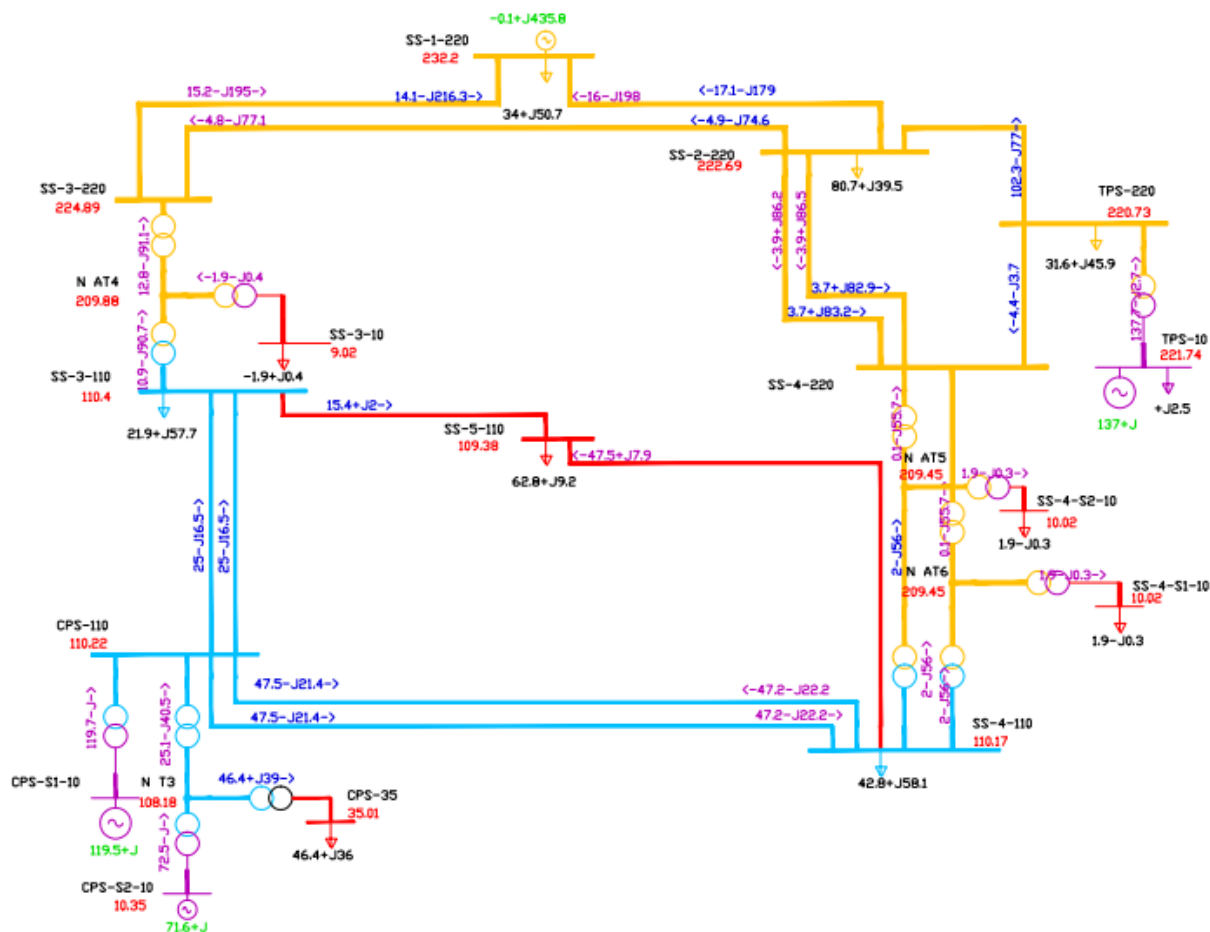


Рисунок 3.4 – Определение эквивалентируемых объектов

Схема после эквивалентирования представлена на рисунке 3.5.

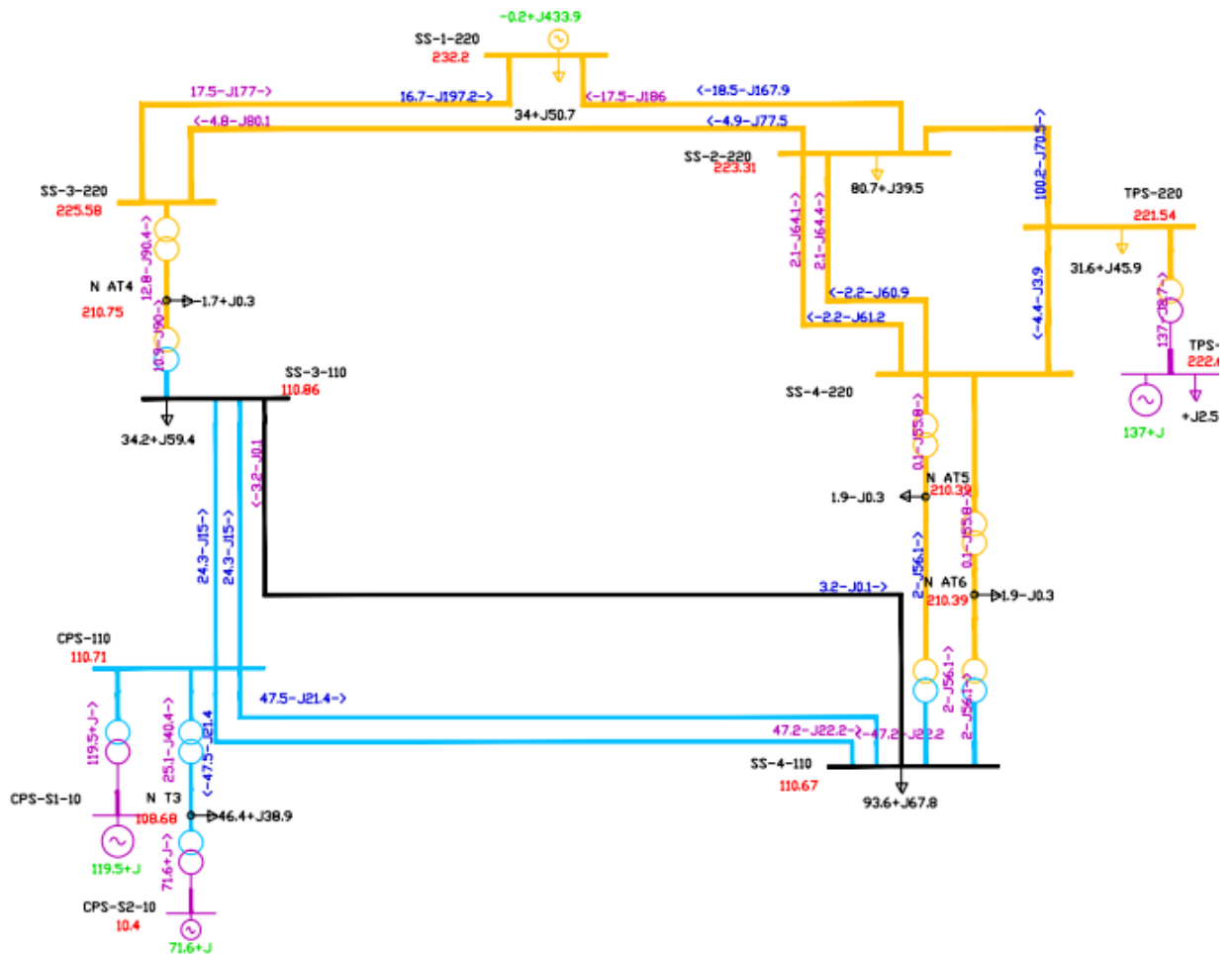


Рисунок 3.5 – Схема после эквивалентирования

Протокол определения ЭЦК в ПК DAKAR после эквивалентирования:

Start

Ждите. Идет расчет

Узлы, генераторы которых без APB

108: 109:

1010:

Максимальный небаланс 0.20 в узле 22021:|Т-1

Включен шунт в узле: 1104:|Т-202 $Z=(0, 0.01)\Omega$

Отключена линия: 11041-1104 от узла 11041:|Т-204

Отключена линия: 1104-1102 от узла 1102:++|Т-2

Отключена линия: 1104-1105 от узла 1105:

Отключен шунт в узле: 1104:|Т-202

На линии 1104-1102 ЭЦК $t= 1.50$

На линии 1104-1102 ЭЦК $t= 2.14$

Узлы с максимальным напряжением 108: - 1.048 о.е.

Узлы с минимальным напряжением 22021:|Т-1 - 0.870 о.е.

Расчет окончен.

ЭЦК находится на ВЛ-110 кВ CPS 110 кВ – SS4 110 кВ, следовательно, противоаварийную автоматику необходимо установить на ВЛ 110 кВ в количестве 2 штук для контроля каждой цепи ВЛ.

ВЛ, на которой находится ЭЦК выделена красным цветом.

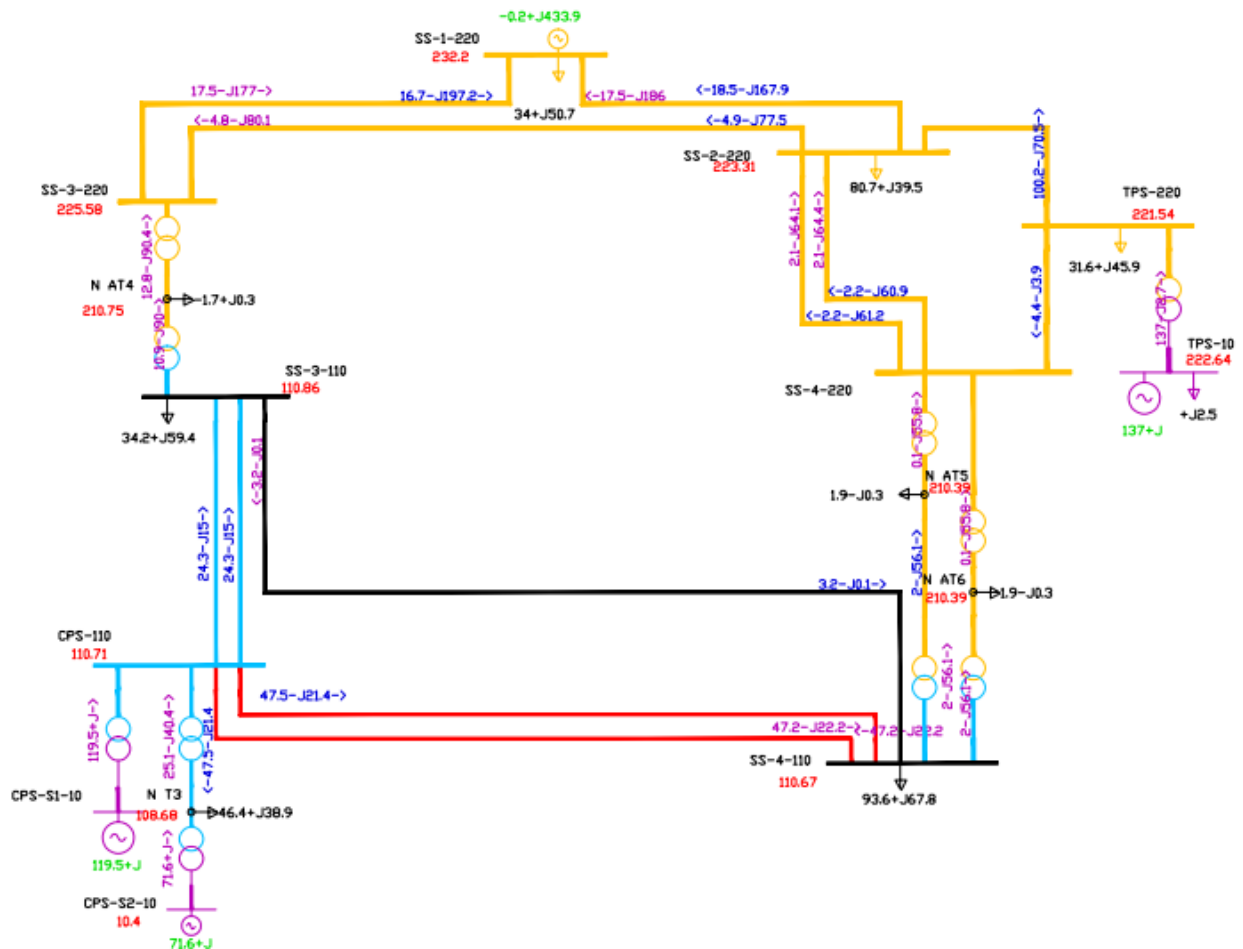


Рисунок 3.6 - Определение места ЭЦК

Далее исходная схема была эквивалентирована методом REI-эквивалентирования.

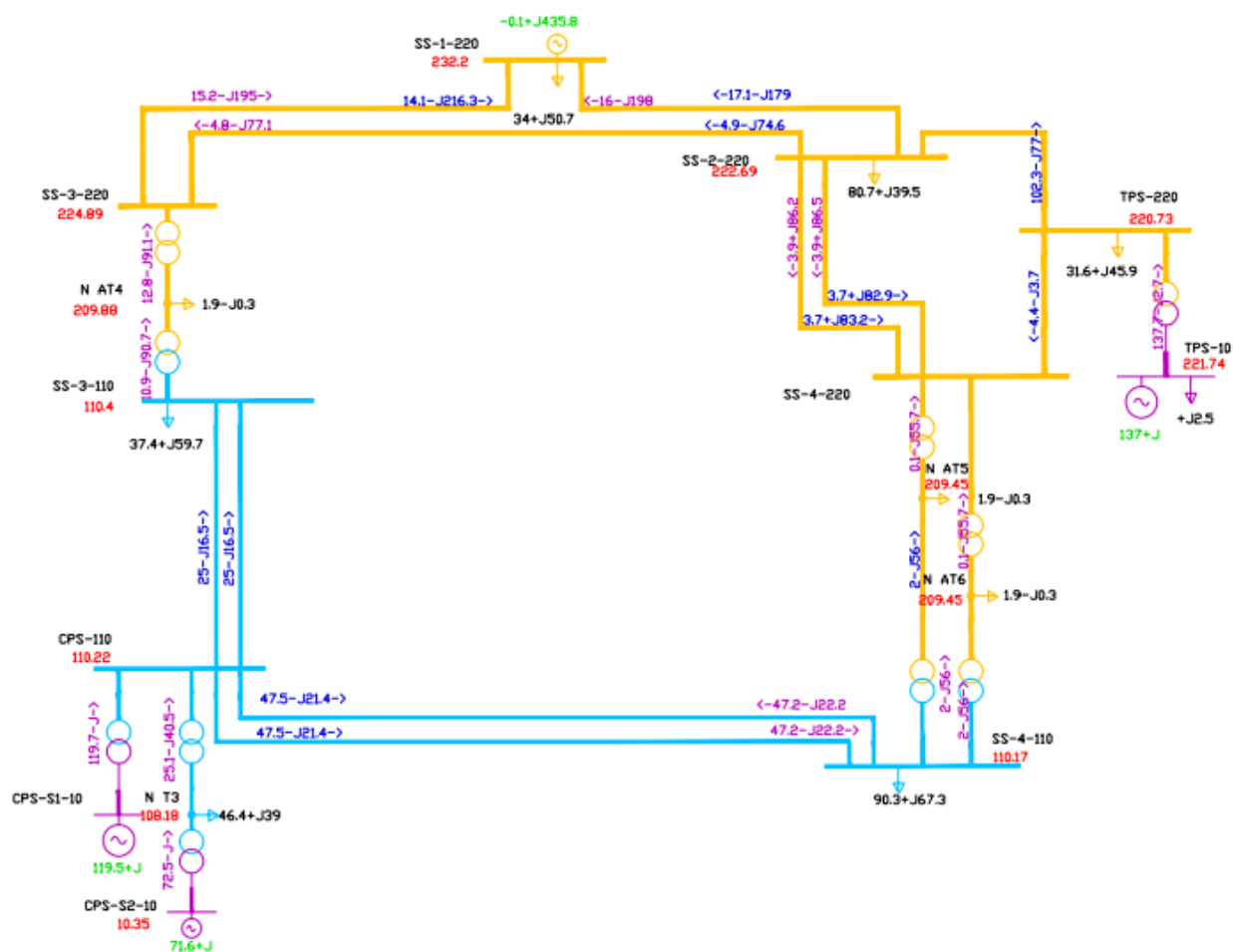


Рисунок 3.7 – REI-эквивалент

ВЛ, на которой находится ЭЦК выделена красным цветом.

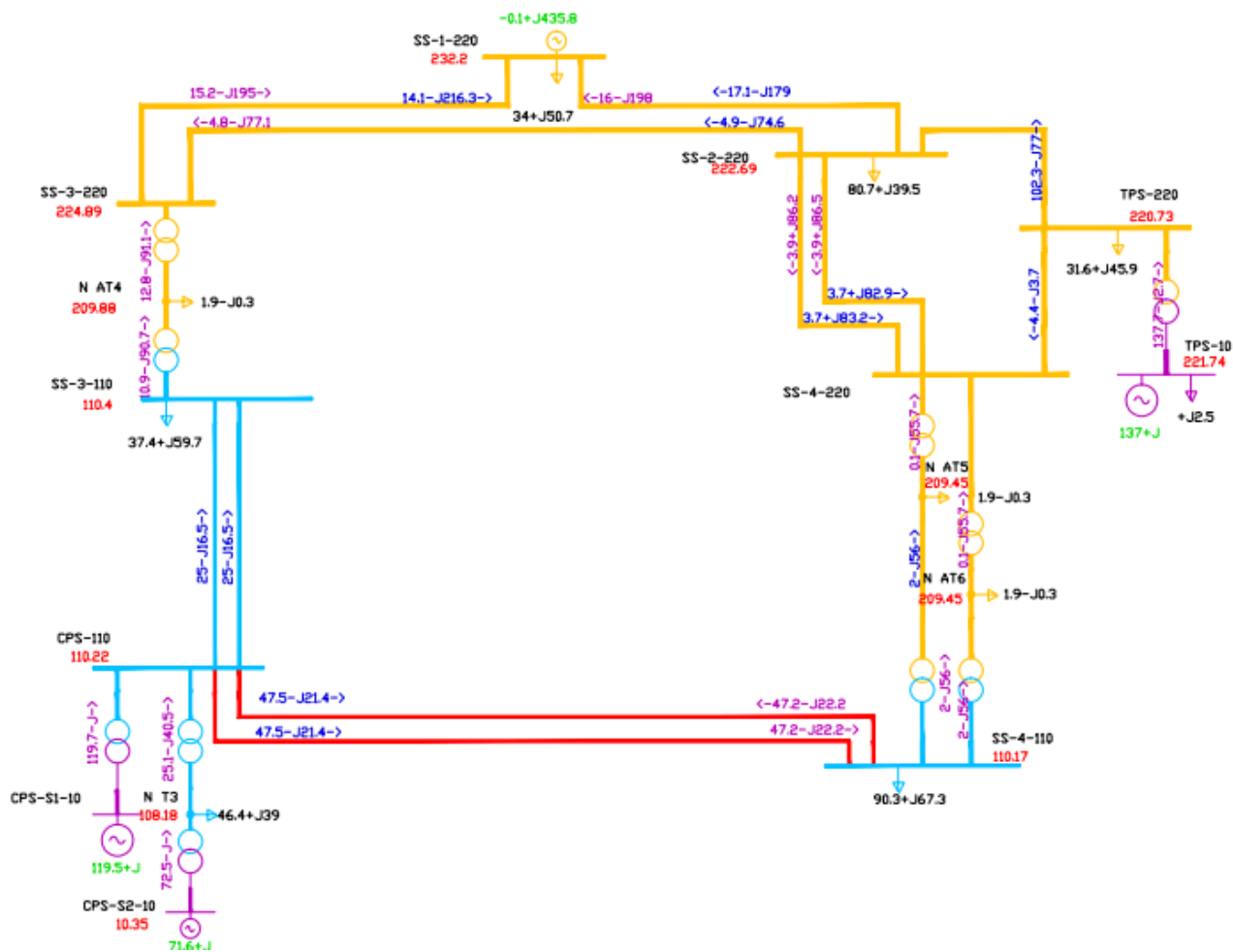


Рисунок 3.8 – Определение места ЭЦК

Определение точности эквивалентирования

Как указывалось ранее, критерием точности эквивалентирования является напряжение в узлах и суммарная мощность сети.

	N...	Район	Ноб	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн	Тс	Рн мин	Рн max	Рг мин	Рг max
1	1			328	323	5,50	328	0					

Рисунок 3.9 – Характеристики сети до эквивалентирования

	N...	Район	Ноб	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн	Тс	Рн мин	Рн max	Рг мин	Рг max
1	1			328	322	5,89	328	0					

Рисунок 3.10 - Характеристики сети после эквивалентирования

По данным представленным на рисунках 3.9, 3.10 можно сделать вывод, что баланс мощности до и после эквивалентирования сохраняется.

Сравнительный анализ напряжения в узлах представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Сравнительный анализ напряжений

Номер узла	Напряжение, кВ		
	до эквивалентирования	метод Гаусса	REI-эквивалент
SS-1-220	232,00	232,00	232,20
SS-2-220	222,52	222,51	222,69
SS-3-220	224,97	224,97	224,89
N AT4	209,88	209,88	209,88
SS-3-110	110,40	110,40	110,40
SS-4-110	110,17	110,17	110,17
SS-4-220	221,85	221,85	221,74
CPS-110	110,24	110,22	110,22
N T3	108,18	108,18	108,18
CPS-S2-10	10,35	10,35	10,35
TPS-10	10,39	10,39	10,38
CPS-S1-10	10,27	10,27	10,27
TPS-220	220,74	220,74	220,73
N AT5	209,45	209,45	209,45
N AT6	209,45	209,45	209,45

Как видно из таблицы 3.2 напряжения абсолютно одинаковы, поэтому можно сделать вывод, что оба метода эквивалентирования точны и удовлетворяют погрешности в 5%.

Токи в ветвях до и после эквивалентирования представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Токи ветвей

Название ЛЭП	Ток, А		
	до эквивалентирования	метод Гаусса	REI-эквивалент
SS-1-220 - SS-3-220	539	539	539
SS-2-220 - SS-1-220	494	494	494
SS-2-220 - SS-3-220	198	198	198
SS-4-220 - SS-2-220	225	225	225
SS-4-220 - SS-2-220	224	224	224
TPS-220 - SS-2-220	343	343	343
TPS-220 - SS-4-220	15	15	15
CPS-110 - SS-3-110	157	157	157
CPS-110 - SS-3-110	157	157	157
CPS-110 - SS-4-110	273	273	273
CPS-110 - SS-4-110	273	273	273
SS-3-220 - N AT4	255	253	253
N AT4 - SS-3-110	253	251	251
SS-4-220 - N AT5	154	154	154
N AT5 - SS-4-110	154	154	154
SS-4-220 - N AT6	154	154	154
N AT6 - SS-4-110	154	154	154
TPS-220 - TPS-10	366	366	366
CPS-110 - CPS-S1-10	643	643	643
CPS-110 - N T3	254	254	254
N T3 - CPS-S2-10	387	387	387

Из таблицы 3.3 видно, что в обоих методах токи в ветвях соответствуют токам до эквивалентирования, следовательно, можно сделать вывод, что эквивалентирование не приводит к перегрузке, а следовательно, не может приводить к нарушению устойчивости.

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

14. Целесообразность и обоснование разработки проекта

В настоящее время электроэнергетические системы обладают большой размерностью, что значительно влияет на сложность при их анализе и прогнозировании.

Для того, чтобы сократить их размерность и облегчить работу диспетчерского персонала применяется режимное эквивалентирование, которое позволяет уменьшить энергосистему, сохранив все ее показатели.

В данном разделе рассматривается экономическое обоснование и сравнительная эффективность данного метода с позиции ресурс эффективности и конкурентоспособности.

Поэтому, в данном разделе рассматривается:

- анализ потенциальных потребителей;
- конкурентоспособность разработки;
- план выполнения работ;
- бюджет научного исследования;
- оценка экономической эффективности технологии;

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа возможных потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование [1].

Метод, описанный в работе подходит для различных целей, таких как расчет режимов, планировании энергосистем, тренировка диспетчерского персонала.

Таблица 4.1.1 – Карта сегментирования рынка услуг по применению метода режимного эквивалентирования

		Категория использования		
		Онлайн-наблюдение за режимом	Прогнозирование и планирование ЭС	ПК для расчета режима
Компании по отраслям	Электроэнергетика	АО «СО ЕЭС» ПАО «ФСК ЕЭС»	АО «СО ЕЭС»	АО «СО ЕЭС» ПАО «ФСК ЕЭС» ПАО «Россети»

Применение данного метода различно, что позволяет применять его в различных сетевых, оперативно-диспетчерских организациях.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурентных технических решений, которые существуют на рынке на сегодняшний день, с позиции конкурентноспособности позволяет дать оценку эффективности проекта и определить вектор для дальнейшего развития. Анализ выполнен с помощью оценочной карты. Для сравнения выбраны следующие конкуренты: режимное эквивалентирование (в таблице $B_{реж}$, $K_{реж}$), сетевое эквивалентирование (в таблице $B_{сет}$, $K_{сет}$), полное представление схемы (в таблице

$B_{пол}$, $K_{пол}$).

Таблица 4.1.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_{реж}$	$B_{сет}$	$B_{пол}$	$K_{фин}$	$K_{рем}$	$K_{фен}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Продолжительность проведения расчетов	4/0,064	4	3	5	0,26	0,19	0,32
2.Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	5/0,081	5	4	3	0,41	0,32	0,24
3.Энергоэкономичность	3/0,048	5	4	3	0,24	0,19	0,14
4.Технологический предел расчетного метода (функциональная мощность)	5/0,081	4	5	3	0,32	0,41	0,24
5.Возможность интеграции с другими системами	5/0,081	5	5	4	0,41	0,41	0,32
6.Простота эксплуатации	3/0,048	5	4	3	0,24	0,19	0,14
7.Качество интеллектуального интерфейса	5/0,081	5	4	4	0,41	0,32	0,32
8.Степень соответствия реальным условиям	5/0,081	5	5	5	0,41	0,41	0,41
9. Возможность подключения в сеть ЭВМ	5/0,081	5	4	3	0,41	0,32	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Затраты электроэнергии	3/0,048	5	4	3	0,24	0,19	0,14
2. Уровень проникновения на рынок	5/0,081	4	3	5	0,32	0,24	0,41
3. Цена	5/0,081	4	4	5	0,32	0,32	0,41
4. Послепродажное обслуживание	4/0,064	5	4	3	0,32	0,26	0,19
5. Наличие сертификации разработки	5/0,081	5	5	5	0,41	0,41	0,41
Итого	62/1				4,698	4,183	3,941

По результатам экспертной оценки, метод режимного эквивалентирования оказался наиболее конкурентоспособным из всех представленных вариантов.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. [1]

Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 4.1.3.

Таблица 4.1.3 – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны: С1. Высокая точность проведения расчетов, анализа. С2. Возможность интеграции со сторонними системами. С3. Высокая степень соответствия реальным условиям. С4. Удобство в эксплуатации. С5. Широкий спектр воспроизводимых моделей оборудования.	Слабые стороны: Сл1. Сложный алгоритм реализации. Сл2. Не подходит для сетей низкого напряжения. Сл3. Высокая стоимость. Сл4. Отсутствие точных требований. Сл5. Недостаточная квалификация исполнителя.
Возможности: В1. Наличие инновационной инфраструктуры ТПУ. В2. Малое количество аналогов. В3. Высокие темпы роста энергосистем. В4. Наличие потенциальных потребителей технологии. В5. Цифровизация страны.	В1С1С3С4: Выполнение ВКР на актуальную тему. В2В5С3С4: Преимущество перед конкурентными разработками за счет удобства и гибкости метода. В4В5С2С5: Проникновение на конкурентный рынок за счет соответствия требованиям потребителей.	В1Сл5: Повышение квалификации за счет работы в инновационных лабораториях ТПУ, участия в конференциях, написание статей. В4В5Сл3: Государственная поддержка. В3В4Сл5: Появление многофункционального метода.
Угрозы: У1. Недостаток квалифицированных сотрудников. У2. Неготовность компаний принять метод. У3. Низкий спрос на технологию. У4. Введение дополнительных государственных требований к сертификации технологии. У5. Отсутствие инвесторов, в т.ч. бюджетных источников финансирования.	У3С1С2С4С5: Функциональные возможности вместе с удобной эксплуатацией помогут обеспечить высокий спрос на технологию; У2С2С3: Широкое применение не только на предприятиях, но и в ВУЗах, учебных лабораториях при подготовке студентов и научных сотрудников.	У1У5Сл3: Отсутствие источников финансирования в совокупности с высокой стоимостью тормозит широкое внедрение продукта. У3Сл1Сл4: Низкий спрос на продукт ввиду сложности архитектуры и отсутствия возможности подстроиться под конкретные запросы заказчика.

По результатам SWOT-анализа видно, что сильные стороны метода полностью удовлетворяют его возможностям. Удобство в эксплуатации, возможность интеграции со сторонними системами и высокие функциональные возможности позволят вывести предлагаемый метод на широкий потребительский рынок. Однако, слабые стороны проекта в сочетании с внешними угрозами ставят под вопрос будущее развитие проекта. Их минимизация возможна путем взаимодействия разработчиков комплекса с потенциальными потребителями с целью удовлетворения требований заказчика.

4.2 Инициация проекта

4.2.1 Цели и результат НТИ

В реализации проекта заинтересованы руководитель проекта, исполнитель, а также организация, на базе которой проводились исследования – Томский политехнический университет, а также потенциальные потребители готового продукта (инвесторы). Заинтересованные стороны и их ожидания представлены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны	Ожидания заинтересованных сторон
Руководитель проекта	Реализация научных задумок, получение денежного вознаграждения от ТПУ
Исполнитель по проекту	Получение степени магистра
ТПУ	Подача заявок на гранты, оформление хоздоговоров с предприятиями
Потенциальные потребители (инвесторы)	Снижение ущерба от возникновений аварийных ситуаций в энергосистеме.

В таблице 4.2.2 представлены цели и результаты проекта.

Таблица 4.2.2 – Цели и результат проекта

Цель проекта:	Исследование метода режимного эквивалентирования
Ожидаемые результаты проекта:	Применимость эквивалентированной схемы, заданной точности, для упрощения работы с энергосистемами
Критерии приемки результата проекта:	Соответствие бюджету и срокам
Требования к результату проекта:	Результаты НТИ должны иметь научное обоснование, подкрепляться результатами экспериментов

Продолжение таблицы 4.2.2

	Пояснительная записка должна быть выполнена и оформлена в соответствии с Положением ТПУ о структуре ВКР (магистерской диссертации) выпускников и СТО ТПУ 2.5.01-2006
	Должны быть проработаны дополнительные разделы НТИ: финансовый менеджмент, социальная ответственность, раздел ВКР на иностранном языке

4.2.2. Организационная структура проекта

В таблице 4.2.3 представлена информация о составе рабочей группы, роли, функции и трудозатраты каждого из ее участников.

Таблица 4.2.3 – Рабочая группа НТИ

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, ч
1	Хрущев Юрий Васильевич, профессор ТПУ ОЭЭ, д.т.н.	Руководитель проекта	Координация деятельности, управление проектом	45
2	Гончарова Светлана Александровна, ТПУ магистр	Исполнитель по проекту	Исполнение работ по реализации проекта	240
ИТОГО:				285

4.2.3. Ограничения и допущения проекта

В таблице 4.2.4 представлены все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» – параметры проекта, которые не будут реализованы в рамках данного проекта.

Таблица 4.2.4 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/допущения
Бюджет проекта:	358 550 руб.
Источник финансирования	Собственные средства ТПУ + собственные средства исполнителя
Сроки проекта:	
Дата утверждения плана проекта	17.10.2018
Дата завершения проекта	25.05.2019

4.3 Планирование управления научно-техническим проектом

4.3.1 Контрольные события проекта

При организации проекта необходимо оптимально планировать сроки проведения работ. В таблице 4.3.1 определены ключевые события проекта, их даты и результаты.

Таблица 4.3.1 – Контрольные события проекта

№ п/п	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
1	Выбор направления исследований	20.10.2018	Отчет
2	Разработка технического задания	16.01.2019	Бланк задания
3	Разработка календарного плана	20.01.2019	Календарный план-график
4	Теоретические исследования	25.02.2019	Литературный обзор
5	Практические исследования и разработки	20.04.2019	Графики, расчеты
6	Обобщение и оценка результатов	06.05.2019	Отчёт о результатах исследований
7	Оформление расчетно-пояснительной записки	20.05.2019	Расчётно-пояснительная записка

4.3.2 Планирование НИР

На данном этапе составляется полный перечень проводимых работ, определяются их исполнители и оптимальная продолжительность. Результатом

планирования работ является календарный план, представленный в таблице 4.3.2.

Таблица 4.3.2 – Календарный план проекта

№	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Исполни тели
1	Составление и утверждение технического задания	2	16.01.2019	17.01.2019	НР
2	Разработка календарного плана	2	18.01.2019	19.01.2019	НР, И
3	Подбор и изучение литературных и патентных источников	15	20.01.2019	03.02.2019	И
4	Постановка задач исследования	5	04.02.2019	08.02.2019	И,НР
5	Подготовка методической части	7	09.02.2019	15.02.2019	И
6	Знакомство с архитектурой эквивалентирования ПК RasrWin3	9	16.02.2019	24.03.2019	И
7	Практическое исследование эквивалентирования в ПК RasrWin3	29	25.02.2019	25.03.2019	И, НР
8	Аппробация режимного эквивалентирования методом Гаусса	15	26.03.2019	09.04.2019	И, НР
9	Аппробация режимного эквивалентирования методом REI-эквивалента	10	10.04.2019	19.04.2019	И
10	Разработка технической документации	11	20.04.2019	31.04.2019	И
11	Оценка экономической эффективности исследуемой технологии	12	01.04.2019	12.05.2019	И
12	Рассмотрение вопросов социальной ответственности	6	13.05.2019	18.05.2019	И
13	Оформление пояснительной записки	7	19.05.2019	25.05.2019	И

Для иллюстрации календарного плана построим диаграмму Ганта, таблица 4.3.3– календарный план-график проведения работ с разбивкой по месяцам и декадам, где ■ – научный руководитель, ▨ – исполнитель работ по проекту.

Таблица 4.3.3 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Кол-во дней	Продолжительность выполнения работ														
		Январь			Февраль			Март			Апрель			Май		
		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	5															
2	5															
3	20															
4	6															
5	11															
6	12															
7	22															
8	9															
9	5															
10	4															
11	18															
12	14															
13	12															

4.4. Бюджет научного исследования

Основная заработная плата (компенсация трудозатрат).

В данной статье учитывается основная заработная плата научных работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина этих расходов определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИР и дополнительную заработную плату:

$$C_{\text{зн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}},$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата; $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата ($12 \div 20$ % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя и исполнителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}};$$

$$Z_{\text{осн}} = 930,5 \cdot 128 = 119104 \text{ руб.},$$

где $T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (из таблицы 9); $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{22100 \cdot 10,4}{247} = 930,5 \text{ руб.},$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{мс}} \cdot k_{\text{р}} = 17000 \cdot 1,3 = 22100 \text{ руб.},$$

где $Z_{\text{мс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.; $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для города Томска); M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб. дней – $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя; $F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 4.4.1).

Таблица 4.4.1 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: • выходные дни и праздничные дни	66	66
Потери рабочего времени: • отпуск и невыходы по болезни	60	52
Действительный годовой фонд рабочего времени	239	247

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.4.2.

Таблица 4.4.2 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{мс}$, руб.	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	35 000	1,3	45 000	1 979,9	53	104 935
Исполнитель	17 000	1,3	22 100	930,5	128	119 104
Итого:						224 039

Дополнительная заработная плата.

Данная статья включает сумму выплат, предусмотренных законодательством о труде, таких как: оплата отпусков, выплата вознаграждения за выслугу лет, отклонение от нормальных условий труда и т.п.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{доп} = Z_{осн} \cdot k_{доп} = 104935 \cdot 0,15 = 15740 \text{ руб.},$$

$$Z_{доп} = Z_{осн} \cdot k_{доп} = 119104 \cdot 0,1 = 11910 \text{ руб.},$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,10÷0,15).

В таблице 4.4.3 приведена форма расчета основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 4.4.3 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата, руб.	104 935	119 104
Дополнительная зарплата, руб.	15 740	11 910
Зарплата, руб.	120 675	131 014
Итого по статье $C_{зн}$	251 689	

Отчисления на социальные нужды.

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей

формулы:

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования, фонд социального страхования.).

На 2019 год установлены следующие тарифы страховых взносов для организаций, деятельность которых заключается в практическом применении результатов интеллектуальной деятельности (статья 427 НК РФ):

- фонд обязательного медицинского страхования (ОМС) – 5,1 %;
- фонд обязательного пенсионного страхования (ОПС) – 20%;
- фонд обязательного социального страхования (ОСС) – 2%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.4.4.

Таблица 4.4.4 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	104 935	15 740
Исполнитель	119 104	11 910
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Отчисления во внебюджетные фонды		
Руководитель	32 703	
Исполнитель	35 504	
Итого по статье $C_{внеб}$	68 207	

Прочие расходы.

Расчет стоимости материальных затрат на прочие расходы производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В их стоимость включают транспортно-заготовительные расходы, которые составляют 3÷5% от цены. В эту же статью включаются затраты на оформление документации. Результаты по данной статье представлены в таблице 4.4.5.

Таблица 4.4.5 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные

полуфабрикаты

Наименование	Марка	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага для принтера формата А4	Cytuehjxrf, 500 листов	1	268	268
Тетрадь	BIC	2	50	100
Ручка шариковая	Paper Mate	2	80	160
Скоросшиватели	-	1	30	30
Степлер	ErichKrause	1	300	300
Всего за материалы				858
Транспортно-заготовительные расходы (3÷5%)				43
Итого по статье C_{np}				901

Накладные расходы.

Накладные расходы учитывают затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов, оплата электроэнергии, почтовые расходы и т.д. Их величину можно определить по следующей формуле:

$$C_{накл} = (Z_{осн} + Z_{доп}) \cdot k_{накл} = 251689 \cdot 0,15 = 37753 \text{ руб.},$$

где k_{np} – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принят 15%.

Полная смета затрат

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НТИ. Полная смета затрат приведена в таблице 4.4.6.

Таблица 4.4.6 – Полная смета затрат

Наименование статьи	Затраты, руб.
1. Заработная плата	251 689
2. Отчисления во внебюджетные фонды	68 207
3. Прочие расходы	901
4. Накладные расходы	37 753
Бюджет проекта	358 550

4.5 Оценка сравнительной эффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного проекта. В данном разделе произведена оценка ресурсоэффективности научной разработки. Интегральный показатель ресурсоэффективности можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проекта представлен в таблице 4.5.1.

Таблица 4.5.1 – Сравнительная оценка характеристик

Технология Критерий	Весовой коэффициент параметра	Реж.	Сет.	Пол.
Эффективность	0,4	5	4	3
Удобство в эксплуатации	0,2	5	4	3
Экономичность	0,1	3	4	5
Надежность	0,2	4	4	5
Материалоемкость	0,1	5	4	3
ИТОГО:	1	4,6	4,4	3,8

$$I_{реж}^p = 5 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,1 = 4,6;$$

$$I_{сет}^p = 4 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 = 4,4;$$

$$I_{пол}^p = 3 \cdot 0,4 + 3 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,1 = 3,8.$$

Как видно из полученной таблицы 4.5.1, метод режимного

эквивалентирования обладает лучшими характеристиками по сравнению с конкурентами.

Вывод

По итогам выполнения раздела была проведена оценка экономической эффективности и ресурсоэффективности проекта. В первую очередь был выбран целевой сегмент для распространения технологии. По результатам анализа можно сделать вывод о том, что метод режимного эквивалентирования может быть использован как в организациях, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление, так и в сетевых предприятиях. После этого был проведен анализ конкурентных решений, который показал, что метод режимного эквивалентирования по многим показателям лучше, чем конкуренты.

Также были спланированы этапы работы, определена трудоёмкость реализации проекта и построен календарный график. Бюджет проекта составляет 358 550 рублей. По результатам оценки сравнительной эффективности проекта можно сделать вывод о том, что метод режимного эквивалентирования обладает наилучшими характеристиками по сравнению с конкурентами.

Глава 5. Социальная ответственность

Введение

В данном разделе рассматриваются безопасность и экологичность помещения, в котором производится анализ методов эквивалентирования энергосистемы. Здесь будет рассматриваться обеспечение необходимых условий труда в лаборатории (санитарно-гигиенические условия, защита от негативных производственных факторов, обеспечение пожарной безопасности) в соответствии с действующими нормативными документами, а также вопросы экологической безопасности.

На сегодняшний день данная работа является актуальной, так как нет единого метода, который удовлетворяет всем критериям эквивалентирования. Целью работы является анализ существующих методов, их сравнение и выявление наиболее точного.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно ТК РФ, N 197 - ФЗ:

В целях обеспечения прав и свобод человека и гражданина работодатель и его представители при обработке персональных данных работника обязаны соблюдать следующие общие требования: обработка персональных данных работника может осуществляться исключительно в целях обеспечения соблюдения законов и иных нормативных правовых актов, содействия работникам в трудоустройстве, получении образования и продвижении по службе, обеспечения личной безопасности работников, контроля количества и качества выполняемой работы и обеспечения сохранности имущества.

Режим рабочего времени должен предусматривать продолжительность рабочей недели (пятидневная с двумя выходными днями, шестидневная с одним выходным днем, рабочая неделя с предоставлением выходных дней по скользящему графику, неполная рабочая неделя).

Работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

Выполняя планировку рабочего места необходимо учитывать следующее:

- рекомендуемый проход слева, справа и спереди от стола 500 мм. Слева от стола допускается проход 300 мм;
- рабочие места с ПЭВМ при выполнении творческой работы, требующей значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, рекомендуется изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5-2,0 м. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов. Дизайн ПЭВМ должен предусматривать окраску корпуса в спокойные мягкие тона с диффузным рассеиванием света. Корпус

ПЭВМ, клавиатура и другие блоки и устройства ПЭВМ должны иметь матовую поверхность с коэффициентом отражения 0,4-0,6 и не иметь блестящих деталей, способных создавать блики. Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики;

- конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего стула (кресла) следует выбирать с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПЭВМ;

- рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию;

- стул не может располагаться непосредственно на границе площади рабочего места. Рекомендуемое расстояние от спинки стула до границы должно быть не менее 300 мм.

5.2 Производственная безопасность

Таблица 5.2.1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ	Нормативные документы
	Разработка метода режимного эквивалентирования энергосистем	
1.Отклонение показателей микроклимата	+	- СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

2.Отсутствие или недостаток естественного света	+	- СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».
3.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. - ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов (с Изменением N1).
4.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	

1. Неудовлетворительный микроклимат помещения рабочего места.

Микроклимат (температура, относительная влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения) и содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны должны быть в пределах санитарно-гигиенических норм, что обеспечивается:

а) при незначительных перегревах воздуха и умеренных выбросах паров, газов, аэрозоля - применением организованной естественной вентиляции;

б) при значительных уровнях теплового воздействия и выбросов загрязнителей - устройством принудительной вентиляции, обеспечивающей снижение температуры воздуха и концентрации загрязнителей до допустимых пределов притоком свежего воздуха в рабочую зону.

Источники интенсивных выбросов загрязнителей должны оборудоваться местной вытяжной вентиляцией непосредственно от них.

При невозможности достижения нормативных показателей микроклимата воздуха рабочей зоны должна обеспечиваться защита работников системами местного кондиционирования, воздушного

душирования, средствами индивидуальной защиты, регламентом трудового процесса.

Таблица 5.2.2 – Оптимальные и допустимые нормы микроклимата

Период года	Категория работ по уровням энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia(до 139)	22 - 24	21 - 25	60 - 40	0,1
Теплый	Ia(до 139)	23 - 25	22 - 26	60 - 40	0,1

2. Отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны.

Вредное воздействие параметров освещения проявляется в отсутствии или недостатке естественного света, а также недостаточной освещенности рабочей зоны.

Помещения должны иметь как естественное, так и искусственное освещение. Вследствие того, что работа оператора по обслуживанию пульта управления радиостанцией соответствует разряду зрительной работы III б, следует соблюдать следующие требования, предъявляемые рабочему месту.

Естественное освещение осуществляется через светопроемы, обеспечивающие необходимый коэффициент естественной освещенности (КЕО) не ниже 1,2 %.

Искусственное освещение в помещениях пульта управления должно осуществляться системой равномерного освещения.

В качестве источников света при искусственном освещении применяются преимущественно люминесцентные лампы типа ЛБ.

Освещенность на рабочем месте оператора должна составлять не менее 200 лк при системе общего освещения и не менее 750 лк при системе комбинированного освещения.

Для освещения помещений чаще всего применяются светильники серии ЛП 036 с зеркализированными решетками, укомплектованные высокочастотными

пускорегулирующими аппаратами (ВЧ ПРА). Применение светильников без рассеивателей и экранирующих решеток не допускается.

Яркость светильников общего освещения в зоне углов излучения от 50 до 90 градусов с вертикалью в продольной и поперечной плоскостях должна составлять не более 200 кд/м², а защитный угол светильников должен быть не менее 40 градусов.

Коэффициент запаса (Кз) для осветительных установок общего освещения должен приниматься равным 1,5.

Коэффициент пульсации не должен превышать 15%, что должно обеспечиваться применением газоразрядных ламп в светильниках общего освещения с высокочастотными пускорегулирующими аппаратами (ВЧ ПРА) для любых типов светильников.

При отсутствии светильников с ВЧ ПРА лампы многоламповых светильников или рядом расположенные светильники общего освещения следует включать на разные фазы трехфазной сети.

Освещение помещений. Согласно СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» необходимы следующие меры:

- Для осветительных установок помещений механизмов перемещения принимается напряжение 380/220 В с глухозаземленной нейтралью. Питание осветительных сетей помещений конвейерного транспорта осуществляется от трансформаторов собственных нужд 6/0,38 кВ, питающих одновременно и силовые токоприемники в этих помещениях.

- Размещение осветительной арматуры в конвейерных галереях и эстакадах зависит от количества параллельных ниток конвейеров. При наличии одной конвейерной нитки светильники располагаются в два ряда по боковым стенкам. При наличии двух конвейерных ниток осветительная арматура устанавливается в три ряда над проходами.

- Аварийное освещение предусматривается только для проходов между установками, с использованием минимального количества светильников.

- Сеть штепсельных розеток выполняется по всей длине галереи (эстакады) с установкой розеток через 20 - 25 м. В галереях и эстакадах при

конвейерном транспортировании торфа штепсельные розетки не устанавливаются, а ремонтное освещение осуществляется переносными аккумуляторными фонарями во взрывобезопасном исполнении.

Характеристика зрительной работы: общее наблюдение за ходом производственного процесса, периодическое при периодическом пребывании людей в помещении. Применяется освещение всей рабочей зоны общим освещением в 75 лк при показателе ослепленности $P=40$ и коэффициенте пульсации $K_p=20\%$ (для ламп накаливания);

Характеристика зрительной работы: ремонт установки, работа малой и очень малой точности (размер объектов различения от 1 до 5 мм и свыше 5 мм). Это разряд зрительной работы V, VI. Применяется освещение при техническом осмотре трассы конвейера или отдельных ремонтируемых мест общим освещением в 200 лк при показателе ослепленности $P=40$ и коэффициенте пульсации $K_p=20\%$ (для ламп накаливания).

4. Недостаточный уровень электробезопасности.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. При эксплуатации электрического оборудования необходимо помнить о возможности случайного прикосновения или приближения к токоведущим частям и прикосновения к металлическим нетокведущим частям, случайно оказавшимся под напряжением, о переходе в трансформаторе высокого напряжения на низкое, о переходе тока низкой частоты в цепь высокой, об образовании электроискр, дуг или о нагреве токоведущих частей.

Электрический ток, проходя через организм, оказывает термическое, электролитическое и биологическое действие. Термическое действие выражается в ожогах отдельных участков тела, нагреве кровеносных сосудов, нервов и других тканей. Электролитическое действие выражается в разложении крови и других органических жидкостей, что вызывает значительные нарушения их физико-химических составов. Биологическое действие является особым специфическим процессом, свойственным лишь живой материи. Оно выражается в раздражении и возбуждении живых тканей организма, а также в

нарушении внутренних биоэлектрических процессов, протекающих в нормально действующем организме и теснейшим образом связанных с его жизненными функциями. В результате могут возникнуть различные нарушения в организме, в том числе нарушение и даже полное прекращение деятельности органов дыхания и кровообращения. Раздражающее действие тока на ткани организма может быть прямым, когда ток проходит непосредственно по этим тканям, и рефлекторным, т.е. через центральную нервную систему, когда путь тока лежит вне этих тканей.

Поражение электрическим током персонала, работающего с электроустановками, является опасным для жизни человека и наступает при соприкосновении его с сетью не менее чем в двух точках. При разработке коллективных и индивидуальных средств защиты от электропоражения необходимо, согласно правилам устройства электроустановок, рассмотреть следующие вопросы:

- а) обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током;
- б) требования к электрооборудованию;
- в) анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям;
- г) мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий;
- д) обоснование мероприятий и средств защиты, работающих от поражения электрическим током.

Рассматриваемая лаборатория не имеет характеристик, свойственных особо опасным помещениям в части поражения электрическим током. Необходимо применение основных коллективных способов и средств электрозащиты: изоляция проводов и её непрерывный контроль; предупредительная сигнализация и блокировка; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; защитное заземление и защитное отключение.

5.3 Экологическая безопасность

Работа в лаборатории сопряжена с образованием и выделением газообразных, жидких и твердых отходов.

Газообразные отходы, загрязняющие воздух помещения: естественные выделения - углекислый газ, пары воды, летучие органические соединения - ЛОС (альдегиды, кетоны), азотистые соединения и др. органов дыхания человека; бытовая пыль; ЛОС, выделяющиеся в процессе эксплуатации отделочных материалов, лакокрасочных покрытий мебели и др. Перед выбросом воздух помещений подвергается обязательной очистке в фильтровентиляционных системах, что предотвращает атмосферу от загрязнения.

Жидкие отходы - бытовые отходы, образующиеся в процессах влажной уборки помещений, при пользовании водопроводом, туалетом и т.п., сбрасываются в городскую канализацию и далее поступают в системы централизованной очистки на городских очистных сооружениях. При обращении с твердыми отходами: бытовой мусор (отходы бумаги, отработанные специальные ткани для протирки офисного оборудования и экранов мониторов, пищевые отходы); отработанные люминесцентные лампы; офисная техника, комплектующие и запчасти, утратившие в результате износа потребительские свойства – надлежит руководствоваться Постановлением Администрации г. Томска от 11.11.2009 г. №1110 (с изменениями от 24.12.2014): бытовой мусор после предварительной сортировки складировать в специальные контейнеры для бытового мусора (затем специализированные службы вывозят мусор на городскую свалку); утратившее потребительские свойства офисное оборудование передают специальным службам (предприятиям) для сортировки, вторичного использования или складирования на городских мусорных полигонах. Отработанные люминесцентные лампы утилизируются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 03.09.2010 №681. Люминесцентные лампы, применяемые для искусственного освещения, являются ртутьсодержащими и относятся к 1 классу опасности.

Ртуть люминесцентных ламп способна к активной воздушной и водной миграции. Интоксикация возможна только в случае разгерметизации колбы, поэтому основным требованием экологической безопасности является сохранность целостности отработанных ртутьсодержащих ламп. Отработанные газоразрядные лампы помещают в защитную упаковку, предотвращающую повреждение стеклянной колбы, и передают специализированной организации для обезвреживания и переработки. В случае боя ртутьсодержащих ламп осколки собирают щеткой или скребком в герметичный металлический контейнер с плотно закрывающейся крышкой, заполненный раствором марганцевокислого калия. Поверхности, загрязненные боем лампы, необходимо обработать раствором марганцевокислого калия и смыть водой. Контейнер и его внутренняя поверхность должны быть изготовлены из неадсорбирующего ртуть материала (винипласта).

К сфере защиты ОС и рационального использования природных ресурсов относится и экономия ресурсов, в частности, энергетических. Реальным вкладом здесь может стать экономия электрической и тепловой энергии в лаборатории. Во-первых, это улучшает экономические показатели деятельности предприятия (уменьшение расходов на электротепловую энергию). Во-вторых, экономия энергии означает уменьшение газа, мазута, угля, сжигаемого в топках котлов ТЭС и электроустановок (котельных) промпредприятий города Томска и области и одновременное уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Несмотря на кажущуюся малость вклада в энергосбережение и в защиту атмосферного воздуха от загрязнения массовое движение в этом направлении, в том числе, в быту, принесет значимый эффект.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.» ЧС - это нарушение нормальных условий жизни и деятельности людей на объекте или определенной территории (акватории), вызванное аварией, катастрофой, стихийным или экологическим бедствием,

эпидемией, эпизоотией (болезнь животных), эпифитотией (поражение растений), применением возможным противником современных средств поражения и приведшее или могущее привести к людским или материальным потерям".

Наиболее вероятная чрезвычайная ситуация при анализе методик - возникновение пожара (загорания).

Пожары – неконтролируемый процесс горения, которые чреваты большими материальными издержками, а часто и человеческими жертвами. Обеспечение пожаробезопасности начинается с определения класса взрывоопасной зоны или класса пожароопасной зоны данного участка. Согласно классификации производств по пожарной опасности рассматриваемая лаборатория относится к классу Б (наличие горючих волокон или пыли рассматриваемого участка): источником взрыва может послужить короткое замыкание или из - за нарушения электроизоляции. Кроме взрывоопасных зон имеется пожароопасная зона класса П-II. Для этих зон используется специальное оборудование во взрывозащищенном или пожаро–защищенном исполнении. Использование электрооборудование во взрыво–пжарозащищенном исполнении – одно из направлений профилактики, другое направление установка систем взрыва и пожаро- сигнализации. Такие системы должны быть установлены на объектах, где воздействие опасных факторов взрыва и пожара может привести к травматизму или гибели людей, этого требует «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». Участок должен быть оснащен такой системой, которая включает систему протоколирования информации, формируют управляющую систему тревоги и систему оповещения о пожаре, для своевременной эвакуации людей. Это другое направление профилактики загораний. Выбор систем взрывоподавления и пожаротушения для участка требует специального рассмотрения и расчетов.

Основными причинами пожара могут быть: перегрузка проводов, короткое замыкание, большие переходные сопротивления в электрических цепях, электрическая дуга, искрение и неисправности оборудования.

Организационно-технические мероприятия: наглядная агитация и инструктаж работающих по пожарной безопасности, разработка схемы

действии администрации и работающих в случае пожара и организация эвакуации людей, организация внештатной пожарной дружины. При эксплуатации производственного оборудования в атмосфере пожаро- и взрывоопасной пыли и пылевоздушных смесей основным условием безопасности является предотвращение пожаро- и взрывоопасных ситуаций, что обеспечивается:

- а) последовательностью пуска и остановки оборудования, работающего в едином технологическом комплексе, с автоматической блокировкой при ее нарушении;
- б) светозвуковой сигнализацией срабатывания любой блокировки;
- в) устройством аварийного отключения приводов;
- г) минимальным количеством точек перегрузки на транспортных коммуникациях и их минимальной протяженностью;
- д) защитой электрооборудования от взрыва, коротких замыканий и перегрузок.

Согласно СП 5.13130.2009 предел огнестойкости серверной должен быть следующим: перегородки - не менее EI 45, стены и перекрытия - не менее REI 45. Т.е. в условиях пожара помещение должно оставаться герметичным в течение 45 минут, препятствуя дальнейшему распространению огня.

Согласно СП 5.13130.2009 в системах воздуховодов общеобменной вентиляции, воздушного отопления и кондиционирования воздуха защищаемых помещений следует предусматривать автоматически закрывающиеся при обнаружении пожара воздушные затворы (заслонки или противопожарные клапаны)

Выводы

Таким образом, можно сделать вывод о том, что безопасность жизнедеятельности - это состояние деятельности, при которой с определенной вероятностью исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека. Безопасность следует принимать как комплексную систему, мер по защите человека и среды его обитания от опасностей формируемых конкретной деятельностью. Чем сложнее вид деятельности, тем более компактна система защиты.

Обеспечение безопасности жизнедеятельности человека (рабочий, обслуживающий персонал) на предприятиях занимается "охрана труда". Охрана труда - это свод законодательных актов и правил, соответствующих им гигиенических, организационных, технических, и социально-экономических мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособность человека в процессе труда.

Охрана труда и здоровье трудящихся на производстве, когда особое внимание уделяется человеческому фактору, становится наиважнейшей задачей. При решении задач необходимо четко представлять сущность процессов и отыскать способы (наиболее подходящие к каждому конкретному случаю) устраняющие влияние на организм вредных и опасных факторов и исключающие по возможности травматизм и профессиональные заболевания.

Охрана труда неразрывно связана с науками: физиология, профессиональная патология, психология, экономика и организация производства, промышленная токсикология, комплексная механизация и автоматизация технологических процессов и производства.

При улучшении и оздоровлении условий работы труда важными моментами, является комплексная механизация и автоматизация технологических процессов, применение новых средств вычислительной техники и информационных технологий в научных исследованиях и на производстве.

Заключение

При проектировании энергосистем необходимо наличие достоверной информации о процессах, которые в них протекают, для этого представляют исследуемую ЭЭС более простой системой, ее эквивалентом.

При этом к эквиваленту выстраиваются строгие требования.

Существуют различные способы режимного эквивалентирования: метод Гаусса, РЭИ-эквивалент, метод Димо.

Метод Гаусса, на котором основан ПК RastrWin3, позволяет учесть статические характеристики эквивалентируемых узлов по напряжению и частоте, и пределы регулирования реактивной мощности эквивалентных генераторов.

РЭИ-эквивалентирование эффективно для использования в алгоритмах расчета установившихся режимов сложных ЭЭС. Достоинством этого метода является относительная простота его реализации и малый объем получаемого эквивалента. Основным показателем эквивалента является обеспечение строгого равенства потерь мощности в исходной и эквивалентной схемах в базисном режиме и приближенное соответствие в смежных режимах.

Х-РЭИ-модели метода Димо находят свое применение при исследовании режимов систем в при решении задач АСДУ.

Быль подробно рассмотрены метод Гаусса и РЭИ-эквивалент, расчет и сравнительный анализ показал, что данные метод достаточно точны и могут применяться в расчетах энергосистем.

Список литературы

1. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2011 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования». ОАО «СО ЕЭС», Москва, 2011.
2. Протокол совместного заседания секции «Управления режимами энергосистем, РЗА» и секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средства автоматического системного управления в ЕЭС России» НП «НТС ЕЭС» по теме «ЦСПА нового поколения. Рассмотрение вопросов разработки на примере ЦСПА ОЭС Востока и ЦСПА ОЭС Сибирю». ОАО «СО ЕЭС», г. Москва, 26 декабря 2012 г.
3. Демидов С. И., Роева О. Д. История создания и развития централизованной системы противоаварийной автоматики в ОЭС Урала // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2013, № 68. – С. 113–118.
4. Аржанников С.Г., Захаркин О.В., Петров А.М. Оценка запаса устойчивости установившегося режима ЭС и выбор управлений для его ввода в допустимую область /Электрон. журн. «Новое в российской электроэнергетике», 2005, № 5.
5. Вержбицкий В. М. Основы численных методов. – М.: Высшая школа, 2009. – 840 с.
6. Модификация программного обеспечения ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири с целью обеспечения возможности подключения дополнительных ЛАПНУ и реализации возможности выбора УВ с учетом сохранения динамической устойчивости в послеаварийных режимах. СО-ПА-ДЛ/16-T2.5.01. – Новосибирск. 2016. – 124 с.
7. О.В. Захаркин, Е.Ю. Ивахненко Формирование математических моделей районов управления электроэнергетической системы // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды всероссийской

научно-технической конференции 17-19 ноября 2010, Екатеринбург, том 2 – с. 107 – 112.

8. Захаркин О.В., Ивахненко Е.Ю. Особенности эквивалентирования электрической схемы ЭЭС при формировании математических моделей районов управления // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Изд-во ФГОУ ВПО «НГАСУ», 2009. №1. С

9. Попова, Е. Ю. Моделирование электроэнергетической системы в иерархической противоаварийной автоматике: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Попова Елена Юрьевна. – Новосибирск, 2013. – 23 с.

10. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / Неуймин В. Г., Машалов Е. В., Александров А.С., Багрянцев А. А. – г. Екатеринбург, 2016. – 314 с.

11. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» утв. приказом Минэнерго России от 03 августа 2018 г. №630.

12. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие.– Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – 248 с.

13. Гончарюк Н.В. О трёх китах в электросетевых задачах / Н.В. Гончарюк. – Кишинёв: Штиинца, 1990. – 141 с.

14. Воропай Н.И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем / Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 1981. – 112 с

15. Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.В. Шаповалова; ТПУ. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

16. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

17. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

18. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» ФЗ от 03.07.2016 N301–ФЗ.
19. ГОСТ 12.0.003–2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. ГОСТ 12.1.019–2017 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
21. ГОСТ 12.0.004–2015 ССБТ. Обучение работающих безопасности труда.
22. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
23. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
24. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
25. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
26. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
27. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
28. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.
29. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
30. Федеральная служба по утилизации компьютеров и оргтехники [Электронный ресурс]. URL: <http://rusutilit.ru>. (Дата обращения: 11.05.2019 г).
31. ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

Приложение А

(обязательное)

Раздел 1

Evaluation of regime equivalent methods

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM73	Гончарова Светлана Александровна		

Консультант школы отделения (НОЦ) ИШЭ, ОЭЭ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Хрущев Юрий Васильевич	д.т.н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП, ОИЯ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Марцева Татьяна Александровна			

1.1 Equivalent in solving problems of regimes

Modern electric power systems are a combination of powerful power plants that produce electricity; trunk lines; high-voltage electricity networks and substations that transmit, distribute and convert electricity; developed network of automatic dispatch control; the most complex high-voltage equipment, automation and remote control, ensuring the reliability of power supply systems. Accordingly, electric power systems are characterized by a large number and variety of their elements.

When designing, forecasting and planning, it is necessary to have reliable information about the processes that occur in them. Experiments to obtain information in real industrial conditions are almost impossible, since power system has a high dimensionality. In order to solve this problem, it is necessary to present the investigated power system by a simpler system, its model, which is always more simplified than the original. The power system simplification method is called equivalence.

Equivalent electrical system is an operation aimed at simplifying the structure of the original system and its mathematical model with the required prescribed accuracy.

In the course of the equivalence, either a given area of the electric power system, or an area that has little influence on the result of the study according to various criteria, is subject to simplification. After equivalence, a model of the selected site is constructed. The equivalent system is built from the non-simple part and by attaching the model of the selected site.

The need for equivalent design scheme is due to the speed requirement. Equivalent provides a reduction in the dimension of the problem being solved and the creation of simplified models, which allows you to:

- reduce the amount of computation;
- increase visibility and visibility of the results;
- facilitate the technologist analysis of these results;
- reduce the requirements for information support of electric power tasks.

The model parameters are calculated so that the error of the calculation results using an equivalent circuit (voltage levels at the nodes, power flows through the corresponding connections, etc.) from the results of the initial system calculation is less than the specified one.

Therefore, the operations that are used in the equivalence can be divided into the following steps:

- analysis of the problem and the choice of baseline equivalence;
- selection of the equivalent structure, chosen taking into account the specifics of the problem being solved, the possibility of multiple use of the equivalent model and the simplicity of the algorithmic and software implementation;
- obtaining basic and additional conditions of equivalence;
- determination of equivalent parameters;
- solving the problem using the equivalent;
- transferring the results obtained using the equivalent to the original;
- assessment of equivalence efficiency.

Depending on the task, various equivalents will be applied, which take into account the specifics of the specific task. To calculate the steady-state regimes and static stability, the electric network equivalentization is used, electromechanical equivalenting is used to calculate dynamic stability and transient processes, equivalenting is used to calculate the efficiency of power system modes, and power losses are maintained, etc.

1.2 Strict requirements for the equivalence of power system

When forming the modeling scheme, the following principles are adopted:

- 500 kV electrical network is fully displayed;
- 220 kV electrical network is displayed with minimal non-basic changes;
- in electric networks of 500/220 kV, maximum flexibility for the simulation of operational circuits is ensured;
- 110 kV electrical network is displayed as simplified subsystems (equivalents);

- generators of 100 MW and above are displayed with a sufficient number of real and equivalent power units, providing all the expected normal and emergency conditions;

- power plants with a total installed capacity of generators less than 100 MW are displayed in the form of equivalent power units;

- synchronous compensators, batteries of static compensators and shunt reactors adjacent to the networks of 500- 220 kV are displayed in full;

- power stations, substations, power lines, flexible control devices (controlled shunt reactors, static thyristor compensators, non-synchronous communication inserts, longitudinal compensation devices, etc.) foreseen by development plans are displayed completely except for mini-power plants with an uncertain connection point.

The methodical basis for the formation of the transformed (equivalent) part and the prospective elements of the modeling scheme is the following, partially adopted at the expert level:

- 110 kV shunt connections with a large number of intermediate substations are represented as T-shaped equivalents;

- 110 kV shunting links containing normally deactivated switches (switches, disconnectors), as well as links with a total length of lines over 200 km are represented by static loads;

- 110 kV power lines up to 20 km in length with intermediate substations with a capacity of up to 20 MVA are represented by lines without loads (the load spans across the terminal substations);

- 110 kV parallel lines are represented as equivalent lines;

- compensating devices at 110 kV substations adjacent to 500/220 kV substations are retained;

- schemes of newly commissioned 500, 220 kV substations are accepted as typical (with two bus sections);

- schemes of newly commissioned power plants, if there are no clarifying information, are accepted as a block;

- in the 220/110 kV substation schemes, bypass bus systems are excluded;

- in the schemes of newly introduced elements, as well as elements transferred to increased voltage, the possibility of their shunting or switching off is provided.

To correctly display the dynamic and static properties of the load of the simplified subsystem, equivalent synchronous (SM) and asynchronous (AM) motors and static elements are used as part of the load model.

A complete set of these elements (SM, AM and static load) is used to simulate the local load of power plants, including their own needs, with an installed capacity of 200 MW and above.

The same set is used to simulate the load of large industrial units (metallurgical, machine-building, chemical, oil-producing and oil-refining, timber industry enterprises).

A pair of elements of AM and static load simulates the load in the composition of equivalent T-shaped circuits that display the distributed load of enterprises of medium and low power, the load of settlements.

The load of the remaining facilities (railway substations, small and medium-sized enterprises, the own needs of power plants with an installed capacity of up to 200 MW, etc.) is represented by static HF elements.

The equivalent part of the modeling scheme consists mainly of modeling elements that are natural in name and content. Therefore, their nomenclature composition in the conservative and equivalent parts of the modeling scheme is almost the same. The exceptions are equivalent rays that are absent in the original ECO model, but used in the equivalent part of the simulation scheme.

1.3 Equivalent generators in the calculations of the modes of power system

Separation of the in-phase motion groups of synchronous generators based on the Lyapunov function is based on an assertion that if the Lyapunov function of the system is equal to a certain value, then after combining the two in-phase-moving generators, it does not have to change the Lyapunov function. Otherwise, the

assumption of synchronous motion of the rotors of synchronous generators is not confirmed. This method is more complex and requires more information about the system. It is advisable to apply it at the lower temporal levels of management (long and short-term planning).

The heterogeneity of an EPS is characterized by the presence of weak elements in it, including nodes. In turn, the weak nodes may be generating units with varying degrees of mutual oscillations of the rotor angles during disturbances, as well as load units with an unstable voltage level.

Voltage instability - is the inability of the system after the disturbance of any intensity to return the voltage to the level of the pre-emergency mode.

Selection of groups of generators of the same sensitivity

To assess and ensure the sustainability of the ES at the stages of design and operation, it is necessary to carry out laborious calculations: the calculation of flow distribution and stress levels in normal, repair and post-accident schemes, the calculation of emergency automation settings, the calculation of static and dynamic stability stocks.

At the initial stage of the design process, bypassing the above complex volume of calculations, the implementation of a simplified assessment of the impact of specific design decisions on the reliability of the mode and structure of the EC would be very useful.

A simplified assessment of the stability of the power system can be carried out on the basis of the left upper block of the Jacobi inverse matrix:

$$J^{-1} = \begin{vmatrix} \partial\delta / \partial P & \partial U / \partial P \\ \partial\delta / \partial Q & \partial U / \partial Q \end{vmatrix}.$$

The main provisions of the rapid assessment:

- under conditions of small disturbances, partial derivatives can be replaced by the ratio of the increments of the corresponding parameters;
- we can distinguish weak generators by the largest values of diagonal elements, and by non-diagonal ones - the degree of connectivity between generators;
- the greater the ratio of the phase increments of the EMF to the unbalance of active power on the generator shaft, the weaker the generator;

- the more generator groups in the ES with the same degree of sensitivity,, the more heterogeneous the structure of the ES is.

Input of the initial data at modeling generators

In widely used programs, the simulation of generators in the calculations of steady-state modes is carried out in two ways:

- P_G and U_G are set, Q_G , δ_G are calculated;
- P_G and Q_G are set, U_G , δ_G are calculated.

When modeling the initial UR, the PU model is used, the voltage at the generator leads is unchanged due to the action of the automatic excitation controller, the active power is determined by the turbine power and does not depend on the electrical mode.

Ranging generators according to the degree of sensitivity

Of interest is the analysis of the resulting matrices.

As noted earlier, the most sensitive (weak) generators can be identified by the largest values of the diagonal elements of Jacobi's inverse matrices.

In order to identify groups of coherent generators, tables of distribution by sensitivity categories are compiled on the basis of off-diagonal elements. Such an analysis allows us to form an idea of the heterogeneity of the system in terms of connectivity between stations.

In computational practice, it is customary to replace several of the same type of synchronous machines connected in parallel, with one equivalent synchronous machine of total power, the parameters of which in relative units are equal to typical ones.

The characteristic equation of a group of synchronous machines of the same type, which determines the conditions for the occurrence of self-excitation due to the symmetry of the circuit, is divided into two characteristic equations. These equations correspond to two equivalent design schemes. One scheme corresponds to the operation of one equivalent machine (total power) on a given external network, and the other is limited to the operation of a typical synchronous machine (unit capacity) on common buses of a group of machines.

The main assumptions for the equivalent of power station generators are:

1. The generator-transformer blocks are absolutely identical.
2. Individual generators at each station cannot slip relative to each other.
3. All station generators have the same load factor.
4. Impaired stability of a single generator at a station is impossible.

1.4 Regime equivalence

In addition to the classical method for constructing REI-equivalents of EPS, there are currently other methods that implement the idea of regime equivalent equivalence. Some of them are modifications and further development of the Dimo equivalent idea.

To study modes other than the original, the use of REI-models with calibration nodes, called X-REI-models, was proposed. This is a modification of the REP-model of the external system, which contains one special node (calibration node), designed to eliminate errors that occur in the boundary nodes between the measurement data or calculations using the full (initial) scheme and calculations using the REI model. The X-REI-model is built by adding a calibration node and the corresponding branches to the usual REI-model constructed according to some basic mode data.

The procedure of "balancing" the model of the external system at the pace of the process is as follows. Based on the available data (obtained either by telemetry, or as a result of mode evaluation or forecasting), the parameters of the boundary nodes are determined, and then the powers flowing from these nodes to the EI model of the external system are calculated. Having thus calculated flow values and their real measured values for each node, it is possible to determine the power imbalances. These unbalances are later transferred to some fictitious REI calibration node, formed using a zero balance scheme.

But the difficulties in obtaining complete and accurate operational information necessary for using the X-REI-model severely limit its possible application. It turns out to be practically unacceptable for the construction of physical and hybrid models of complex power system. However, X-REI-models can be used

in the study of the regimes of the systems at the pace of the process when solving the problems of the ASDU.

The original method of equivalence of power system subsystems deserves attention. The transformed subsystem is replaced by a multipath equivalent star with a concentrated generalized load at its center. The parameters of the branches of the multibeam equivalent reflect only the power loss in the transformed subsystem and are determined based on the solution of the nonlinear power transfer equations along these branches taking into account the power balance equation for the central node of the equivalent.

The field of application of equivalents constructed by this method is also the calculations related to the analysis and optimization of steady-state modes. There is a good agreement between the results of calculations for the initial and equivalent circuits in a wide range of mode changes. However, with a significant change in the topology of the non-convertible subsystem, it is necessary to determine the new values of the parameters of the ray equivalents to improve the accuracy of the calculations.

A significant improvement in the quality of the equivalent can be achieved by forming equivalents according to not one, but several basic modes. The most complex possible structure equivalent to a generalized node is shown in Figure 1. In the absence of shunts in the generalized and boundary nodes, connections between the boundary nodes and with equal terminal voltages of the boundary nodes, the equivalent has the simplest radial structure (Figure 2).

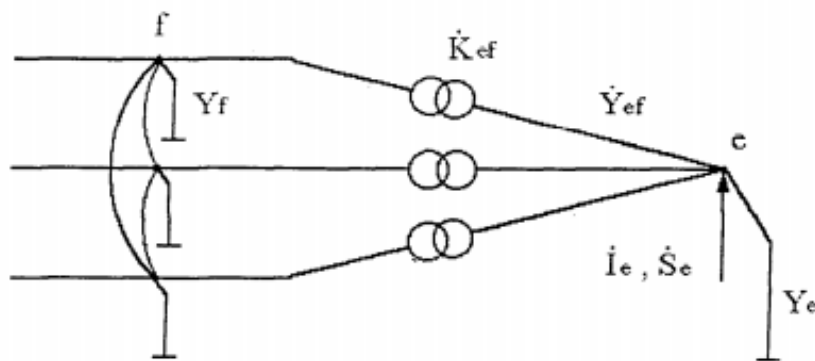


Figure 1 – Most complex equivalent with a generalized node

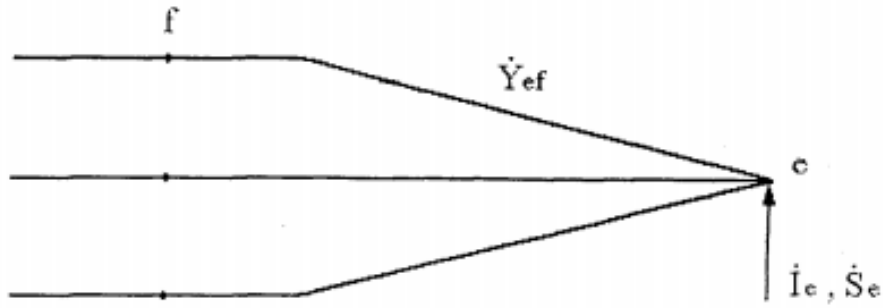


Figure 2 – Simplest equivalent with a generalized node

The following criteria are used as equivalence conditions:

- invariance of the first Kirchhoff law for the generalized and boundary nodes in all basic modes;
- equality of power losses in the original and equivalent circuits;
- maintaining the same sensitivity of the operating parameters of the boundary nodes to disturbances in the original and equivalent circuits.

The system of linear equations constructed on the basis of these equivalence conditions in the general case has the form:

$$Ax = B.$$

Here x is the desired matrix, the intrinsic and mutual conductivities of the equivalent circuit: A and B are matrices whose components are the mode parameters.

In particular, following the specified equivalence conditions and basing on the nodal stress method, we can write the matrix system of equations for a set of modes:

$$\dot{Y}\dot{U} = \dot{I}.$$

where $\dot{Y}$ is the square matrix of nodal conductivities the order of which is determined by the number of nodes of the equivalent circuit;

$\dot{U}$ - a rectangular matrix of nodal voltages, the number of rows of which is determined by the number of modes, and the number of columns by the number of equivalent circuit nodes;

$\dot{I}$ - rectangular matrix of current injections of similar size.

If this system of equations is transposed ($\dot{U}_l \dot{Y}_l = \dot{I}_l$) then a system of equations similar to the first will be obtained.

To determine the matrix of nodal conductivities of the equivalent circuit, an algorithm based on Householder orthogonal transforms is used.

The equivalents thus synthesized are highly accurate for a range of modes. However, the matrix of nodal conductivities, in the general case, is asymmetric. For this reason, fundamental difficulties arise when extracting equivalent parameters from a matrix in the form of active and reactive resistances, transformation ratios. Since for constructing physical and hybrid models, the traditional parameters (R and X branches, K_{TR}) are used, without providing the symmetry of the desired matrix, using this method for modeling becomes impossible. Balancing the matrix of nodal conductivities greatly complicates the proposed algorithm. In this method, as in the previous ones, there is no possibility of imposing restrictions on the values and signs of the conductivities of the equivalent rays. Accounting for the generators of the system being transformed only in the form of a total injection in a generalized schematic node limits the application of this equivalent to the study area of steady-state modes.

1.5 Conclusion

When designing power systems, it is necessary to have reliable information about the processes that occur in them, for this purpose they represent the power system under study by a simpler system, its equivalent.

At the same time strict requirements are drawn up to the equivalent.

There are various methods of modal equivalentization: the Gauss method, the EIA equivalent, the Dimo method.

The Gauss method, on which the PC RastrWin3 is based, makes it possible to take into account the static characteristics of the equivalent nodes in terms of voltage and frequency, and the limits for controlling the reactive power of equivalent generators.

REI-equivalence is effective for use in the algorithms for calculating the steady-state modes of complex power system. The advantage of this method is the relative simplicity of its implementation and the small amount of the resulting

equivalent. The main equivalent indicator is to ensure strict equality of power losses in equivalent and equivalent circuits in the basic mode and close approximation in adjacent modes.

The X-REI models of the Dimo method are used to study the modes of the systems in solving the ASDU problems.