

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники (ЭСиЭ)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка алгоритма функционирования устройств автоматики ликвидации асинхронного режима на основе данных синхронизированных векторных измерений

УДК 621.311.018.53:621.3.087.45

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Д	Кириленко Алексей Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭЭС	Кац И.М.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Фигурко А. А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Невский Е.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	к.т.н., зав. кафедрой		

Томск – 2017 г.

Запланированные результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	<i>Совершенствовать</i> 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.
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками</i> как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	<i>Использовать</i> 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.
P4	<i>Использовать</i> 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>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P6	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.
P7	Выполнять инженерные проекты с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	Проводить инновационные инженерные исследования в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	Проводить технико-экономическое обоснование 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.
P10	Проводить монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P11	Осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	Разрабатывать рабочую проектную и научно-техническую документацию в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять оперативную документацию, предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники (ЭСиЭ)

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) **Прохоров А.В.**
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5Д	Кириленко Алексею Викторовичу

Тема работы:

Разработка алгоритма функционирования устройств автоматики ликвидации асинхронного режима на основе данных синхронизированных векторных измерений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 08.02.2017 г. № 626/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; режим работы; 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>	1. Требования стандарта к функционированию автоматики ликвидации асинхронного режима 2. Среда разработки, язык программирования, используемые протоколы передачи данных
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(обзор литературных источников; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Изучение нормативных требований к автоматике ликвидации асинхронного режима 2. Анализ используемых на практике подходов к выполнению автоматике ликвидации асинхронного режима 3. Изучение принципов работы систем синхронизированных векторных измерений 4. Формализация принципов работы автоматике ликвидации асинхронного режима на основе синхронизированных векторных измерений и их проверка 5. Исследование подходов к реализации алгоритма, их программное выполнение и последующая проверка
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	Фигурко А.А.
Социальная ответственность	Невский Е.С.
Раздел на иностранном языке	Исакова Ю.И.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
The control and protection applications of synchronized phasor measurements	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭЭС	Кац И.М.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Д	Кириленко Алексей Викторович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 109 с., 56 рис., 8 табл., 26 источников, 1 прил.

Ключевые слова: Асинхронный режим, автоматика ликвидации асинхронного режима, синхронизированные векторные измерения, противоаварийная автоматика.

Объектом исследования является автоматика ликвидации асинхронного режима на основе синхронизированных векторных измерений.

Цель работы – разработка алгоритма автоматики ликвидации асинхронного режима на основе синхронизированных векторных измерений, удовлетворяющего требованиям стандартов, а также программной реализации данного алгоритма.

В процессе исследования проводилось: математическое моделирование переходных процессов энергосистем, объектно-ориентированное моделирование, а также использовались методы цифровой обработки сигналов.

В результате исследования получены: детальное описание предлагаемого алгоритма, подтверждение высказываемых предположений путем проверки на сертифицированной модели реальной энергосистемы, программно-аппаратная архитектура устройства АЛАР, использующего разработанный алгоритм.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: алгоритмическая простота, отсутствие необходимости в предварительных расчетах, высокая надежность, эффективность и селективность работы, отсутствие зависимости от промежуточной нагрузки и ремонтных режимов защищаемой связи.

Степень внедрения: разработан детальный алгоритм работы и предложена программно-аппаратная архитектура.

Область применения: сети всех уровней напряжений, к которым предъявляются требования селективного определения асинхронного режима.

Экономическая эффективность/значимость работы: снижение затрат за счет отсутствия необходимости в установке устройств АЛАР на промежуточных подстанциях, снижение возможных убытков за счет исключения ложных и неселективных срабатываний.

В будущем планируется: более детальное изучение особенностей работы алгоритма в сетях напряжения 110-220 кВ, исследование и разработка требований к сопутствующим коммуникационным сетям и системам.

Обозначения и сокращения

АР – асинхронный режим;

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима;

ЭС – энергосистема;

ПС – подстанция;

КЗ – короткое замыкание;

ЭЦК – электрический центр качаний;

ЭДС – электродвижущая сила;

УВ – управляющее воздействие;

АПВ – автоматическое повторное включение;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;

МДП – максимально-допустимый переток;

СВИ – синхронизированные векторные измерений;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

SCADA – supervisory control and data acquisition;

PMU – phasor measurement unit;

PDC – phasor data concentrator.

Оглавление

Введение.....	9
Глава 1. Асинхронный режим и автоматика ликвидации асинхронного режима	11
1.1 Установившийся двухчастотный асинхронный режим	12
1.2 Требования к автоматике ликвидации асинхронного режима ...	18
1.3 Наиболее распространенные виды устройств АЛАР.....	20
1.4 Сравнительный анализ подходов к реализации АЛАР.....	31
Заключение к главе 1	34
Глава 2. Разработка алгоритма АЛАР, использующего данные синхронизированных векторных измерений	35
2.1 Описание подхода к организации АЛАР	35
2.2 Описание принципа действия АЛАР	37
2.2.1 Блок вычислений	38
2.2.2 Блок логики основной ступени	44
2.2.3 Блок логики резервной ступени	47
2.2.4 Блок блокировки при КЗ	48
2.2.5 Блок контроля защищаемой связи	49
2.3 Проверка алгоритма на тестовой модели энергосистемы	50
Заключение к главе 2	62
Глава 3. Программная реализация алгоритма АЛАР на основе синхронизированных векторных измерений	63
3.1 Программно-аппаратная архитектура.....	63
3.2 Диаграмма классов.....	66
3.3 Описание программной реализации	68

3.4	Примеры работы	71
	Заключение к главе 3	81
Глава 4.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	83
4.1	SWOT-анализ научно-технического проекта.....	83
4.2	Планирование и формирование графика реализации научно- технического проекта	85
4.3	Составление сметы научно-технического проекта	89
4.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления). 91	
4.5	Определение сравнительной эффективности проекта.....	93
	Заключение к главе 4	94
Глава 5.	Социальная ответственность	96
5.1	Последствия, вызванные неправильной работой алгоритма АЛАР	98
5.2	Последствия, вызванные неправильной работой технических средств.....	101
	Заключение к главе 5	105
	Заключение	106
	Список использованных источников	107
	Приложение А	110

Введение

Для повышения экономичности эксплуатации, современные энергосистемы работают в режимах, все более приближающимся к предельным. Такие условия работы накладывают все более жесткие технические требования ко всем без исключения объектам энергосистем.

Нарушение устойчивой работы ЭЭС и развитие асинхронного режима (АР) могут произойти из-за наложения большого количества неблагоприятных факторов, учет которых на стадии проектирования энергосистем далеко не всегда является возможным.

Асинхронный режим, особенно опасный своими последствиями в энергосистемах сложных структур, является аварийным режимом, при появлении которого, наиболее важной задачей является его скорейшее прекращение путем деления ЭЭС. Данная задача решается автоматикой ликвидации асинхронного режима (АЛАР). В тоже время, крайне нежелательной является ложная работа устройств АЛАР, следовательно, такие устройства должны обладать определенной надежностью и селективностью работы.

Традиционные устройства АЛАР, обычно используют только локальную информацию о параметрах режима энергосистемы, которая не всегда является достаточной. Также, для обеспечения выполнения требований к АЛАР необходимо проводить большое количество расчетов по выбору параметров их работы. При этом, как правило, нет возможности проанализировать все возможные факторы, влияющие на работу АЛАР. В ряде случаев из-за существующих ограничений используемых устройств АЛАР необходимо осуществлять установку дополнительных устройств.

Синхронизированные векторные измерения предоставляют возможность получения исчерпывающих данных о работе энергосистемы в режиме реального времени. Такие данные могут быть использованы в устройствах АЛАР для значительного повышения их технических, эксплуатационных и экономических

характеристик. Интенсивное развитие коммуникационных сетей в энергосистемах, распространение высокоскоростных каналов связи, а также повсеместная установка устройств синхронизированных векторных измерений создают благоприятные условия для реализации таких АЛАР.

Целью данной работы является разработка алгоритма АЛАР на основе синхронизированных векторных измерений. Отличием от аналогичных предлагаемых АЛАР является акцент на обеспечении надежной и эффективной работы, детальное описание и апробация алгоритма во множестве режимов работы, включая полученные на сертифицированных моделях энергосистем, а также разработка программно-аппаратной архитектуры и программной реализации.

Поставленная цель достигается путем исследования процессов, происходящих при АР с помощью аналитических моделей и с помощью математического моделирования переходных процессов в энергосистемах; выявления оптимальных и достаточных критериев срабатывания и формализации алгоритма; разработки программной реализации алгоритма АЛАР на языке программирования С# и его последующей проверки.

Глава 1. Асинхронный режим и автоматика ликвидации асинхронного режима

Асинхронный режим (АР) в современных энергосистемах представляет из себя один из самых опасных и тяжелых режимов работы. В результате протекания АР возможно развитие аварийного режима в энергосистеме, что приводит к нарушению электроснабжения потребителей, повреждению оборудования и потере устойчивости нагрузки, в том числе потребителей собственных нужд энергообъектов [1]. Последнее явление является наиболее опасным, поскольку, в случае отсутствия принятия специальных мер, является основной причиной появления лавины напряжения и/или частоты, что в свою очередь влечет за собой системную аварию (англ. “blackout”).

Под устойчивостью энергосистемы понимают свойство энергосистемы, для заданного начального состояния, будучи подвергнутой какому-либо возмущению, восстанавливать изначальное или переходить к новому состоянию, такому что в нем возможно длительное существование системы [1]. При этом в процессе перехода параметры рассматриваемой энергосистемы должны оставаться ограниченными.

Появление асинхронного режима (АР) в энергосистеме в большинстве случаев происходит из-за наложения множества факторов, приводящих к нарушению устойчивости той или иной связи или сечения. Если в энергосистеме присутствует опасное сечение, которое могло быть ослаблено в результате ремонта одной из линий или послеаварийного режима работы, то в зависимости от распределения потоков мощности, а также тяжести и места возмущения, возможно нарушение статической или динамической устойчивости в данном сечении. При этом под возмущениями понимаются простые и сложные динамические переходы, в результате которых происходит изменение схемы энергосистемы, без и с предшествующим коротким замыканием (КЗ) в энергосистеме соответственно.

1.1 Установившийся двухчастотный асинхронный режим

Для целей своевременной и эффективной ликвидации асинхронного режима необходимо получить зависимости между основными параметрами АР, а также оценить влияние таких режимов на энергосистему в целом. Для данной цели используется простейший случай установившегося двухчастотного АР, с допущениями постоянства разности частоты между концентрированными энергосистемами которые задаются постоянными ЭДС [2, 3], а также однородность связи между ними. Схема энергосистемы приведена на рисунке 1.1.

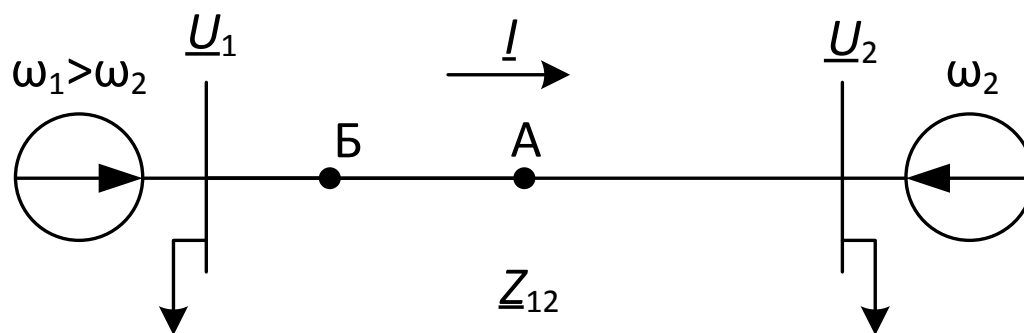


Рисунок 1.1 – Схема энергосистемы для определения параметров двухчастотного АР

На рисунке 1.1 приведены следующие обозначения, используемые далее:

ω_1 – частота вращения генераторов энергосистемы №1, рад/с;

ω_2 – частота вращения генераторов энергосистемы №2, рад/с;

$\underline{Z}_{12}$ – полное сопротивление связи между двумя энергосистемами, о.е;

$\underline{I}$ – ток по связи между двумя энергосистемами, о.е;

$\underline{U}_1$ – напряжение на шинах энергосистемы №1, о.е;

$\underline{U}_2$ – напряжение на шинах энергосистемы №2, о.е.

Точке Б соответствует электрическое расстояние $\underline{Z}_{1Б} = 0.2\underline{Z}_{12}$, точке А $\underline{Z}_{1А} = 0.5\underline{Z}_{12}$, относительно энергосистемы №1.

Используя приведенные величины, могут быть получены интересные параметры режима:

Ток по связи:

$$\underline{I} = \frac{\underline{U}_1 - \underline{U}_2}{\underline{Z}_{12}}. \quad (1.1)$$

Напряжение в любой точке линии, например точке Б, удаленной от энергосистемы на сопротивление $\underline{Z}_{1Б}$, о.е.:

$$\underline{U}_Б = \underline{U}_1 - \underline{I} \cdot \underline{Z}_{1Б}. \quad (1.2)$$

Сопротивление, измеренное реле сопротивления установленное в точке Б, о.е. :

$$\underline{Z}_Р = \frac{\underline{U}_Б}{\underline{I}}. \quad (1.3)$$

Мощность, передаваемая по связи, измеренная в точке Б, о.е.:

$$\underline{S}_Б = \underline{U}_Б \cdot \underline{I}^* = P_Б + jQ_Б. \quad (1.4)$$

Для выражений (1.1) и (1.2) могут быть построены зависимости соответственных величин от угла δ , принятого как разность фаз напряжений $\underline{U}_1$ и $\underline{U}_2$, для различных точек на исследуемой связи и различных соотношений напряжений $\frac{U_1}{U_2} = k$. Для построения зависимостей принимается $k_1 = 1, k_2 = 0.8, k_3 = 1.25$, что соответствует обозначению кривых.

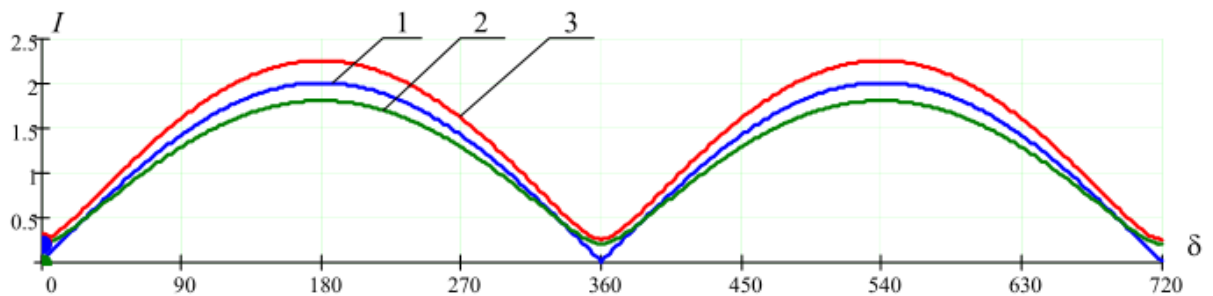


Рисунок 1.2 – Изменение тока связи в зависимости от угла при АР

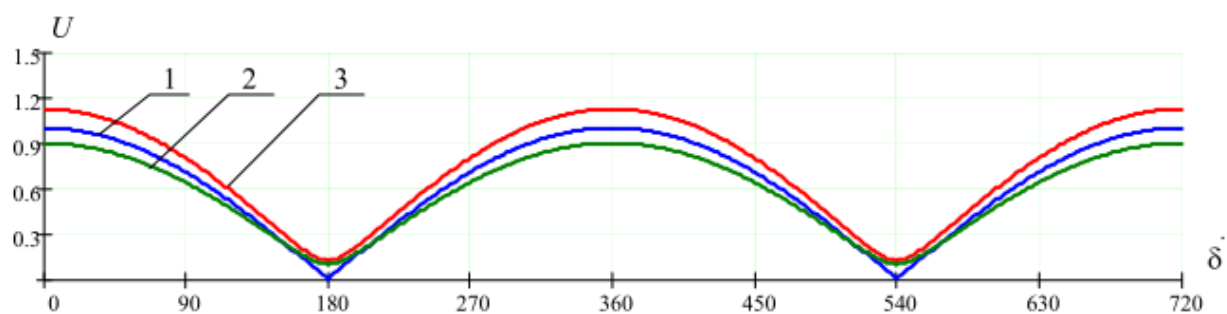


Рисунок 1.3 – Изменение напряжения в точке А, соответствующей электрическому центру при $k_1 = 1$, при АР

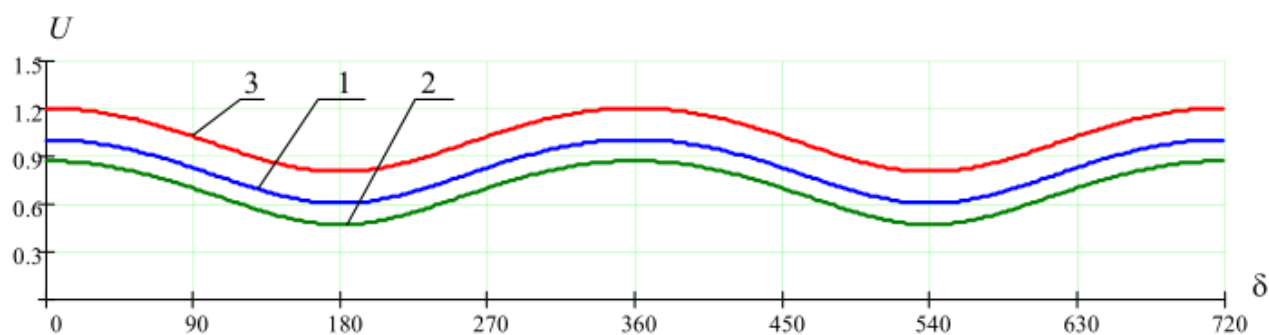


Рисунок 1.4 – Изменение напряжения в точке Б при АР

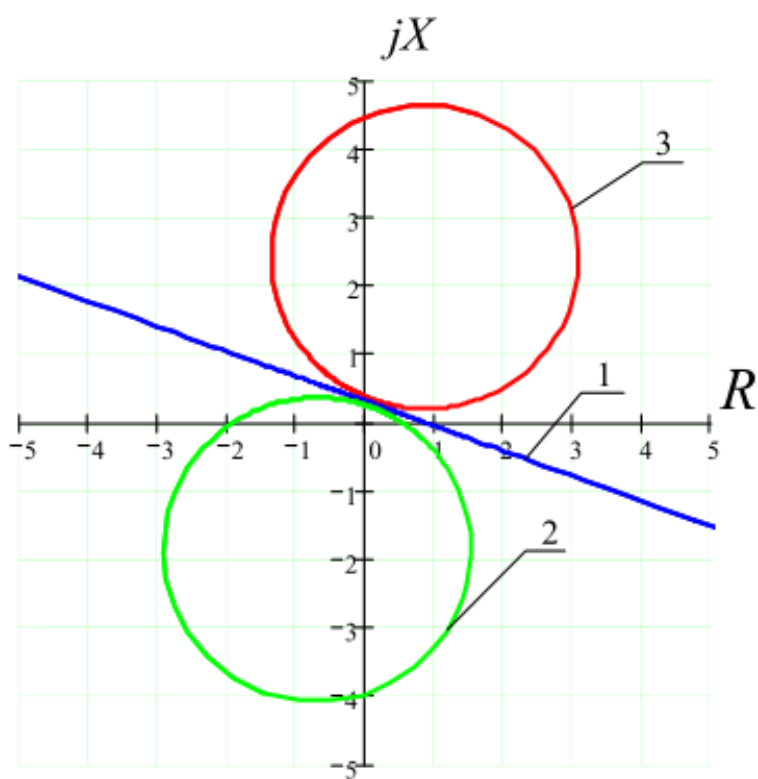


Рисунок 1.5 – Годографы измеренного сопротивления в точке Б при АР

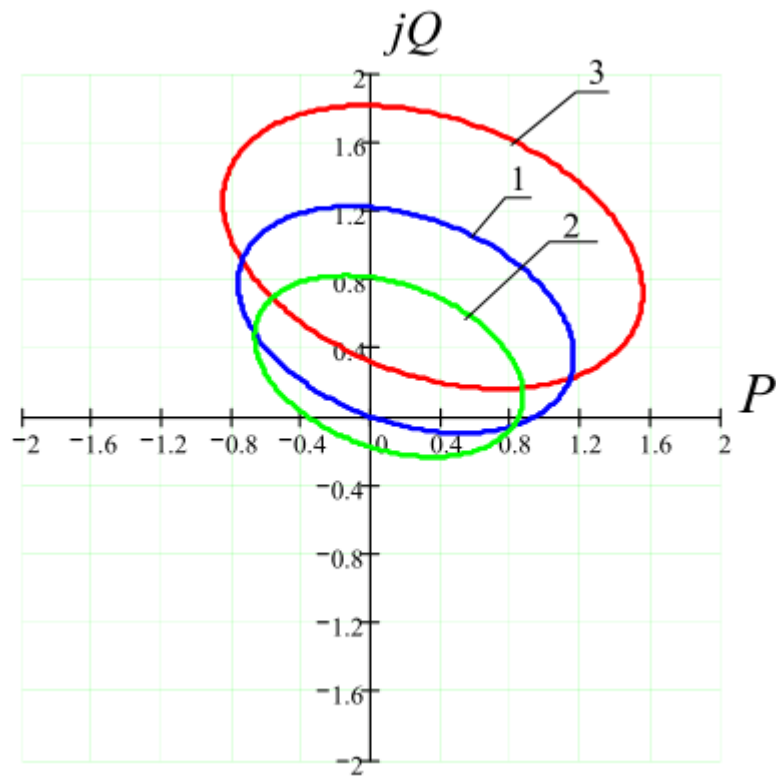


Рисунок 1.6 – Годографы измеренной мощности в точке Б при AP

При любых значениях k , при разности фаз напряжений $\delta = 180^\circ$ на связи существует такая точка, значение напряжения в которой равняется нулю, что отображено на рисунке 1.7. Такую точку называют электрическим центром качания (ЭЦК) [3]. Для данной модели, для любой рассматриваемой точки на связи будет тем больше снижение напряжения, чем ближе она находится к ЭЦК.

В простом случае, положение ЭЦК может быть определено по соотношению:

$$x_{\text{ЭЦК}} = \frac{k}{1+k}. \quad (1.5)$$

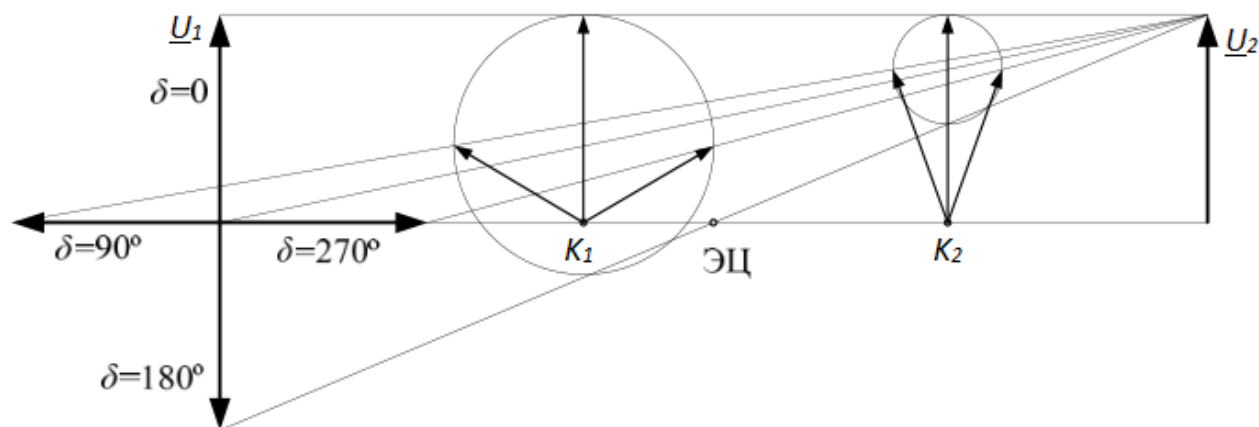


Рисунок 1.7 – Положение ЭЦК на связи и изменение векторов напряжений в различных точках при АР

Из рисунка 1.7 можно сделать вывод, что векторы напряжений в точках, расположенных по разные стороны от ЭЦК в течении периода изменения угла поворачиваются друг относительно друга на 360° , а точки находящиеся по одну сторону от ЭЦК совершают колебания друг относительно друга, которые не превышают $\pm 90^\circ$ по фазе [3]. Данное свойство двухмашинного АР является показательным при протекании АР в энергосистеме, и поэтому его использование может быть положено в основу методов для ликвидации асинхронного режима.

Кратковременный АР обычно не является опасным непосредственно для генераторов, тем не менее может привести к тяжелым последствиям в энергосистеме [1, 2]. Периодические колебания фазных токов, которые могут быть сопоставимы с токами трехфазного короткого замыкания при расхождении векторов напряжений друг относительно друга на углы кратные 180° могут вызывать термическое и электродинамическое повреждение оборудования и неправильную работу релейной защиты и сетевой автоматики. Последнее явление является тем более выраженным и опасным, чем меньше скольжение при АР, поскольку вектора напряжений будут находиться более продолжительное время в области углов, кратных 180° .

Наибольшую опасностью АР являются глубокие периодические снижения напряжения, которые могут быть причиной отключения и нарушения технологических процессов потребителей. В реальной энергосистеме задание критического снижения напряжения и длительности не представляется возможным, поскольку зависит от множества факторов, таких как состав нагрузки потребителей, структура сети и расположение генерирующих мощностей, а также предшествующего потокораспределения и значений скольжения при АР. Меньшим значениям скольжения соответствуют более длительные снижения напряжений около ЭЦК, что делает такие режимы более опасными.

Другим опасным воздействием двухчастотного АР может быть его переход к многочастотному АР, что наиболее вероятно, когда ЭЦК располагается на связи, вблизи мощных электростанций. При многочастотном АР характер изменения электрических величин во времени определяется относительными разностями частот групп генераторов, и может носить нестационарный характер. В связи с этим, возможно неселективное и каскадное деление энергосистемы и нарушение электроснабжения большого числа потребителей и собственных нужд объектов энергосистемы.

В некоторых схемно-режимных условиях, при отсутствии своевременной ликвидации, АР по одной из связей сопровождается значительным колебанием параметров электрического режима по всей энергосистеме, что может быть воспринято как условие для неселективного срабатывания устройств АЛАР и автоматики предотвращения нарушения устойчивости даже на удаленных связях. Такое поведение устройств автоматики ведет к утяжелению развития аварийного режима. В таких случаях особенно важным является скорость ликвидации АР.

1.2 Требования к автоматике ликвидации асинхронного режима

Для предотвращения и ликвидации АР и минимизации его негативных воздействий, в энергосистемах используется так называемая автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), к функционированию и организации которой предъявляются специфические требования, описанные в стандартах [4, 5].

Некоторые термины и определения, использующиеся в стандарте:

- *Деление энергосистемы (ДС)*: разделение энергосистемы на две или более несинхронно работающие части;
- *Начало цикла АР*: момент времени в течение АР, в который напряжение в ЭЦК снижается до нуля;
- *Длительность цикла АР*: период времени между двумя последовательными моментами времени, в которые напряжение в ЭЦК снижается до нуля;
- *Многочастотный АР*: АР энергосистемы, характеризующийся наличием трех и более групп несинхронно вращающихся генераторов.

Для АЛАР, предназначенной для ликвидации АР между частями энергосистем можно выделить следующие организационные требования:

1. На связях, где возможно появление АР, необходимо обеспечить селективное выявление АР с ЭЦК в любой точке защищаемой связи;
2. Допускается выдача управляющих воздействий (УВ) АЛАР, направленные на деление системы и отключение генераторов. При этом редакция стандарта [4] не допускает выдачу других управляющих воздействий с целью ресинхронизации;
3. Управляющее воздействие, направленное на ДС, должно производиться отключением линий и/или электросетевого оборудования с запретом осуществления автоматического повторного включения (АПВ) для всех отключаемых выключателей;

4. Выбор отключаемых линий и других элементов сети производится с учетом:
 - минимизации небалансов мощности в разделяемых частях энергосистемы, для чего также допускается отключение элементов на смежном объекте сети;
 - минимизации количества отключаемых выключателей;
 - недопущение отключения промежуточных потребителей, подключенных к защищаемой связи при ДС.
5. Устройства АЛАР, установленные на связях 330 кВ и выше должны иметь первую ступень, настроенную на выдачу УВ на ДС до начала второго цикла асинхронного режима;
6. Устройства АЛАР, установленные на связях 220 кВ и ниже должны выдавать УВ на ДС до начала пятого цикла АР. Также такие устройства должны выдавать УВ на ДС после выдачи УВ на ДС в сети более высокого напряжения в данной связи, тем самым обеспечивая согласование работы;
7. При возможности развития многократного АР, требуется устанавливать устройства АЛАР, выдающие УВ на ДС до начала первого цикла АР.

Основные требования к функционированию устройств АЛАР:

1. выявление АР и выдачу УВ;
2. отсутствие срабатывания при отсутствии АР в контролируемой связи;
3. определение количества циклов АР.

Первый пункт соответствует селективному выявлению наличия ЭЦК в контролируемой области. Второй пункт определяет отсутствие срабатывания при нагрузочных режимах, устойчивых синхронных качаниях, коротких замыканиях и внешних АР. Третий пункт обычно используется для обеспечения резервирования первых ступеней или других устройств АЛАР.

1.3 Наиболее распространенные виды устройств АЛАР

В зависимости от допустимости кратковременного АР и его влияния на объекты электроэнергетики, можно охарактеризовать три исторически сложившихся подхода к выполнению АЛАР [1,3,6,7]:

- Неселективные быстродействующие устройства АЛАР;
- Устройства АЛАР, действующие на первом цикле АР;
- Устройства АЛАР, действующие после нескольких циклов АР.

Далее приводится описание некоторых способов реализации данных подходов к выполнению АЛАР:

Неселективные быстродействующие устройства АЛАР:

Такие устройства реализуют выдачу УВ в начальной фазе развития процесса нарушения устойчивости, применяются на таких связях, где расхождение векторов ЭДС эквивалентных генераторов может приводить к недопустимым последствиям. Раньше такие устройства также устанавливались на неответственных связях для снижения затрат и упрощения эксплуатации.

1. Устройства АЛАР, фиксирующие изменение тока.

Такое устройство реализуется путем измерения токов во всех трех фазах, и фиксации факта возрастания тока при развитии АР, который в простейшем случае пропорционален углу между векторами напряжений эквивалентных ЭДС [1]. Для отстройки от несимметричных КЗ, выдача управляющих воздействий реализуется при срабатывании реле всех трех фаз, что равноценно их последовательному включению (логическое И). Для отстройки от трехфазных КЗ обычно вводится выдержка времени не более 0,2 – 0,3 секунд, однако трехфазные КЗ являются относительно редкими явлениями, надежно выявляются современными защитами и ликвидируются с минимальной задержкой.

Уставка срабатывания по току выбирается по предварительным расчетам АР такой, чтобы выдача управляющих воздействий (с учетом выдержки времени) на деление системы происходила при разности углов векторов напряжений ЭДС не более заданной. При выборе уставки также необходимо учитывать отстройку от наибольшего рабочего тока в различных доаварийных режимах (1.6) и обеспечивать необходимую чувствительность к максимальному току при АР (1.7):

$$I_{cp1} \geq K_{зап} \cdot I_{p\ max}, \quad (1.6)$$

$$I_{cp2} \leq \frac{I_{ap\ max}}{K_{\chi}}, \quad (1.7)$$

Где I_{cp1}, I_{cp2} – уставки срабатывания по току, А;

$K_{зап} = 1,1 \div 1,3$ – коэффициент запаса, о.е.;

$I_{p\ max}$ – максимальный рабочий ток, о.е.;

$I_{ap\ max}$ – максимальный ток при АР, о.е.;

$K_{\chi} = 1,4 \div 1,5$ – коэффициент чувствительности, о.е.

Значение максимального рабочего тока $I_{p\ max}$ определяется расчетным путем, а так же учитывается возможное увеличение токов в ремонтных схемах и при отключении шунтирующих связей.

Значение максимального тока при АР определяется с учетом его снижения в ремонтных схемах при отключении части генераторов или в режимах минимальных нагрузок. Таким образом, для оценки чувствительности по (1.7) принимается наименьшее из возможных значений максимальных токов при АР в схемно-режимных условиях, где срабатывание АЛАР является обязательным.

При необходимости улучшения отстройки от синхронных качаний, алгоритм АЛАР может быть дополнен вспомогательными сигналами, либо увеличена уставка по току и выдержка времени. Второе решение может быть использовано, если это не приведет к недопустимому снижению напряжения и

развитию многочастотного АР, а также при обеспечении необходимой чувствительности.

2. Устройства АЛАР, моделирующие угол между векторами эквивалентных ЭДС.

Схематическая реализация подобного устройства приведена на рисунке 1.8.

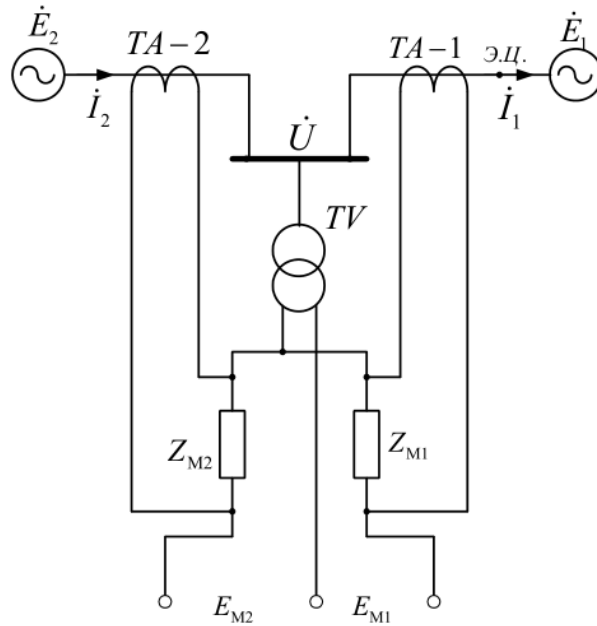


Рисунок 1.8 – Способ моделирования угла между векторами эквивалентных ЭДС

На рисунке: $\dot{E}_1, \dot{E}_2$ – эквивалентные ЭДС; $\dot{I}_1, \dot{I}_2$ – измеряемые токи линий; $\dot{U}$ – измеряемое напряжение в точке подключения; $\dot{Z}_{M1}, \dot{Z}_{M2}$ – сопротивления, моделирующие участки электропередачи в обе стороны; $\dot{E}_{M1}, \dot{E}_{M2}$ – моделируемые ЭДС. Данные величины связываются следующими соотношениями, где n_{TV}, n_{TA} – коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения и тока:

$$\dot{E}_{M1} = \frac{\dot{U}}{n_{TV}} - \frac{\dot{I}_1}{n_{TA}} \dot{Z}_{M1}, \quad (1.8)$$

$$\dot{E}_{M2} = \frac{\dot{U}}{n_{TV}} + \frac{\dot{I}_2}{n_{TA}} \dot{Z}_{M2}. \quad (1.9)$$

Значение разности углов векторов напряжений определяется:

$$\delta = \arg \dot{E}_{M1} - \arg \dot{E}_{M2}. \quad (1.10)$$

Настройка таких АЛАР заключается в выборе соответствующих защищаемому участку электропередачи $\dot{Z}_{M1}, \dot{Z}_{M2}$ и уставки $\delta_{\text{ср}}$, определяющей разность углов, при которых происходит срабатывание в нормальной и ремонтных схемах. Уставка $\delta_{\text{ср}}$ должна быть больше минимального значения, определяемого условиями отстройки от синхронных качаний и меньше максимального значения, определяемого наибольшим допустимым расхождением векторов напряжений и снижением напряжения во всех интересующих схемно-режимных ситуациях.

Устройства, основанные на моделирование угла, не должны устанавливаться вблизи ЭЦК, поскольку значительные снижения напряжения вызывают погрешности при моделировании углов и могут привести к отказу срабатывания [1,3]. Для корректного срабатывания также необходимо перекрытие моделируемым сопротивлением ЭЦК в нормальной и ремонтных схемах, и отстройка от синхронных качаний.

Устройства АЛАР, действующие на первом цикле АР:

Такие устройства применяются, когда допустимо расхождение векторов ЭДС эквивалентных генераторов для повышения селективности определения АР, однако при отсутствии ликвидации АР до начала второго цикла, он может перейти в многочастотный.

1. Устройства АЛАР, моделирующие угол между векторами эквивалентных ЭДС.

Современным примером является устройство АЛАР-М, разработанное ОАО «Институт Энергосетьпроект» [2,8]. Принцип работы данного устройства аналогичен моделированию углов между векторами эквивалентных ЭДС, рассмотренному выше, однако имеет микропроцессорное исполнение с

дополнительными возможностями, такими как моделирование элементов энергосистемы пассивными четырехполюсниками, что повышает точность определения наличия АР. Структурная схема представлена на рисунке 1.9.

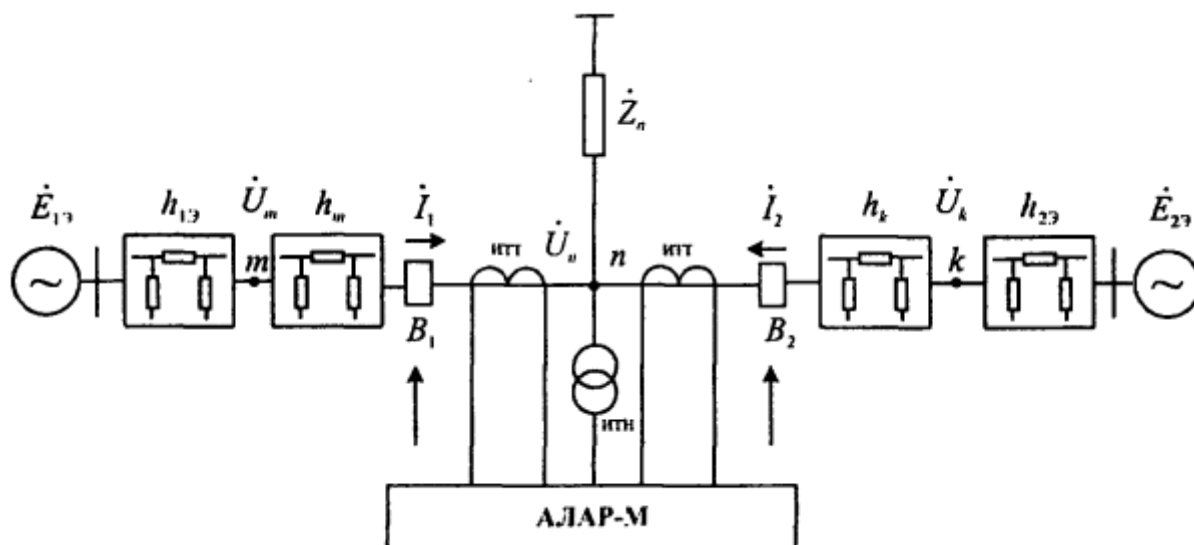


Рисунок 1.9 – Структурная схема АЛАР-М

На рисунке 1.9 приняты следующие обозначения: n – узел, к которому подключено устройство; m, n – узлы, ограничивающие контролируемую область линии; B_1, B_2 – выключатели линий; $\dot{E}_{13}, \dot{E}_{23}$ – вектора ЭДС эквивалентных генераторов; $\dot{I}_1, \dot{I}_2$ – вектора токов примыкающих линий; h_{13}, h_m, h_k, h_{23} – передаточные матрицы четырехполюсников, замещающих соответствующие участки связи.

Эквивалентные ЭДС определяются согласно следующим выражениям:

$$\dot{E}_{13} = E_{13} e^{j\varphi_1} = \dot{K}_1 \dot{U}_n + \dot{K}_2 \dot{I}_1, \quad (1.11)$$

$$\dot{E}_{23} = E_{23} e^{j\varphi_2} = \dot{K}_3 \dot{U}_n + \dot{K}_4 \dot{I}_2, \quad (1.12)$$

Где $\dot{K}_1, \dot{K}_2, \dot{K}_3, \dot{K}_4$ – коэффициенты матриц каскадного соединения четырехполюсников моделируемых элементов.

Алгоритмическая реализация заключается в расчете значений прямой последовательности токов и напряжений, измеренных в месте установки

устройства, на основе которых определяются вектора напряжений и ЭДС в удаленных точках.

Для выявления АР рассчитывается разность между углами смоделированных векторов напряжений эквивалентных генераторов аналогично (1.10). В качестве граничного критерия по условию нарушения устойчивости двухмашинной энергосистемы принимается $\delta_{\text{мод}} = 180^\circ$, который используется для определения наличия ЭЦК в контролируемой связи. Однако, при наличии обоснования, может быть задана меньшая уставка, что сделает работу устройства быстродействующей. На основании того, какой из векторов ЭДС является опережающим, определяется знак скольжения и избыточная и дефицитная части энергосистемы.

В алгоритм работы АЛАР-М также включены блокировки от ложного срабатывания при коммутациях и КЗ. Данные блокировки контролирует скорость изменения разности фаз векторов напряжений, отношение напряжения обратной последовательности к прямой последовательности, отношение тока обратной последовательности к прямой последовательности, а также максимальное значение тока прямой последовательности.

2. Устройства АЛАР, основанные на принципе измерения сопротивления.

Такие устройства АЛАР аналогичны по принципу действия устройствам дистанционной защиты и основаны на оценке измеренного сопротивления в месте установки $\dot{Z}_p = \dot{U}/\dot{I}$, с возможностью дополнительного контроля мощности [1,9]. При этом, данные величины рассматриваются на комплексных плоскостях.

Во время АР вектора описывают на комплексной плоскости траекторию, называемую годографом. Годографы сопротивления $\dot{Z}_p$, измеренные в точке А однородной электропередачи без промежуточных отборов мощности приведены на рисунке 1.10.

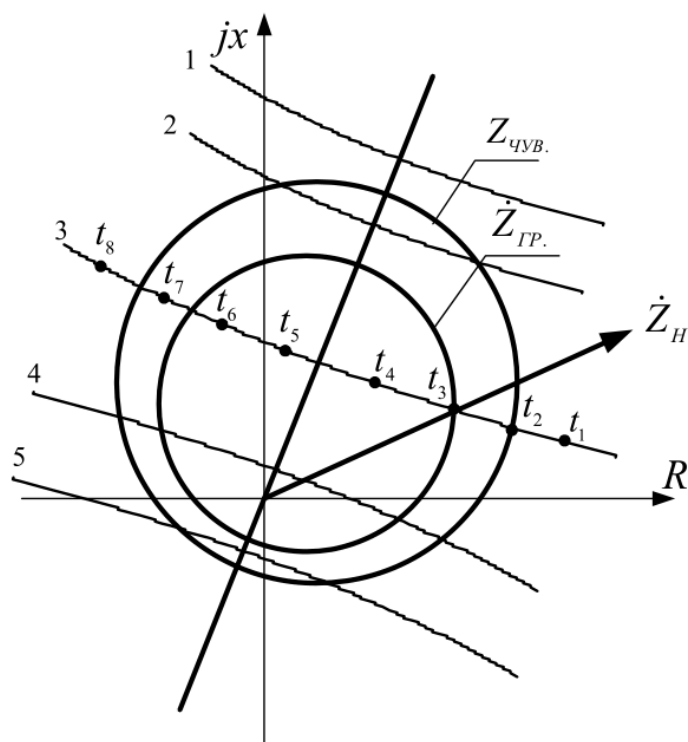


Рисунок 1.11 – Годографы сопротивления

Предполагается, что годографы 3 и 4 соответствуют АР в контролируемой зоне. Характеристика грубого реле $\dot{Z}_{ГР}$ выбирается таким образом, что бы годографы интересующих АР пересекали её. Характеристика чувствительного реле выбирается большего диаметра, по сравнению с грубой, с учетом его ограничения отстройкой от наиболее тяжелых нагрузочных режимов, определенных $\dot{Z}_H$.

При КЗ, измеряемое сопротивление уменьшается скачкообразно, а при нарушении устойчивости, вследствие инерции роторов – плавно. Для отстройки от КЗ производится контроль разности времени срабатывания чувствительного и грубого реле $\Delta t = t_3 - t_2$ и работа устройства разрешается только при превышении выдержки времени $t_{ср}$, чем обеспечивается отстройка от КЗ. Однако, недостатком этого метода является трудность обеспечения чувствительности к АР с большими скольжениями, когда $\Delta t \leq t_{ср}$. Качественно данная зависимость показана на рисунке 1.12.

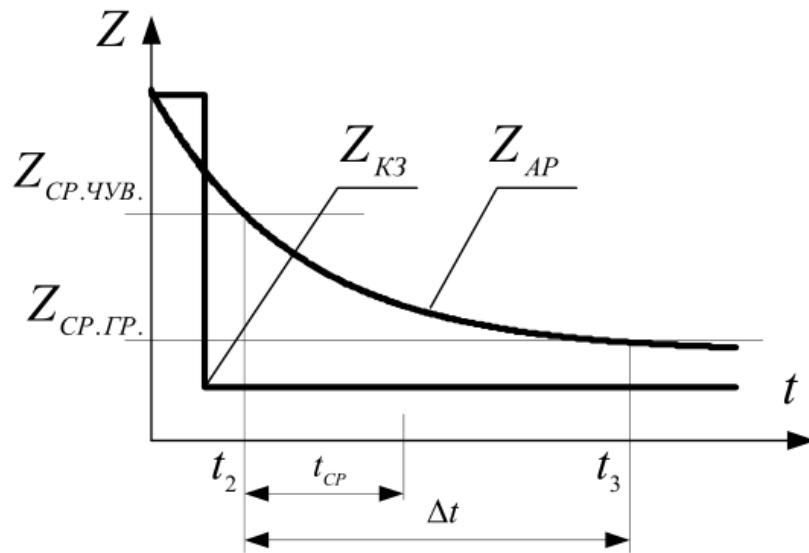


Рисунок 1.12 – Изменение сопротивления во времени при КЗ и АР

Для дополнительного повышения надежности выявления АР может служить факт изменения направления активной мощности при значении разности углов близком к 180° . Для этого применяться реле мощности, разрешающее срабатывание только при срабатывании грубого реле сопротивления. Годографы мощности и работа реле мощности проиллюстрированы на рисунке 1.13.

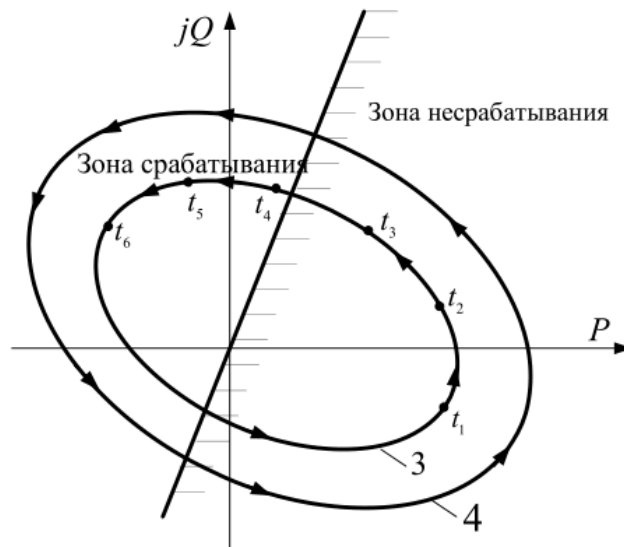


Рисунок 1.13 – Годографы мощности

После предварительного выбора всех параметров такого АЛАР проводится его проверка, и при неудовлетворительной работе могут быть изменены формы характеристик реле сопротивления и мощности, выдержки времени, либо рассмотрена установка устройства на смежных энергообъектах.

Устройства АЛАР, действующие после нескольких циклов АР:

Основное применение таких устройств АЛАР заключается в резервировании работы смежных устройств и первых ступеней на защищаемой связи. Исторически, устройства АЛАР, действующие после нескольких циклов АР применялись на тех связях, где допускалась ресинхронизация после кратковременного АР.

1. Устройства АЛАР, основанные на принципе измерения сопротивления

Данные устройства аналогичны рассмотренным выше, однако используется одно реле сопротивления и одно реле мощности. В качестве половины цикла АР принимается переориентация (возврат или срабатывание) реле мощности в зоне срабатывания реле сопротивления, а в качестве другой половины – обратная переориентация в зоне возврата реле сопротивления. Принцип работы представлен на рисунке 1.14, где переход от точки 1 к точке 2 и наоборот определяет половину цикла.

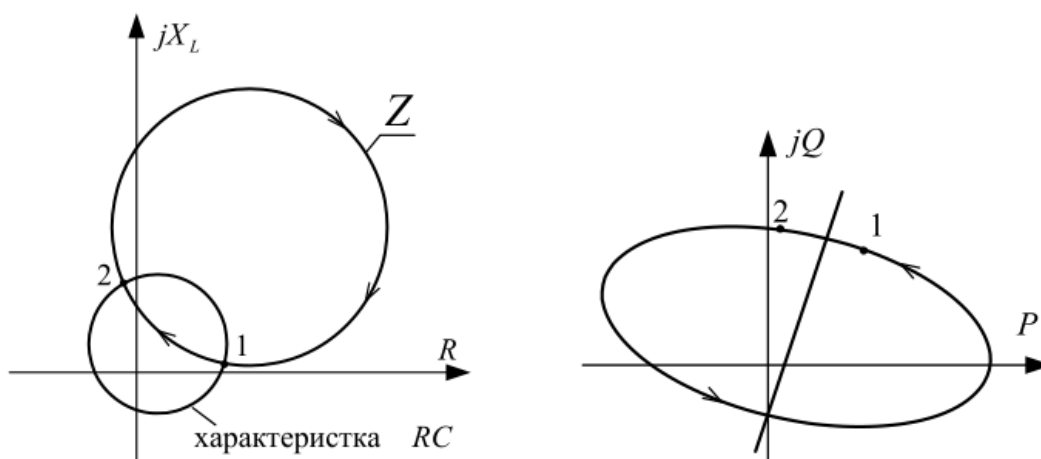


Рисунок 1.14 – Совместная иллюстрация работы реле сопротивления и реле мощности

Такой принцип отсчета циклов АР позволяет оказаться от второго реле сопротивления и обеспечивает работоспособность при АР с большими значениями скольжений.

Требования к настройке реле аналогичны и заключаются в выборе характеристик, охватывающих интересующие АР как на своей связи, так и на смежных связях, и не включающих годограф максимальных нагрузочных режимов.

2. Устройства АЛАР, моделирующие угол между векторами эквивалентных ЭДС.

Примером может служить третья ступень устройства АЛАР-М, структурная схема которого приведена на рисунке 1.9.

Принцип работы этой ступени аналогичен рассмотренному выше. Алгоритм работы заключается в отсчете количества проворотов векторов эквивалентных ЭДС (количество превышений разностью углов векторов напряжений $\pm 360^\circ$), которые соответствуют количеству циклов АР в двухмашинной энергосистеме. Задавая значения сопротивлений, либо коэффициенты многополюсников, моделирующих участки электропередачи, возможно изменение области, в которой происходит контроль АР. Однако, наличие промежуточных отборов мощности на электропередачи может повлечь за собой ложную и неселективную работу.

3. Устройства АЛАР, фиксирующие изменение тока.

Для простых электропередач в качестве резервного может использоваться устройство, фиксирующее колебания тока по связи с периодом не превышающим расчетного в течении заданного времени. Такой АЛАР реализуется с помощью двух реле тока: чувствительного, отстраиваемого от минимального тока АР и грубого, отстраиваемого от максимального тока АР.

Принцип работы приведен на рисунке 1.15.

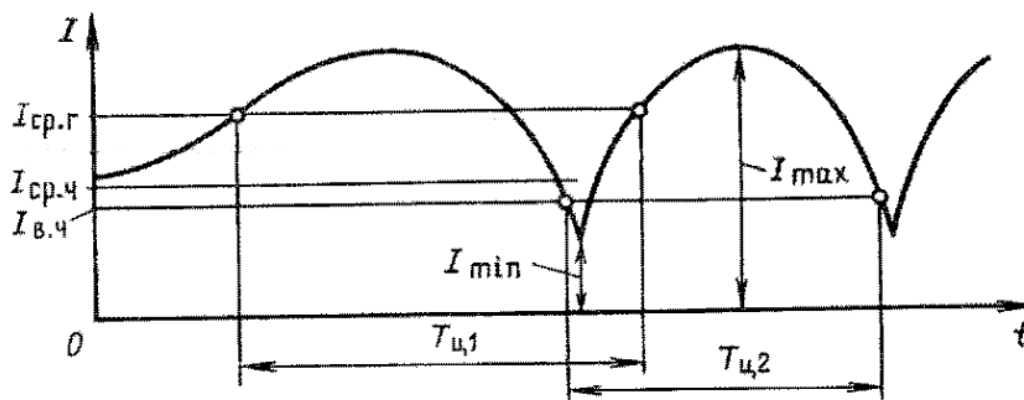


Рисунок 1.15 – Изменение тока при АР

На рисунке 1.15 приведены следующие обозначения: $I_{ср.г}$ – ток срабатывания грубого реле; $I_{ср.ч}$ – ток срабатывания чувствительного реле; $I_{в.ч}$ – ток возврата чувствительного реле; I_{max} , I_{min} – максимальное и минимальное значения токов при АР; $T_{ц1}$, $T_{ц2}$ – интервалы времени между последовательными срабатываниями грубого и возвратами чувствительного реле соответственно.

Интервалы времени $T_{ц1}$, $T_{ц2}$ являются определяющими значение периода АР. Срабатывание АЛАР происходит при нахождении $T_{ц1}$, $T_{ц2}$ ниже уставки реле времени и отсчете заданного числа циклов АР.

По принципу действия не исключено срабатывание устройства при сложных и тяжелых переходных процессах, поэтому может вводиться значительная задержка времени.

1.4 Сравнительный анализ подходов к реализации АЛАР

Далее приводится оценка достоинств и недостатков рассмотренных видов устройств АЛАР с технической точки зрения:

1. Устройства АЛАР, фиксирующие изменение тока.

Достоинства:

- Простота технической реализации: требуются только значения измерений токов;

- Алгоритмическая простота: достаточно срабатывания токовых реле, а также реле времени в некоторых реализациях. Близкое расположение ЭЦК не приводит к снижению надежности срабатывания.

Недостатки:

- Трудность отстройки от нагрузочных режимов: требуются многочисленные расчеты режимов в различных нормальных и ремонтных схемах; необходимость периодической перенастройки при изменении перетоков;
- Трудность отстройки от синхронных качаний и КЗ: характер изменения токов при этих процессах схож с АР, что требует введения выдержек времени и загробления уставок, тем самым снижая эффективность;
- Отсутствие селективности: нет однозначных критериев определения наличия ЭЦК на контролируемой связи; Сильное влияние прилегающих узлов с генерацией на работу устройства.

2. Устройства АЛАР, моделирующие угол между векторами эквивалентных ЭДС.

Достоинства:

- Наименьшее количество требуемых расчетов: использование модели защищаемого участка электропередачи упрощает настройку. Детальные расчеты переходных процессов требуются только в особых случаях;
- Возможность работы устройства в качестве всех трех типов: обеспечение как быстрого действия, так селективного определения ЭЦК и отсчета циклов АР;
- Простая отстройка от синхронных качаний и КЗ, а также задание чувствительности к внешним АР;
- Возможность определения скольжения.

Недостатки:

- Существенная зависимость работы АЛАР от промежуточных отборов мощности и синхронных качаний смежных электростанций;
- Необходимость задания групп уставок для нормальных и ремонтных схем для правильной работы устройств;
- Возможный отказ при перемещении ЭЦК к месту установки устройства: снижение напряжения приводит к невозможности оценки векторов ЭДС эквивалентных генераторов.

3. Устройства АЛАР, основанные на принципе измерения сопротивления.

Достоинства:

- Наиболее полный локальный контроль переходного процесса: определение устойчивости/неустойчивости;
- Непосредственное определение ЭЦК;
- Возможность наиболее детальной настройки.

Недостатки:

- Трудность технической реализации: необходимость согласования характеристик нескольких реле друг с другом для различных переходных процессов;
- Трудность алгоритмической реализации: большое количество влияющих факторов (максимальные нагрузочные режимы, синхронные качания, КЗ);
- Возможность отказа при больших значениях скольжения, при многочастотных АР, и при наличии смежных электростанций. Возможность неселективной работы при наличии промежуточных отборов мощности.

Установка и настройка используемых в энергосистемах устройств АЛАР в большей или меньшей мере является сложным и трудоемким процессом.

Дополнительно к этому зачастую необходима перенастройка устройств, либо использование нескольких групп уставок, в процессе эксплуатации при изменении схемно-режимных ситуаций, состава потребителей и генерации. Недостатки и проблемы рассмотренных устройств имеют место быть в первую очередь из-за фундаментальной ограниченности объема локальной информации, которую могут использовать устройства АЛАР.

Тем не менее, некоторые недостатки, такие как снижение селективности и ложная работа при наличии промежуточной нагрузки, генерации и изменения топологии схемы (в том числе и в ремонтных схемах), могут быть снижены при выполнении АЛАР согласно стандарту [4], подразумевая расположение устройств на всех линиях 330 кВ и выше. Однако, данное решение является дорогостоящим, и зачастую может быть избыточным или даже технически необоснованным.

Заключение к главе 1

1. Рассмотрено явление двухчастотного АР, как наиболее характерного и часто встречающегося в энергосистемах. Приведены качественные зависимости изменения основных режимных параметров при АР, на которых основывается работа АЛАР;

2. Описано влияние АР на различные объекты энергосистемы, показаны негативные последствия АР, а, следовательно, важность роли АЛАР в энергосистеме. Приведены требования стандартов, регулирующих работу АЛАР;

3. Проведен анализ существующих подходов к ликвидации АР и их принципов работы. Были описаны их достоинства, недостатки и существующие проблемы в области организации АЛАР.

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью раздела является анализ научно-технического проекта, выполняемого в рамках магистерской ВКР, по методикам, предложенным в [24] заключающегося в разработке алгоритма функционирования автоматики ликвидации асинхронного режима на основе данных синхронизированных векторных измерений. Основное внимание данного раздела уделено детальному рассмотрению планово-временных и стоимостных показателей процесса выполнения научного исследования.

Достижение заданной цели обеспечивается последовательным решением следующих задач:

- оценка потенциала и перспективности выполнения научно-технического проекта;
- планирование проведения исследований, обработки и анализа их результатов, составления отчетных документов;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей) эффективности исследования.

4.1 SWOT-анализ научно-технического проекта

В качестве эффективного инструмента начальной оценки проекта применяется SWOT-анализ, являющийся универсальным и гибким методом формализации внешних и внутренних воздействий на проект и их последствий. Результаты анализа представляются в наглядном виде и способствуют формированию стратегии развития, либо служат основанием к корректировке каких-либо технико-экономических аспектов проекта.

Применительно к данному проекту, SWOT-анализ позволит оценить сильные и слабые стороны проекта, сопутствующие возможности и потенциальные угрозы, с учетом отраслевой специфики электроэнергетики. Для

этого составляется матрица SWOT, в которой сопоставляются слабые и сильные стороны проекта, возможности и угрозы.

При составлении матрицы SWOT удобно использовать следующие обозначения: С – сильные стороны проекта; Сл – слабые стороны проекта; В – возможности; У – угрозы; При построении интерактивных матриц: «+» – сильное соответствие; «-» – слабое соответствие.

Матрица SWOT приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Матрица SWOT

	<u>Сильные стороны проекта:</u> С1. Высокая эффективность алгоритма С2. Надежность и отказоустойчивость алгоритма С3. Простота настройки и функционирования С4. Гибкость технологии и отсутствие зависимости от поставщика устройств С5. Совмещение функций нескольких устройств	<u>Слабые стороны проекта:</u> Сл1. Зависимость от коммуникационных технологий Сл2. Повышенные требования к оборудованию Сл3. Повышенные требования к квалификации персонала Сл4. Необходимость проведения тестирования и сертификации
<u>Возможности:</u> В1. Модернизация технической базы В2. Развитие коммуникационных технологий В3. Повышение эксплуатационных требований к автоматике энергосистем В4. Низкая конкурентная борьба	В1С3С4С5 В2С1С4 В3С1С2С3	В1Сл1Сл2Сл3Сл4 В2Сл1Сл2 В3Сл2Сл4 В4Сл4
<u>Угрозы:</u> У1. Недоверие потребителей к новым технологиям У2. Недостаточное развитие инфраструктуры У3. Недостаточная инвестиционная политика	У1С1С2С3 У2С1С4С5	У1У2Сл1Сл4 У3Сл2Сл3

На основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации.

Таблица 4.2 – Интерактивная матрица возможностей

Возможности	Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	-	-	+	+	+
	B2	+	-	-	+	-
	B3	+	+	+	-	-
	B4	-	-	-	-	-
	Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
	B1	+	+	+	+	
	B2	+	+	-	-	
	B3	-	+	+	-	
	B4	-	-	-	+	

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица угроз

Угрозы	Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	+	+	+	-	-
	У2	+	-	-	+	+
	У3	-	-	-	-	-
	Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
	У1	+	-	-	+	
	У2	+	-	-	+	
	У3	-	+	+	-	

Факторы, представленные в матрице SWOT были выбраны на основании информации, приведенной в основных главах ВКР, а также в разделе «Социальная ответственность». При отсутствии, либо при низкой интенсивности рассмотренных угроз и при наличии развитой коммуникационной сети (что компенсирует слабую сторону проекта 1), внедрение проекта позволит полностью реализовать его сильные стороны, заключающиеся, в первую очередь, в эффективности и надежности.

4.2 Планирование и формирование графика реализации научно-технического проекта

Основной частью данного раздела является составление графика проведения работ, который предназначен для распределения обязанностей по выполнению работ и определения временных рамок научно-технического проекта.

Определение трудоемкости выполнения работ.

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож\ i}$ используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (4.1)$$

где $t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{max\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях $T_{P\ i}$, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{P\ i} = \frac{t_{ож\ i}}{ч_i}, \quad (4.2)$$

где $T_{P\ i}$ – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

В таблице 4.4 приведены ожидаемая трудоемкость и время выполнения работы.

Разработка графика проведения расчета и проектирования.

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научно-исследовательских работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для определения продолжительности работ используется экспертная оценка.

При построении диаграммы Ганта выделяются следующие работы:

№ 1 – Подбор и изучение материалов по теме – ознакомление с предметом исследования, литературный обзор, рассмотрение существующих решений;

№ 2 – Календарное планирование работ по теме – определение временных рамок исполнения каждого из этапов проекта и формы отчетности;

№ 3 – Математическое моделирование – моделирование энергосистемы и исследование режимов работы, характерных для автоматики ликвидации асинхронного режима;

№ 4 – Разработка алгоритма – анализ результатов моделирования, синтез алгоритма, определение оптимальных критериев его работы и их проверка;

№ 5 – Программная реализация алгоритма – разработка программной архитектуры, компонентов программы, их реализация на выбранной платформе и тестирование;

№ 6 – Оформление основных результатов и дополнительных разделов – составление пояснительной записки ВКР;

№ 7 – Сдача научно-технического проекта – проверка ВКР заинтересованными лицами, устранение недочетов, решение организационных вопросов, подготовка к защите ВКР.

Таблица 4.4 – Временные показатели научно-технического проекта

Название работы	Трудоёмкость работ, чел-дни			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях
	t _{min} ,	t _{max} ,	t _{ож} ,		
1. Подбор и изучение материалов по теме	14	27	19,2	Научный сотрудник	19,2
2. Календарное планирование работ по теме	4	9	6	Научный сотрудник и руководитель	3
3. Математическое моделирование	21	30	24,6	Научный сотрудник	24,6
4. Разработка алгоритма	7	12	9	Научный сотрудник	9
5. Программная реализация алгоритма	21	30	24,6	Научный сотрудник	24,6
6. Оформление основных результатов и дополнительных разделов	7	9	7,8	Научный сотрудник	7,8
7. Сдача научно-технического проекта	15	20	17	Научный сотрудник и руководитель.	8,5
Итого					96,7

На основе таблицы 4.4 строится план-график в рабочих днях, приведенный на рисунке 4.1, с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени с момента выдачи задания на ВКР.

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что ожидаемая продолжительность работ занимает 10 декад, начиная со второй декады февраля, заканчивая второй декадой мая.

№ Работ	Название работ	Исполнители	Ткј, кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				Февраль		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Подбор и изучение материалов по теме	Научный сотрудник	19,2												
2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	3												
		Научный сотрудник	3												
3	Математическое моделирование	Научный сотрудник	24,6												
4	Разработка алгоритма	Научный сотрудник	9												
5	Программная реализация алгоритма	Научный сотрудник	24,6												
6	Оформление основных результатов и дополнительных разделов	Научный сотрудник	7,8												
7	Сдача научно-технического проекта	Руководитель	8,5												
		Научный сотрудник	8,5												

Рисунок 4.1 – диаграмма Ганта для научно-технического проекта

4.3 Составление сметы научно-технического проекта

В процессе формирования сметы проекта используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты технического;
- полная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат научно-технических работ.

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Поскольку все необходимое программное обеспечение является бесплатным (например, Microsoft Visual Studio) и доступным по академической лицензии Томского Политехнического Университета (например, Matlab), то их стоимость не учитывается в данной статье расходов. Аналогично, отсутствуют расходы на приобретение вычислительной техники, поскольку работа выполняется на выделенных университетом компьютерах.

Основными материальными затратами данного проекта являются затраты на канцелярские принадлежности, а также на типографические услуги. Суммарные затраты принимаем равными: $Z_M = 3000$ руб.

Полная заработная плата исполнителей темы.

В настоящую статью включается основная и дополнительная заработная плата всех исполнителей, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей на 2017 год системы окладов и тарифных ставок Томского Политехнического Университета.

Расчет полной заработной платы осуществляется по формуле:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (4.3)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-15 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) исполнителя рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дк} \cdot T_p, \quad (4.4)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.
(таблице 4.4);

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{тс} + З_{допл} + З_{р.к.}}{F_d}, \quad (4.5)$$

где F_d – количество рабочих дней в месяце (26 при 6-дневной рабочей неделе, 22 при 5-дневной рабочей неделе), раб. дн.

$З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$З_{допл}$ – доплаты и надбавки, руб.;

$З_{р.к.}$ – районная доплата, руб.;

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _{тс} , руб.	З _{допл} , руб.	З _{р.к.} , руб.	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	23264	3000	7879	34143	1313	12	15756
Научный сотрудник	14874	3000	5362	20236	778	96,7	75232
Итого З _{осн} , руб.							90988

Оклад руководителя принят в соответствии с должностью «доцента» и степенью кандидата наук; оклад научного сотрудника принят в соответствии с ППС1 и без ученой степени.

Дополнительная заработная плата составляет 12 – 15% от основной заработной платы, расчет дополнительной и полной заработной платы приведен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчет дополнительной и полной заработной платы

Исполнители	k _{доп}	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб.	З _{зп} , руб.
Руководитель	0,15	15756	2363	18119
Научный сотрудник	0,12	75232	9028	84260
Итого З _{осн} , руб.		90988	11391	102379

4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФР) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб}(З_{осн} + З_{доп}), \quad (4.6)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

На 2017 г. в соответствии с главой 34 Налогового Кодекса РФ (гл. 34 НК РФ) установлен размер страховых взносов равный 30,2%.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$З_{\text{внеб}} = 0,32 \cdot (90988 + 11391) = 30714 \text{ руб.}$$

Накладные расходы.

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не включенные в предыдущие статьи расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, расходы содержания помещений и т.д. Величина накладных расходов принимается в размере 16% от суммы сметы.

Формирование сметы проекта.

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции. Определение бюджета затрат на технический проект приведен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Смета технического проекта

№	Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Доля, %
1	Материальные затраты проекта	3,0	1,8
2	Затраты по полной заработной плате исполнителей	102,4	63,2
3	Отчисления во внебюджетные фонды	30,7	19,0
4	Накладные расходы	25,9	16,0
5	Итого	162,0	100,0

Исходя из представленной выше таблицы, можно сделать вывод, что общие затраты на реализацию научно-технического проекта составят 162 тысячи рублей. Основными затратами на выполнение проектных работ являются заработная плата (63,2%) и страховые отчисления (19%), материальные затраты составляют незначительную часть, что соответствует специфики работ. При необходимости снизить общие затраты на реализацию проекта, возможно

стимулирование труда для ускорения выполнения работ, либо рассмотрение параллельного выполнения определенных подзадач.

4.5 Определение сравнительной эффективности проекта

Определение эффективности проекта можно оценить с помощью интегрального критерия:

$$I_{\Sigma i} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.7)$$

где I_{pi} – интегральный показатель эффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Выбор критериев и их весовых коэффициентов производился на основании характеристик, наиболее определяющих работу устройств АЛАР. Сами критерии аналогичны рассмотренным в SWOT-анализе. Рассматриваются виды АЛАР, используемым в настоящее время, основанные на следующих методах: измерения сопротивления, моделирования угла электропередачи, измерения тока линии.

Весовые коэффициенты и балльные оценки для каждого решения определяются экспертной оценкой и приведены в таблице 4.8.

Расчет интегрального показателя эффективности производится согласно формулы (4.7), например, для разрабатываемого алгоритма АЛАР:

$$I_{pi} = 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,30 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,10 + 2 \cdot 0,30 = 3,95.$$

Как видно из таблицы 4.8, показатель эффективности проекта разрабатываемого алгоритма АЛАР имеет наибольшее значение, по сравнению с другими решениями.

Таблица 4.8 – Сравнительная оценка характеристик решений АЛАР

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка решений			
		Разрабатываемый алгоритм	Измерение сопротивления	Моделирование угла электропередачи	Измерение тока линии
1. Эффективность	0,15	5	4	4	3
2. Надежность	0,30	5	4	4	3
3. Простота	0,15	4	2	3	4
4. Гибкость	0,10	5	3	3	2
5.Отсутствие требований к коммуникациям	0,30	2	4	4	5
Итого:	1,00	3,95	3,60	3,75	3,65

Заключение к главе 4

В данной главе был проведен SWOT-анализ проекта, рассматривающий сильные и слабые стороны, а также возможности и угрозы проекта, способствующий формированию направлений стратегии развития. Затем было проведено временное планирование работ с учетом благоприятного и неблагоприятно сценария, и оценка трудоемкости выполнения работ для двух исполнителей. На основании полученных данных, а также сопутствующих материальных затрат, была составлена предварительной смета проекта, основная статья расходов в которой заключается в заработной плате исполнителей, что характерно специфике подобных проектов.

Итого, при разрешении основных слабых сторон, и при учете благоприятных результатов анализа сравнительной эффективности по сравнению с существующими решениями, реализация проекта может считаться целесообразной.