

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Институт «Политехнический»
Факультет «Заочный»
Кафедра «Электрические станции сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

_____ (И.О.Ф.)
_____ 20__ г

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____ (И.О.Ф.)
_____ 20__ г

Разработка программы поддержки решений при ликвидации аварийных
событий в распределительной сети

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА

ЮУрГУ-13.04.02.2019.536.00 ПЗ ВКР

Руководитель работы, доцент:

_____ /В.В. Тарасенко

«__» _____ 20__ г.

Автор работы:

студент группы ПЗ-383

_____ /М.С. Охмак

«__» _____ 20__ г.

Нормоконтролёр, доцент

_____ /В.В. Тарасенко

«__» _____ 20__ г.

Челябинск 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное

образовательное учреждение высшего образования

«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический

Факультет Энергетический

Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения

Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____/И.М. Кирпичникова

_____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную научную работу студента

Охмак Михаил Сергеевич

(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ-383м

1. Тема выпускной квалификационной работы

Разработка программы поддержки решений при ликвидации аварийных
событий в распределительной сети

утверждена приказом по университету от _____ 20__ г. № ____ (приложение № __)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Содержание пояснительной записки (перечень подлежащих разработке
вопросов):

1. Анализ видов защит и ПО, разработанных для применения в зарубежных
электросетях.

2. Разработка «Smart» технологий для внедрения в европейские электросети.

3. Способы защиты электрических сетей в России, применяющиеся сегодня.

4. Разработка интеллектуальных систем противоаварийной автоматики.

5. Разработка программы восстановления послеаварийного режима.

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
1. Анализ видов защит и ПО, разработанных для применения в зарубежных электросетях	Тарасенко В.В.	15.06.19	15.06.19
2. Разработка «Smart» технологий для внедрения в европейские электросети	Тарасенко В.В.	22.06.19	22.06.19
3. Способы защиты электрических сетей в России, применяющиеся сегодня	Тарасенко В.В.	29.06.19	29.06.19
4. Разработка интеллектуальных систем противоаварийной автоматики	Тарасенко В.В.	06.07.19	06.07.19
5. Разработка программы восстановления послеаварийного режима	Тарасенко В.В.	13.07.19	13.07.19

7. Дата выдачи задания 15.06.19

Руководитель _____

(подпись)

(И.О.Ф.)

Задание принял к исполнению _____

(подпись студента)

(И.О.Ф.)

КАДЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
1. Исследование иностранных распределительных электрических сетей на предмет применяемых защит	14.09.19	
2. Исследование внедрения «Smart» технологий в Европе	21.09.19	
3. Изучение распределительных сетей в отечественной энергетике и применяемых в них защит	28.09.19	
4. Анализ внедрения нейронных сетей для защиты электрических сетей	05.10.19	
5. Разработка программы восстановления послеаварийного режима	19.10.19	
6. Оформление НИР	19.10.19	

Аннотация

Охмак М.С.: Разработка программы поддержки решений при ликвидации аварийных событий в распределительной сети.
- ЮУрГУ, 2019, 97с. Библиография – 10 наименований, ил. – 33.

Целью выпускной научно исследовательской работы является разработка способов поддержки диспетчера, необходимых для возможности локализации аварий в системах электроснабжения в автоматическом режиме и их реализация при помощи программного обеспечения (ПО). Устранение нарушений в системе предполагается выполнять двумя способами: 1) Выполнение программным обеспечением оперативных мероприятий, направленных на устранение нарушений в распределительной сети, в автоматическом режиме, после получения разрешения со стороны диспетчера; 2) Выполнение диспетчером мероприятий, рекомендованных программой, являющихся наиболее оптимальными, и направленных на устранение поле аварийного режима работы сети.

При исследовании вопроса по разработке противоаварийных алгоритмов потребовалось:

– изучить, существующие на сегодняшний день, способы контроля режимов работы эл. сетей и методы ликвидации возникающих аварий, как в зарубежных эл. сетях, так и в отечественной эл. энергетике;

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разраб.		Охмак М.С.			Разработка программы поддержки решений при ликвидации аварийных событий в распределительной сети	Лит.	Лист	Листов
Пров.		Тарасенко В.В.					7	97
Н.контр.						ЮУрГУ ПЗ-383		
Утв.		Тарасенко В.В.						

– разработать алгоритмы для возможности выполнения противоаварийных переключений в автоматическом режиме.

– разработка способов получения разрешения программой от диспетчера на выполнение оперативных операций, а также возможность контроля диспетчером решений, предлагаемых программой, направленных на устранение послеаварийного режима работы сети;

– разработка интерфейса программного обеспечения, позволяющего осуществлять: контроль состояния электрической сети, мониторинг ситуации, а также оценку предлагаемых мер, со стороны программы, направленных на восстановление послеаварийного режима работы сети.

Научно исследовательская работа представляет собой следующие разделы:

1) Введение;

2) Истории аварий, как в зарубежных эл. сетях, так и в отечественной энергетике и предпринятые меры для их устранения;

3) Мировая практика в разработке способов автоматизации контроля режимов работы электрических сетей, существующие виды противоаварийной автоматики, применяемые для локализации поврежденных участков в энергосистеме и реконфигурации сети;

4) Разработка противоаварийных алгоритмов, для их, направленных на устранение аварии в эл. сетях, и приведение рабочих показателей электрооборудования в послеаварийном режиме работы к нормальным значениям и их реализация в разрабатываемом ПО.

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Содержание

Введение	11
Сокращения, используемые в работе	14
1 Анализ видов защит и ПО, разработанных для применения в зарубежных электросетях	16
1.1 Виды ПО, применяемые в различных странах, для защиты распределительных сетей	18
1.1.1 «RAS» и «AFL»	18
1.1.2 «ASR»	21
1.1.3 «EDA»	23
1.1.4 «TEPCO – BCU»	27
2 Разработка «Smart» технологий для внедрения в европейские электросети	29
3 Способы защиты электрических сетей в России, применяющиеся сегодня	33
4 Разработка интеллектуальных систем противоаварийной автоматики	38
4.1 Идеи, предлагаемые энергетиками	38
4.2 Применение «Smart» технологий в отечественной энергетике и за рубежом при изучении вопроса локализации аварий в электросетях	41
4.3 Практические разработки	42
4.4 Практический эксперимент для модели «случайного леса»	47
4.5 Нейронные сети Кохонена	50
4.5.1 Практический эксперимент Кохонена при разработке сетей	55
5 Разработка программы восстановления послеаварийного режима	59
5.1 Структура программы	60
5.2 Принцип формирования решений в послеаварийном режиме	64

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

5.3	Примеры работы программы	67
5.3.1	ВЛ, КЛ	67
5.3.2	Секции шин (с.ш.).....	74
5.3.3	Силовой/авто трансформатор	77
5.3.4	Генератор	82
5.4	Реконфигуратор	89
5.5	Способы технической реализации управляющих воздействий и диагностики оборудования при помощи интерфейса	92
	Заключение	96
	Библиографический список	97
	Приложение А	98

Введение

С момента разработки и начала массового применения эл. сетей всех классов напряжений возникла проблема необходимости применения различных способов защиты, как для эл. сети в целом, так, в частности, и эл. оборудования, из которого она состоит. Функция защиты в эл. сетях, выполнять отключение потребителя в случае возникновения аварийных событий, при которых происходит резкий скачок параметров сети тока: (I) и напряжения (U).

Поскольку отключения в сети в случае аварии сопровождаются нарушением эл. снабжения потребителей, необходимо проводить быстрое восстановление сети. На сегодняшний день выполнение оперативных мероприятий, связанных с ликвидацией послеаварийного режима, производится оперативным персоналом вручную с выездом на ПС, в радиусе которой произошла авария, либо на самой ПС. Поскольку определение диспетчером объема необходимого количества операций и выполнение переключений оперативным персоналом занимает довольно продолжительный объём времени, в данной работе предлагаются способы разработки противоаварийных алгоритмов, направленных на быстрое определение поврежденного участка, поиск способов устранения возникшего нарушения и предоставление диспетчеру перечня предлагаемых операций.

Идея автоматической локализации возникающих нарушений в электрических сетях не является принципиально новой в электроэнергетике, поскольку проблема устранения нарушений и быстрое возобновление электроснабжения потребителя была актуальной всегда и главным критерием при её решении играет время устранения аварии.

Поскольку разрабатываемые технологии направлены на совершенствование систем автоматизации в электрических сетях (автоматический контроль, анализ, диагностика, и т.д.), они получили название «Smart» (умных) технологий. Нужно сказать, что европейские страны и Россия по-разному подходят к решению вопроса при разработке способов диагностики сетей, и

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

созданию «Smart» систем, позволяющих за довольно короткий срок устранять возникающие нарушения.

Так страны Европы при внедрении «Smart» технологий большое внимание уделяют вопросам учёта электроэнергии, поскольку европейцы считают необходимым выполнять контроль передачи и потребления электроэнергии, чтобы иметь представление о полной картине энерго распределения по всей территории [2].

Это позволяет разрабатывать концепцию более гибких электрических сетей, зная на какой территории возникает избыток передаваемой мощности и где можно ввести ограничение, а также контролировать участки с дефицитом мощности и направления в которых можно перенаправлять обнаруженный избыток [2].

Большинство автоматизированных программ, разрабатываемых европейскими странами, выполняют измерение и анализ данных потребления электроэнергии. Разработка программ, задача которых продумывать решения в устранении аварий, при нарушениях в электрических сетях за короткий промежуток времени практически не ведётся.

О разработках, производимых в США, известно немного. Есть сведения о существовании ПО, которое кроме измерения параметров сети и предоставления данных в режиме онлайн, выполняет (либо предлагает наиболее оптимальные решения) ограничения потоков передаваемой мощности, что позволяет избежать перегрузок в сети. [1]

Электрические сети России представляют собой довольно сложную структуру, состоящую из энергосистем отдельных территорий, как правило объединённых между собой отдельными линиями. Аварии, возникающие в каждой отдельной системе, вызывают, как нарушение электроснабжения у потребителя, так и способны оказывать воздействие на генератор, питающий сеть. Таким образом, разрабатываемые «Smart» технологии, во всех случаях, связанных с нарушением работы электрооборудования, либо прекращением

										Лист
										12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

электроснабжения потребителя, должны не только уметь отключать неисправный участок, но также выполнять резервирование всех отключенных потребителей по обходным схемам в наиболее оптимальном варианте загрузки всех, имеющихся в резерве, линий.

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Цель данной исследовательской работы, анализ существующих способов локализации послеаварийного режима в распределительных сетях, как в зарубежных сетях, так и в отечественной энергетике.

Исходя из выполненного анализа, предложить идеи по автоматическому восстановлению послеаварийного режима в распределительных сетях. Не исключается рассмотрение способов, предлагаемых иностранными энергетиками, анализ актуальности предлагаемых идей и их развитие, (возможно усовершенствование) с целью адаптирования и реализации в отечественной электроэнергетике.

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Сокращения, используемые в работе

ПО – программное обеспечение

ПС – подстанция

ПА – противоаварийная автоматика

АЧР – автоматическая частотная разгрузка

АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения

АОПН – автоматика ограничения подъема напряжения

АРЛ – автоматическая разгрузка линии

АРТ – автоматическая разгрузка трансформатора

РПН – регулирование под напряжением

ЧДА – автоматика деления по частоте

АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости

РВ – регулирование возбуждения

ЛАР – ликвидация асинхронного режима

ВГ – включение гидрогенератора

ЗГ – загрузка гидрогенератора

ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение

АВР – автоматическое включение резерва

АВРРМ - автоматическое включение резерва по реактивной мощности

АДСН – автоматика деления при снижении напряжения

АПВ – автоматическое повторное включение

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя

КПР – контроль предыдущего режима

АРВ – автоматическое регулирование возбуждения

ПАУ – противоаварийное управление

ЕЭС – единая энергосистема

ЭЭС – электроэнергетическая система

СД – синхронный двигатель

ЛЭП – линия электропередачи

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

ВЛ – воздушная линия

КЛ – кабельная линия

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ОРУ- открытое распределительное устройство

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

МСВ – меж секционный выключатель

К.З. – короткое замыкание

ЛЗШ – логическая защита шин

НН – низкое напряжение

ВН – высокое напряжение

МТЗ – максимальная токовая защита

ЗЗЗ – защита от замыкания на землю

АРМ – автоматизированное рабочее место

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

1 Анализ видов защит и ПО, разработанных для применения в зарубежных электросетях

Для того, чтобы рассматривать электросети с точки зрения проектирования и эксплуатации, наиболее рациональным подходом будет выделение наиболее крупных электросетей в различных странах. Такой подход позволяет оценивать все инновации, которые внедряются крупными энергокомпаниями, занимающимися обслуживанием и эксплуатацией распределительных сетей и сетей высокого напряжения. Анализ деятельности этих компаний позволяет составить представление о внедрении новых разработок при модернизации электрооборудования, а также о совершенствовании методов эксплуатации и диагностики в ведущих энергетических структурах Мира.

Выделяются следующие крупные энергокомпании, занимающиеся эксплуатацией распределительных сетей (таблица 1.1):

Таблица 1.1 – Зарубежные электроэнергетические компании

Страна	Компания	Примечание
Япония	TEPCO (Tokyo Electric Power Company)	-
Италия	TERNA (Rete Elettrica Nazionale S.p.A.)	Владеет сетью высоковольтных линий в Италии. Основная доля компании на рынке производства энергии (98%) позволяет ей быть монополистом в сфере производства и передачи энергии.
Великобритания	National Gridplc	Многонациональная энергетическая и газовая компания.

окончание таблица 1.1

Страна	Компания	Примечание
США	PJM Interconnection	Региональный системный оператор США, обеспечивает электроснабжения территорий 13 штатов, а также округа Колумбия.
	CAISO	Независимый системный оператор США, обеспечивает функционирование 80% территории штата Калифорния и небольшой части штата Невада.
Франция	RTE	Системный оператор, а также оператор магистральных сетей.
Бразилия	ONS	Системный оператор электрических сетей.

Представленные, в таблице 1, компании различных стран имеют следующую специализацию:

- мониторинг рабочих параметров распределительных и электрических сетей,
- разработками превентивной (оповещающей) защиты;
- исследованиями технологий, позволяющих осуществлять прогнозирование рабочих режимов распределительных и электрических сетей, предназначенных для выявления потенциальных угроз возможных отключений потребителей.

На основе данных, полученных в [1], проведён анализ существующих, в иностранных компаниях, способов мониторинга и защиты своих распределительных и электрических сетей. Результаты анализа приведены в приложении А. В результате анализа получены:

– сведения об используемых в электрических сетях разных стран видов защит;

– области исследований для дальнейшей модернизации и совершенствования уже существующих ПА систем.

Кроме информации, представленной в приложении А, в таблице 1.1 указаны меры, применяемые отдельными странами, с целью предотвращения отключения большого числа потребителей [1, 2]:

Таблица 1.2 – Меры защит распределительных сетей в отдельных странах

Вид защиты	Страна		
	Франция	Бразилия	США
Секционирование сетей	+	+	+
Отключение при потере синхронизма	+	нет данных	нет данных
АЧР	+	нет данных	нет данных
Блокировка регулирования переключения отпаек трансформатора	+	нет данных	нет данных
Отключение собственной нагрузки ядерных и твердотопливных энергоблоков	+	нет данных	нет данных

Помимо защит, действующих в распределительных сетях, зарубежными странами также применяется различного рода ПО, задачи которого:

- контроль измеряемых параметров;
- оповещение диспетчеров при достижении контролируемыми параметрами своих критических показателей;
- автоматическая регулировка потоков мощности, с целью предотвращения перегрузок линий контролируемых районов.

1.1 Виды ПО, применяемые в различных странах, для защиты распределительных сетей

1.1.1 «RAS» и «AFL»

В США к одним из таких ПО относится алгоритм восстановительных мероприятий – «RAS» [1].

Имеется информация о существовании ПО «AFL» предназначенного для автоматического ограничения потоков мощности в районных сетях, как в нормальном режиме работы сетей, так и в условиях перегрузки.

Принцип работы ПО «AFL» [1]:

Если контролируемые потоки мощности находятся в пределах, установленных для обоих направлений, программа не работает. Когда контролируемые потоки мощности превышают эти пределы, система автоматического ограничения потоков начинает регулировать работу определенных электростанций на обеих сторонах линии, поддерживая общий баланс мощности в энергосистеме.

Необходимо согласование работы ПО, с системами контроля других параметров, например, автоматического контроля частоты (f) и мощности (S).

Потенциальные противоречия между этими защитами разрешаются путем выделения приоритета системой ограничения потоков, устройства аварийного управления.

Кроме представленных программ двумя другими проектами в США являются:

- а) «Система мониторинга предела устойчивости и частотного отклика малого сигнала»;
- б) «Региональная система мониторинга безопасности и устойчивости напряжения в реальном масштабе времени» [1].

Для дальнейшего обозначения указанных программ с целью их более оптимального обозначения, введем буквенные сокращения: а, б.

Задача системы мониторинга (а):

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Определение и анализ абсолютного значения частоты (f) и затухания нескольких видов колебаний в точках, рассредоточенных по Западной объединенной сети США. Данный проект обеспечит представление глобальной информации о характере и месте выявления колебаний.

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Принцип работы системы мониторинга (а):

Близость по отношению к предельным значениям устойчивости малого сигнала будет оцениваться на основе реальных составляющих доминирующего собственного значения. Согласованность типов колебаний будет оцениваться на основе статистических методов и прямого анализа.

Система мониторинга (б):

Функции, задачи и возможности системы приведены в таблице 1.1.1.1:

Таблица 1.1.1.1 – Система мониторинга безопасности и устойчивости напряжения (U)

Задачи системы (б)
1) Оценка безопасности напряжения (U) в реальном масштабе времени для отдела информационных систем калифорнийской зоны диспетчерского контроля;
2) Создание средств прогностической диагностики для мониторинга имеющихся предельных значений устойчивости напряжения (U);
3) Выявления возможных участков нестабильности и состояний, характеризующихся пониженными предельными значениями в нормальных и аварийных условиях;
4) Прогнозирование нарушений характеристик напряжения (U);
5) Отбор наиболее опасных нештатных ситуаций;
6) Определения слабых элементов, оказывающих влияние на нижний предел устойчивости;
7) Выработка рекомендаций для диспетчеров.

окончание таблицы 1.1.1.1

Функции системы (б)	
1)	Возможность создания инструментов расчета приблизительных предельных значений устойчивости напряжения для любых анализируемых аварийных ситуаций;
2)	Инструменты реального времени, в которых применяются приближенные гиперплоскости для быстрой реализации план – функций;
3)	Расчёт предельных значений устойчивости в переходном периоде;
4)	Расчёт предельных значений устойчивости напряжения (U).

1.1.2 «ASR»

Разработано фирмой Siemens (Германия), применяется в распределительных сетях Франции [1].

В программе используются оперативные данные, выводимые на дисплей в виде карт и таблиц в графическом интерфейсе пользователя, рис.1.1.2.1:

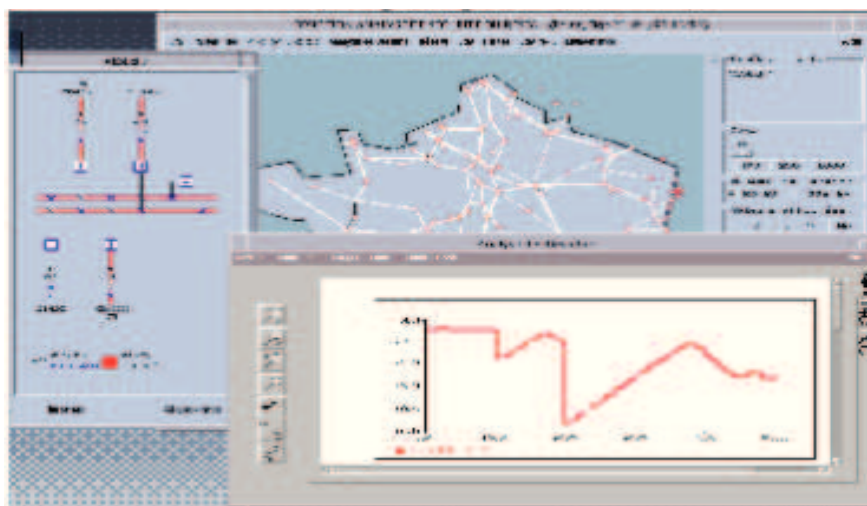


Рис.1.1.2.1 – Графический интерфейс ПО «ASR»

Возможности ПО, а также область применения приведены в таблице 1.1.2.1 [1]:

Таблица 1.1.2.1 – Возможности ПО «ASR»

Функции:
<ul style="list-style-type: none"> – модель оценки функционального состояния; – расчет потоков нагрузки переменного и постоянного тока ($\sim / = I$); – мощность короткого замыкания ($S_{к.з.}$); – оптимальные потоки мощности; – чувствительность.
<ul style="list-style-type: none"> – графические (изображение потоков энергии и напряжения (U) на картах, схем ПС, численных таблиц по ограничениям различных параметров, таблицы сравнения состояний системы)
Применение в действующих распределительных сетях:
<ol style="list-style-type: none"> 1) Систематический анализ перегрузок; 2) Проверка эксплуатационных ограничений и хода выполнения восстановительных мероприятий; 3) Эксплуатационное планирование, составляемое на основе данных и сведений, об имевших место в прошлом событиях, хранящихся в системе.

Перечисленные базовые функции не являются конечным перечнем операций, которые может выполнять программа. Для расширения задач ПО, различными фирмами были разработаны дополнительные технические модули, таблица 1.1.2.2: [2]

Таблица 1.1.2.2 – Возможности модулей

Фирма разработчик	Страна	Функции модуля
Siemens	Германия	1) Оценка функционального состояния в реальном масштабе времени распределительных сетей (74 тысячи шин и 2,5 тысячи агрегатов); 2) Анализ перегрузки в сети; 3) Анализ послеаварийных термических отклонений; 4) Контроль отклонения напряжения в реальном масштабе времени
Psymetrix	Шотландия	1) Анализ кривой P – U в реальном масштабе времени для нормальных единичных перегрузок каждые пять минут; 2) Мониторинг рабочих характеристик 50 объектов Западной объединённой сети Франции.

1.1.3 «EDA»

ПО, применяемое в распределительных сетях Италии, основано на упорядоченной структуре, которая может работать в автоматическом и ручном режиме.

Возможности ПО:

- отключение гидроаккумулирующих электростанций, энергоблоков или бытовой/промышленной нагрузки;
- предотвращение серьезных веерных отключений электроэнергии, перегрузок, каскадных аварий [2].

Принцип работы ПО:

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассмотрим структурную схему расположения оборудования, изображенную на рис.1.1.3.1:

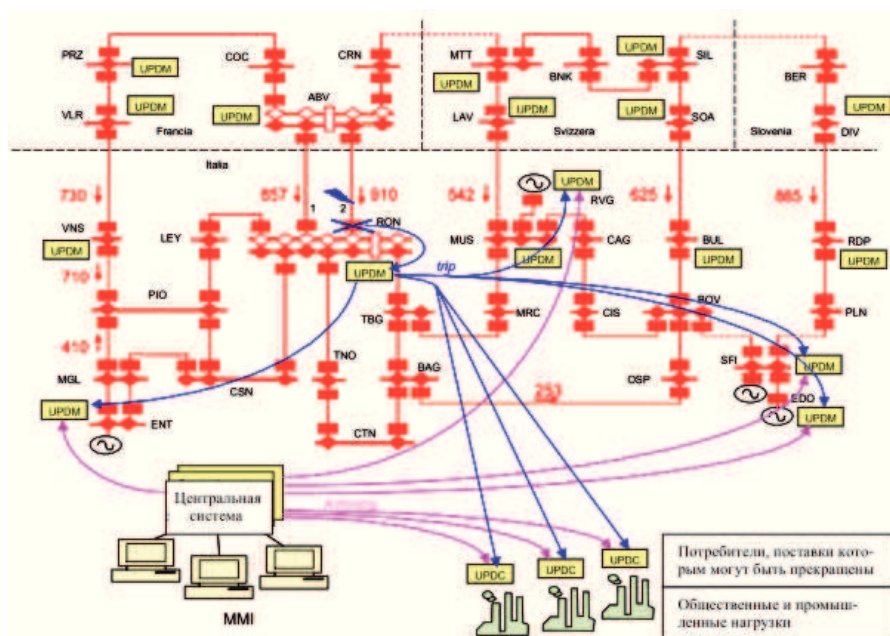


Рис.1.1.3.1 - Функционирование системы автоматической защиты «EDA»

- 1) Программа периодически получает сигналы цифровых терминалов, расположенных в ячейках на ПС;
- 2) Активирует цифровые терминалы, либо телекоммуникационные устройства, получившие в Итальянских сетях название «телетрип», в целях их отключения в случае возникновения перегрузок.

В качестве примера рассмотрим перегрузку, которая возникла на участке с цифровым маркером 910.

В этом случае действия программы, следующие:

Цифровые терминалы, установленные на ПС, определяют на каком именно участке произошло повреждение и напрямую отключают все нагрузки и энергоблоки через многоадресный протокол, заранее выбранный центральной системой, использующей упомянутую логическую схему [2].

Итальянские эксперты отмечают, что управление аварийной разгрузкой и отключение энергоблоков посредством телекоммуникационных устройств «телетрип» может гарантировать быстрый отклик системы [2].

Назначение системы:

- предотвращение каскадных отключений электроэнергии после серьезных перегрузок;
- оказания помощи оператору в тех случаях, когда необходимы быстрые действия.

Также другой главной задачей в Италии является обеспечение безопасности сетей. Для достижения этой цели разрабатывается проект «Система глобального мониторинга» [2].

Структурный вид системы представлен на рис.1.1.3.2:

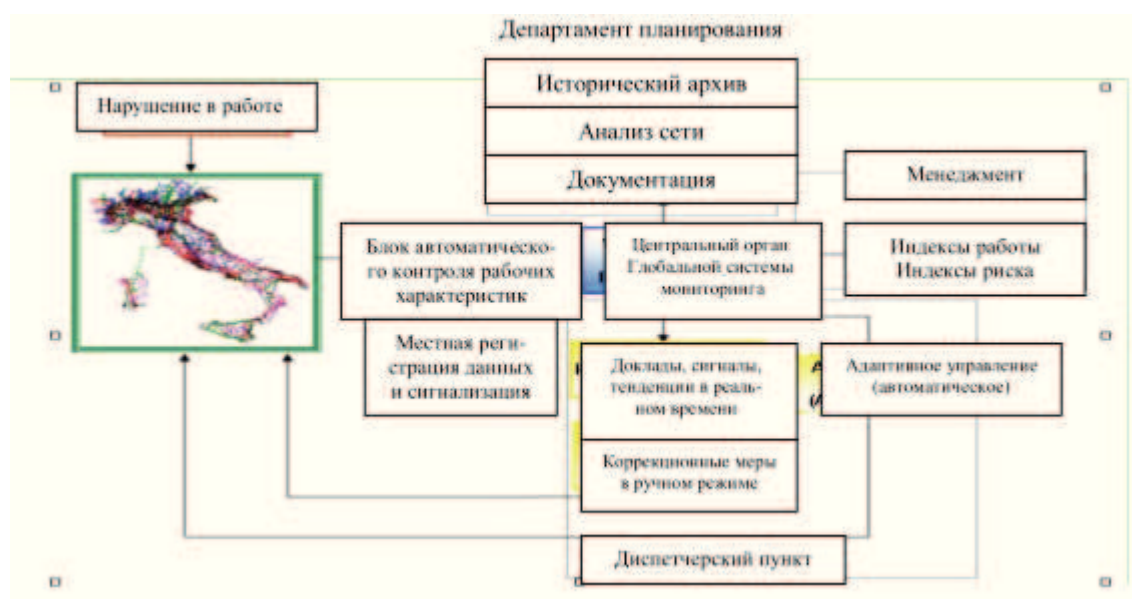


Рис.1.1.3.2 – Структура системы глобального мониторинга

Перечень функций и возможностей системы приведён в таблице 1.1.3.1:

Таблица 1.1.3.1 – Задачи и функции системы мониторинга

Задачи ПО:	
1)	Анализ в синхронном режиме значений напряжения (U) и тока (I);
2)	Оценка значений частоты (f) и фазового угла (φ).
Возможности ПО:	

окончание таблицы 1.1.3.1

- мониторинг устойчивости частоты (f);
- мониторинг устойчивости напряжения (U);
- мониторинг фазового угла (φ);
- управление секционированием;
- анализ цепи методом узловых потенциалов;
- контроль температуры линии;
- поддержка функционирования системы диспетчерского контроля и сбора данных о состоянии энергосистемы;
- контроль устойчивости в переходном режиме.

Возможное применение:

- 1) Анализа электромеханических нарушений, регистрации и хранения данных;
- 2) Интеграция с другими глобальными системами мониторинга;
- 3) Интеграция и замещение существующих специализированных устройств регистрации данных (RIPES, PEGGE);
- 4) Изучение новаторских концепций защиты (протоколов для беспроводных устройств);
- 5) Более точное и быстрое выявление неисправностей;
- 6) Более точный анализ электрических явлений (быстрое повторное включение, ошибки при повторном включении, неисправности);
- 7) Тонкая настройка стабилизаторов энергетической системы;
- 8) Улучшение устойчивости состояния системы, а также диспетчерского контроля и сбора данных;
- 9) Контроль эксплуатационных характеристик сети;
- 10) Поддержка процесса оценки рисков.

Узловые точки проведения замеров рассредоточены по всей распределительной сети Италии, и их расположение было выбрано посредством динамического анализа. Имеются двадцать блоков автоматического контроля рабочих характеристик, которые установлены и будут снабжать данными измерений в реальном масштабе времени центральную станцию.

1.1.4 «TERCO – VCU»

ПО, используемое японской компанией TERCO. Разработано для оценки устойчивости в переходном периоде [1].

Программа позволяет отбирать критические аварийные ситуации из всего спектра нештатных ситуаций при незначительном объеме расчетов.

Структура программы представлена на рис. 1.1.4.1:



Рис.1.1.4.1 – Структурный вид «TERCO – VCU»

Среди направлений, которыми занимается компания, изучение возможностей разработки системы оценки безопасности по динамической устойчивости «DSA». Также планируется оснащение системы функцией оценки устойчивости малых сигналов. [1]

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

2 Разработка «Smart» технологий для внедрения в европейские электросети

Европейские электроэнергетические компании, постепенно переходят от регулируемой структуры с вертикально интегрированными энергокомпаниями к "либеральной" организации региональных рынков. Как считают чиновники Евросоюза, именно такой путь является ключевым для эффективного функционирования рынка электроэнергетики [2].

Однако при такой схеме возрастают риски получить многочисленные перегрузки и локальные блэкауты из – за недостаточного уровня межсетевого объединения. Проблема заключается в том, что параметры распределительных сетей в разных странах Европы могут в значительной степени отличаться друг от друга.

Для решения проблемы в Евросоюзе было принято решение максимально автоматизировать процессы управления и синхронизации всех европейских электросетей. На развитие электросетей Европы также оказывает влияние всё возрастающее число небольших электростанций, которые производят электроэнергию для своих собственных нужд и имеют возможности для её хранения, а в случае нужды могут передавать её в распределительные сети. Это также требует изменений параметров управления, которые должны стать более "активными" в системах контроля [2].

Создание сети распределенных энергетических ресурсов, к которому идёт Европа, требует новых подходов. Установки распределённого генерирования можно соединить, они будут функционировать, но при этом пока отсутствует точный и продолжительный контроль над их влиянием на работу всей сети. В Евросоюзе отмечают, что инвестиции являются ключевым фактором построения гибких, согласованных и эффективных электрических сетей на основе новых архитектурных схем и инновационных технических решений. Согласно сценарию Международного энергетического агентства, потребуется инвестировать более 1,5 трлн евро за период с 2007 по 2030 год для переоборудования электрических

						ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			31

систем. По оценкам экспертов, инвестиции в автоматизацию управления европейскими электросетями составят 500 млрд. евро к 2030 году, 75% из них пойдёт на системы распределения и 25% - на системы передачи. Не меньших средств потребует интеграция в энергосистему Европы возобновляемых источников энергии и обеспечение высокого уровня надёжности электросетей [1, 2].

По мнению экспертов, модернизация систем управления электросетями не будет требовать каких-либо технологических прорывов, однако потребует эффективного внедрения и использования тех технологических процессов, большая часть которых уже разработана или находится на последней стадии разработки. Например, более совершенное программное обеспечение, информационные и коммуникационные технологии будут способствовать увеличению эффективности и эксплуатационной надёжности электросетей, снижая тем самым потребность в строительстве новой инфраструктуры, а также повышая возможности её управления и регулирования. Улучшение контроля и управления сетями путём внедрения мониторинговых, телекоммуникационных технологий и систем удалённого автоматического управления уже способствует обеспечению безопасной и бесперебойной работы европейских электросетей. Интенсивный обмен данными, когда специально разработанные информационно - коммуникационные платформы управляют информационными потоками между участниками электросистемы, помогает избежать неполадок, контролировать производство энергии и регулировать нагрузки сети. В частности, установки "умного" учёта вместе с автоматическими системами управления спросом на энергию помогают оптимизировать потребление энергии и сделать её выработку и загрузку более гибкой и рациональной [2].

Как известно, концепция интеллектуальной сети заключается в том, что в ней в единую автоматизированную систему объединяются все элементы процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии: электрические сети, потребители и производители.

										Лист
										32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Несколько пилотных проектов для тестирования таких инновационных, интегрированных подходов к электросетям уже выполняются или готовы к запуску. Например, в шведском Гетеборге в рамках проекта по созданию эффективной измерительной инфраструктуры предусматривается установка 90 тыс. умных измерительных устройств, для мониторинга и обмена данными в режиме реального времени.

В Португалии целью проекта «Invo Grid» является достижение 20% сокращения потребления электроэнергии за счёт внедрения домашних энергетических установок, обеспечивающих эффективное управление потреблением и микрогенерацией, и т.д.

Введение «Smart» систем в электроэнергетику также сопровождается наличием побочных эффектов, связанных с переходом на автоматизированные интеллектуальные энергосети, особенно с учётом децентрализации европейских сетей. Без хорошо скоординированных системных интерфейсов и гибких управляющих устройств возможны перебои, как на уровне распределения, так и на уровне передачи электроэнергии.

Европейские эксперты давно пришли к пониманию, что для слаженной и безопасной работы передающих и распределительных сетей требуются более согласованные действия на стадии их разработки и эксплуатации, и прежде всего большая автоматизация управленческих процессов. Передающая и распределительная сети должны развиваться не только в сторону увеличения пропускной способности, за счёт инфраструктуры с использованием прогрессивных информационных и коммуникационных технологий, но также и автоматизированных платформ управления. Одним из наиболее интересных проектов в этом направлении является проект «Cell». Передовая концепция была внедрена в распределительную сеть Дании с целью наблюдения и управления её составляющими:

- подстанции;
- местные теплоэлектроцентрали,
- ветряные турбины.

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Пульт управления системы: контролер «Cellcontroller» активирует устройства распределённого генерирования в определённой области и объединяет их в так называемые «виртуальные генераторы». Виртуальные генераторы могут размещать предложения на рынке электроэнергии и оказывать дополнительные услуги, такие, как:

- управление реактивной мощностью (Q);
- частотой (f);
- напряжением (U).

Существуют и препятствия на пути к созданию интеллектуальных автоматизированных энергосистем в Европе. Основным препятствием, затрудняющим развитие, уже действующих, и разработку будущих электросетей, является несовершенство нормативно - правовой базы [2].

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

3 Способы защиты электрических сетей в России, применяющиеся сегодня

Противоаварийная автоматика (ПА) энергосистем играет важную роль в обеспечении надежного электроснабжения потребителей.

Анализ возникновения и развития системных аварий, имевших место в развитых странах мира, в том числе и аварии в Московской энергосистеме 25.05.2005г. и в других энергосистемах России, показал, что при достаточном количестве локальных устройств автоматического управления, таких как:

- АОСН;
- АРЛ и АРТ;
- а также др. виды защит.

Развитие аварий могло быть приостановлено уже в самом начале и не привело бы к развитию более масштабных нарушений с недопустимыми отклонениями частоты и работой устройств (АЧР), отключивших значительное количество потребителей.

Большинство аварийных возмущений характеризуется достаточно длительным снижением напряжения на начальной стадии развития. Анализ возможностей управления начальной фазой процессов позволил разработать и предложить мероприятия по локализации аварий и предотвращению их превращения в широкомасштабные, характеризующиеся каскадным развитием из-за нарушения баланса активных мощностей.

Оснащение энергосистем локальными автоматическими устройствами (АОСН), (АРЛ) и (АРТ) и подобных им защит выполняется по сравнению с устройствами (АЧР) в значительно меньшем объеме. В то же время важность их внедрения весьма велика.

Модернизация ПС и рост строительства новых (либо реконструкция имеющихся) линий электропередач в существенной мере повысят надежность электроснабжения потребителей, но в то же время, возникающие изменения в схеме энергосистемы являются причиной образования дополнительных

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

генерирующих источников и перекрестных связей на разных классах напряжения, что потребует новых подходов к принципам построения (ПА) энергосистемы для повышения надежности электроснабжения потребителей. Опыт показывает, что значительное внимание должно быть уделено внедрению локальных автоматических устройств, позволяющих ввести режим энергосистемы в допустимую область до развития частотной аварии.

Замечено излишнее действие защит, направленных на отключение линий и генераторов, прежде всего дистанционных и технологических защит, основанных на определении тяжести аварийного процесса на основе работы реле сопротивления, а также автоматических устройств, усугубляющих процесс протекания аварий на примере РПН трансформаторов.

Характерной причиной начала возникновения аварии, является отключение связи (одной или нескольких линий) высокого класса напряжения (35 - 110кВ), что не создает на начальном этапе развития аварийного процесса дефицита активной мощности из-за наличия оставшихся связей с системой, как правило, по линиям электропередачи более низкого класса напряжения. Оставшиеся в работе линии (иное оборудование) подвергаются перегрузкам по току (I), а на ПС аварийного района возникает глубокое снижение напряжения (U).

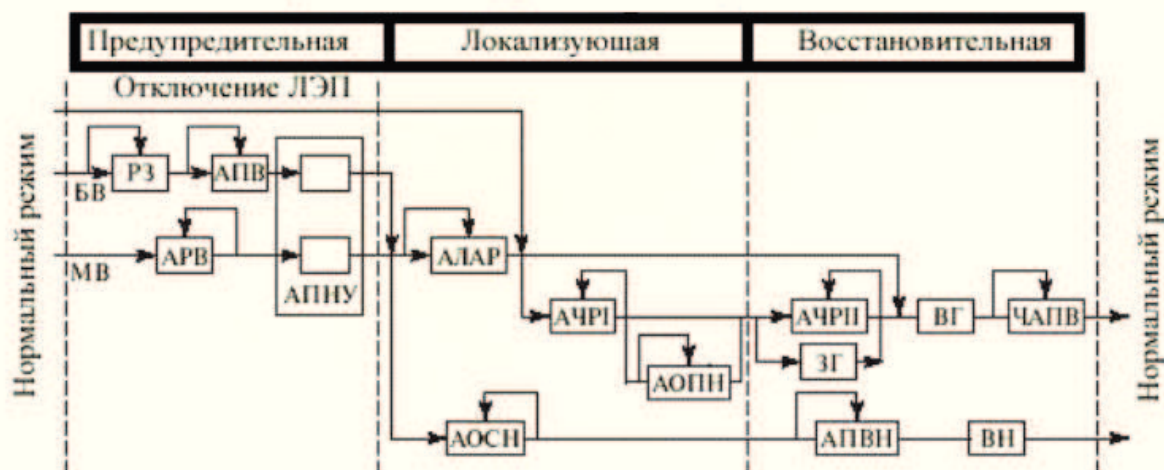
Отклонение от установленных значений этих режимных параметров может быть использовано для запуска устройств, отключающих нагрузку, подключенную к исполнительным органам существующей (ПА), (АЧР) и (ЧДА) для введения режимных параметров системы в допустимую область [3].

Из существующих на сегодняшний день способов локализации аварий в магистральных электрических сетях, как и в период существования СССР значительную долю работы выполняет (АОСН/АОПН).

Если структурно представить картину действия защит в магистральных сетях при возникновении аварий, она примет вид, представленный на рис.5 [4]:

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Противоаварийная автоматика



Структура противоаварийной автоматики ЭЭС:

БВ — большое возмущение; МВ — малое возмущение;
 РЗ — релейная защита; АПВ — автоматическое повторное включение;
 АРВ — автоматическое регулирование возбуждения; АПНУ — автоматика предотвращения нарушения устойчивости; АЛАСН — автоматика ликвидации асинхронного хода; АОПН — автоматика ограничения повышения напряжения; АЧР — автоматическая частотная нагрузка; ЗГ — загрузка генераторов; ВГ — включение гидротурбин; ЧАПВ — АПВ по частоте; АПВН — АПВ по напряжению; ВН — включение нагрузки

Рис.3.1 - Структурная схема действия систем (ПА) при локализации аварий в российских энергосетях в зависимости от масштаба аварии

Схема показывает следующий алгоритм действия систем защиты:

Во время нормального режима работы сетей при возникновении повреждения, на каком - либо участке энергосети, авария может быть классифицирована по одной из трёх категорий:

- 1) Малое возмущение;
- 2) Большое возмущение;
- 3) Отключение линии.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

1) Малое возмущение:

В случае аварии первой категории, (ПА) сначала запускает (АРВ), если действий данного вида защиты недостаточно, происходит запуск (АПНУ), далее возможен один из двух вариантов:

а) Системы автоматики выводят генератор, расположенный на электростанции, из состояния качания, стабилизируя величины напряжения (U) и частоты (f). По завершению действия автоматики (ПНУ), автоматика (РВ) выполняет калибровку величины тока возбуждения (I_B) генератора. Таким образом авария считается устраненной в предупредительной (начальной) стадии развития.

б) Действий автоматики (ПНУ) оказалось недостаточно для вывода генератора из состояния качания. Авария переходит из предупредительной стадии в локализирующую, с запуском автоматики ликвидации асинхронной работы генератора с сетью. Дополнительными защитами в помощь автоматики регулирования выступают: частотное регулирование (АЧР I) первой ступени, а также (АОПН). Данная защита необходима поскольку при регулировании частоты (f), возбуждение генератора значительно увеличивается, приводя к увеличению скорости вращения ротора, что в итоге влечет за собой рост величины напряжения (U) на выводах генератора, которое должно быть в допустимых пределах, дабы избежать пробоя изоляции. Если комплекс действий автоматики по (ЛАР) оказался достаточным, и дополнительного запуска частотной защиты не потребовалось, система сразу переходит в режим восстановления.

После восстановления нормального режима работы генератора/энерго участка начинается восстановительный процесс, завершением которого является вновь подключение генератора/энерго участка к общей системе.

Восстановительный процесс характеризуется запуском автоматики, направленной на подключение генератора к нагрузке из режима холостого хода (Х.Х.), частотного регулирования (АЧР II) второй ступени, (ЗГ), (ВГ) и подключение к сети, путем повторного включения по частоте (f) (ЧАПВ).

						ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
							39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

2) Большое возмущение:

При таком характере повреждения срабатывает защита на отключение нагрузки с её повторным запуском (АПВ). Если действие (АПВ) не помогло, запускается автоматика (ПНУ). При успешной работе автоматики, аварию удастся локализовать на начальной стадии становления. Если действий автоматики (ПНУ) оказалось также недостаточно, и авария приобрела локализирующий характер, запускаются дополнительные устройства, действие которых описано в пункте «малое возмущение». Логика действий устройств аналогичная.

3) Отключение линии:

Самый серьезный вид повреждения. При отключении в многоцепных линиях происходит увеличение нагрузки цепей, оставшихся в работе. При полном отключении линии в кольце, по которому работает система возникает разрыв, с нарушением синхронной работы сети и резкими перетоками мощности по оставшимся узлам. Характер аварии – локализирующий, с действием автоматики на регулирование частоты (f) и вывод всей системы из качания.

Как видно из представленной схемы, любой вид аварии (за исключением отключения линии) устраняется (ПА) в два этапа:

- 1) Автоматика работает в предупредительном режиме, пытаясь устранить развитие аварии на начальном моменте ее возникновения;
- 2) Локализация с возможным отключением некоторого участка системы с целью восстановления режима работы линии [4].

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

4 Разработка интеллектуальных систем противоаварийной автоматики

4.1 Идеи, предлагаемые энергетиками

На основе анализа аварийных процессов, связанных с возникновением лавин напряжения, показывается необходимость разработки делительной автоматики с пуском по напряжению (U), обеспечивающей выделение электростанций на район, примерно сбалансированный по нагрузке, для предотвращения их полного останова. При расчете переходных процессов, возникающих в моменты глубокого снижения напряжения (ΔU) на нагрузке, важно учитывать содержание в ней асинхронных двигателей. Возникновение лавины напряжения, связанной с опрокидыванием асинхронных двигателей приводит к массовому отключению потребителей длительностью не менее нескольких часов и полному останову электростанций в районе, охваченном этой аварией [3].

Исходя из анализа исследования причин аварий, как в зарубежных распределительных сетях, так и в отечественных, замечено, что практически всегда аварии сопровождаются глубоким длительным снижением напряжения в системе. Вычисленная длительность этих процессов показывает, что на начальном этапе развития процесса весьма эффективно применение локальных автоматов (АОСН, АРЛ, АРТ), имеющих меньшие выдержки времени.

Сделан вывод, что локальную автоматику, действующую при снижении напряжения до критической величины, целесообразно реализовать по трёх уровневому принципу, представленному в таблице 4.1.1 [3, 5]:

Таблица 4.1.1 – Локальная автоматика

Первый уровень:
– АВР, в том числе АВРРМ
Второй уровень:
– АОСН;
– АРЛ;
– АРТ

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

окончание таблицы 4.1.1

Третий уровень:		
Делительная действующая снижении напряжения.	автоматика при	(АДСН), глубоком

В представленной трёхуровневой системе автоматика второго уровня является дополнительной, «страхующей». Действие защит второго уровня происходит с выдержками времени от нескольких секунд до десятков секунд в силу необходимости их отстройки от действия релейной защиты при коротких замыканиях с последующим (АПВ). Как правило, влияние действия автоматики: (ОСН), (РЛ) и (РТ) в распределительных сетях существенно меньше, по сравнению с аналогичными им автоматами частотной разгрузки (АЧР).

В качестве мероприятия, обеспечивающего повышение стойкости сетей, рассмотрено - выделение части генераторов на собственные нужды электростанций или на изолированную работу со сбалансированной нагрузкой, т.е. запуск делительной автоматики с пуском по напряжению [3].

Уставки по напряжению для ступеней защиты деления сети на отрезки (АДСН), должны быть не выше аварийных уровней напряжения, необходимых для обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов электростанций параллельно с системой и допустимого напряжения по условиям устойчивости нагрузки.

Целесообразным является реализация двух ступеней (АДСН):

- 1) Первая ступень (быстродействующая) – минимальная выдержка времени (не менее 1с);
- 2) Резервная ступень – с более высокой уставкой по напряжению и выдержкой времени, отстроенной, по возможности, от времени срабатывания (АОСН) и (АРЛ/АРТ) в районах с глубоким снижением напряжения.

Необходимо использование реле напряжений с коэффициентом возврата (K_B), близким к 1, для обеспечения селективного действия ступеней (АДСН). Для селективного действия (АДСН) минимальная выдержка времени срабатывания первой ступени должна быть отстроена от выдержки времени (УРОВ) присоединений на шинах станции, при коротком замыкании, а также максимального времени срабатывания релейных защит [3].

В районах с возможным существенным аварийным дефицитом реактивной мощности (Q), и вследствие этого, возможным развитием процесса с быстрым снижением напряжения возможна реализация пуска (АДСН) по производной напряжения. При этом особое внимание должно быть уделено вопросам селективности действия (АДСН): время ее срабатывания так же, как и для первой быстродействующей ступени, должно быть отстроено от времени срабатывания (УРОВ) выключателей присоединений шин электростанции [3].

Целесообразно использование (КПР) сигналов перегрузки тока ротора генератора с напряжением контрольной точки вблизи генератора и сигнала последующего действия защитной системы (АРВ) на снижение тока генератора.

Интенсивное внедрение устройств (АОСН), по выше указанным принципам, позволит существенно повысить живучесть энергосистем и сократить время перерыва электроснабжения потребителей за счет локализации аварии на первых этапах ее возникновения [3].

Также существенный резерв мощности районов с наиболее скромными показателями можно добиться путём объединения сетей. Параллельная работа электростанций на отдельных территориях (в масштабах региона/ов) позволяет реализовать следующие преимущества:

- 1) Снижение суммарного максимума нагрузки;
- 2) Сокращение потребности в установленной мощности электростанций;

3) Оптимизация распределения нагрузки между электростанциями в целях сокращения расхода топлива;

4) Применение высокоэффективного крупноблочного генерирующего оборудования;

5) Поддержание высокого уровня надёжности и устойчивости между источником и потребителями [5].

Совместная работа электростанций обеспечивает возможность установки на электростанциях агрегатов наибольшей единичной мощности, которая может быть изготовлена промышленностью, для укрупнения электростанций. Увеличение единичной мощности агрегатов и соответственно установленной мощности электростанций имеет значительный экономический эффект [6].

4.2 Применение «Smart» технологий в отечественной энергетике и за рубежом при изучении вопроса локализации аварий в электросетях

На основе анализа крупных системных аварий были выявлены следующие характерные недостатки современных систем (ПАУ): [6]

- 1) Отсутствие систем (ПА) для надёжной защиты от лавины напряжения;
- 2) Низкая отказоустойчивость систем (ПАУ);
- 3) Отсутствие адаптивности и координации локальных устройств;

Критическая избыточность первичной необработанной информации для диспетчера.

Также было установлено, что в ближайшем будущем развитие сетей мегаполисов и крупных промышленных центров России может привести к формированию систем со сложной многоконтурной структурой. В таких условиях следует ожидать возникновения крупных системных аварий, которые будут протекать по сценарию, когда токовые ограничения и ограничения по напряжению становятся определяющими при развитии аварийного режима. Первой такой системной аварией, случившейся в ЕЭС России, была авария в Московской энергосистеме в мае 2005 года [6].

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

На основании этих замечаний были выработаны конкретные требования к таким интеллектуальным системам:

- 1) Наличие инструмента интеллектуального мониторинга и оценки режима работы ЭЭС, в том числе, с целью облегчить работу диспетчера в критической ситуации;
- 2) Возможность предсказывать потенциально опасные состояния ЭЭС с целью превентивного управления;
- 3) Высокий уровень отказоустойчивости и возможность координации локальных устройств (ПАУ);
- 4) Наличие методов и моделей, которые позволят обеспечить защиту ЭЭС со сложной структурой;

Интеллектуальные превентивные системы должны дополнять существующую идеологию (ПАУ), а не противоречить ей.

Перспективным представляется применение технологий «computational intelligence» (вычислительного интеллекта), как альтернатива классическому искусственному интеллекту, основанному на строгом логическом выводе. Технологии для разработки вычислительного интеллекта опираются на эвристические алгоритмы (свободные комбинации) [6].

4.3 Практические разработки

Разработка программного обеспечения для целей проверки работоспособности того или иного алгоритма распределенного адаптивного управления является принципиально новой задачей. Подобные алгоритмы требуют привлечения параллельных и распределенных вычислений. Традиционно под параллельными вычислениями подразумевают вычисления, выполняемые одним компьютером (даже в случае, если данный компьютер содержит множество процессоров), в том числе суперкомпьютером. Распределенные вычисления выполняются множеством компьютеров, связанных между собой информационной сетью. Физически система, использующая некоторый алгоритм распределенного управления, должна представлять собой набор независимо

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

работающих устройств с возможностью, в общем случае, асинхронного приема и передачи сообщений внутри некоторой информационной системы – это распределенные вычисления. Однако для предварительного моделирования поведения подобной автоматикой необходимо создать программный комплекс, состоящий из набора частей программного кода (агентов), работающих параллельно, с возможностью передачи асинхронных сообщений друг другу - осуществлять параллельные вычисления.

Таким образом теоретическая проработка предлагаемых алгоритмов может быть эффективно реализована лишь на базе параллельных вычислений. Задача моделирования системы, использующей алгоритмы распределенного управления, заключается в моделировании поведения некоторого количества устройств (агентов), каждый из которых реализует свое собственное поведение. Агенты должны взаимодействовать друг с другом, при этом поведение каждого должно зависеть от поведения остальных. Основная цель заключается в разработке механизма взаимодействия между расчётным и программным модулями [6].

Предлагается два способа разработки вычислительной системы:

1) Powertrain System Analysis Toolbox (PSAT), схема структуры системы представлена на рис.4.3.1:

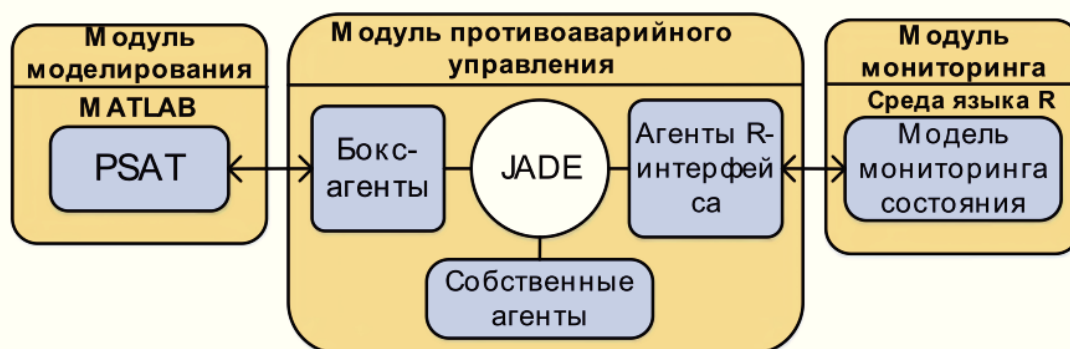


Рис.4.3.1 - Блок-схема системы PSAT

Система реализуется на модулях, описание которых приведено в таблице 4.3.1:

Таблица 4.3.1 – Система PSAT

Модуль	Назначение
Моделирование	Программа, которая моделирует динамическое поведение ЭЭС (среда MATLAB)
Мониторинг состояния	Программа для идентификации и предсказания возможных предаварийных/аварийных состояний в энергосистеме (среда R)
ПАУ	Программа, которая имитирует поведение агентов, обеспечивающих децентрализованное превентивное/противоаварийное управление ЭЭС (среда JADE).

Среда «JADE» выбрана в качестве агентной платформы для реализации модуля ПАУ и взаимодействия с модулем мониторинга состояния ЭЭС (программная среда R). Программные среды «PSAT» и «R», а также агентная платформа «JADE» были выбраны потому, что они могут быть интегрированы с использованием языка высокого уровня JAVA. Такая реализация дала возможность полностью перенести моделирование внутрь оперативной памяти компьютера, избежав тем самым необходимости обращения к жесткому диску, что позволило существенно ускорить процесс моделирования [6].

Кроме того, было решено использовать объекты JAVA в качестве механизма взаимодействия. Эти объекты были названы бокс - агентами (БА). Они являются оболочками для данных, передаваемых из окружающей среды «MatLab» для каждого собственного агента системы «JADE». Такие собственные агенты работают только внутри агентной платформы. Таким образом, взаимодействие между различными программными средами осуществляется с помощью агентов -

посредников, которые предоставляют доступ блоков к мультиагентной платформе «JADE» посредством сетевого интерфейса.

Основной трудностью при обмене информацией между средами «MatLab», «R» и «JADE» является необходимость синхронизации (БА). (БА) хранятся в общей памяти и без специальных мер, все приложения имеют к ним одновременный асинхронный доступ. Такая ситуация может привести к программному конфликту, что вызовет отказ всей системы. Для того, чтобы исключить несинхронный доступ к (БА), была реализована специальная процедура синхронизации. Выбранный механизм похож на механизм «засыпания» монитора, который широко используется для работы с потоками в JAVA. Идея состоит в блокировке одного приложения, работающего с (БА), в то время, как другое приложение находится в процессе работы с ними.

Для реализации модуля «PSAT», осуществляющего мониторинг с целью выявления проблем, связанных с устойчивостью в ЭЭС, предлагается принцип классификации (кластеризации) режимов работы энергосистемы с выявлением потенциально опасных состояний [6].

2) Мультиагентная система (МАС)

Система (МАС) состоит из двух типов агентов:

- агенты нагрузки;
- агенты генерации.

Любой агент в любой момент времени имеет доступ к следующему набору локальных данных:

- 1) Параметры режима - первичное и вторичное напряжение, перетоки активной мощности и т.д.;
- 2) Характеристики работы оборудования:

						ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			50

На электростанциях:

- для генераторов (напряжение на выводах (U); скорость вращения вала (n); ток возбуждения ($I_{в}$) и др.);
- для эл. двигателей (номинальное напряжение (U) и поступающее по факту работы; ток якор ($I_{я}$) (для СД); чередование фаз и т.д.);

На узловых ПС:

- для силовых выключателей (напряжение на вводе (U), положение выключателя (вкл/откл), ток нагрузки (для отходящих ячеек), сигнализация о срабатывании защиты), состояние меж секционного выключателя);
- для силовых трансформаторов (схема соединения обмоток, напряжение на вводе, коэффициент трансформации и др.);
- для высоковольтных двигателей (см. параметры двигателей на эл. станциях).

Агенты осуществляют информирование диспетчера обо всех изменениях в контролируемых параметрах, а также по команде диспетчера выполняют самодиагностику в заданной точке. Знания агента о подсистеме формируются в виде базы коэффициентов чувствительности. При выходе какого-либо из параметров в той или иной установке из заданных пределов, агент тут же его информирует и в зависимости от режима работы, либо подготавливает цикл операций на основе выработанных шаблонов (автоматический режим – более подходит для тупиковых ПС), либо выполняет команды диспетчера (ручной режим). Диспетчер имеет возможность корректировки готового шаблона для агента, если объем дополнительных операций не более одной или двух, с возможностью восстановления исходного объема выполняемых операций в шаблоне по запросу агента.

Используется «подход деревьев» - принятие решений на базе алгоритма «случайного леса» (англ. Random Forest), как показано на рис.4.3.2 [6]:

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

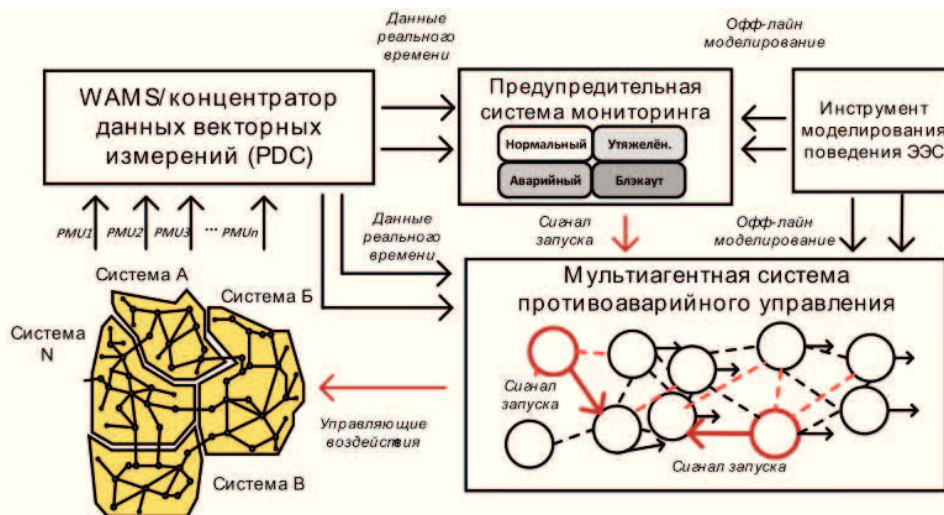


Рис.4.3.2 – Структурная схема интеллектуальной системы по топологии «Случайный лес»

Модель «случайного леса» обучается в автономном режиме распознавать режимы работы ЭЭС по принципу «аварийный/неаварийный» и используется для “on-line” классификации состояний ЭЭС на основе шаблонов, созданных в автономном режиме. Измерения в реальном времени будут использоваться для оценки текущего состояния ЭЭС.

4.4 Практический эксперимент для модели «случайного леса»

Предлагаемая модель была протестирована энергетиками исследователями на модифицированной электрической схеме IEEE RTC-96, представленной на рис.4.4.1:

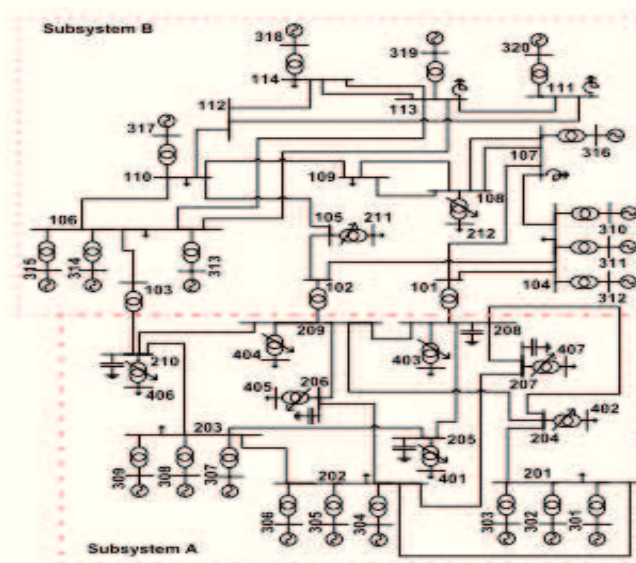


Рис.4.4.1 - Модель электрической сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

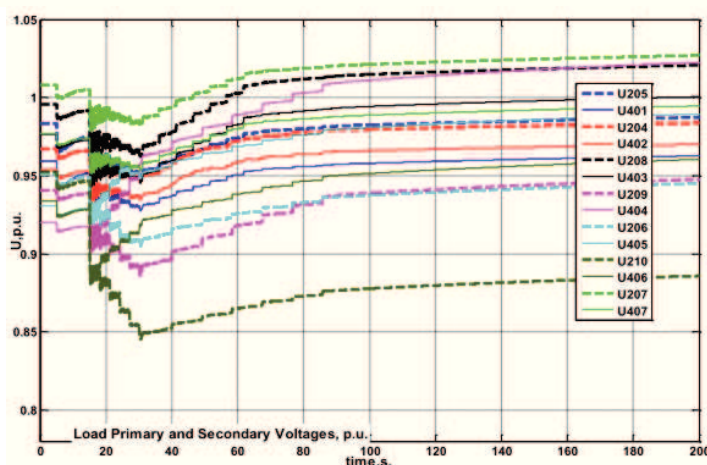
Тестовая ЭЭС состояла из двух подсистем: (А) и (В). В подсистеме (В) имеется избыток реактивной мощности, в подсистеме А - нехватка. Переток активной мощности направлен из подсистемы (В) в подсистему (А) [6].

Предлагаемая экспериментальная интеллектуальная система управления включала в себя два основных инструмента:

- 1) Предупреждение и мониторинг;
- 2) Мультиагентная система противоаварийной автоматики управления (МАС ПАУ).

(МАС ПАУ) в дополнение к набору локальных контроллеров (автоматический регулятор частоты вращения турбины, (АРВ), ограничитель возбуждения на каждом генераторе, и (РПН) трансформаторов на шинах 204 – 210), включала контроллеры (РПН) трансформаторов на шинах 101-103. На базе тестовой ЭЭС были смоделированы различные аварийные сценарии, включающие отключения (ЛЭП), трансформаторов, генераторов.

Выход из строя генератора (G303) приводит к некритическому увеличению дефицита реактивной мощности в подсистеме (В), рис.4. При отключении ЛЭП «103-106» (подсистема В) возникает перегрузка генераторов (307 – 309) подсистемы (А) шины (203), система мониторинга идентифицирует предаварийное состояние ЭЭС. Диаграмма амплитуды напряжений представлена на рис.4.4.2:



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Рис.4.4.2 - Диаграмма амплитуд напряжений на шинах систем (А) и (В)

Поступает сигнал тревоги агентам (МАС ПАУ) с целью предотвращения дальнейшего ухудшения ситуации. Агенты, фиксируя не только сигналы от системы мониторинга, но и сигналы о перегрузке генераторов, увеличивает выработку реактивной мощности до тех пор, пока токи генераторов не достигнут значений, близких к до критическим. В результате этих действий генераторы (307 – 309) подключенные к шине (203) удаётся разгрузить, и подсистема (А) сохраняет устойчивость без отключения нагрузки, а только лишь за счет координации источников реактивной мощности. Далее система идентифицирует возврат к нормальному режиму работы [6].

Рассмотрим другую аварию. Отключение ЛЭП «105 – 110» приводит к ослаблению транзита мощности между подсистемами (А и В), что видно из диаграмм амплитуд напряжения, представленных на рис.4.4.3:

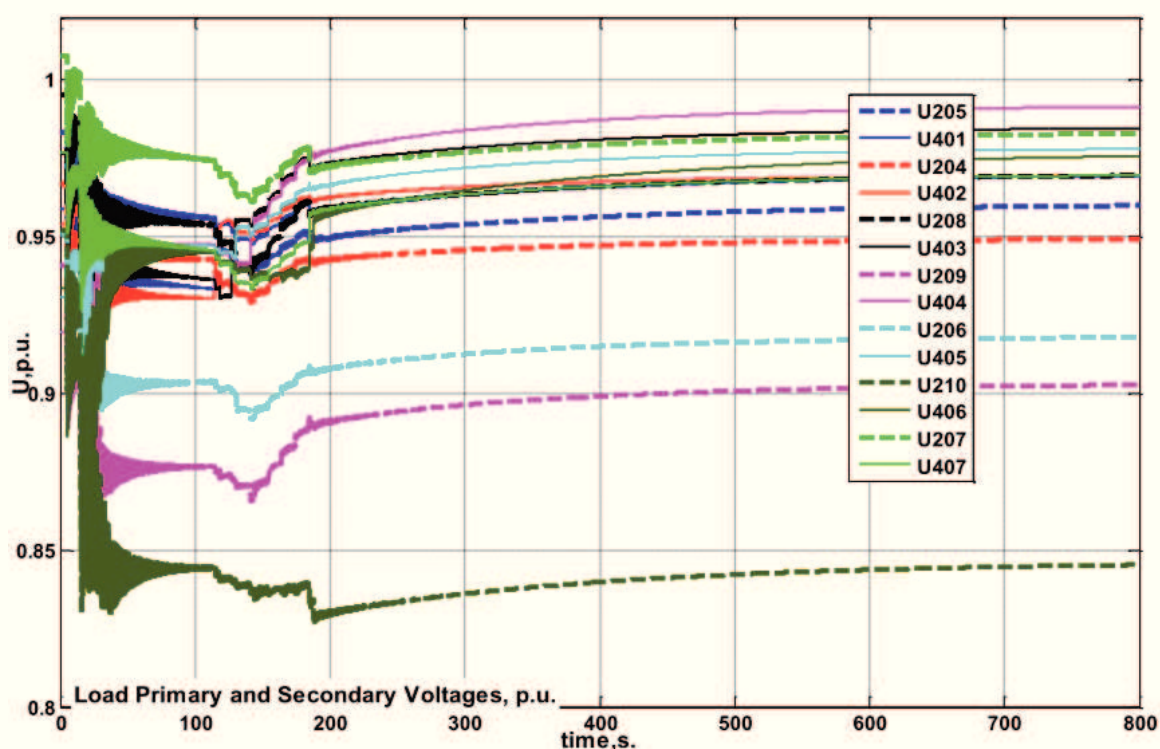


Рис.4.4.3 - Диаграмма амплитуд напряжений в подсистемах (А) и (В)

Предупредительная система идентифицирует утяжеление режима ЭЭС. После отключения ЛЭП (107 – 101) происходит резкое снижение транзита

активной (P) и реактивной (Q) мощности в подсистему (B). Система мониторинга фиксирует опасный режим работы и отправляет сигнал тревоги агентам (МАС ПАУ). Аналогичным образом агенты (МАС ПАУ), фиксируя не только сигналы от системы мониторинга, но и сигналы о перегрузке генераторов, идентифицируют отсутствие возможности поддерживать напряжение посредством координации регуляторов реактивной мощности. В таком случае запускаются протоколы отключения нагрузки. После реализации (УВ) от (МАС ПАУ), предупредительная система всё ещё фиксирует утяжелённый режим, потому что схема находится в состоянии нормализации послеаварийного режима. Если протоколом восстановление питания, обесточенных потребителей, не предусмотрено в автоматическом режиме, нормализация послеаварийного режима должна выполняться диспетчером ЭЭС [6].

4.5 Нейронные сети Кохонена

Данные сети обучаются в автономном режиме и используются в режиме «online» для мониторинга и предсказания возможных аварий. В состоявшемся некоторое время назад международном проекте «ICOEUR» была предложена новая многослойная архитектура системы мониторинга для крупных электроэнергетических систем (ЭЭС) [6].

Данная система основана на определенных физических уровнях (слоях), которые в действительности представляют собой объединенные энергетические системы, состоящие из нескольких подсистем. Кибернетический слой содержит в основном коммуникационную систему. Измерения поступают главным образом от систем «SCADA» и «WAMS» и дополняют друг друга. В распределенном слое центры управления контролируют свои собственные подсистемы. Для мониторинга каждый центр управления реализует свой собственный алгоритм оценки состояния, расчета нагрузок и другие функции. Значения управляющие воздействия (УВ) оказывают влияние только на свои собственные подсистемы и

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

выполняются непосредственно до тех пор, пока граничные значения остаются неизменными.

Существующие системы мониторинга во многом используют методы сбора данных для получения данных от различных датчиков с целью обнаружения и предупреждения о потенциально опасных участках в ЭЭС. Однако современные системы плохо оснащены алгоритмами и блоками принятия решений при большом количестве взаимосвязанных данных. Такие системы мониторинга не учитывают увеличения сложности в режимах работы крупных ЭЭС, что приводит к сбору огромного количества данных, а не информации о состоянии системы [6].

Концепция интеллектуального мониторинга включает следующие этапы, таблица 4.5.1 [6]:

Таблица 4.5.1 – Три этапа концепции интеллектуального мониторинга

Этап	Функции
Сбор данных	Предоставляется системой SCADA. Эти данные подаются в системы предварительной обработки информации, которые выявляют наиболее важные и критические показатели, оказывающие влияние на развитие режима.
Кластеризация состояний ЭЭС	Выявление, насколько опасно то или иное состояние системы. Рассматривается использование самообучающиеся и самоорганизующиеся нейронные сети Кохонена, которые используют набор состояний, основанный на различных смоделированных ситуациях в энергосистеме. Кластеры формируются по тестовым ситуациям, представляющим собой нормальные и аварийные режимы ЭЭС.

окончание таблицы 4.5.1

Этап	Функции
Интерпретация полученных кластеров состояния	Целью является ранжирование режимов работы ЭЭС в различных состояниях с точки зрения их потенциальной способности перейти в область динамической неустойчивости. Все состояния делятся на: 1) нормальные, 2) предупредительные, 3) аварийные (могут быть представлены диспетчеру для того, чтобы он имел возможность принять необходимое решение в требуемых временных рамках).

Общая структура интеллектуального мониторинга представлена на рис.4.5.1:



Рис.4.5.1 - Структурная схема интеллектуального мониторинга

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Схемой предполагаются два режима работы: 1) «offline», 2) «online»,
таблица 4.5.2 [6]:

Таблица 4.5.2 – Режимы работы нейронной сети

Режимы работы		
Off line		On line
Блоки		
Формирование выборки	Схема кластеризации	
<p>1) Помогает избежать численных трудностей в расчетах и предотвратить доминирование одного параметра над другими;</p> <p>2) Смоделированные данные подвергаются предварительной обработке;</p> <p>3) Преобразованный входной вектор, поступает в блок кластеризации;</p> <p>4) Формируется кластерную модель оценки безопасности состояния сети</p>	<p>Разделение сети на четыре состояния, говорящих о нормальном, либо же аварийном режиме работы:</p> <p>1) Нормальный;</p> <p>2) Утяжеленный (предупредительный);</p> <p>3) Аварийный (корректируемый);</p> <p>4) Аварийный (не корректируемый)</p>	<p>1) Используются измерения в реальном времени, поступающие в обученную модель от системы SCADA;</p> <p>2) Блок выбора компонентов снижает огромную размерность входного вектора</p>

В изучаемом материале рассматривается гибридный генетический алгоритм. Режим «On line», описанный в таблице 4.5.2, в разработанной модели, позволяет оператору отслеживать текущее состояние безопасности режима работы сети, при этом всякий раз предупреждая о возможных утяжеленных

режимах и аварийных ситуациях. Важно также отметить, что диспетчер получит прогнозную оценку безопасности, как некую вероятность состояния в процентах [6].

Основная идея использования нейро сетевого классификатора Кохонена заключается в создании модели, которая обучается классифицировать (разбивать на кластеры), отслеживать и предсказывать аварийные ситуации.

При кластеризации, о которой было сказано в таблице 4.5.2, основанной на критериях «аварийный» или «неаварийный» режим, сети присваивается одно из четырёх состояний, таблица 4.5.3 [6]:

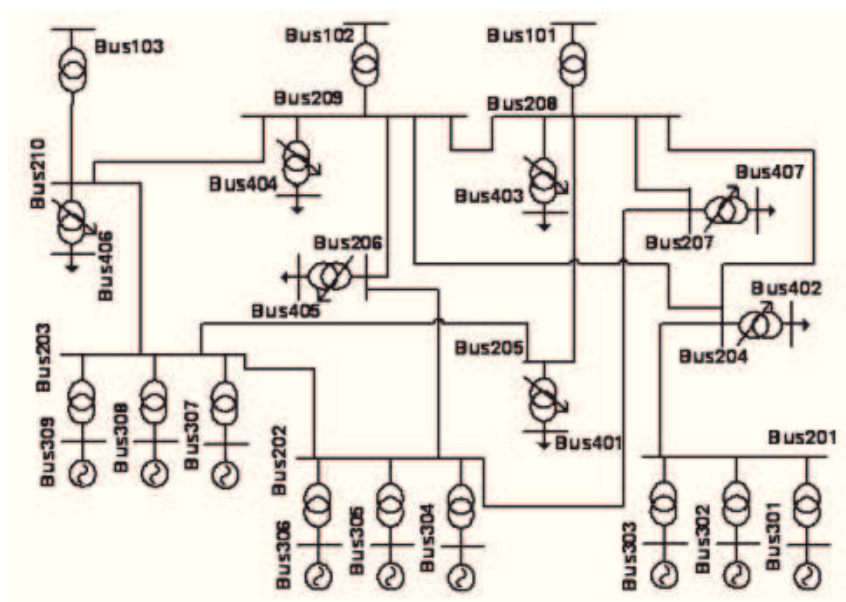
Таблица 4.5.3 – Кластеризация сети

Режим работы сети	Примечание
Нормальный	Все параметры поддерживаются в пределах, указанных нормами по эксплуатации
Утяжеленный (предупредительный)	Некоторые из параметров системы превышают указанные нормы (к примеру, напряжение на шине может превышать ($\pm 5\%$), но остается в пределах ($\pm 10\%$))
Аварийный (корректируемый)	Управляющие воздействия всё ещё могут помочь системе избежать более серьезной нестабильности и тем самым избежать развития крупной аварии
Аварийный (не корректируемый)	Текущая ситуация не может быть исправлена и неминуема крупная

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4.5.1 Практический эксперимент Кохонена при разработке сетей

Практический тест системы осуществлялся в программе «STATISTICA 8.0.». Для возможности моделирования были использованы программные продукты «MatLab» и «PSAT». Предлагается протестировать модель интеллектуальной системы на электрической схеме «IEEE RTS-96». При помощи модификаций систему, состоящую из двадцати четырёх узлов, доработали до сорока двух. Модель системы отображена на рис.4.5.1.1 [6]:



Ри.4.5.1.1 – Электрическая схема IEEE RTS-96

Для оценки стабильности, представленная схема была подвергнута различного рода возмущениям. Для локализации искусственно вызванных возмущений, были применены два способа управления:

- управление на базе традиционной автоматики;
- управление на базе мультиагентной автоматики.

Для анализа перехода состояний энергосистемы от нормального режима работы, к аварийному (некорректируемому) составляется топологическая карта Кохонена, представленная на рис.4.5.1.2:

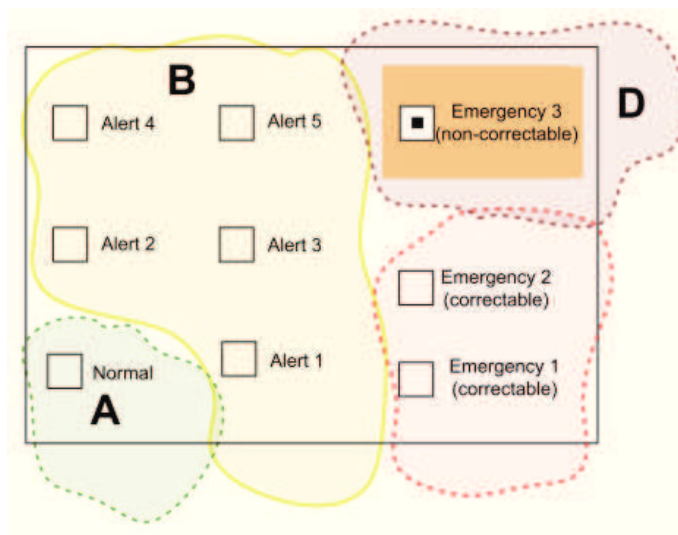


Рис.4.5.1.2 – Топологическая карта Кохонена

Топологическая карта представляет собой четыре зоны: А, В, С, D. Назначение зон приведено в таблице 4.5.1:

Таблица 4.5.1 – Зоны топологической карты

Зона на карте	Состояние сети
A	Нормальный (штатный) режим работы сети
B	Утяжеленный (предупредительный) режим работы
C	Аварийный (корректируемый) режим работы
D	Аварийный (некорректируемый) режим работы

Восстановление послеаварийного режима при помощи средств традиционной автоматики:

Нарушения, возникающие в нагрузке, питаемой от шины (Bus 102), а также отключение генератора, питающего шину (Bus 309), приводят к некоторому падению напряжения (ΔU) на вторичной стороне силового трансформатора, расположенного между шинами (Bus 102-209). Срабатывает регулятор под нагрузкой (РПН) силового трансформатора, питающего шину (Bus 102), что приводит к росту напряжения и тем самым её возвращению к номинальной величине на шине (Bus 102). Несмотря на падение напряжения (ΔU_1) на первичной обмотке, избыток реактивной мощности (Q) в подсистеме уменьшается [6].

Из – за перегрузки, возникающей при перетоке активной мощности (P), отключается генератор, питающий шину (Bus 306), что приводит к мгновенному отключению генератора, питавшего шину (Bus 305). Выход из строя указанных генераторов приводит к падению напряжения во всей энергосистеме.

Рассмотрим переход сети из одного режима в другой на примере указанной топологии, отображенной на рис.4.5.3:

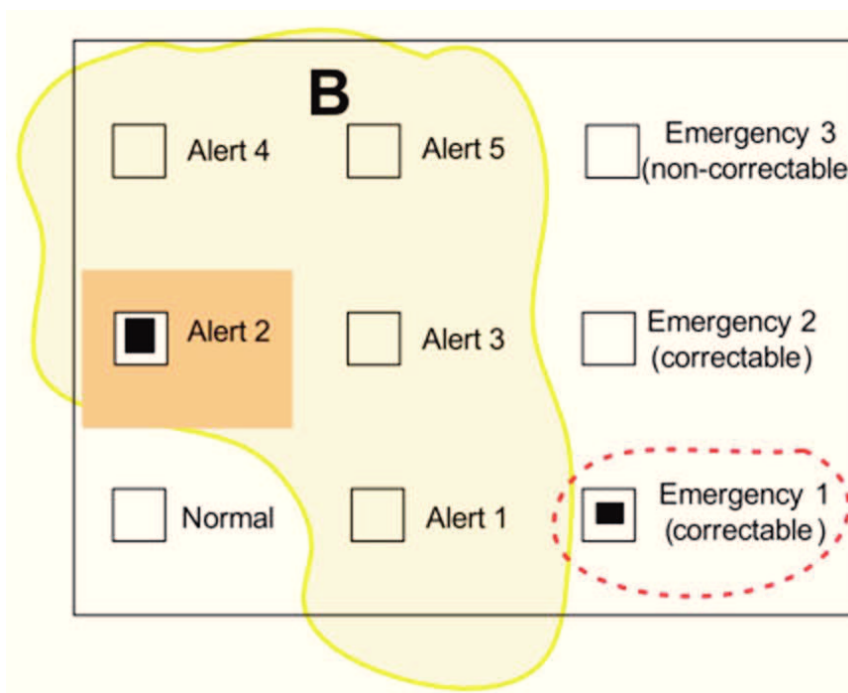


Рис.4.5.1.3 – Утяжеленный режим

После первых двух нарушений (колебания в нагрузке, питаемой от шины Bus 102; отключение генератора, питающего шину Bus 309), системой был активирован кластер «Alert1» «зоны В». Если после предпринятых мер наблюдается дальнейшее продолжение снижения напряжения на вторичной стороне силового трансформатора, питавшего шину (Bus 102), в «зоне В» активируется кластер «Alert 2». При выходе из строя генератора, питавшего шину (Bus 306) активируется кластер «Emergency 1(correctable)» в «зоне С». При отключении второго генератора, питавшего шину (Bus 305), активируется кластер «Emergency 3 (non - correctable)» в «зоне D», как показано на рис. 4.5.1.4:

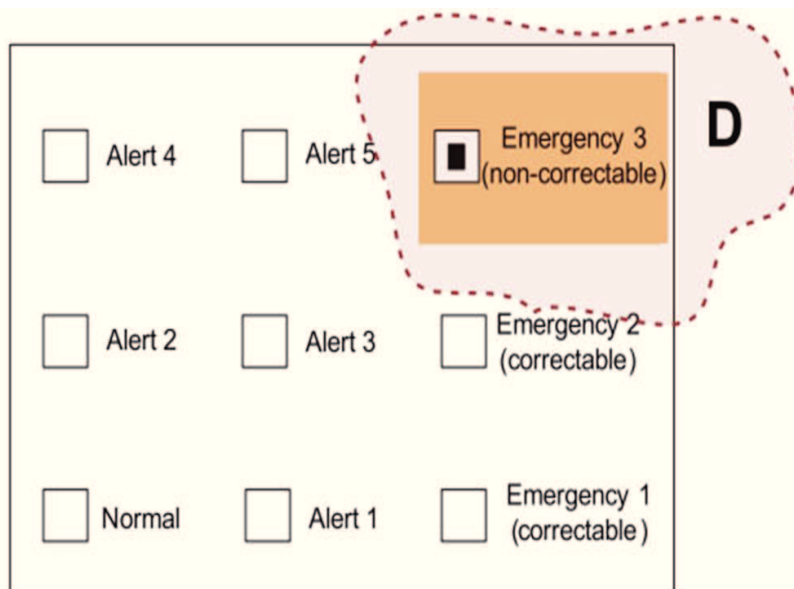


Рис.4.5.1.4 – Аварийный (не корректируемый) режим

Восстановление послеаварийного режима мультиагентной системой:

При продолжительном падении напряжения на шине (Bus 102) и отключении генератора, питавшего шину (Bus 309), мультиагентная автоматика определяет перегрузку оставшихся в работе генераторов, а также блоков РПН оставшихся в работе силовых трансформаторов. Автоматика координирует источники реактивной мощности (генераторы, силовые трансформаторы), чтобы исключить перегрузку и возникновение нестабильности по напряжению [6].

При отключении генераторов, питающих шины (Bus 305,306) это не приводит к качанию в системе. При дальнейшем выходе из строя питающих устройств, автоматика начнёт отключать нагрузку, параметры которой наиболее не стабильны для сохранения системы в рабочем режиме. Задача мультиагентной автоматики не допустить переход системы в аварийный (некорректируемый) режим (Emergency 3 (non - correctable)). В случае, если в сети началась лавина напряжений, система запускает аварийный протокол разгрузки, предполагающий отделение от общей сети всех узлов, параметры которых превысили критические, либо приближаются к ним [6].

5 Разработка программы восстановления питания в послеаварийном режиме

Проведённые исследования аварий, произошедших в электросетях, показывают, что при авариях, сопровождающихся отключениями, как на отдельных линиях, так и в масштабе районов, возникают токи короткого замыкания большой величины. Одновременно возникают перетоки мощности, перераспределение которых между узлами в энергосети может привести к перегрузкам линий, не рассчитанным на такие нагрузки, а также к перенапряжениям в узлах, что может в дальнейшем привести к ещё более тяжёлым авариям.

Для возможности быстрого восстановления энергоучастка, на котором произошла авария, приведшая к отключению линии, либо частичному отключению нагрузки в узле, предлагается разработка программного обеспечения для реализации алгоритмов ПА, позволяющих:

- контролировать состояние сети и получать от программы уведомления о возникших нарушениях;
- автоматическое формирование списка необходимых/наиболее оптимальных оперативных переключений;
- предоставление сформированного списка диспетчеру для получения с его стороны разрешения на выполнение оперативных мероприятий в автоматическом режиме, либо выполнение процедур непосредственно диспетчером;
- формирование отчета о режиме работы сети в результате выполненных операций. Возможность ознакомления с отчетом, как автоматически после выполнения операций, так и независимо в любой необходимый для диспетчера момент времени.

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

5.1 Структура программы

Основа работы программы - адресное взаимодействие с цифровыми терминалами, расположенными на ПС.

Процесс выполнения операций переключения задается макросом, который в своей структуре представляет логический набор команд.

Для удобства определения диспетчером необходимости применения того или иного макроса, они формируются в коды. Коды предполагается хранить в библиотеке программы, о которой будет сказано ниже.

При запуске макроса на физическом уровне происходит подача сигнала (серии сигналов) от диспетчера на коммутирующий элемент, в зависимости от их числа, требующий оперативных операций (включено/отключено).

Макрос предполагает в своей структуре, как операцию на конкретном коммутирующем элементе ПС вне зависимости от её внешнего вида (ОРУ/ЗРУ), так и некоторое количество оперативных мероприятий в пределах одной ПС, либо одиночные операции на разных ПС. Структура макроса может быть различной, о чём будет сказано чуть ниже.

Поскольку работа программы, предполагает оказание поддержки диспетчеру в выборе наиболее оптимальных мер, направленных на устранение послеаварийного режима работы сети и приведение показателей к рабочим параметрам вводится «Помощник», который отображает диспетчеру список решений, являющихся наиболее оптимальными для устранения послеаварийного режима.

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Программа включает в себя несколько библиотек:

- библиотека диагностики;
- библиотека ПА мер;
- библиотека штатных оперативных переключений.

Каждая библиотека представляет из себя список кодов, которые состоят из макросов. В зависимости от библиотеки различаются и логические операции макросов (от переключений до диагностики).

Библиотека диагностики:

Представляет собой набор кодов, которые осуществляют проверку исправности, как цифрового терминала, так и любого другого цифрового устройства, который будет записан в коде.

Основа процедуры диагностики:

При отправке программой, по указанию диспетчера, сигнала «запрос» на какой - либо терминал/иное цифровое устройство (адрес) в ячейках на ПС, от терминала/ иного цифрового устройства поступает сигнал «ответ». Содержание сигнала не регламентируется, но его форма должна позволять диспетчеру без затруднений определять состояние оборудования, в отношении которого производилась диагностика.

В процессе контроля режима работы сети процесс диагностики может осуществляться, как через регламентированные диспетчером промежутки времени, так и для каждой отдельной ячейки независимо.

При отключении программы в целях профилактических работ, либо по независящим от человека факторам (сбой по различным причинам операционной системы на АРМ диспетчера) и спустя определенный промежуток времени возобновление работы программным обеспечением, программой выполняется

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

автоматический опрос контролируемого оборудования на предмет исправности аппаратуры.

Структурно процесс выполнения диагностики исправного состояния аппаратуры программой представлен на блок схеме рис.5.1.1:

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

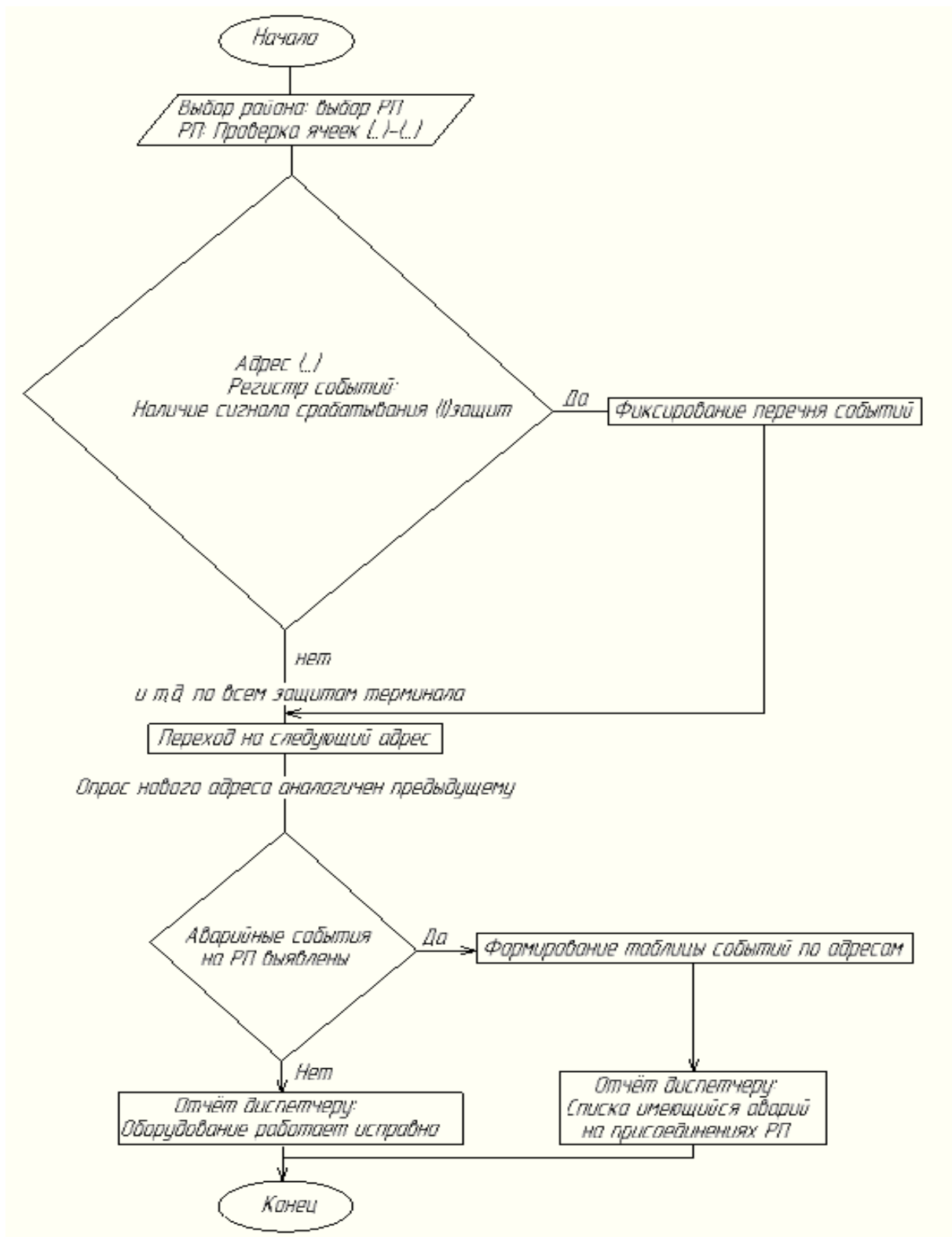


Рис.5.1.1 – Выполнение диагностики оборудования программой

Библиотека противоаварийных мер:

Представляет собой библиотеку кодов, в которых прописаны комплексы оперативных мер, при возникновении какой - либо аварии на участке. Порядок действий, при возникновении разного рода аварий будет описан чуть ниже.

Библиотека штатных оперативных переключений:

Представляет собой библиотеку кодов, логическое содержание которых направлено на выполнение оперативного действия (вкл/откл) каждого коммутирующего элемента (разъединитель, выключатель, отделитель и др.) в отдельности. Благодаря данной библиотеке предоставляется возможность дистанционного воздействия на каждый отдельный аппарат в ручном режиме.

5.2 Принцип формирования решений в послеаварийном режиме

Как упоминалось выше, в программу закладывается помощник, который активируется программой при возникновении аварийных событий. Аварийным считается событие, при котором происходит отключение какого – либо коммутирующего силового аппарата действием защиты, направленной на отключение.

Сообщение о произошедшем отключении на ПС фиксируется программой при помощи сигнала, поступающего от цифрового терминала ячейки. Программа сообщает диспетчеру: адрес устройства; номер ячейки, с которой поступил сигнал; номер ПС, где расположена ячейка, район в котором находится ПС.

Программа обращается к библиотеке противоаварийных мер мер, где происходит сопоставление текущего аварийного события со списком макросов к различного рода авариям. Происходит выделение всех макросов, в которых присутствует текущая авария. Диспетчеру формируется «сценарий» оперативных мер, предписанных макросами, содержание которых составлено для аварийных событий максимально приближенных к текущему.

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Не исключается содержание в структуре макроса оперативных мер, прописанных непосредственно для текущей аварии.

Отличительные признаки «сценария», предлагаемых «Помощником» противоаварийных мер, как максимально приближенных к текущей аварии, от предложенных мер, для непосредственно текущей аварии - минимальный список вариантов действий, направленных на устранение послеаварийного режима.

Если предложенный программой «сценарий» оперативных мер не устраивает в своём исходном виде диспетчера, он отказывается и разрабатывает собственный сценарий используя библиотеку штатных оперативных переключений. При составлении собственного «сценария» диспетчер может использовать отдельные оперативные мероприятия, предложенные помощником.

Структурно процесс разработки сценария программой представлен на блок схеме рис.5.2.1:

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

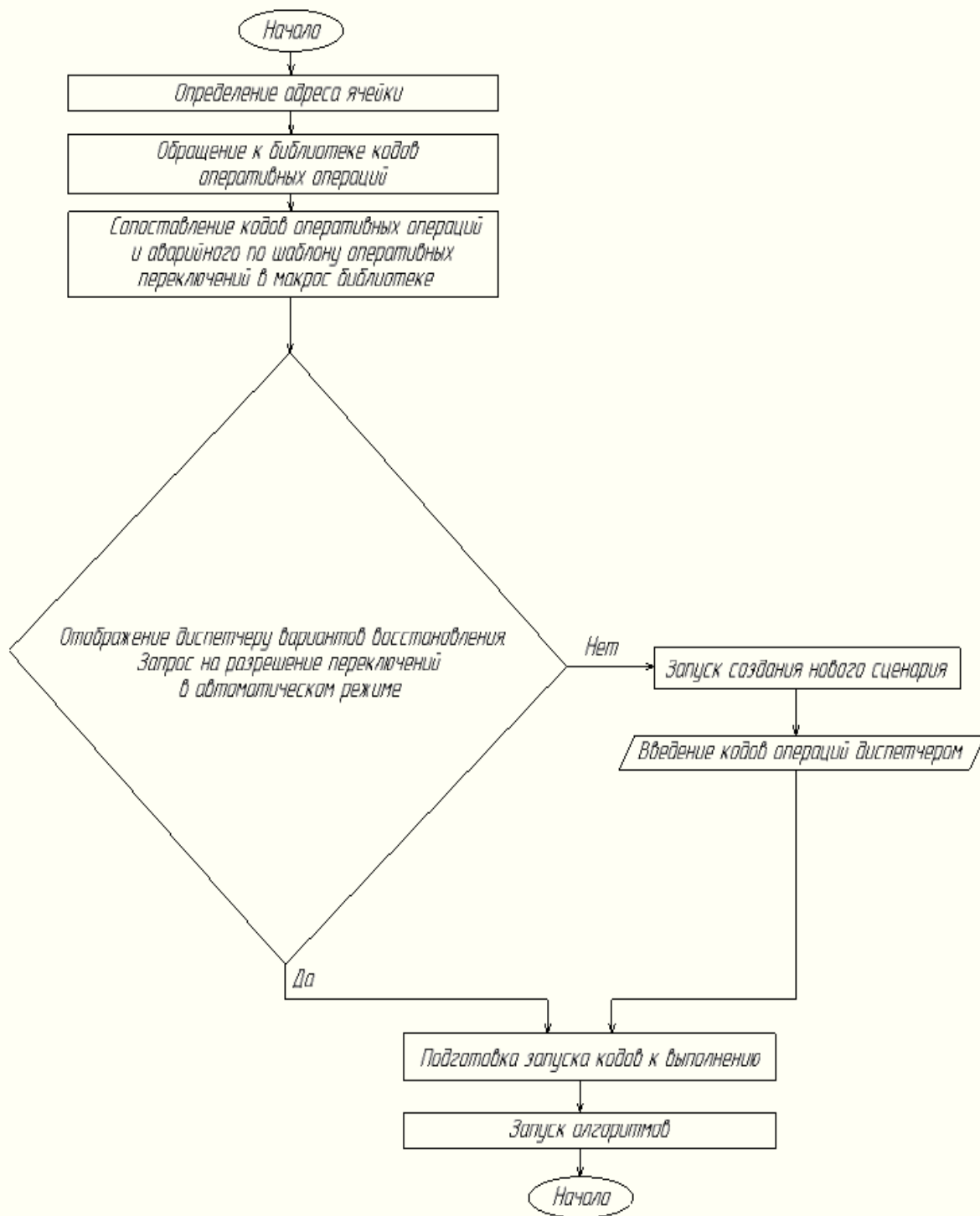


Рис.5.2.1 – Принцип формирования «сценария» (ПА) мер в послеаварийном режиме

Рассмотрим действие программы при ликвидации послеаварийного режима на отдельных примерах.

5.3 Примеры работы программы

Короткие замыкания, возникающие на каких - либо участках распределительной сети, либо района сопровождаются возможным отключением:

- линии;
- узла;
- некоторого количества нагрузки в узле;
- потерей напряжения на одной из секций шин (с.ш.) в узле;
- силового/авто трансформатора.

Во всех указанных случаях необходимо быстрое восстановление поврежденного участка, либо его резервирование, с целью выведения в ремонт места повреждения.

Реконфигурацию сети предлагается проводить при помощи алгоритма, который запускает тот вид защит, который запрограммирован на терминалах защиты в зависимости от ПС. Все алгоритмы составлены для сетей с величинами напряжений 6 (10) – 35кВ.

Для наглядности действия программы рассмотрим принцип разработки решений по ликвидации послеаварийных режимов на примере различных аварий.

5.3.1 ВЛ, КЛ

Линии высокого напряжения, классом 6 (10) – 35кВ, как правило городские. Их монтаж выполняют, как в воздухе (опоры уличного освещения, деревянные столбы во дворах), так и под землёй, а также в канализационных каналах.

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

При помощи данных распределительных линий осуществляется электроснабжение городских ПС, которые бывают двух типов:

- транзитные (проходные);
- тупиковые.

Транзитной называется проходная ПС, через шины которой осуществляются перетоки мощности между узлами сети.

Тупиковой является ПС, представляющая собой конечный узел, получающий питание по одной или двум радиальным линиям и из которого осуществляется электроснабжение подключенных электропотребителей [8].

В зависимости от реализации линии для питания ПС, автоматика должна проводить переключения с учетом наличия перетоков мощности в линии, а также видов автоматики, запрограммированных в терминалах на данном участке сети.

Для примера рассмотрим отключение линии питания тупиковой ПС, которое почти всегда приводит к прекращению электроснабжения потребителей, если отсутствует источник резервного питания, рис.5.3.1.1:

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

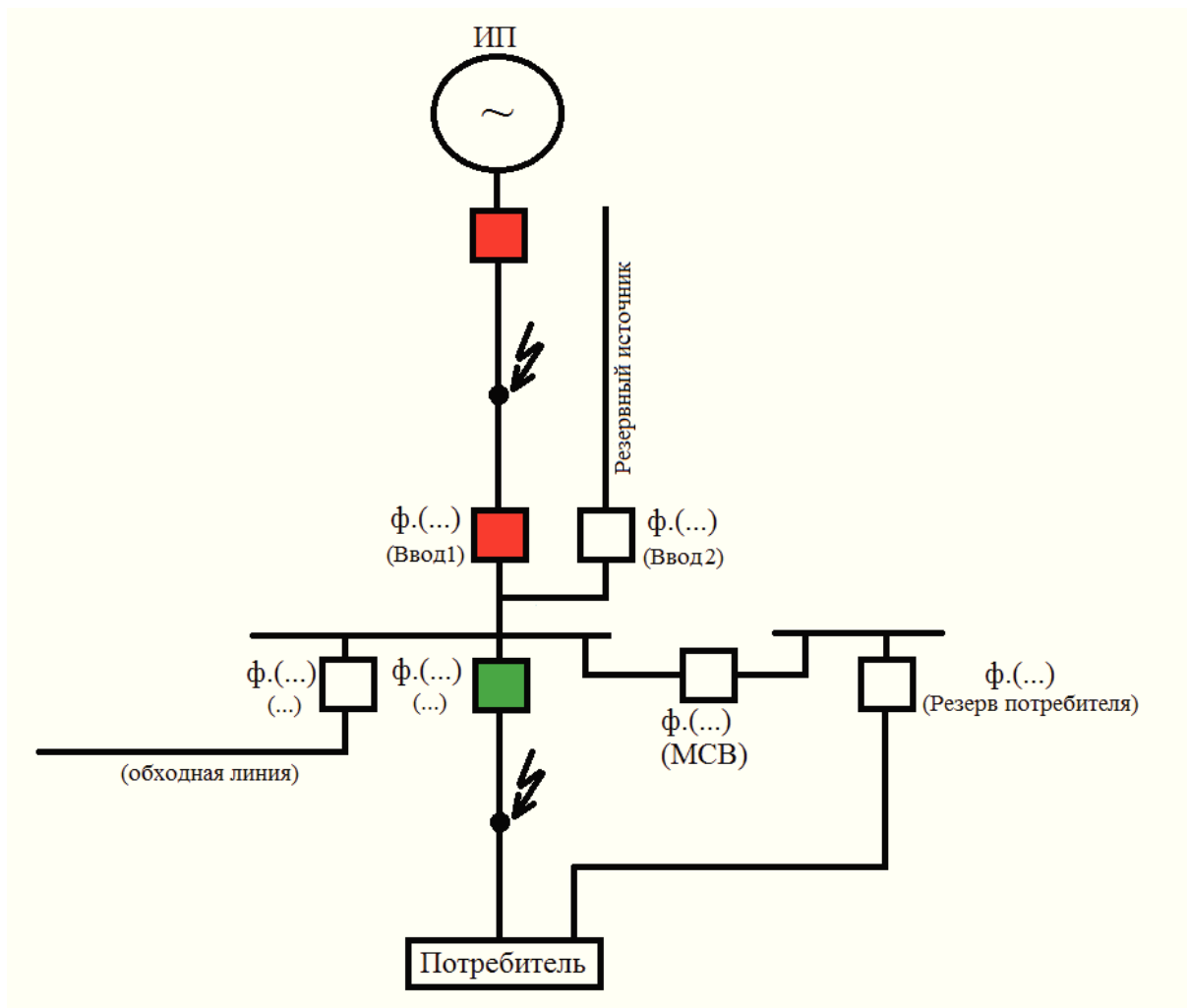


Рис.5.3.1.1 – Тупиковая ПС

Основной защитой, направленной на восстановление линии, в случае её аварийного отключения, является (АПВ). С учётом данной защиты предлагается следующий алгоритм действий:

- 1) Автоматическое повторное включение (АПВ) линии, при её аварийном отключении;
- 2) Если повреждение не самоустранилось после бестоковой паузы, блокировка дальнейшего срабатывания АПВ (на сегодняшний день имеется возможность программирования действия защиты до трёх раз (ступень АПВ));
- 3) Блокировка автоматики включения выключателя поврежденной линии;
- 4) Включение резервирования запуском выключателя (Ввод 2);

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

5) При неуспешной подаче питания через (Ввод 2), запуск ячейки выключателя обходной линии.

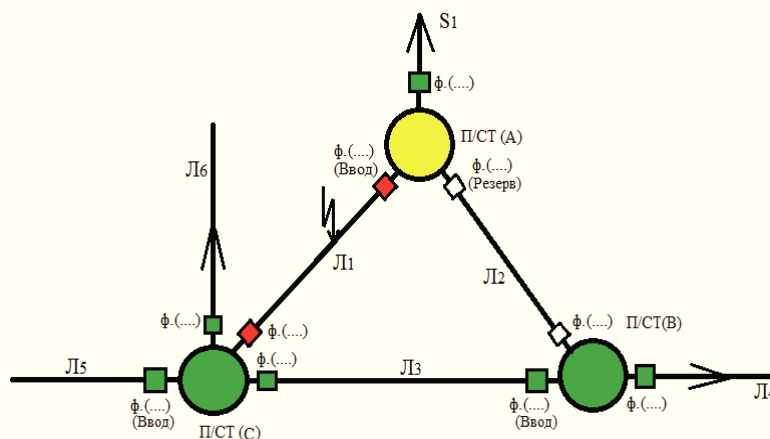
Принцип работы алгоритма:

В случае неуспешного действия автоматики (АПВ), на отключившейся линии, либо выхода из строя цепей управления (АВР), предлагается выполнить программирование алгоритма на поиск «обходной линии», которая будет соответствовать необходимым параметрам, как по нагрузке, так и по показателям перегрузки, в случае возникновения описанных выше неполадок при возникновении аварии. Был проведён поиск материала, где указывались бы способы расчёта, позволяющие закладывать кабель с запасом на резерв, в случае аварийного режима на каком - либо участке. Каких - то отдельных статей и публикаций, на указанные исследования, автором данной работы не обнаружено. Все источники говорят лишь о том, что при перегрузке кабеля, если она необходима, учитывается температура нагрева жил в кабеле, а также изоляция, в которой выполнен кабель. В ПУЭ приводятся условия допустимой продолжительности работы кабеля в условиях перегрузки.

В предлагаемой мнемосхеме, рис.5.1.1.2, также предусмотрено резервирование потребителя через (МСВ), в случае повреждения основного питающего кабеля.

На рис.5.1.1.2 представлена мнемосхема диагностики режима системы программой и предлагаемая последовательность действий диспетчеру, которую программа определяет, как наиболее оптимальную:

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76



Состояние сети:
 Авария на участке Л1, отключение выключателя ф.(...), П/СТ(...)

Параметры сети:
 П/СТ(А) - 7кВ;
 П/СТ(С) - 12 кВ;

Варианты устранения аварии:

Сценарий 1:
 1) Выполнить АПВ со стороны ф.(...)(Ввод) П/СТ(А)

Сценарий 2:
 1) При неуспешном АПВ ф.(...)(Ввод) П/СТ(А) выполнить выведение из работы линии Л1, отключив ф.(...) П/СТ(С)
 2) Произвести блокировку цепей управления ячеек на П/СТ (А) и (С);
 3) Выключить ф.(...) П/СТ (А) резервного питания от Л2;
 4) Выполнить (АВР) для резервирования отключенной С.Ш. П/СТ(А)

Рис.5.3.1.2 – Анализ программы режима работы сети

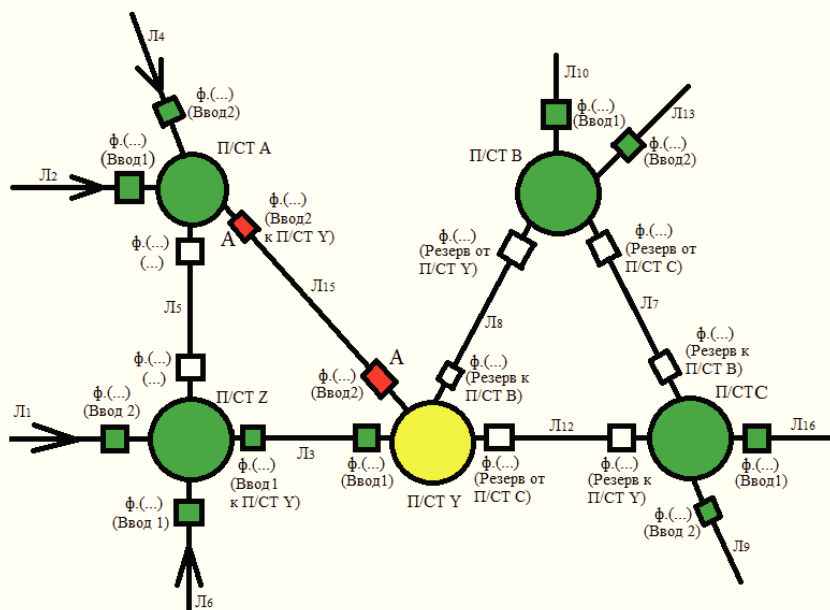
Принцип работы алгоритма:

При нарушениях на линии (к.з.; обрыв провода в одной из цепей; нарушение целостности портала и т.д.) измерительная система определяет резкое амплитудное изменение в параметрах тока и напряжения (I и U) и, сравнивая значения с библиотекой аварийных показателей, сообщает диспетчеру об аварии в зоне фиксирования датчиками данных всплесков.

Если защита терминала, в зоне которого произошла авария, отключила ячейку, программой производится опрос адресов терминалов (линия/ с.ш./ силовой трансформатор) на предмет фиксирования резких всплесков рабочих параметров, значения которых отличны от максимально допустимых (критических). Определив нужный адрес, вид оборудования и код аварии, на терминал подаётся команда о срабатывании (АПВ) линии с выдержкой времени (бестоковая пауза), выставленной на терминале. При повторном срабатывании защиты терминала, системой запускается автоматика отключения линии, блокируются цепи включения выключателей с обеих сторон линии (блокировка снимается диспетчером вручную). Далее запускаются выключатели ячейки с

питанием от резервной линии, и срабатывает (АВР) для возможности питания обеих (с.ш.).

Автоматическое аварийное отключение линий транзитных ПС, как это показано на рис.5.1.1.3, само по себе не приводит к прекращению электроснабжения потребителей [9].



Состояние сети:
Аварийное отключение линии Л15
Параметры сети:
П/СТ У - 9,2 кВ;
П/СТ А - 11 кВ;
(...)
Варианты устранения аварии:
Сценарий 1:
1) Запуск (АПВ) ячеек линии Л15
Сценарий 2:
1) При неуспешном (АПВ) ячеек линии Л15, запуск ячеек линии Л8;
2) При неуспешном включении Л8, выполнять (АВР) П/СТ У;
3) При возникновении дефицита мощности, выполнить подключение дополнительной линии из резерва (Л12, Л5, Л7), с общей схемой по одноименному вводу, с выполнением АВР.

Рис.5.3.1.3 - Мнемосхема отключения линии транзитной ПС

Однако отключение на узловой или проходной подстанции одной из линий может вызвать перегрузку других линий, оставшихся в работе. Во избежание перегрузки программа (ПА) производит компенсацию по мощности за счёт устройств компенсации, при невозможности регулировки напряжения переключателем силового трансформатора.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Наиболее вероятная структура алгоритма примет следующий вид:

- 1) Опрос программой терминалов на подстанциях для выявления участков, где произошли внезапные скачки тока и напряжения (I и U);
- 2) Определения количества источников питания в узле;
- 3) Определение количества линий, питающих узел, величину загрузки цепей;
- 4) Запуск линии, являющейся резервным питанием для обесточенной (с.ш.);
- 5) При неуспешном подключении резервной линии, отключение выключателей ячеек резерва, запуск (АВР) на ПС Y;
- 6) При падении мощности, формирование диспетчеру перечня наиболее мощных присоединений из имеющегося резерва;
- 7) Подключение резервной линии с использованием (АВР) на всех ПС, с выполнением схемы питания от одноименной (с.ш.).

При отказе цепей управления выключателей, какой - либо резервной линии, происходит запуск (либо предварительный запрос на включение) следующей линии, имеющейся в резерве.

Принцип работы алгоритма:

При отключении, какой - либо линии, вызванном различными причинами, запускается процедура восстановления (к.з., перегрузка, обрыв провода на трассе и т.д.). Первым шагом программа, при помощи опроса, описанного ранее, определяет участок, в зоне которого произошло отключение. Далее, определив участок, определяется код аварии. Выполнение переключений происходит в автоматическом режиме после получения от диспетчера положительного ответа (если он согласен со списком операций, выданных программой) на запрос со стороны программы, на выполнение операций. Либо вручную непосредственно диспетчером.

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

При срабатывании защиты по причине замыкания в линии, проверяется характер повреждения (нарушение может быть самоустраняемое), путём восстановления питания запуском (АПВ) ячеек. Если при повторной подаче питания, вновь срабатывает защита ячеек/ячейки, происходит блокировка цепей управления выключателями линии (поступает сообщение диспетчеру о необходимости выведения линии в ремонт). Программа производит запуск резервной линии. Если по каким - либо причинам запуск оказался неудачным (какая - либо из линий или ячейка присоединения, в имеющемся резерве, может быть в ремонте), программа отключает ячейку имеющегося резерва, далее выполняется запуск (АВР) на ПС.

Если в результате выполненных переключений наблюдается падение мощности на ПС, программа проводит поиск всех, имеющихся в резерве линий, с параметрами, приближёнными к параметрам отключившейся линии, либо с разницей, не превышающей определённой величины процента (задаётся руководящими лицами надзорных служб). Нужно сказать, что потребуются проработка взаимодействия программы с существующими приложениями, определяющими математически степень загруженности линий, либо с программами, контролирующими в режиме прямого измерения загруженность линий на текущий момент.

В схеме на рис.5.3.1.3 при отключении линии (Л₁₅) резервным запасом выступают линии (Л₈, Л₁₂, Л₇, Л₅).

Если дефицит мощности продолжается, даже при выполненном резервировании, всем доступным для этого резервом, предлагается запускать регулирование величины напряжения при помощи переключения отпаек трансформатора под возбуждением (РПВ). Крайней мерой стабилизации мощности в сети является отключение программой не ответственных потребителей.

5.3.2 Секции шин (с.ш.)

Сборные шины подстанций могут остаться без напряжения при:

										Лист
										80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ					

- к.з. на линиях;
- к.з. на оборудовании шин;
- к.з. на участках соединительных проводов от шин до выключателей, а также на выключателях;
- к.з. на любом присоединении, отходящем от шин, и отказе в действии защиты выключателя;
- отказе или неправильной работе защиты шин или устройства резервирования при отказе выключателей;
- аварии в энергосистеме.

В сетях высоких напряжений для защиты оборудования применяются дифференциальные токовые защиты, поскольку требуется мгновенное отключение токов к.з. Если чувствительности дифференциальной защиты недостаточно используются дифференциальные защиты на выпрямленном токе с торможением или дифференциально-фазные защиты.

В сетях 6 (10) кВ шины защищаются дифференциальной токовой защитой, выполненной по неполной схеме. Также в таких сетях применяются токовые отсечки и дистанционные защиты, устанавливаемые на стороне 6 (10) кВ трансформаторов, питающих шины. Для выполнения резервирования при отказах в отключении выключателей применяются специальные (УРОВ) [9].

Алгоритм работы автоматики восстановления питания на (с.ш.) в случае его прекращения практически ничем не отличается от действий оперативного персонала. Любые переключения, как правило, носят характер, как можно более быстрого восстановления питания на (с.ш.). Вид действия автоматики в большей степени зависит от исправного срабатывания выключателей ячеек.

Перед выполнением процедур по восстановлению питания на (с.ш.), предлагается запрограммировать программу на опрос терминалов с целью проверки отсутствия замыкания между шинами путем запуска (ЛЗШ) (данный процесс предполагает формирование опроса, цель которого, сообщить о наличии

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	<i>Лист</i>
						81
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

неисправности). Если проверка показала отрицательный результат (замыканий не выявлено), программа приступает к процедуре восстановления питания.

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Структура алгоритма для восстановления питания на (с.ш.):

Транзитная ПС:

- 1) Попытка (АПВ) питания на вводах;
- 2) Включение (МСВ) при отказе автоматики управления вводом, либо выхода из строя силового выключателя ввода;
- 3) При неуспешном (АПВ), включение резерва на присоединении обесточенной шины.

На рис.5.3.2.1 представлена мнемосхема ПС и рекомендации в последовательности действий диспетчером или выполнение переключений со стороны систем (ПА), после получения разрешения на запрос со стороны программы, для ликвидации послеаварийного режима, вызванного независимыми факторами, с высокой вероятностью нормализации режима работы:

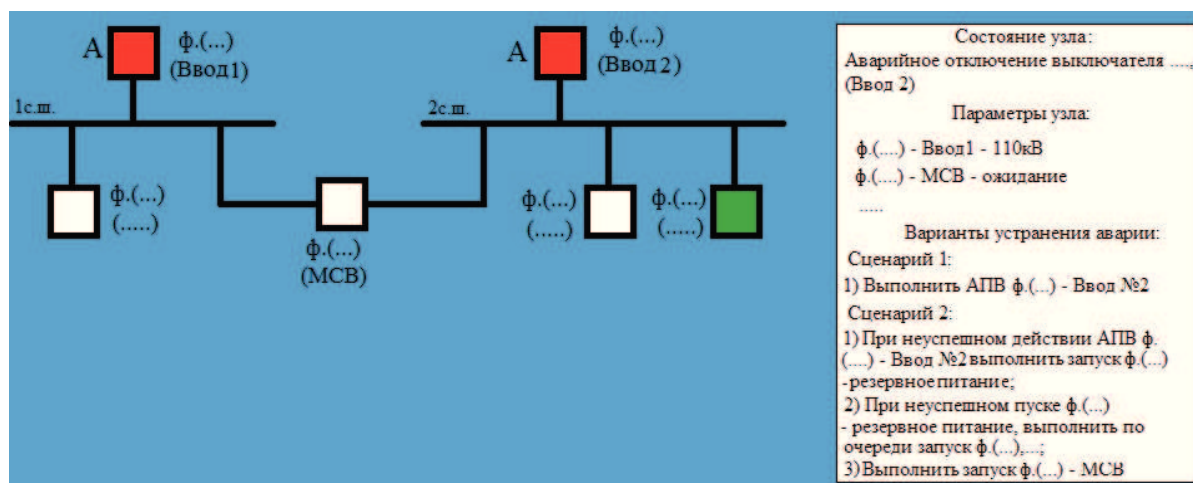


Рис.5.3.2.1 – Мнемосхема ПС с отображением с.ш., а также присоединениями на секциях

Принцип работы алгоритма:

При исчезновении питания на обоих вводах по причине к.з., либо иных причин, вызванных независимыми факторами на линиях, от которых питается ПС, отключаются соответствующие выключатели. О том, что произошло аварийное отключение выключателя (в результате действия защиты) говорит индекс (А), возникающий рядом с элементом выключателя.

Программа, определив отсутствие питания на секциях, по очереди выполняет запуск (АПВ) каждого из вводов. В случае повторного отключения ячеек вводов защитой, для возобновления питания в узле, приложение пробует включить по очереди ячейки резервного питания, которое поступает от других ПС (предусматривается планом сети), пока измерительные трансформаторы не зафиксируют появление напряжения на одной из секций шин (с.ш.). При неуспешном включении какой – либо из резервных ячеек, (ПА) вновь отключает выключатель этой ячейки. Причинами поочередного запуска резервных ячеек может послужить:

- нахождение какого – либо из резервов в ремонте (как выключателя в ячейке, так и линии);
- отказ цепей управления выключателем.

После запуска резерва, программа включает (МСВ) для питания обеих секций.

В процессе выполнения мероприятий, направленных на устранение аварийного режима в узле, могут возникать ситуации, связанные с выходом из строя автоматики отключения выключателя. В случае неотключения выключателя действием защиты, программа автоматики запускает (УРОВ) для выключателя данной ячейки. Если это мероприятие также оказалось безуспешным, приложение выполняет опрос измерительных трансформаторов, для проверки наличия напряжения на секциях. В случае наличия напряжения происходит отключение резервного питания, выполняется отключение шинного разъединителя ячейки с неисправным выключателем, после чего резервное питание вновь подается на шины.

5.3.3 Силовой/авто трансформатор

Автоматическое отключение трансформатора может быть вызвано, как внутренними повреждениями (повреждение изоляции токоведущих частей,

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

магнитопровода), так и внешними (кроме повреждений на линии, подключенной к сторонам ВН и НН трансформатора, также перекрытия наружной части вводов).

При повреждении изоляции токоведущих частей обычно возникают междувитковые замыкания в обмотках, также возможно замыкание одной из фаз на корпус (землю) трансформатора или междуфазные замыкания. Повреждения в магнитопроводе приводят к появлению местных нагревов в электротехнической стали, разложению масла и выделению газов. Основными защитами для всех перечисленных повреждений являются: токовые отсечки, дифференциальные и газовые защиты [9].

При выполнении программой переключений для устранения аварии требуется некоторая настройка, а именно умение программой распознать неисправный выключатель (не отключившийся при работе защиты какого-либо присоединения) на присоединении к (с.ш.). Данная настройка позволит выявлять неисправные ячейки, что сведёт к минимуму определение объема необходимых мер для устранения аварии и возобновления питания.

Основной принцип действия алгоритма при отключении трансформатора:

Если отключилась ячейка ввода на ПС, к которой идёт питание со стороны НН трансформатора:

1) Опрос программой терминалов, ячеек присоединений к (с.ш.), а также терминала ячейки ввода, на срабатывание запрограммированных в них защит (предлагается разработка библиотеки кодов, каждый из которых соответствует своему виду защиты, программой проверяется подтверждение того или иного кода);

2) Опрос датчиков контроля рабочих параметров силового трансформатора, а также датчиков контроля параметров технического состояния (давление и температура масла, уровень концентрации примесей и т.д.);

3) Опрос выявленного терминала на положение силовых контактов выключателя (отключен);

4) Запуск (АПВ) ввода;

										Лист
										85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

5) При неуспешном (АПВ), запуск (АВР) для резервирования от второй с.ш.;

6) При неуспешном (АВР), запуск присоединения с резервным питанием на секции с отключенным вводом.

Рассмотрим мнемосхему, представленную на рис.5.3.3.1:

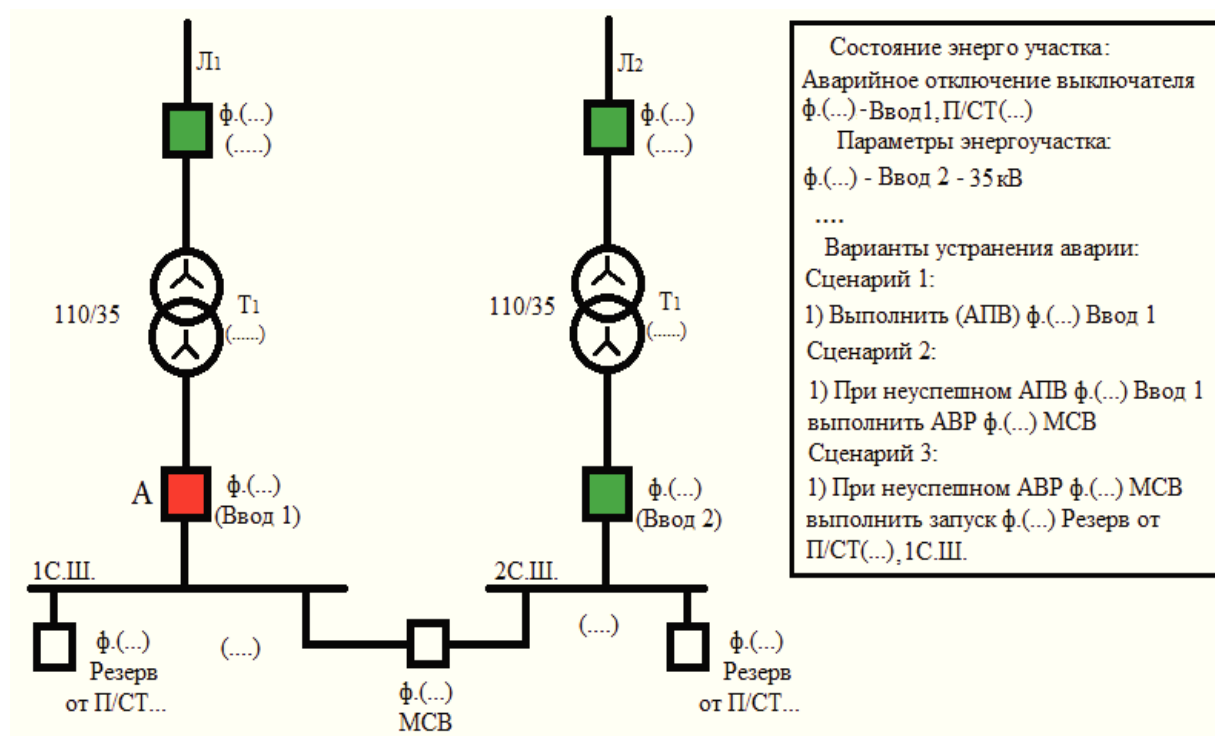


Рис.5.3.3.1 – Мнемосхема ПС с отключением ввода, питаемого от стороны НН трансформатора

Принцип работы алгоритма:

При отключении ячейки ввода одной из секций шин, программа выполняет опрос терминалов на подтверждение аварийного кода, говорящего о срабатывании защиты. Таким образом программа определяет, имеется ли среди ячеек, ячейка с неисправным выключателем, который не отключился при срабатывании защиты вследствие нарушения на данном присоединении (эта проверка позволит на этапе диагностики исключить повреждение в силовом трансформаторе, поскольку действие защиты на ячейке ввода произошло по причине выхода из строя выключателя на одном из присоединений, либо в отказе действия защиты присоединения). Если опрос определяет действие защиты на

одном из присоединений, программа выполняет отключение разъединителей поврежденного присоединения (выключатель остается включенным из-за неисправности), после чего происходит запуск (АПВ) ячейки основного ввода.

Если причиной отключения выключателя стало повреждение на участке между обмоткой (НН) трансформатора и ячейкой, либо возможно повреждение на стороне (НН) в трансформаторе, программа проверяет вид защиты, в результате действия которой произошло отключение вводной ячейки. Выполнение (АПВ) определяется программой (разрешение/запрет) исходя из характера тяжести повреждения (например, действие (МТЗ), дифференциальной защиты или 333).

Если по какой - то причине произошёл отказ действия (АПВ) ячейки ввода, программа выполняет запуск (АВР) ячейки (МСВ). Если запуск (МСВ) по каким – либо причинам также оказался неудачным, поступает сигнал на запуск ячейки с резервным питанием на присоединении (с.ш.), с отключенным вводом.

После подачи питания на (с.ш.) происходит блокировка цепей управления всех неисправных выключателей, чтобы избежать их самопроизвольное включение. Обо всех неисправностях, выявленных программой при выполнении элементами (ПА) оперативных мероприятий, диспетчеру на пульт управления поступают сообщения в виде соответствующих кодов ошибок.

Отключение ячеек с присоединением обеих сторон трансформатора (ВН и НН) (полное отключение):

- 1) Опрос программой датчиков, установленных в силовом трансформаторе;
- 2) Опрос терминалов ячеек на фиксирование появления кода защиты;
- 3) При подтверждении кода, говорящего о наличии нарушения в питающей линии, либо фиксирование датчиками, установленными в силовом трансформаторе, критических величин контролируемых параметров, говорящих о наличии повреждения(ий) в трансформаторе, программа посылает сигнализацию диспетчеру о выходе трансформатора, либо питающей линии из строя;

										Лист
										87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

- 4) Запуск (АВР) для подачи питания через резервную секцию;
- 5) При неуспешном действии (АВР), запуск ячейки резервного питания на обесточенной (с.ш.).

Рассмотрим мнемосхему, представленную на рис.5.3.3.2:

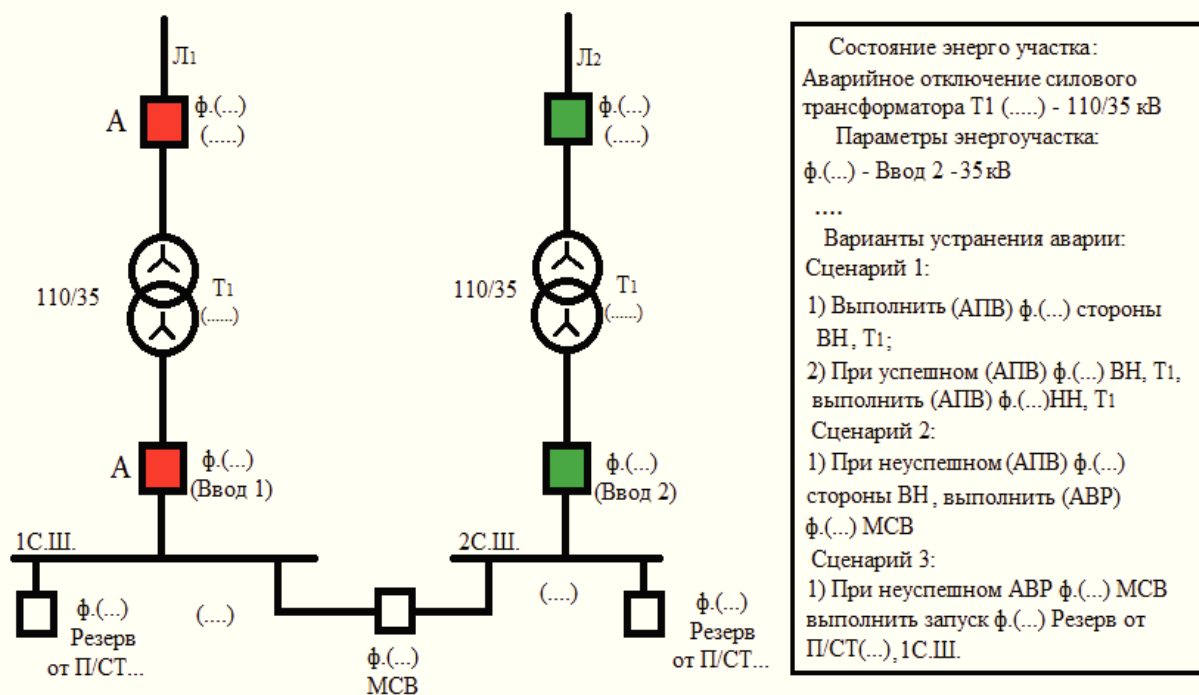


Рис.5.3.3.2 – Мнемосхема ПС с полным отключением трансформатора Т₁

Принцип работы алгоритма:

При полном отключении трансформатора (Т₁), программа выполняет опрос датчиков в трансформаторе на предмет аварийных значений контролируемых параметров (давление и температура масла; концентрация газа, образуемого при кипении масла). Если указанные параметры находятся в пределах нормы (сквозное замыкание), программа пробует поочерёдный пуск ячеек при помощи (АПВ) для подачи питания на трансформатор. Если после включения первой ячейки (подача питания на сторону ВН) произошло вновь её отключение, выполняется запуск резервного питания с последовательностью, описанной выше, по окончании резервирования происходит блокировка цепей управления

выключателями, подключающими трансформатор к линии. Блокировка снимается диспетчером вручную.

Также система информирует диспетчера о показателях контролируемых параметров трансформатора, если они превысили критические значения.

5.3.4 Генератор

Среди описанных видов повреждений и способов их устранения в другую, немало важную группу, входят аварии, связанные с нарушением устойчивости частоты (f) в сети, а также качания генератора, вызванные потерей им синхронизма с сетью.

В случае возникновения этих нарушений запускаются следующие защиты:

- АЧР;
- АРВ;
- АЛАР.

Поскольку аварии в сети, ведущие к понижению частоты (f) являются серьезным видом нарушения, вызывая:

- провалы мощности, как у потребителя, так и в собственных нуждах генерирующих станций;
- снижение напряжения (U);
- обвал всей энергосети.

То защиты, используемые при таких авариях, являются достаточно сложными. Важным моментом является их согласованная настройка с резервированием при (АРВ) и включением ячеек при помощи (АПВ) [10].

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Структура алгоритма выглядит следующим образом:

1) Опрос программой показателей, измеряемых на эл. машинах (генераторы и любые другие эл. машины, которые можно перевести в режим генерации эл. энергии);

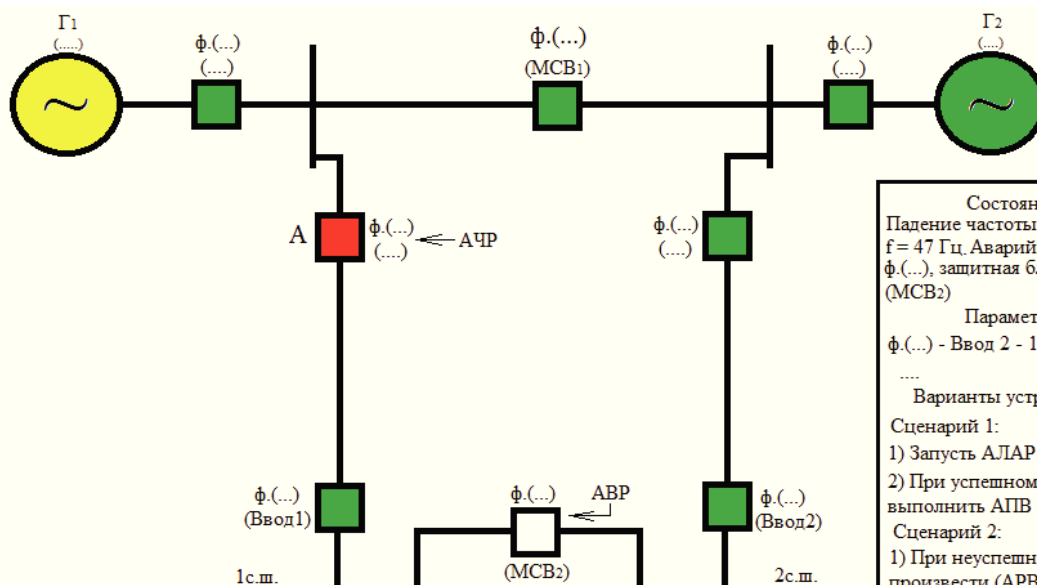
2) При выходе показателей за допустимые нормы, запуск защиты для восстановления синхронной работы машины в зависимости от уставки по какому – либо параметру (угловая частота (ω), скольжение (s), частота сети (f), напряжение (U)), достигшему наиболее критической величины;

3) При быстром восстановлении синхронного режима работы, обратное подключение ячеек, питаемых от эл. станции, которые были отключены защитой восстановления синхронной работы эл. машин (если эти отключения произошли);

4) При серьёзном нарушении в работе эл. машин, защита выполняет деление системы на отдельные энерго участки, полностью отключая наиболее перегруженные линии, либо часть потребителей на с.ш., оставляя эл. снабжение лишь потребителям I категории (при их наличии в узле), а также собственным нуждам на ПС (вентиляция в помещениях ячеек; обогрев приводов выключателей, рабочих помещений; освещение и т.д.), если по условиям окружающей среды, в которой находится оборудование, наличие этих систем обязательно.

Рассмотрим мнемосхему, изображенную на рис.5.3.4.1:

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90



Состояние сети:
 Падение частоты в Г1 до величины $f = 47$ Гц. Аварийное отключение $\phi(\dots)$, защитная блокировка $\phi(\dots)$, (МСВ2)

Параметры сети:
 $\phi(\dots)$ - Ввод 2 - 110кВ

Варианты устранения аварии:
 Сценарий 1:
 1) Запустить АЛАР агрегата Г1;
 2) При успешном АЛАР, выполнить АПВ $\phi(\dots)$

Сценарий 2:
 1) При неуспешном АЛАР произвести (АРВ) агрегата Г1;
 2) При успешном (АРВ) агрегата Г1 выполнить (АПВ) $\phi(\dots)$

Рис.5.1.4.1 – Мнемосхема энергосети с нарушением синхронной работы установки (Г₁)

Принцип работы алгоритма:

Во время работы одной из установок (Г₁, Г₂) могут происходить различные нарушения, вызванные, как техническими факторами (износ подвижных элементов машины, ухудшение электрических контактных и механических соединений), так и факторами, вызванными из вне (к.з. в линиях, либо на потребителях; выход из строя силового оборудования, получающего питание от станции и т.д.).

Все эти нарушения, происходящие на незначительном расстоянии от источника питания, вызывают возмущения в работе эл. машин. Предположим один из выше указанных факторов вызвал падение частоты (f) в генераторе (Г₁). Программа почувствовала эти колебания. При снижении, параметр частоты (f) доходит до уставки срабатывания защиты и запускает (АЧР), она в свою очередь воздействует на отключение выключателя присоединения ПС. Поскольку отключение потребителя произошло действием частотной разгрузки, автоматика (АВР) на ПС блокируется. Отключая это присоединение генератор разгружается,

тем самым процесс восстановления работы по частоте становится более облегченный.

Далее для быстрого возвращения параметра к норме, срабатывают устройства автоматики генератора непосредственно на эл. станции. При незначительном нарушении и быстрой нормализации частоты (f), программа посылает сигнал на возобновление питания потребителю, обратным подключением к сети. При программировании данного алгоритма следует отметить, что при таком выполнении защиты (АЧР) на (с.ш.) не допустимо подключать ответственных потребителей (I и II категории питания), поскольку при отключении, все присоединения секции остаются без электроснабжения на время восстановления работы генератора.

Рассмотрим работу алгоритма при серьезном нарушении в генераторе Γ_1 , показанном на схеме рис.5.3.4.2:

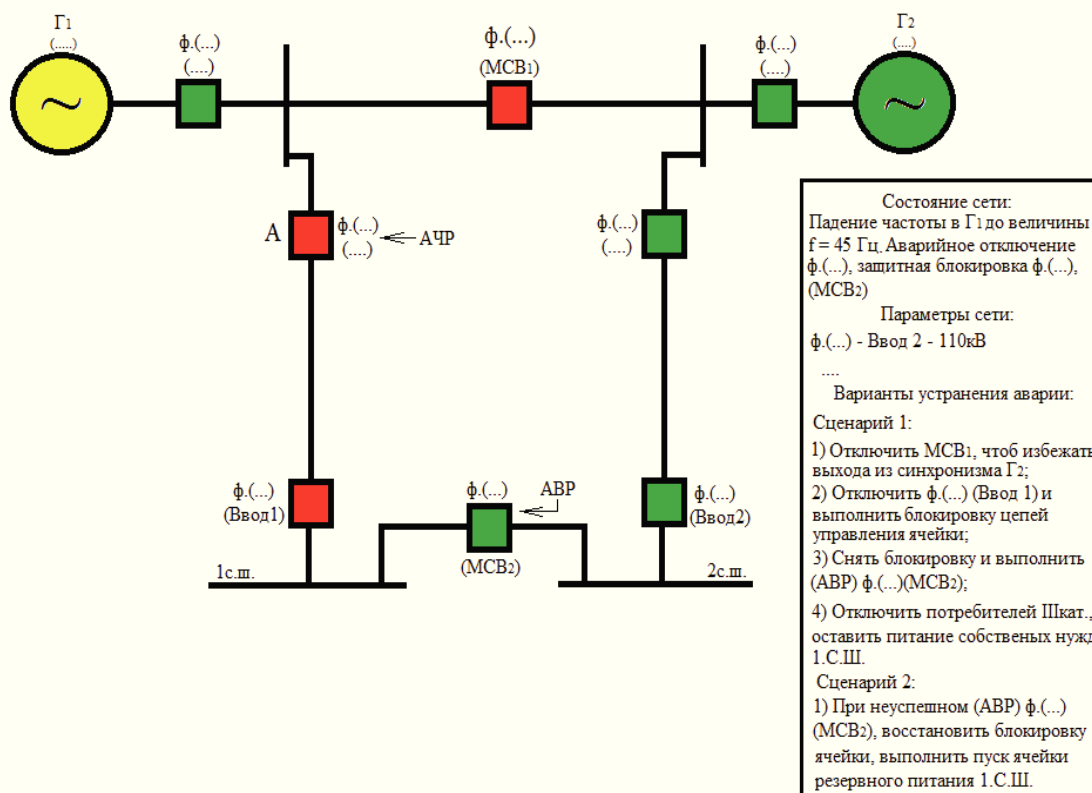


Рис.5.3.4.2 – Мнемосхема деления энергосети на небольшой участок

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Работа алгоритма:

При продолжающемся снижении величины частоты (f) или её долгом невозвращении к номинальной величине, может возникнуть опасность влияния генератора (G_1) на (G_2). Чтобы этого избежать программа выполняет отключение ячейки (МСВ₁), таким образом (G_2) выводится на независимую работу. При блокировке действия (АВР) рекомендуется реализация возможности доступа к снятию блокировки резервирования через блокировку цепей управления выключателем ячейки (Ввод 1). Отключение выключателя ячейки (Ввод 1) и блокировка цепей управления выключателем, позволят выполнить снятие блокировки действия (АВР) ячейки (МСВ₂). Если при подаче питания на (1с.ш.) через (МСВ₂) возникнет опасность перегрузки генератора (G_2) на величину, больше допустимой, осуществить отключение потребителей III кат. эл. снабжения, оставляя в работе собственные нужды ПС.

В случае не срабатывания (АВР) по каким - либо причинам, в цепи управления выключателем (МСВ₂) вновь ставится блокировка, после чего происходит запуск ячейки аварийного резервного питания присоединения (1с.ш.), при этом блокировка цепей управления выключателем ввода не снимается.

Запуск автоматики восстановления режима работы генератора (G_1) должен настраиваться согласованно с действием систем (ПА). Автоматика переключений, выполняемая программой, должна реализовываться после действия защит генератора. Цикл переключений в обратной последовательности для восстановления штатной схемы эл. снабжения запускается с получением программой разрешения от диспетчера, либо диспетчер имеет возможность выставить таймер запуска автоматики восстановления схемы эл. снабжения, с возможностью корректировки таймера.

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Описанные алгоритмы, выполняемые программой при помощи систем (ПА) имеют схожие операции, выполняемые оперативным персоналом при выполнении переключений, итогом которых является подача питания на обе с.ш., при помощи (МСВ), либо питание от резервного присоединения.

Структурная схема алгоритма действий автоматики для восстановления питания одного из вводов представлена на схеме, изображенной на рис.5.3.4.3:

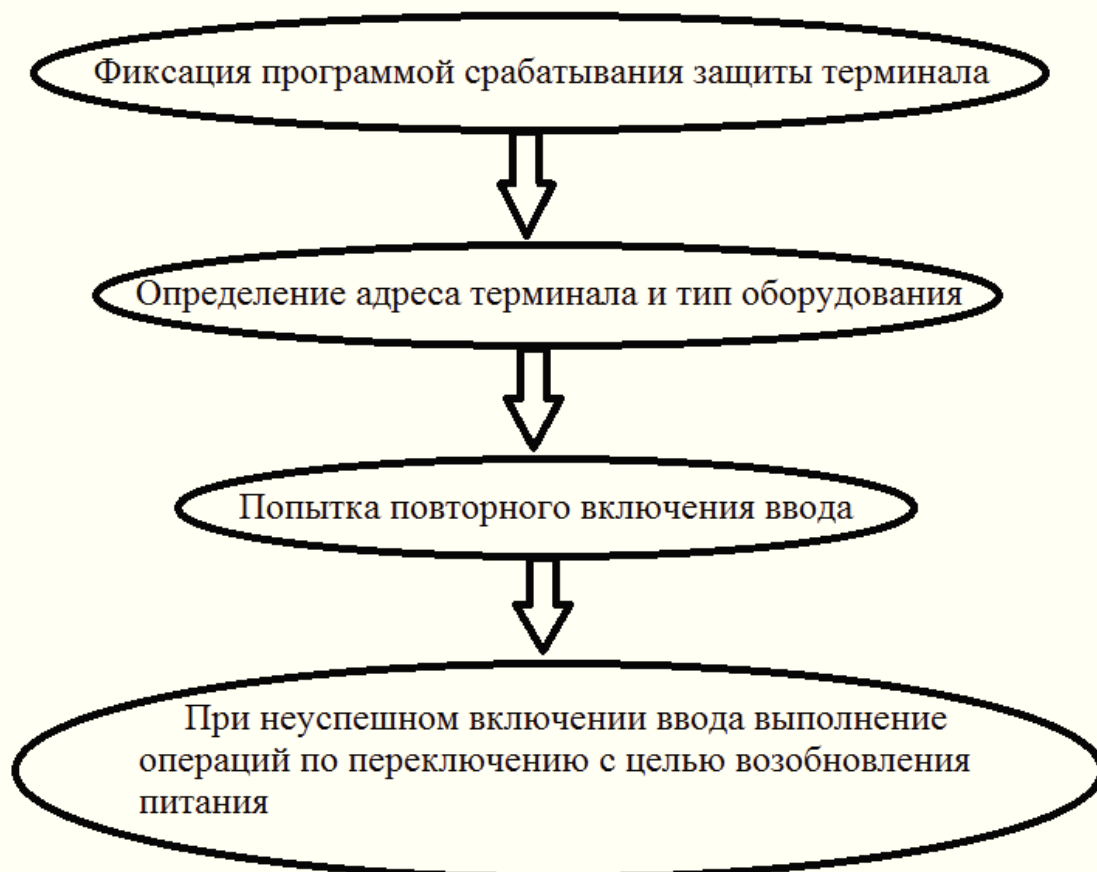


Рис.5.3.4.3 – Принцип работы автоматики при исчезновении питания на одном из вводов

В предложенной автором работы программе предполагается разработка кодов, задача которых - возможность согласования работы оперативных мероприятий, выполняемых программой, с собственной автоматикой электростанций средней мощности. Один из предлагаемых вариантов согласования представлен ниже.

Работа автоматики в случае нарушения в работе генераторов:

- 1) Сбор информации о параметрах генератора в случае срабатывания защит, направленных на деление сети на участки, после определения нужного участка сети;
- 2) Восстановление режима работы установки собственными системами автоматики;
- 3) При затянувшемся восстановлении автоматикой рабочего режима генератора, выполнение переключений, цель которых, подача питания через резервный генератор.

Структурная схема действий алгоритма представлена на рис.5.3.4.4:

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

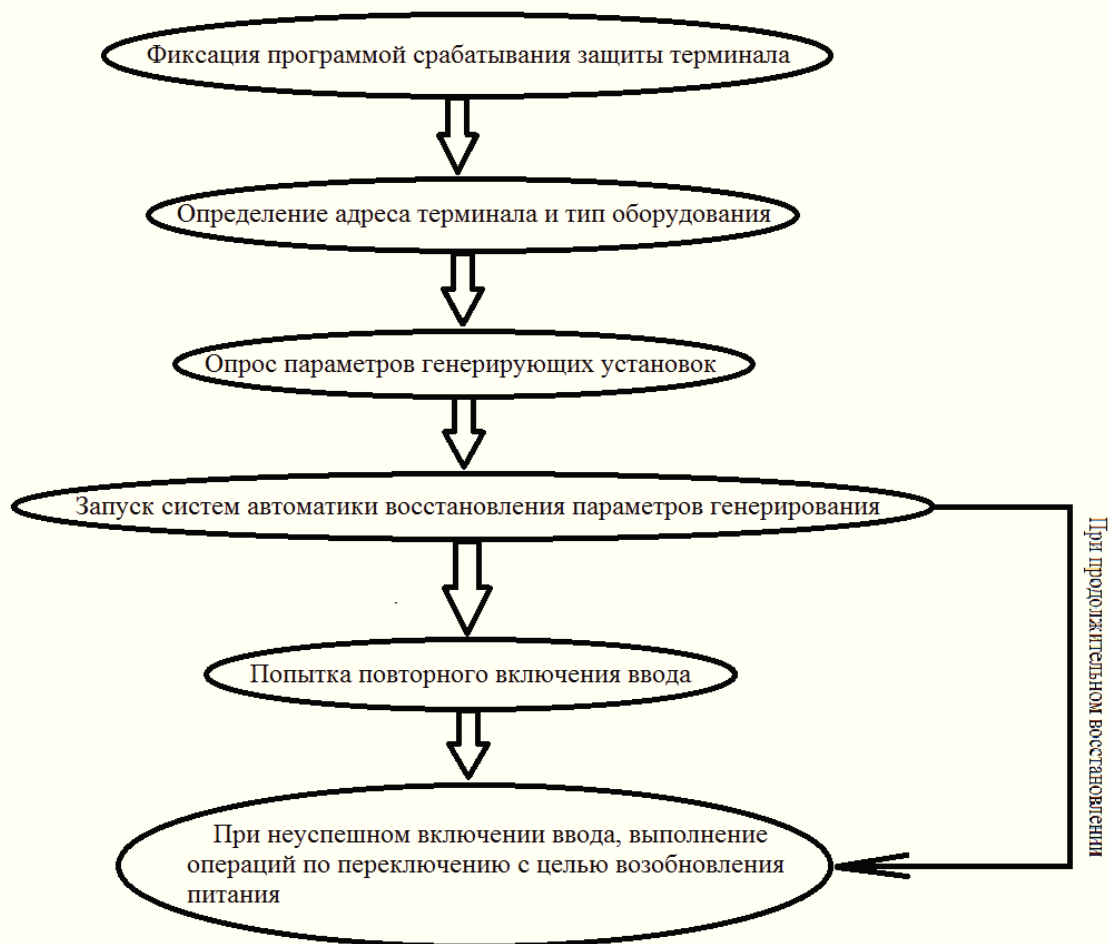


Рис.5.3.4.4 – Структура работы алгоритма при нарушениях работы генераторных установок на эл. станциях

Описанные выше алгоритмы противоаварийных действий предлагается реализовать в виде независимого программного приложения.

5.4 Реконфигуратор

На основе предложенных идей по автоматизации мер, направленных на восстановление послеаварийного режима в распределительной сети, был разработан интерфейс для программы рис.5.4.1, получившей название «Реконфигуратор».

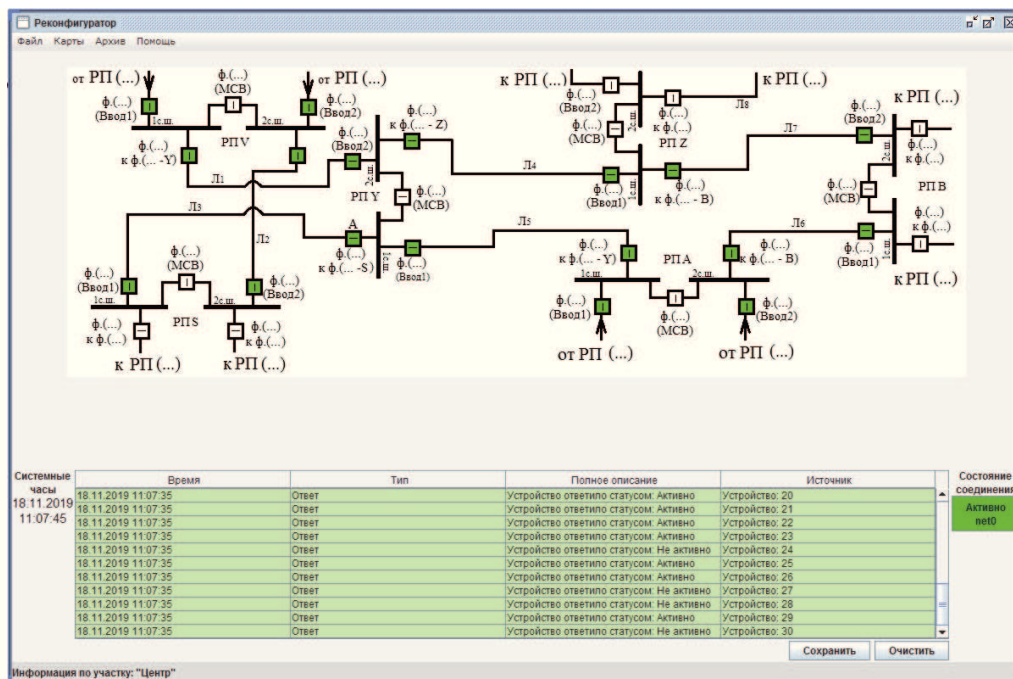


Рис.5.4.1 – Интерфейс программы

Предлагаемая программа, реализует две задачи:

- 1) Опрос электрооборудования, входящего в контролируемый диспетчером энерго участок, на предмет каких – либо нарушений, зафиксированных аппаратами контроля (датчики, цифровые терминалы защиты и т.д.);
- 2) Выполнение оперативных переключений, направленных на восстановление питания на с.ш. ПС.

Состав интерфейса:

- 1) Поле участка, в котором отображается схема контролируемого участка сети;
- 2) Диалоговое окно, отображаемое в табличной форме. С его помощью программа сообщает диспетчеру о любых изменениях в схеме (как запрограммированные операции, так и независимые события).

В создаваемых вкладках предполагается вносить команды на:

- отображение участков, контролируемых диспетчером и переход между ними;
- отображение параметров оборудования, входящего в состав каждой конкретной ПС;
- список ПС входящих в участок;
- вызов меню «Помощника»;
- вызов команды диспетчером «Создания сценария» и т.д.

Приведенный перечень операций, которые может осуществлять программа, не полный и может дополняться в зависимости от рекомендаций, поступающих со стороны работников диспетчерских служб.

Для согласованной работы нескольких программных приложений, в случае, если контроль состояния городской электросети производится группой диспетчеров, располагающихся в разных точках контроля, удаленных друг от друга, предусматривается возможность реализации мульти агентной передачи данных между диспетчерами.

Возможности программы:

- формирование контролируемых участков в виде карт;
- отображение, участков в реальном масштабе времени;
- информирование диспетчера о текущей схеме питания потребителей в сети при аварийных отключениях;
- возможность диспетчером разработки собственного сценария переключений;

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

– наличие библиотеки кодов, позволяющей: 1) Определять причину отключения потребителей, 2) задавать программу диагностики оборудования П/СТ, 3) ориентироваться в оперативных командах, требуемых для создания нужной конфигурации сети.

5.5 Способы технической реализации управляющих воздействий и диагностики оборудования при помощи интерфейса

Основной способ дистанционного воздействия диспетчером на силовые выключатели, а также контроль положения их силовых контактов в ячейках – телемеханика.

Отечественными производителями предлагаются следующие виды систем телемеханики, применяющиеся для контроля и управления в электросетях:

1) PLC Technology г.Москва - Программно технический комплекс ТО-PAZ HVD3, имеющий в своём составе пять модификаций (RTU1, RTU3, RTU5, RTU7, EM3), рис.5.1.6.1:

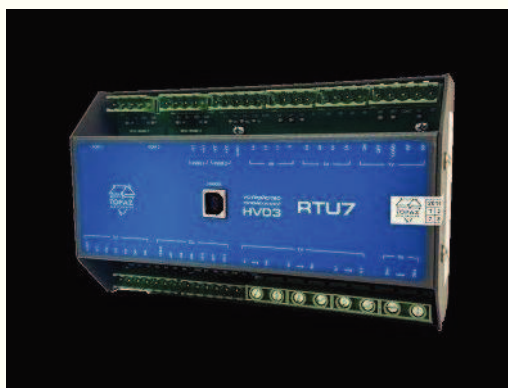


Рис.5.1.6.1 – Внешний вид комплекса телемеханики ТОPAZ HVD3
(модификация RTU7)

2) ОАО «Юг – СИСТЕМА плюс», г.Краснодар - Центральная приёмо – передающая станция ЦППС PU2302C10, входящая в состав комплекса программно – аппаратных средств телемеханики КОМПАС ТМ 2.0, рис.5.1.6.2:



Рис.5.1.6.2 – Внешний вид программно аппаратных средств КОМПАС ТМ 2.0

Также представлены фирмы, которые занимаются разработками в различных направлениях цифровой передачи данных для систем электроэнергетики:

1) ООО «ПРОСОФТ - СИСТЕМЫ», г.Екатеринбург – Среди устройств телемеханики: каналы связи для ПА и РЗ, реализуемые на приёмопередатчике АВАНТ; регистраторы аварийных событий;

2) ООО Инженерный центр «Энергосервис», г.Архангельск – Среди устройств телемеханики: Устройства сбора данных (УСД), устройства ввода/вывода ЭНМВ.

Для защиты каналов связи от помех, которые могут исказить передаваемый сигнал, выполняются экранированные оболочки. Существенным плюсом является взаимосвязь всех устройств по одному каналу без разделения на множество под линий.

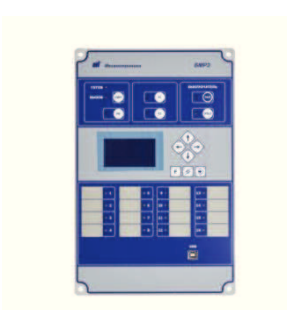
Современные ячейки, из которых собираются вновь вводимые комплектные распределительные устройства (КРУ) на величину напряжения 6 (10)кВ, оснащаются вакуумными выключателями с цифровыми терминалами защиты.

На сегодняшний день в России наиболее популярными терминалами защит являются:

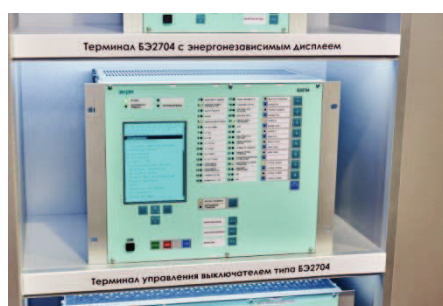
1) РС83-А2.0 – с защитой по току (I);



2) БМРЗ;



3) ЭКРА



Отличие терминалов в их функциональных возможностях и видах заложенных защит, а вследствие этого и различная необходимость применения на объектах энергетики.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Несмотря на различия в выполняемых функциях, терминалы снабжают либо одним из интерфейсов (RS-232, RS-485), либо обоими, что позволяет обеспечивать взаимодействие с системами телемеханики.

Среди указанных в начале данного раздела комплексов телемеханики, наиболее подходящей будет являться центральная станция PU2302C10, которая обеспечивает режим опроса оборудования, необходимый для интерфейса «Реконфигуратора».

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Заключение

В научно исследовательской работе рассмотрен вопрос: разработки программы поддержки решений при ликвидации аварийных событий в распределительных сетях.

Проведённый анализ существующих на сегодняшний день систем автоматического восстановления послеаварийного режима сетей, применяемых, как иностранными государствами, так и в отечественной электроэнергетике показал различие подходов к определению термина («Smart» - умный) в Европейских странах и в России.

Также изучены способы автоматизации, применяющиеся сегодня странами Европы и не только. Представлена информация о некоторых иностранных проектах, находящихся в стадии исследования и возможно запущенных в реализацию, цель которых - контроль режимов работы в распределительных электрических сетях.

Автором работы, со своей стороны предлагаются идеи по разработке программного обеспечения, структура которого направлена на восстановление послеаварийного режима работы сетей и возвращение рабочих параметров к нормальным показателям.

Работа программы основывается на использовании встроенных библиотек, которые состоят из кодов, направленных на выполнение определенных логических операций, от диагностики до дистанционного управления силовыми выключателями, как в автоматическом, так и в ручном режиме. Цель разработки программы - помощь диспетчеру при анализе возникшей аварии в сети и предложение противоаварийных мер для ликвидации послеаварийного режима.

					ПЗ-383.24.00.2019 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

Библиографический список

1. Хидеаки Танака, Хироши Ямагучи, Масанобу Каминага, Пауло Гомес, Темистокл Баффа Сцирокко, Джу – Чеон Бае, Алекс Картер «Международная рабочая группа, Приложение 1, 2006г.;
2. <http://naukarus.com/budushee-evropeyskih-setey-problemy-i-perspektivy>;
3. Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике: учебное пособие для студентов ВУЗов /А. Ф. Дьяков, В. В. Жуков, Б. К. Максимов, В. В. Молодюк; под ред. А. Ф. Дьякова. — 3-е изд. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007г.;
4. <https://pue8.ru/relejnaya-zashchita/535-protivoavarijnaya-avtomatika-v-elektricheskikh-setyakh>;
5. http://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Единая_энергетическая_система_России#;
6. Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике: учебное пособие для студентов ВУЗов /А. Ф. Дьяков, В. В. Жуков, Б. К. Максимов, В. В. Молодюк; под ред. А. Ф. Дьякова. — 3-е изд. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007г.
7. Воропай Н.И., Негневицкий М., Панасецкий Д.А., Томин Н.В., Курбацкий В.Г., Жуков А.В. «С.2.1-1. Программная реализация интеллектуальной системы для предотвращения крупных аварий в энергосистеме», 2015г.
8. <http://energy-ua.com/elektricheskie-p/klassifikatsiya.html>
9. <https://leg.co.ua/knigi/raznoe/ustranenie-avariy-na-podstanciyah-i-v-elektricheskikh-setyah-3.html>;
10. http://portal.tpu.ru/SHARED/a/ANDREEVMV/academic/Tab3/UP_Automation_Dist.pdf

										Лист
										105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						