

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

Инженерная школа энергетики

Отделение/НОЦ Электроэнергетики и электротехника

Направление подготовки: 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль: Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их режимы, устойчивость и надежность

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка методических рекомендаций по проектированию схем выдачи мощности объектов малой генерации

УДК 621.316.72:621.311.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Слепцов Дмитрий Витальевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения электроэнергетики и электротехники	Абеуов Ренат Болтабаевич	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения социально- гуманитарных наук	Попова Светлана Николаевна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения контроля и диагностики	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель Отделения/НОЦ/ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Дементьев Юрий Николаевич	PhD, к.т.н.		

Запланированные результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	<i>Совершенствовать</i> и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками</i> как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	<i>Использовать</i> на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P4	<i>Использовать</i> представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	<i>Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания</i> в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P6	<i>Ставить и решать инновационные задачи</i> инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P7	<i>Выполнять инженерные проекты</i> с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	<i>Проводить инновационные инженерные исследования</i> в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	<i>Проводить технико-экономическое обоснование</i> проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P10	<i>Проводить монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы</i> электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P11	<i>Осваивать новое</i> электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	<i>Разрабатывать рабочую проектную и научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять оперативную документацию, предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

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

Инженерная школа энергетики

Отделение/НОЦ Электроэнергетики и электротехника

Направление подготовки: 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль: Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их режимы, устойчивость и надежность

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель отделения ООП/НОЦ

_____ Дементьев Ю.Н.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6Г	Слепцову Дмитрий Витальевичу

Тема работы:

Разработка методических рекомендаций по проектированию схем выдачи мощности объектов малой генерации

Утверждена приказом директора (дата, номер)

24.01.2018 г. № 347/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

В работе анализируется действующая на сегодняшний день нормативная документация по разработке схем выдачи мощности электростанций, а также выполняется оценка для разработки схемы выдачи мощности для объектов малой генерации.

На основе проведенного анализа, разрабатывается проект методических рекомендаций по разработке схемы выдачи мощности для объектов малой генерации.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. О необходимости разработки методических рекомендаций по проектированию схем выдачи мощности объектов малой (распределенной) генерации 2. Основные требования, предъявляемые к схемам выдачи мощности объектов малой (распределенной) генерации 3. Алгоритм разработки схемы выдачи мощности объектов малой (распределенной) генерации 4. Апробация требований к схеме выдачи мощности объекта малой (распределенной) генерации
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент отделения социально-гуманитарных наук, к.э.н. Попова С.Н.
Социальная ответственность	Доцент отделения контроля и диагностики, к.т.н. Дашковский А.Г.
Раздел на иностранном языке	Доцент отделения иностранных языков, к.п.н. Зюбанов В.Ю.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Введение
О необходимости разработки методических рекомендаций по проектированию схем выдачи мощности объектов малой (распределенной) генерации
Выводы по четверым главам технической части магистерской диссертации
Заключение

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Абеуов Р.Б.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Слепцов Дмитрий Витальевич		

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

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетика и электротехника

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования магистратура

Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела/ вид работы	Максимальный балл раздела, %
01.02.2018	1. Описание предметной области и задач исследования	8
18.02.2018	2. О необходимости разработки методических рекомендаций по проектированию схем выдачи мощности объектов малой (распределенной) генерации	12
29.03.2018	3. Основные требования, предъявляемые к схемам выдачи мощности объектов малой (распределенной) генерации	13
18.04.2018	4. Алгоритм разработки схемы выдачи мощности объектов малой (распределенной) генерации	13
20.05.2018	5. Апробация требований к схеме выдачи мощности объекта малой (распределенной) генерации	24
24.05.2018	6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
28.05.2018	7. Социальная ответственность	10
30.05.2018	8. Раздел, выполняемый на иностранном языке	10
8.06.2018	Выполненная магистерская диссертация	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Абеуов Р.Б.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель отделения	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Дементьев Юрий Николаевич	PhD, к.т.н.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6Г	Слепцов Дмитрий Витальевич

Институт	Инженерная школа энергетики	Подразделение	Отделение электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Магистратура	Направление	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	1. Стоимостные ресурсы определялись как стоимость компьютера и программного обеспечения. 2. В проведении научного исследования были задействованы руководитель, студент, три эксперта. 3. Информационные ресурсы содержатся в списке литературы.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расходования ресурсов не определялись.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Не рассчитывается для данного проекта.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Инновационный потенциал проекта заключается в разработке методики проектирования схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации. Проведена оценка сравнительной эффективности проекта с существующими методическими указаниями по проектированию схемы выдачи мощности для крупных электростанций
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	В рамках магистерской диссертации разработан Устав проекта, который содержит информацию о целях, начальных финансовых ресурсах, внутренних и внешних заинтересованных сторонах проекта.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Составлен план выполнения проекта, а также диаграмма Ганта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. *Оценка конкурентоспособности технических решений*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова С. Н.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Слепцов Дмитрий Витальевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6Г	Слепцов Дмитрий Витальевич

Школа	Инженерная школа энергетики	Подразделение	Отделение электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочее место представляет собой помещение офисного здания:</p> <p>Факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредные проявления факторов производственной среды (климатические условия, освещение, шумы, электромагнитные поля); – опасное проявление электрической природы (поражение электрическим током)
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ПУЭ 85, ГОСТ 12.1.002-84, ГОСТ 12.1.003-83, ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ, ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ, ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ, ГОСТ 17.4.3.04-85, НПБ 105-03, ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00, Р2.2.2006-05, РД 34.03.604, РД 52.04.186, СанПиН 2.2.4.548-96, СанПиН 2.2.4.723-98</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Освещение:</p> <ul style="list-style-type: none"> – снижение внимательности, ухудшение зрения; <p>Шум:</p> <ul style="list-style-type: none"> – снижение внимательности, сосредоточенности, ухудшение слуха; <p>Электромагнитные поля:</p> <ul style="list-style-type: none"> – негативное воздействие на организм в целом.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p>	<p>В данном разделе будет рассмотрена:</p> <ul style="list-style-type: none"> – действие фактора на организм человека;

<ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<ul style="list-style-type: none"> – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).
<p>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Наиболее вероятной ЧС, которая может возникнуть – это поражение персонала электрическим током.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>ПУЭ 85, ГОСТ 12.1.002-84, ГОСТ 12.1.003-83, ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.006-84.ССБТ, ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ, ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ, ГОСТ 17.4.3.04-85, НПБ 105-03, ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00, РД 2.2.2006-05, РД 34.03.604, РД 52.04.186, СанПиН 2.2.4.548-96, СанПиН 2.2.4.723-98</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Слепцов Дмитрий Витальевич		

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

- РГ – распределенная генерация;
- ЭЭ – электрическая энергия;
- ГУ – генерирующее устройство;
- ЕЭС – единая энергетическая система;
- РС – распределительная сеть;
- ВИЭ – возобновляемый источник энергии;
- ТУ – технические условия;
- ТП – технологическое присоединение;
- СВМ – схема выдачи мощности;
- ПД – проектная документация;
- АЭС – атомная электростанция;
- СН – собственные нужды;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- КЭС – конденсационная электростанция;
- РУ – распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- ГТЛ – генератор-трансформатор-линия;
- АТ – автотрансформатор;
- ОДУ – объединенное диспетчерское управление;
- РДУ – региональное диспетчерское управление;
- РСК – распределительная сетевая компания;
- РЭС – районные электрические сети;
- ДУ – диспетчерское управление;
- СН – среднее напряжение;
- НН – низшее напряжение;
- ВН – высшее напряжение;

ЛЭП – линия электропередач;

СиПР – схема и программа перспективного развития;

ОПРЧ – объединенное первичное регулирование частоты;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АВР – автоматика ввода резерва;

РАС – регистрация аварийных событий;

ОМП – определение места повреждения;

НАПВ – несинхронное автоматическое повторное включение;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 168 страниц, 22 таблицы, 43 рисунка, 60 источников, 4 приложения.

Ключевые слова: распределенная генерация, схема выдачи мощности, технологическое присоединение, технические условия.

В работе анализируется действующая на сегодняшний день нормативная документация по разработке схем выдачи мощности электростанций, а также выполняется оценка для разработки схемы выдачи мощности для объектов малой генерации.

На основе проведенного анализа, разрабатывается проект методических рекомендаций по разработке схемы выдачи мощности для объектов малой генерации.

Область применения: в малой (распределенной) энергетике для всех районов России.

Оглавление	
Введение.....	15
1 О необходимости разработки методических рекомендаций по проектированию схем выдачи мощности объектов малой (распределенной) генерации	17
1.1 Проблемы и особенности технологического присоединения объектов распределенной генерации к электрическим сетям энергосистем	17
1.2 Существующие виды схем выдачи мощности, объектов распределенной генерации	23
1.3 Существующие виды схем выдачи мощности, крупных электростанций	27
1.4 Оценка применимости требований к проектированию СВМ крупных электростанций, отраженных в существующей нормативной документации, для проектирования СВМ объектов малой (распределенной) генерации	32
1.5 Выводы	35
2 Основные требования, предъявляемые к схемам выдачи мощности объектов малой (распределенной) генерации.....	37
2.1 Общие требования, предъявляемые к технологическому присоединению объектов распределенной генерации к электрической сети энергосистемы..	37
2.2 Требования, предъявляемые к высоковольтной части СВМ (ПС, РУ, ВЛ)	40
2.3 Требования к генерирующему оборудованию	42
2.4 Требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты и автоматики электросетевых объектов, входящих в СВМ.....	46
2.5 Требования, предъявляемые к сетям связи и телемеханики организуемым на электросетевых объектах, входящих в СВМ.....	50
2.6 Выводы	52
3 Алгоритм разработки схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации	54
3.1 Требования к составу исходных данных, необходимых для разработки схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации	54
3.2 Требования к расчетам установившихся режимов и алгоритм их выполнения, при проектировании схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации.....	57

3.3	Требования к расчетам динамической устойчивости и алгоритм их выполнения при проектировании схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации	58
3.4	Требования к расчетам токов короткого замыкания и алгоритм их выполнения, при проектировании схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации	60
3.5	Последовательность проектирования схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации на основе анализа расчетов электрических режимов	62
3.6	Выводы	65
4	Апробация требований к схеме выдачи мощности объекта распределенной генерации	67
4.1	Сравнительный анализ требований к схеме выдачи мощности крупных электростанций и объектов распределенной генерации	67
4.2	Расчетная часть, подтверждающая актуальность разработанных требований к схеме выдачи мощности объектов распределенной генерации	69
4.3	Структурная схема выдачи мощности объектов распределенной генерации с графическим отражением всех требований предъявляемых к ней	76
4.4	Проект методических рекомендаций к схеме выдачи мощности объектов распределенной генерации	79
4.5	Выводы	86
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	89
5.1	Введение	89
5.2	Предпроектный анализ. Потенциальные потребители результатов исследования	90
5.3	Анализ конкурентных технических решений	91
5.4	План проекта	92
5.5	Бюджет проведения исследования	93
5.6	Выводы	98
6	Социальная ответственность	99
6.1	Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	101
6.2	Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	109

6.3	Охрана окружающей среды.....	110
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	111
6.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	113
	Заключение	117
	Список литературы	121
	Приложение А	129
	Introduction	130
	Problems and peculiarities of technological connection of distributed generation objects to electric grids of power systems	131
	The main types of generating plants at distributed generation facilities	132
	Technological connection	134
	Features of Distributed Generation Objects.....	135
	Existing types of power delivery schemes, distributed generation objects	138
	Conclusion on the first chapter	141
	Conclusion on the second chapter.....	141
	Conclusion on the third chapter	142
	Conclusion on the fourth chapter	143
	Bibliography.....	145
	Приложение Б.....	150
	Приложение В.....	158
	Приложение Г	168

Введение

Тенденция развития распределенной генерации в России носит во многом стихийный, не контролируемый государством характер, что может нанести существенный вред энергетической безопасности страны.

Согласно прогнозу научно-технического развития России, до 2030 г. в число среднесрочных и долгосрочных перспектив приоритетного направления «Энергоэффективность и энергосбережение» входят разработка новых методов математического моделирования, а также оптимизация перспективных технологических изменений является внедрение интеллектуальных мини- и микросетей на базе распределенной генерации. Это прогноз подтверждает вхождение технологической платформы «Малая распределенная энергетика» в состав высоких технологий и инноваций, определенный Правительством Российской Федерации в 2011 г.

Основными предпосылками развития распределенной генерации в России являются:

- Ограниченная возможность развития распределительных сетей в крупных городах (закрытые центры питания);
- Значительный рост стоимости электроэнергии и дорогостоящее присоединение к сетям, контролируемое энергоснабжающими компаниями;
- Рост потребления электроэнергии при ограниченной пропускной способности сетевого хозяйства и изношенности энергокомплекса;
- Преобладающее большинство монопроизводства (производство электрической энергии на крупных АЭС и ГРЭС; производство тепла на котельных) с незначительной долей применения технологий когенерации и тригенерации;
- С увеличением доли распределенной генерации в энергосистеме России позволит снизить затраты на передачу и распределения электроэнергии по магистральным и распределительным сетям;

- Эффективная утилизация вторичных энергоресурсов (отходы лесопереработки и сельского хозяйства, различного рода газы – доменный, конвертерный, попутный нефтяной, метан) позволит повысить экономическую эффективность основного производства;
- Немаловажным является обеспечение надежного электроснабжения социально-значимых и особо ответственных потребителей для минимизации экономических и социальных рисков.

Несмотря на эти предпосылки существует ряд проблем технологического присоединения объектов распределённой генерации:

- Отсутствие эффективных стимулирующих экономических механизмов развития распределенной генерации на государственном уровне;
- Высокие административные барьеры и пассивность сетевых компаний к развитию объектов распределенной генерации;
- Тарифные диспропорции и перекрестное финансирование вследствие «рыночного» подхода генерирующих компаний и социальных обязательств со стороны Правительства;
- Сохранение высоких барьеров для входа – отказ в признании Гарантирующим поставщиком объектов распределенной генерации в отличие от крупных игроков – генерирующих компаний.
- Технические проблемы, обусловленные влиянием РГ на параметры режимов прилегающей сети.

В настоящее время отсутствуют утвержденные требования к разработке схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации. Поэтому, разработка таких требований позволит эффективно проводить технологические присоединения объектов, которые занимаются производством электрической энергии.

1 О необходимости разработки методических рекомендаций по проектированию схем выдачи мощности объектов малой (распределенной) генерации

1.1 Проблемы и особенности технологического присоединения объектов распределенной генерации к электрическим сетям энергосистем

Во всем мире сформирована тенденция развития и распространения распределенной генерации (РГ) [1-4]. История описывает, что массовое распространение объектов распределенной генерации в мире началось в 90-х гг. прошлого столетия. Причиной тому стало развитие и удешевление технологий производства электроэнергии (ЭЭ) на основе возобновляемых источников энергии и технологий когенерации на основе газотурбинных и газопоршневых установок. Многие страны закрепляют статус распределенной генерации на законодательном уровне и её совокупность технико-технологических признаков [5].

На законодательном уровне не принят термин «Распределенная генерация». Под термином «распределенная генерация» принимается совокупность модульных генерирующих установок (ГУ), которые вырабатывают электроэнергию вблизи точки потребления.

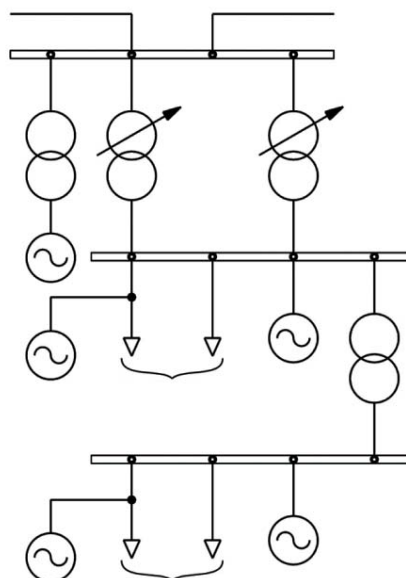


Рисунок 1 – Варианты подключения объектов распределенной генерации

Ежегодно в России строится и реконструируется в среднем 1083 объекта распределенной генерации. Установленная мощность достигает 12,9 ГВт (6,1% установленной мощности единой энергетической системы (ЕЭС)), из них 2,6 (1,2%) работает только параллельно с ЕЭС. Большинство объектов РГ подключены к распределительным сетям (РС) 35-110 кВ, а также к системам внутреннего электроснабжения. В большинстве своем на объектах РГ устанавливают ГУ на углеводородном топливе. Зарубежные страны преимущественно развивают РГ на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Немаловажным отличием для объектов РГ выделяют их установленную мощность, в точке присоединения не превышающую максимально-допустимую для локальных и розничных рынков ЭЭ (в РФ – 25 МВт). В соответствии с представленными определениями в WG 37.23 и WG C3.05 (Международный совет по большим электроэнергетическим системам высокого напряжения) объекты РГ не являются централизованно диспетчеризируемой.

Далее будут приведены основные виды ГУ на объектах РГ [6, 7, 8]:

1. Углеводородное топливо:

1.1. По исполнению выделяются следующие установки:

- поршневые двигатели внутреннего сгорания (дизельные, многотопливные и газовые установки);
- осевые газовые турбины, которые работают на множестве видов газового или жидкого топлива;
- радиальные газовые турбины мощностью порядка десятков и сотен кВт (микротурбины), которые также работают на множестве видов газового или жидкого топлива.

1.2. По источнику первичной энергии:

- установки, которые используют газовую инфраструктуру (распределительные газовые сети);
- установки, которые используют вторичные продукты технологического цикла или продукты переработки (шахтный газ, свалочный газ, газ сточных

вод, попутный нефтяной газ, биогаз из вторичных продуктов технологического цикла);

- установки, которые используют местные виды топлив (дизель, керосин, биогаз из биомассы, синтез-газ из угля, торфа или древесины).

- осевые газовые турбины, которые работают на множестве видов газового или жидкого топлива;

- радиальные газовые турбины мощностью порядка десятков и сотен кВт (микротурбины), которые также работают на множестве видов газового или жидкого топлива.

2. ВИЭ.

2.1. Солнечные установки – фотоэлектрические;

2.2. Ветровые установки – все виды электроэнергетических установок;

2.3. Комбинированные установки – солнечные и ветровые установки в комбинированном режиме работы.

Увеличение объёма распределённой генерации в ЕЭС России заставляет экспертов всё чаще задумываться о технологических особенностях её функционирования в составе Единой энергосистемы. И один из наиболее острых вопросов, встающих перед специалистами, — сохранение надёжности работы энергосистемы при интеграции в неё объектов распределённой генерации. Наряду с этим в центре внимания экспертов находятся вопросы присоединения объектов распределённой генерации к сетям, оперативно-диспетчерского управления такими объектами, организации надёжного электроснабжения потребителей с использованием распределённой генерации [9-13].

Далее будут рассмотрены требования к потенциальным объектам РГ:

- если объект РГ имеет установленные мощности до 5 МВт, то производителю ЭЭ не требуется согласование технических условий (ТУ) на технологическое присоединение (ТП) с Системным оператором единой энергетической системы (СО ЕЭС). Отсюда следует, что с высокой вероятностью объекту РГ откажут в ТП;

- если объект РГ имеет установленную мощность свыше 5 МВт, но менее 25 МВт, тогда производителю ЭЭ потребуется согласование с СО ЕЭС (получение ТУ на ТП);

- если объект РГ имеет установленную мощность 25 МВт и выше, то такие объекты участвуют в оптовом рынке ЭЭ и балансовой мощности. Требуется большой комплекс организационно-технических мероприятий по подключению объектов РГ и их дальнейшую эксплуатацию.

ТП регламентируется в основном постановлением [16]. Проблемы при организации ТП объекта распределенной (малой) генерации следующие:

1. Подача заявки на ТП, выдачи ТУ на ТП, разработка ТЗ;
2. Далее происходит разработка схемы выдачи мощности (СВМ) и проектной документации (ПД);
3. Корректировка ТУ на ТП;
4. Разработка рабочей документации и последующий ввод в эксплуатацию.

Выдача ТУ на ТП и разработка ТЗ на ПД до СВМ сопровождается следующими проблемами:

- Включение в ТУ на ТП и ТЗ на разработку ПД избыточных требований;
- Затягивание процесса согласования ТУ на ТП;
- Многократное внесение изменений в ТУ на ТП в ходе разработки ПД.

Стоит заметить, что согласно порядку заключения и выполнения договоров, ТП объектов электроэнергетики предусматривается только на уровне напряжения 220 кВ. Имеется исключение, если ТП электростанции будет обеспечивать энергоснабжение линий связи, сооружений связи и средств связи.

Способы присоединения объекта РГ – это варианты подключения объекта к сети. Их, по сути, два: подключение к шинам подстанций или к фидерам (рис. 1). И тот, и другой имеют свои особенности. При подключении к шинам принципы построения РЗА в прилегающей сети не изменяются, так как не изменяется потокораспределение в прилегающей сети, а электроснабжение потребителей осуществляется по фидерам, отходящим от шин распределительных подстанций с однонаправленным потоком мощности «от

шин в линию». Однако при этом снижается возможность обеспечения надёжного электроснабжения потребителей при авариях на шинах подстанций, при которых отключаются и генерирующая установка, и все потребители шин.

Особенности:

1. Возникновение реверсивных потоков мощности может привести к перегрузке основного силового оборудования в распределительной сети в нормальных, ремонтных и п/а режимах. Режим передачи мощности из одной обмотки НН трансформатора с расщепленной обмоткой в другую обмотку НН (рисунок 2).

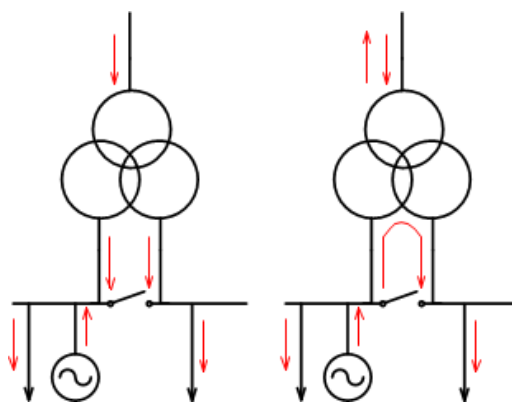


Рисунок 2 – Передача мощности из одной обмотки НН трансформатора с расщепленной обмоткой в другую обмотку НН

2. Влияние РГ на динамическую устойчивость энергосистемы определяется процентным соотношением мощности РГ в общей генерирующей мощности рассматриваемого энергорайона. Нормативные возмущения в электрической сети могут привести к:

- Отключению генераторов с малой постоянной инерции;
- Механическому повреждению ГУ воздействием электромагнитного момента;
- Возможному возникновению несинхронных режимов работы ГУ.

КЗ в сети 110-220 кВ на питающей ПС, КЗ в сети 6 кВ, питающейся от этой ПС, могут привести к отключениям ГУ действием защиты генераторов от понижения напряжения.

Резкие сбросы/набросы нагрузки ГУ с отделением РГ на автономную работу и наличии профицита/дефицита активной мощности могут приводить к недопустимым режимам работы технологического оборудования станции.

3. Подключение РГ к распределительной сети 6(10) кВ приводит к увеличению значения периодической составляющей и ударного тока трехфазного КЗ. Следствие – возможные повреждения электротехнического оборудования (рис. 3).

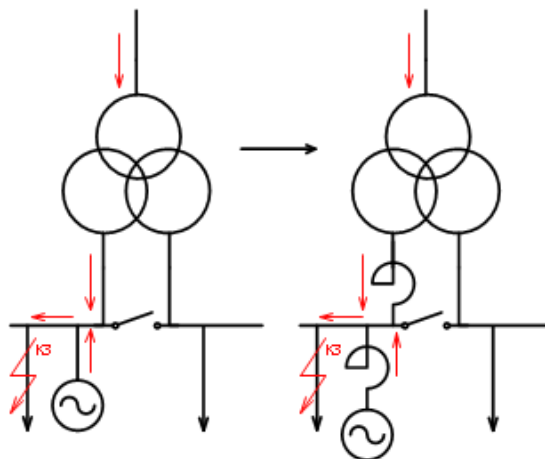


Рисунок 3 – Схема подключения РГ к распределительной сети 6 (10) кВ
(увеличение трехфазного КЗ)

4. Появление нового источника генерации в районе может привести к появлению реверсивных потоков мощности.

Возможные несинхронные включения при АПВ, названные отключением вектора напряжения в сети, прилегающей к объекту РГ, при кратковременном ослаблении связи с ЭС или выделении на автономный режим работы.

ГУ зачастую не оснащены необходимым средством автоматизации пуска, а также приемами и реализации УВ от внешнего локального устройства ПА.

Особые подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов РГ.

5. Возможность установки ЧДА. Зачастую возникают проблемы несогласованного выбора уставок технологических защит ГУ и действия ДА. Для возможности обеспечения корректной совместной работы ЧДА и АЧР ГО должно обеспечивать свою устойчивую работу:

- При частоте 46,0 Гц – не менее 1с;

- При частоте 47,0 Гц – не менее 40с.
- Уставка защит на ГУ зачастую установлена на 47,5 Гц.

1.2 Существующие виды схем выдачи мощности, объектов распределенной генерации

Для надежного функционирования объектов распределенной генерации (РГ) и электрических сетей требуется проработка целого ряда технических и схемных решений, учитывающих особенности работы генерирующих устройств (ГУ) малой мощности и функционирования распределительных сетей. Эти решения целесообразно прорабатывать в рамках внестадийной работы – схемы выдачи мощности электростанции.

В настоящее время проектировщики сталкиваются с некоторыми проблемами при разработке схемы выдачи мощности (СВМ) объектов распределенной генерации (РГ), вызванными несовершенством нормативно-технической базы – отсутствуют утвержденные требования к разработке схемы выдачи мощности (СВМ) объектов распределенной генерации (РГ), требования к генерирующим устройствам (ГУ). Разработка схемы выдачи мощности (СВМ) объектов распределенной генерации (РГ) имеет особенности практически на всех этапах работы.

Далее будут рассмотрены существующие варианты схемы выдачи мощности (СВМ) объектов распределенной генерации (РГ).

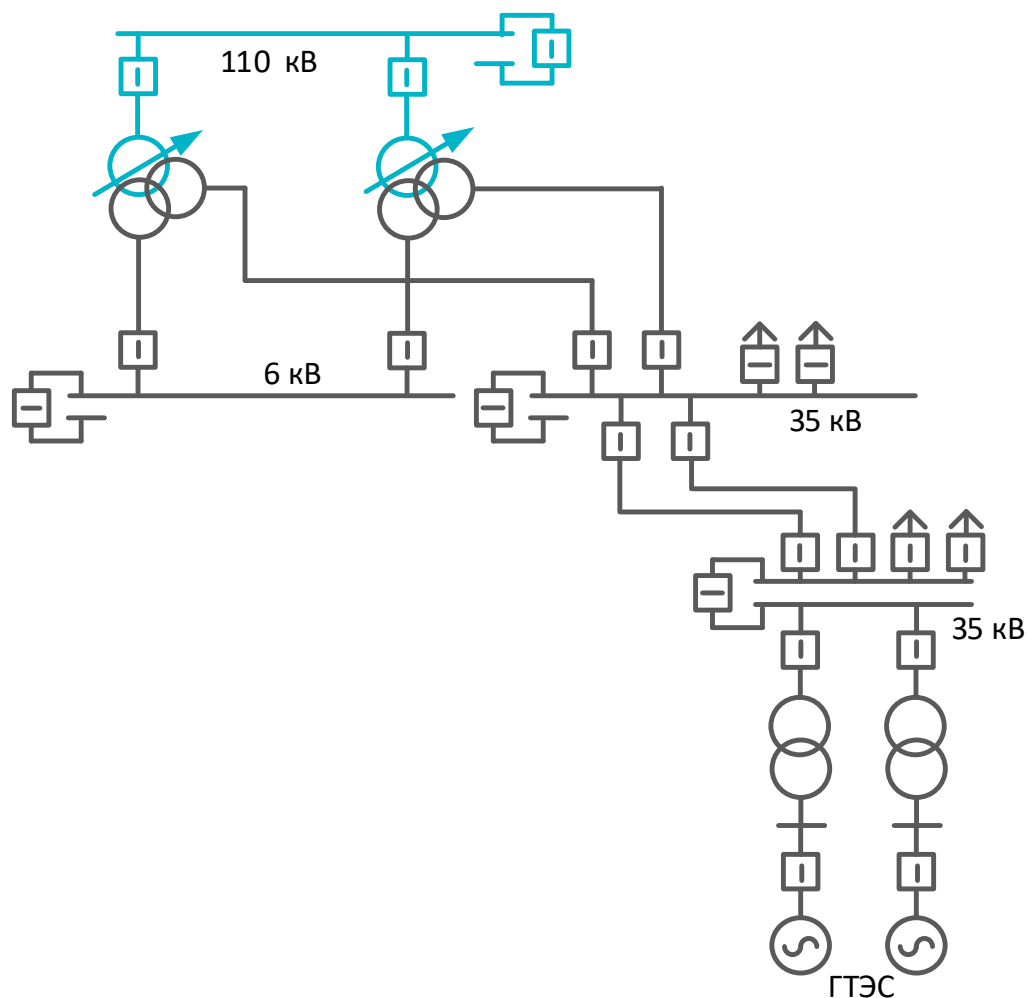


Рисунок 4 – Существующая схема выдачи мощности №1

Генерирующие устройства (ГУ) присоединены по блочной схеме генератор – трансформатор к РУ 35 кВ с применением повышающего трансформатора 6/35 кВ. Предполагается, что в данной схеме принят режим с изолированной (компенсированной) нейтралью. Отсюда следует, что при коротком замыкании на землю данный режим может существовать достаточно длительное время. В свою очередь это может вызвать развитие резонансных процессов в емкостных и индуктивных элементах сети, где есть связь с «землей».

Присущие всем схемам выдачи мощности объектов распределенной генерации возникновение такого явления, как реверсивные потоки мощности, которые могут привести к перегрузке силового оборудования и к ошибочным срабатываниям релейной защиты.

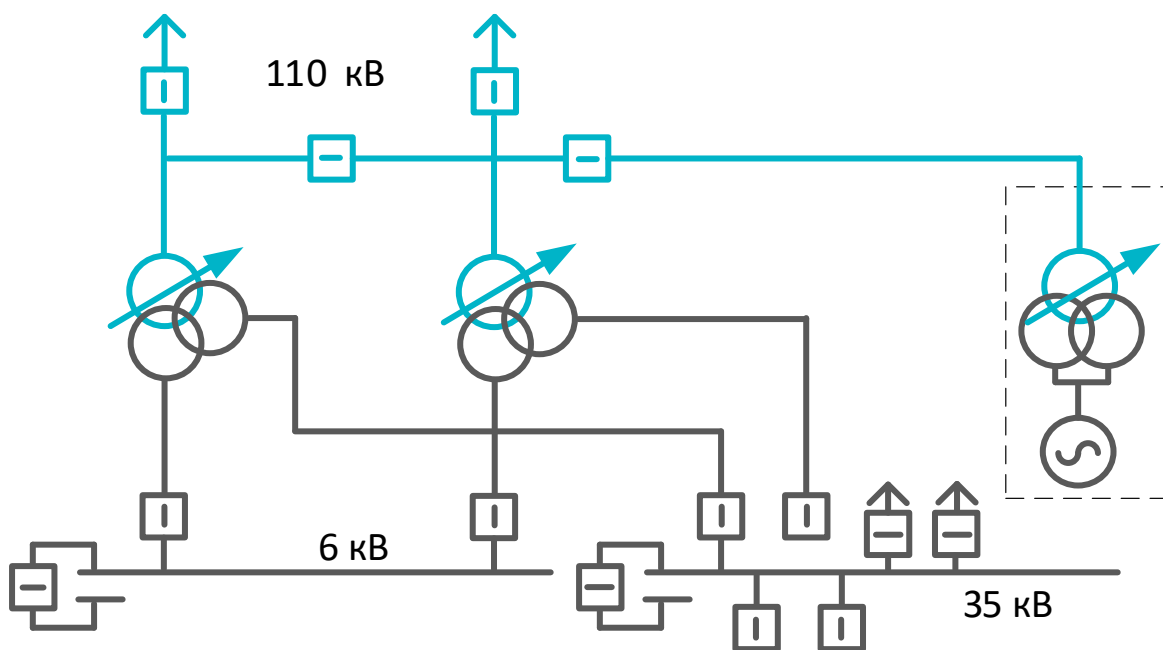


Рисунок 5 – Существующая схема выдачи мощности №2

Схема выдачи мощности №2, аналогично схеме №1, выполнена по блочной схеме с применением повышающего трансформатора с расщепленной обмоткой на низшей стороне. Надежность данной схемы крайне низкая, так как при возникновении короткого замыкания в точке присоединение блока генератор-трансформатор-линия (ГТЛ) дифференциальная защита ошиновки отключит все выключатели в зоне действия защиты. Следует добавить также, что имеет место быть неравномерная загрузка силового оборудования, так как секционный выключатель на 110 кВ в нормальном режиме работы находится в положении «Отключено».

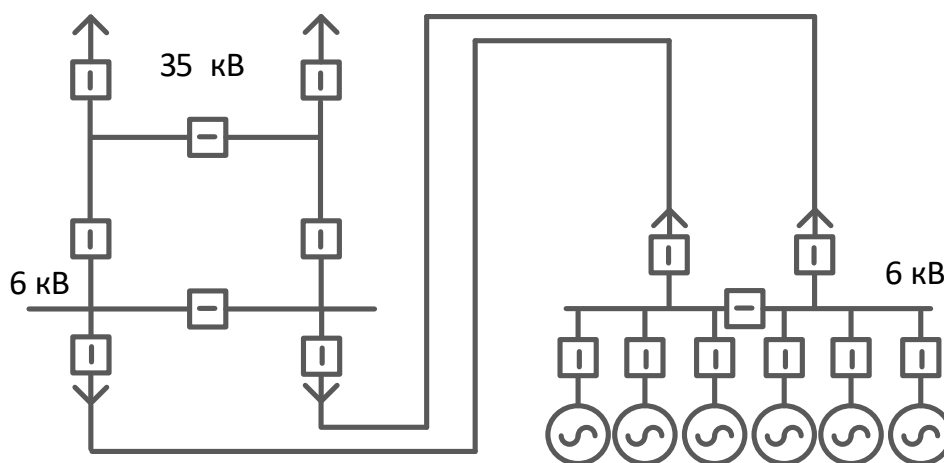


Рисунок 6 – Существующая схема выдачи мощности №3

Короткое замыкание на одной из секций 6 кВ может привести к погашению 3 генерирующих устройств (ГУ), отсюда следует, что данная схема выдачи мощности имеет крайне низкую надежность.

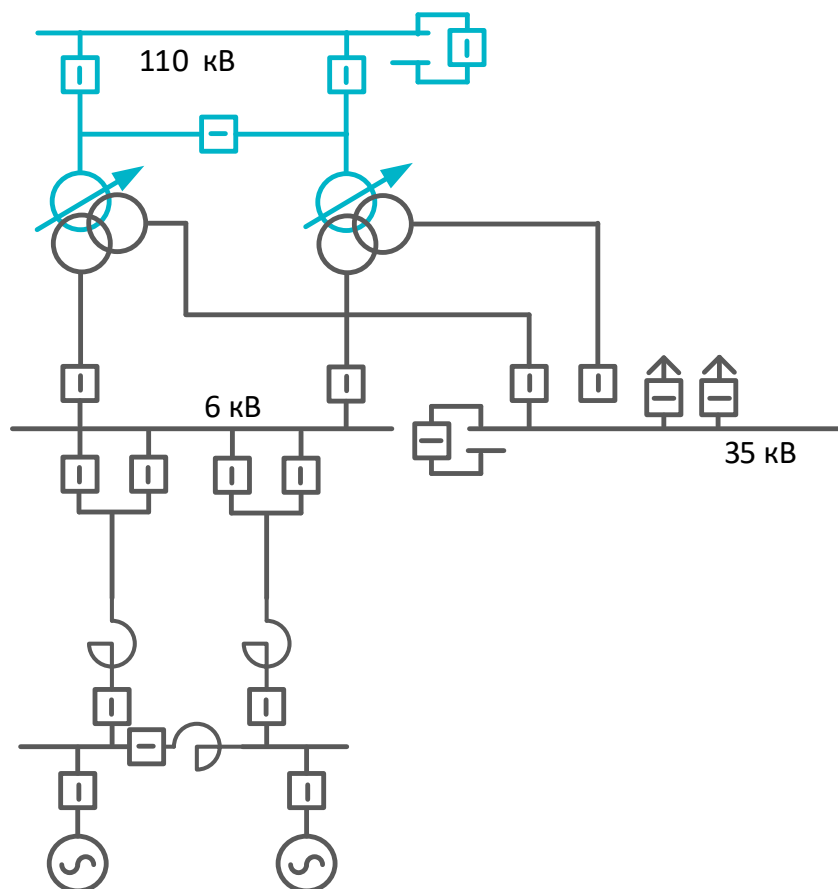


Рисунок 7 – Существующая схема выдачи мощности №4

Установленные линейные реакторы (ЛР) предполагают высокие токи короткого замыкания и низкую надежность данной схемы выдачи мощности. Отключение или авария/ремонт одного из двух силовых выключателей может привести к перегрузке по току другого, что приведет к снижению выдачи мощности генерирующего устройства. А это в свою очередь может привести к «выпадению» из режима.

Также, низкая надежность связана с возможным «выпадением» электростанции при оперативных переключениях.

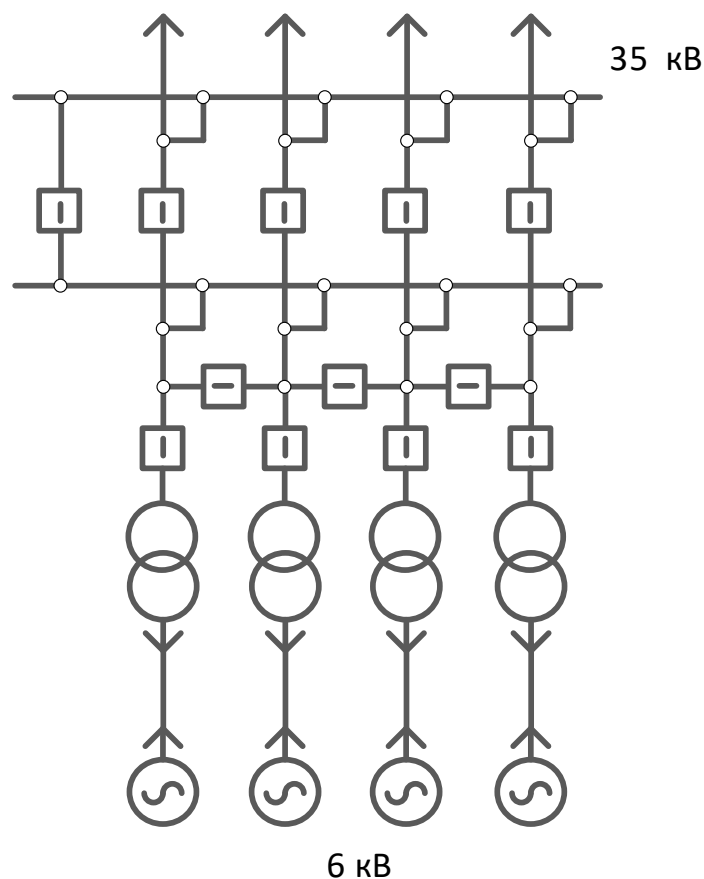


Рисунок 8 – Существующая схема выдачи мощности №5

На рисунке 8 приведена однолинейная схема сети 35 кВ ОПУ ГТЭС-48. Данная схема является самой надежной и эффективной из всех рассмотренных 5 вариантов схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации. Схема выдачи мощности станции является весьма специфичной – она содержит на стороне трансформаторов 6/35 КВ 11 выключателей, которые нужны для гибкого управления режимами работы энергоблоков (параллельное включение, синхронизация с сетью и собственными нуждами).

1.3 Существующие виды схем выдачи мощности, крупных электростанций

СВМ электростанций зависит от конфигурации и схемы электрической сети энергосистемы, в которой сооружается электростанция, и, в свою очередь, существенно влияет на дальнейшее развитие этой сети. СВМ крупных электростанций к узловым подстанциям (ПС) основной сети в нормальных режимах работы энергосистемы и в нормальной схеме сети должны

обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности (за вычетом нагрузки распределительной сети и собственных нужд) на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь). Схема присоединения АЭС на всех этапах ввода мощности должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности (за вычетом нагрузки РС и СН) в любой период суток или года как при полной схеме сети, так и при отключении любой линии или трансформатора связи шин без воздействия автоматики на разгрузку АЭС.

В схемах присоединения к сети крупных ГЭС и КЭС на органическом топливе на всех этапах ввода мощности рекомендуется обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности станции (за вычетом нагрузки распределительной сети и собственных нужд) в любой период суток или года как при работе всех отходящих линий, так и отключении одной из линий.

Требования к главным схемам электрических соединений электростанций регламентированы нормами технологического проектирования [17-21] АЭС, КЭС и ГЭС. Далее рассмотрены основные главные схемы электрических соединений электростанций при напряжениях 330-750 кВ.

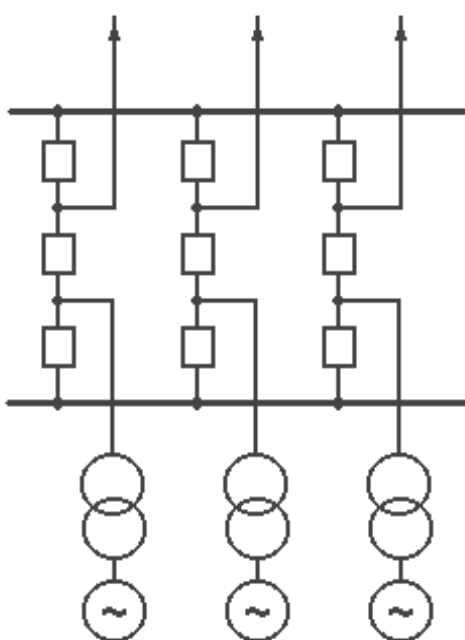


Рисунок 9 – Две системы шин с тремя выключателями на две цепи (схема

3/2)

Достоинства: ревизия любого выключателя все присоединения остаются в работе. Другим достоинством полуторной схемы является её высокая надежность, так как все цепи остаются в работе даже при повреждении на сборных шинах.

Недостатки: отключение короткого замыкания (КЗ) на линии двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей. Удорожание конструкции РУ при нечетном числе присоединений, так как одна цепь должна присоединяться через два выключателя. Снижение надежности схемы, если количество линий не соответствует числу трансформаторов. В данном случае к одной цепочке из трех выключателей присоединяются два одноименных элемента, поэтому возможно аварийное отключение одновременно двух линий. Усложнение цепей релейной защиты (РЗ). Увеличение количества выключателей в схеме.

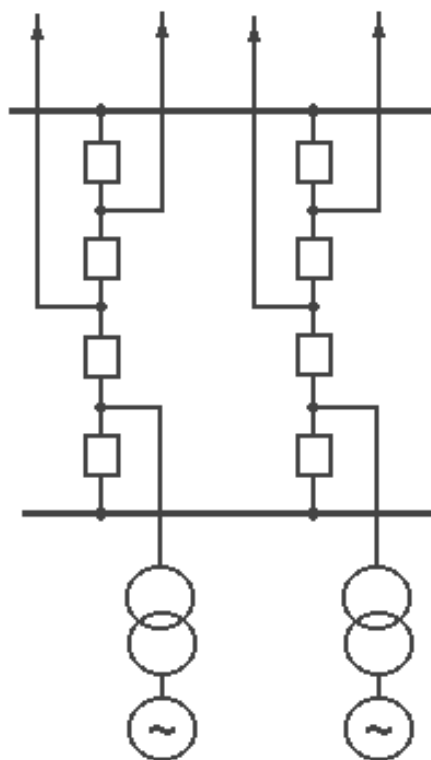


Рисунок 10 – Две системы шин с четырьмя выключателями по три цепи (схема 4/3)

- Обладает теми же достоинствами полуторной схемы, а кроме того:
- Схема более экономична (1,33 выключателя на присоединение);
 - Секционирование сборных шин требуется только при 15 присоединениях и более;
 - Надежность схемы практически не снижается, если в одной цепочке будут присоединены две линии и один трансформатор вместо двух трансформаторов и одной линии;
 - Конструкция ОРУ на рассмотренной схеме достаточно экономична и удобна в обслуживании.

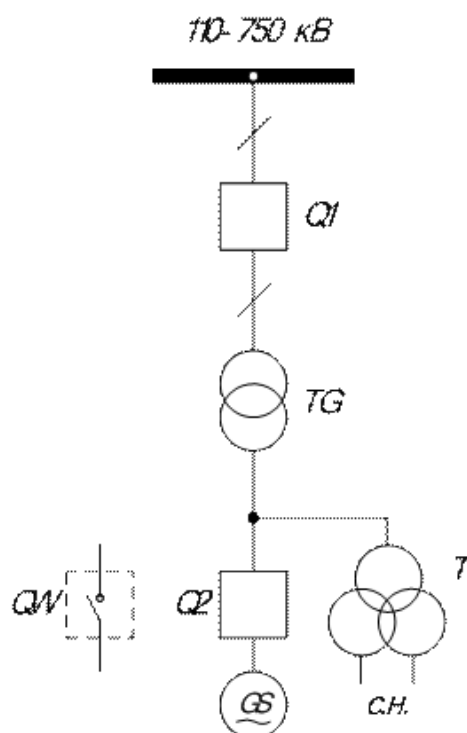


Рисунок 11 – Блочные схемы генератор - трансформатор - линия (ГТЛ) — РУ понижающей ПС соответствующего напряжения

Отключение и включение генератора осуществляются выключателем Q (или выключателем нагрузки QW), при этом не затрагивается схема на стороне ВН, что особенно важно для кольцевых схем или с 3/2 и 4/3 выключателя на цепь. Такие схемы применяют для энергоблоков, которые участвуют в регулировании графика нагрузки энергосистемы, а также в схемах генератор – трансформатор – линия без выключателей между трансформатором и линией.

Некоторое применение получили и другие главные схемы электрических соединений электростанций.

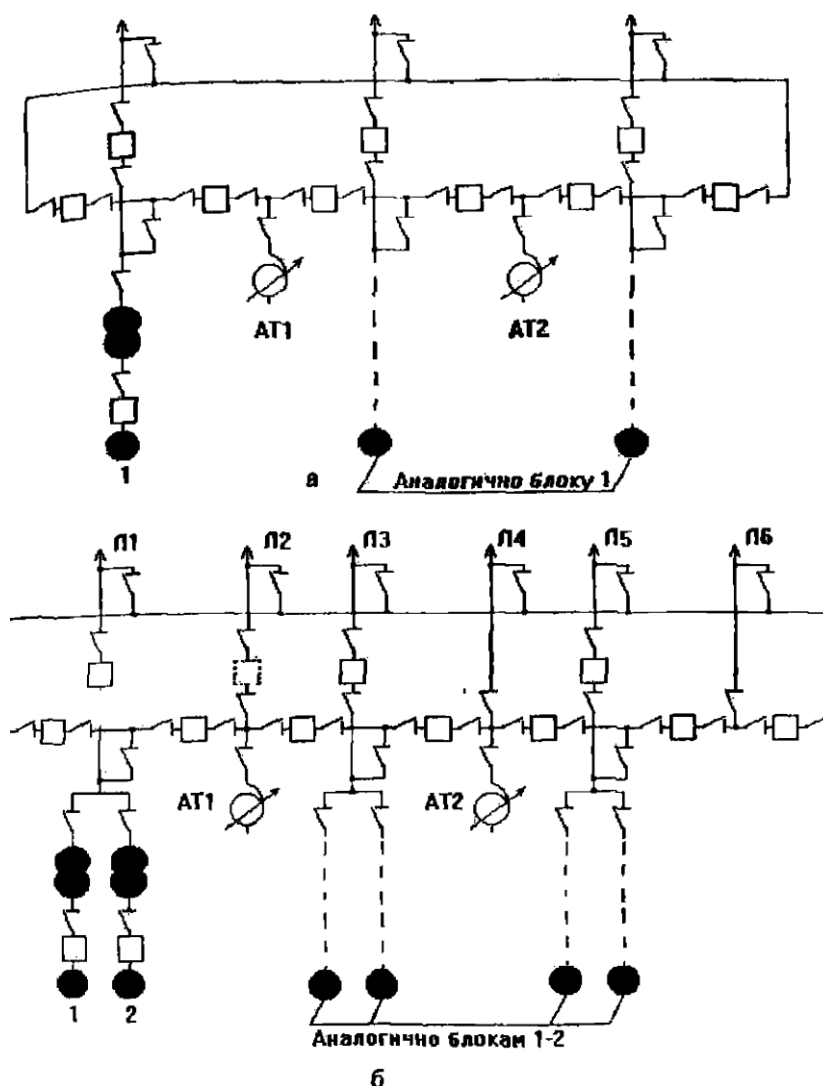


Рисунок 12 – Блочные схемы ГТЛ с уравнильно-обходным многоугольником

Схема блоков генератор – трансформатор – линия (ГТЛ), присоединенных к РУ повышенного напряжения районной подстанции, значительно упрощают конструкцию РУ на электростанции: фактически такое РУ отсутствует, если все блоки присоединяются к подстанции. Снижаются токи КЗ, так как их значения ограничиваются сопротивлением линий. Однако, схема имеет недостаток: при повреждении линии отключается энергоблок на все время её ремонта. Устранить недостаток можно применив схему с уравнильно-обходным многоугольником (рис. 12).

Достоинства: экономичность (9 выключателей на восемь присоединений), достаточная надежность, небольшое число операций при выводе в ремонт линейных выключателей.

Недостаток:

- отключение энергоблока тремя выключателями. От этого недостатка можно избавиться, установив генераторные выключатели;
- схемы многоугольников с числом присоединений, как правило, до четырех, иногда до шести;
- схемы связанных многоугольников с двумя связывающими перемычками с выключателями в них.

Современные крупные электростанции сооружаются без РУ генераторного напряжения.

Анализ СВМ построенных в последние годы или строящихся электростанций показывает, что примерно одинаковое количество электростанций сооружается с одним или двумя РУ.

При двух РУ одно из них имеет, как правило, напряжение 220 или 330 кВ.

1.4 Оценка применимости требований к проектированию СВМ крупных электростанций, отраженных в существующей нормативной документации, для проектирования СВМ объектов малой (распределенной) генерации

На данный момент порядок присоединения объектов электроэнергетики определяются постановлением Правительства РФ №861 [16]. В документе регламентируется процедура присоединения. Сетевая организация определяет технические требования к объекту, который согласуется с филиалом ОАО «СО ЕЭС». Наибольшие затруднения при вводе новых генерирующих мощностей вызывает исполнение технических условий на технологическое присоединение, написанных для «большой» энергетики. Согласно порядку заключения и выполнения договоров, ТП объектов электроэнергетики предусматривается только на уровне напряжения 220 кВ. Имеется исключение, если ТП

электростанции будет обеспечивать энергоснабжение линий связи, сооружений связи и средств связи. Если же производитель желает осуществить присоединение к РС 35 кВ, то данное ТП происходит по индивидуальному договору.

Правила и сама структура розничного рынка не способствует привлечению потенциальных владельцев объектов РГ. В постановлении Правительства РФ №1172 [22] пункты, написанные для объектов распределенной генерации, относятся к генерации на базе возобновляемых источников энергии. Критерии для предоставления из федерального бюджета субсидий в порядке компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов с установленной генерирующей мощностью не более 25 МВт написаны только для источников генерации ВИЭ и торфа. То есть объекты иной распределенной генерации не получают субсидий и попадают под разряд «большой» энергетики.

Приказ Минэнерго РФ №216 от 30.04.2008 г. [23] в части 4 (условия определения предварительных параметров линий электропередачи) не соответствует реальности и ведет к большим капитальным затратам. В частности, это касается класса напряжения 35 кВ, в которой необходимо соблюдать присоединение по трем линиям электропередач при генерации не более 20 МВт. В Тюменской энергосистеме существуют объекты генерации на 48 МВт подключенные к единой энергосистеме по двум ЛЭП классом напряжения 35 кВ. Рекомендуемые сроки осуществления мероприятий по технологическому присоединению генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства писаны для объектов «большой» энергетики без учета специфики объектов РГ.

Проблема состоит также в дальнейшем управлении объектом РГ. Как правило, каждый объект генерации, который предстоит внедрять/вводить, должен участвовать в формировании балансов мощности и энергии ЕЭС. Однако, значительная часть РГ не входит в иерархию оперативно-технологического/коммерческого или диспетчерского управления (рисунок 13, таблица 1).

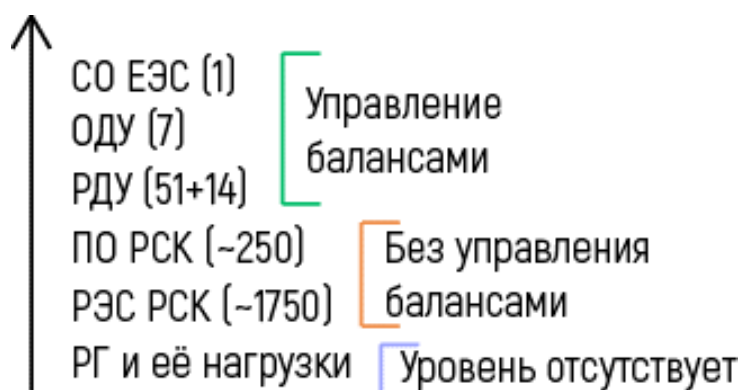


Рисунок 13 – Уровни управления объектами электроэнергетики и формирование балансов мощности и энергии

Таблица 1 – Текущие уровни управления объектами электроэнергетики и формирования балансов мощности и энергии

Объединение	Средняя установленная мощность, МВт	Единица мощность генератора, МВт	Класс напряжения, кВ	Управление		
				Диспетчерское	Коммерческое	Технологическое
СО ЕЭС	236000	3000	≥500	СО ЕЭС	АТС Энерго	Энергокомпания
ОЭС (ОДУ)	34000	2000	220 – 750	СО ЕЭС	АТС Энерго	Энергокомпания
ЭС (РДУ)	4600	200 – 1200	110 – 330	СО ЕЭС	АТС Энерго	Энергокомпания
ПО РСК	940	50	35 – 110	-	-	Энергокомпания
РЭС РСК	140	25	0,4 – 35	-	-	Энергокомпания

Как показывают данные, на настоящий период только СО ЕЭС, ОДУ и РДУ занимаются прогнозированием и планированием балансов. Исключением могут стать только долгосрочное планирование балансов сетевыми компаниями на отчетные периоды.

Ключевой проблемой объекта РГ является его «подключение» в иерархию управления – требуется обосновать взаимодействие отдельных объектов РГ с существующими уровнями иерархии управления энергосистемой. Следует добавить, что объекты РГ не наблюдаются с помощью системной телеметрии

(рассмотрено в п. 1.1). Объекты подключаются к РЭС, в которых диспетчерское управление (ДУ) системным оператором не осуществляется.

Все эти проблемы и «пробелы» в законодательстве приводят к поиску альтернатив для работы РГ на розничном рынке:

1. Для собственных нужд (СН) без подключения к ЕЭС;
2. Доходит до того, что владельцы объектов РГ создают независимые энергосбытовые компании, что появилась возможность продажи мощностей и ЭЭ смежным потребителям;
3. После выполнения всех требований (выполнение ГУ для ТП) объекты РГ выходят на оптовый рынок ЭЭ и функционируют с соблюдением жестких регламентов оптового рынка ЭЭ.

Единичные мощности ГУ объектов РГ по меркам СО ЕЭС незначительная, но, с учетом потенциально большого количества установок – от десятков до сотен ГУ [8, 24-26], приводит к возникновению целой составляющей балансов мощности и энергии, которые по вышеописанным причинам не попадают под централизованную диспетчеризацию и не входящая в иерархию формирования балансов в энергосистеме.

1.5 Выводы

В настоящее время процедура технологического присоединения объектов распределенной генерации не отличается от процедуры присоединения обычного потребителя в связи с отсутствием законодательного разделения.

В связи с этим объекты зачастую устанавливаются без проработки схемы выдачи мощности. Вследствие чего возникают неучтенные схемно-режимные ситуации, в которых устойчивая работа объекта распределенной генерации невозможна.

Объекты генерации устанавливаются без согласования с сетевыми организациями и системным оператором. Схема и программа развития энергорайонов (развитие электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже) в

принципе не подразумевает учет новых генерирующих мощностей на напряжение 35 кВ и ниже. По этой причине появляются не учтенные генерирующие мощности объектов распределенной генерации.

Отсутствие нормативно-технической документации и нормативно-правовых актов, которые регламентировали бы технические требования к объектам распределенной генерации (с учетом их типологии и особенностей их подключения в состав ЕЭС России), создают большие проблемы при технологическом присоединении объектов РГ.

Развитие энергосистемы, в целом, проектируется без учета особенностей функционирования объекта распределенной генерации. Примером может стать действие автоматики выделения на сбалансированный район без учета объекта распределенной генерации может произойти каскадное отключение потребителей вследствие некорректного определения района выделения генерации на сбалансированную нагрузку.

Технологическое присоединение объектов генерации электрической энергии осуществляется только на напряжение 110 кВ и выше, согласно Постановлению правительства Российской Федерации №861 (раздел 2, п.8).

2 Основные требования, предъявляемые к схемам выдачи мощности объектов малой (распределенной) генерации

2.1 Общие требования, предъявляемые к технологическому присоединению объектов распределенной генерации к электрической сети энергосистемы

Процедура технологического присоединения определена [16]. Далее, стандартно применяется следующая процедура технологического присоединения:

- Подача заявки заявителем (юридическим/физическим лицом), которое имеет намерение осуществить технологическое присоединение;
- Далее, происходит процедура заключения договора;
- Выполнение сторонами договора мероприятий, предусмотренных договором;
- После выполнения мероприятий, предусмотренных договором, происходит процесс получения разрешения органами федерального государственного энергетического надзора на допуск к эксплуатации объектов заявителя;
- По завершению процесса получения разрешения от органов федерального государственного энергетического надзора, сетевая организация осуществляет фактическое присоединение объектов заявителя к электрическим сетям с фактическим приемом (подачей) напряжения и мощности, осуществляемый путем включения коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положении «включено»);
- После совершения всех вышеперечисленных операций составляется акт об осуществлении технологического присоединения, акта разграничения границ балансовой принадлежности, акта разграничения эксплуатационной ответственности сторон.

Согласно главе «Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов

по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям» по третьей подглаве [16], в которой излагаются критерии технической возможности технологического присоединения и особенности осуществления технологического присоединения по индивидуальному проекту рассматривают следующие критерии:

- Сохранить установленные категории надежности электроснабжения и качества электроэнергии для потребителей. При этом на момент подачи заявки энергопринимающие установки заявителя присоединены к электрическим сетям сетевой организации или смежных сетевых организаций;
- На объектах электросетевого хозяйства должны отсутствовать ограничения на максимальную мощность, над которыми надлежит произвести технологическое присоединение;
- Отсутствие необходимости сооружения новых (расширение) или реконструкции объектов электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций;
- Отсутствие необходимости строительства/реконструкции генерирующих объектов для удовлетворения потребности заявителя.

Несоблюдение любого из вышеперечисленных критериев подразумевает техническую невозможность технологического присоединения. Однако, при включении мероприятий по реконструкции/расширению (сооружению) объектов электросетевого хозяйства и мероприятий по строительству/реконструкции генерирующих объектов, проведение которых необходимо для обеспечения присоединения объектов заявителя, в инвестиционные программы сетевых организаций, в том числе смежных сетевых организаций, и наличие обязательств производителей электрической энергии по предоставлению мощности, предусматривающих осуществление указанных мероприятий, означают наличие технической возможности технологического

присоединения и являются основанием для заключения договора независимо от соответствия критериям.

Если у сетевой организации отсутствует техническая возможность технологического присоединения энергопринимающих устройств, указанных в заявке, технологическое присоединение осуществляется по индивидуальному проекту в порядке, установленном в [16].

Требования, предъявляемые к объектам распределенной генерации при технологическом присоединении можно условно разделить на три диапазона мощности:

- От 5 до 25 МВт;
- От 25 до 60 МВт;
- От 60 и выше МВт.

Согласно стандарту [27] предъявляются следующие требования по допустимым диапазонам работы объекта генерации по частоте – должна быть обеспечена работа генерирующего оборудования в следующих диапазонах частот:

- 46,0-47,0 Гц / 0,3-0,5 с.
- 47,0-47,5 Гц / 30-40 с.

Национальный стандарт РФ [28] предъявляется следующее требование к ОРГ в общем первичном регулировании частоты – все генерирующее оборудование должно участвовать в ОПРЧ.

Требования к системам возбуждения следующие – объекты мощностью от 5 до 25 МВт и от 25 до 60 МВт должны соответствовать требованиям ПТЭ, утвержденные приказом Минэнерго №229 от 19.06.2003. Для ОРГ мощностью от 60 и выше МВт система возбуждения должна соответствовать требованиям Стандарта «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения, и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов.

2.2 Требования, предъявляемые к высоковольтной части СВМ (ПС, РУ, ВЛ)

На 2018 год отсутствуют утвержденные требования к схемам выдачи мощности объектов распределенной генерации. Нормативная база в области разработки схемы выдачи мощности основывается на 2 документах, одной из которых является:

- СТО ОАО РАО «ЕЭС России». Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций 2017 года [29];

А также форма технического задания рекомендательного характера на выполнение работы «Схема выдачи мощности электростанции» (Типовое техническое задание. Разработана ОАО «СО ЕЭС» на основании смежных нормативно-технических документов:

- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем [30];

- Методические указания по устойчивости энергосистем [31].

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [32].

Согласно вышесказанным стандартам и методическим рекомендациям предварительная максимальная передаваемая по линии электропередач мощность для сетей 35 кВ и ниже определяется по допустимой мощности линий электропередач (требуется учитывать нормированную плотность тока). Для сетей 110 кВ и выше по натуральной мощности (требуется учитывать допустимую токовую загрузку).

Предварительная пропускная способность схемы выдачи мощности электростанции определяется по сумме предварительных максимальных передаваемых мощностей по ЛЭП всех классов напряжения, отходящих от электростанции (также требуется учесть линии электропередач, предусмотренные к сооружению по инвестиционной программе сетевых организаций).

Предварительная пропускная способность трансформаторов РУ электростанции определяется суммой номинальных мощностей трансформаторов (автотрансформаторов) связи, посредством которых осуществляется связь данного распределительного устройства с распределительным устройством более высоких классов напряжения за вычетом мощности наиболее мощного из них при коэффициенте мощности равной 0,85.

При определении предварительной пропускной способности РУ электростанции требуется сумма предварительных максимальных передаваемых мощностей по ЛЭП, которые отходят от данного РУ, и предварительной пропускной способности трансформаторов данного РУ.

Существуют 4 основных технических решений по схемам выдачи мощности электростанций:

- Достаточная пропускная способность ЛЭП, входящих в схему выдачи мощности электростанции – сумма номинальных мощностей всех генераторов электростанции не должна превышать предварительную пропускную способность схем выдачи мощности электростанции;
- Достаточная пропускная способность РУ электростанции – сумма номинальных мощностей генерирующего оборудования электростанции, подключенного к данному РУ, не должна превышать предварительную пропускную способность РУ электростанции;
- Достаточная пропускная способность трансформаторов РУ – номинальная мощность наиболее крупного генератора электростанции, подключенного к данному РУ, не должна превышать предварительную пропускную способность трансформаторов этого РУ.

Условия достаточности пропускной способности ЛЭП, РУ и трансформаторов РУ должны выполняться при новом строительстве или при присоединении объекта распределенной генерации к существующей подстанции.

2.3 Требования к генерирующему оборудованию

Существуют общие технические требования к генерирующему оборудованию:

1. Генерирующие устройства должны выдерживать без повреждения КЗ любого вида во внешней сети [33]. Максимальная длительность КЗ указывается в технической документации к ГУ;
2. Возможность работы ГУ на отличных от номинальной частоты в соответствии с действующими стандартом [34], если необходимость в этом обоснована СО;
3. Возможность работы ГУ при переходе в режим изолированного электроснабжения потребителей при действии ЧДА, если необходимость в этом обоснована СО;
4. Возможность участия ГУ в ОПРЧ, если необходимость в этом обоснована СО;
5. Оснащение ГУ необходимыми средствами автоматизации пуска, возможность приема и реализации УВ от внешних локальных устройств ПА для генераторов мощностью более 25 МВт, менее 25 МВт если необходимость в этом обоснована СО;
6. Аппаратное совмещение устройств ПА с устройствами РЗА и средствами АСУ ТП не допустимо, согласно п. 6.1 и 6.6 [35];
7. В технической документации к ГУ должны быть приведены внешние характеристики регуляторов;
8. Системы возбуждения и автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов должны соответствовать требованиям [36].

Выбор максимальной мощности объекта, единичной мощности и количество агрегатов. Максимальная электрическая мощность должна соответствовать целям строительства объекта собственной генерации. В таблице 2 приведен перечень целей строительства объекта и их мощности.

Таблица 2 – Перечень целей строительства объекта и их мощности

Цель строительства объекта	Мощность объекта
Альтернативное энергообеспечение дополнительной нагрузки предприятия	Максимальная нагрузка, собственные нужды, потери $P_{об.} = P_{max} + P_{сн} + \Delta$
Снижение затрат на покупку электрической энергии	Обеспечение нагрузкой не менее 4500-5000 часов в год, собственные нужды, потери $P_{об.} < P_{нагр}$ (при $T=4500-5000$ часов в год) $+ P_{сн} + \Delta$
Обеспечение основного питания ответственных потребителей	Максимальная нагрузка ответственных потребителей, собственные нужды, потери $P_{об.} > P_{отв.потр.} + P_{сн} + \Delta$
Утилизация побочных продуктов производства для собственного потребления и/или продажи	Определяется объемом побочных продуктов производства
Продажи электрической энергии на розничном рынке	Расчет электрических режимов прилегающего энергорайона $P_{об.} = P_{расч.реж.}$

Что касается выбора единичной мощности и количества генерирующих агрегатов чаще используются микротурбинные, газопоршневые и газотурбинные установки разных мощностей.

Единичная мощность микротурбинных агрегатов выбирается по шкале стандартных номинальных мощностей (15, 30, 65, 200, 600, 800, 1000 кВт для установок производства компании Capstone). Количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной мощности минимальным количеством агрегатов:

$$N_{агр} = \frac{P_{об}}{P_{г.ед}} \quad (1)$$

Номинальные мощности газопоршневых установок значительно отличаются у различных производителей, что дает возможность выбора единичных мощностей с шагом в несколько десятков кВт. Технологической особенностью газопоршневых агрегатов является ограничение минимальной загрузки не менее 50% в связи с чем, единичная мощность агрегатов должна быть выбрана таким образом, чтобы в режиме минимальных нагрузок обеспечивался технологический минимум. Количество агрегатов (1) выбирается исходя из

обеспечения максимальной установленной мощности энергоцентра минимальным количеством агрегатов при условии прохождения минимума нагрузки и соблюдая требований по недоотпуску (2).

$$P_{г.ед.} < 2 \cdot P_{н.мин.} - P_{с.н.} \quad (2)$$

Номинальные мощности газотурбинных установок выше остальных, шаг шкалы единичных мощностей составляет несколько МВт. Технологических ограничений на минимальную нагрузку у газотурбинных агрегатов нет, поэтому количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной мощности минимальным количеством агрегатов, однако при наличии непродолжительной, но большой пиковой нагрузки целесообразно рассмотрение вариантов установки нескольких ГТУ, согласно (1).

С точки зрения эксплуатации наиболее предпочтительным являются варианты обеспечения энергоцентра агрегатами одного производителя и одной модели. Применение машин разной мощности должно быть обосновано экономически.

Для обеспечения ремонтов оборудования без отключения нагрузки или ухудшения условий электроснабжения в автономном режиме работы, а также при необходимости обеспечения питания ответственных потребителей необходимо провести выбор дополнительного количества агрегатов, обеспечивающих резерв.

Для проектов распределенной генерации целесообразно предусматривать наличие «нагруженного» резерва. В работе одновременно должно находиться столько агрегатов, и их загрузка должна быть такова, чтобы при выходе одного агрегата оставшиеся в работе могли полностью обеспечить нагрузку. Величина нагруженного резерва определяется коэффициентом загрузки $K_{зг}$:

Таблица 3 – Величина нагруженного резерва

Количество агрегатов	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$K_{зг}$	0,5	0,67	0,75	0,8	0,83	0,857	0,875	0,89	0,9

Количество агрегатов будет определяться отношением максимальной мощности объекта к единичной мощности агрегата с учетом коэффициента загрузки (3):

$$N_{\text{агр}} = \frac{P_{\text{об}}}{P_{\text{г.ед}} \cdot K_{\text{зг}}} \quad (3)$$

Необходимость содержания дополнительных агрегатов в «холодном» резерве должна определяться исходя из целей каждого проекта, в рамках технико-экономического обоснования с учетом оценки ущерба от недоотпуска. При рассмотрении проектов автономного энергоснабжения и электроснабжения особо ответственных потребителей целесообразно также провести оценку необходимости применения резервных дизельных источников электроснабжения.

Состав дополнительного теплогенерирующего оборудования должен быть выбран таким образом, чтобы тепловая нагрузка была обеспечена в любом режиме работы генерирующего оборудования. Наиболее характерным является режим минимальных электрически нагрузок зимой, в котором генерация тепловой энергии агрегатами когенерации минимальна, а тепловые нагрузки максимальны. Именно для такого периода на основании прогнозных графиков спроса на электрическую энергию и известных мощностей систем утилизации тепла должен быть построен графики производства тепловой энергии выбранным оборудованием.

$$P_{\text{т}} = P_{\text{нагр.т.}} + P_{\text{с.н.т.}} + \Delta - P_{\text{коген.мин}} \quad (4)$$

Единичная мощность теплогенерирующего оборудования будет определяться как разница между минимально возможной тепловой мощностью объектов когенерации и максимальной тепловой нагрузкой с учетом потерь и собственных нужд энергетического центра.

Необходимость содержания дополнительных теплогенерирующих агрегатов должна определяться исходя из целей каждого проекта, в рамках технико-экономического обоснования. Важными аспектами при этом являются

вероятность длительного отключения всего электрогенерирующего оборудования и/или необходимость использования резервного топлива.

В некоторых проектах дополнительно рассматриваются установки АБМХ, обеспечивающие холодоснабжение систем кондиционирования в летний период. Мощность таких установок целесообразно подбирать на основании графика производства тепловой энергии при когенерации в режиме максимальных электрических нагрузок летнего периода. При этом недостаток мощности системы кондиционирования может быть восполнен установкой дополнительных чиллеров. Необходимость резервирования систем кондиционирования должна определяться исходя из целей каждого проекта, в рамках технико-экономического обоснования.

2.4 Требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты и автоматики электросетевых объектов, входящих в СВМ

В России в последнее время наблюдается ежегодный рост вводов объектов распределенной генерации (РГ) в основном за счет тепловых электростанций с газотурбинными, дизельными и газопоршневыми ГУ, которые подключаются к РС 6-220 кВ или к сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

Одной из причин этого является стремление собственников осуществить резервирование электроснабжения наиболее ответственных потребителей сложного технологического цикла при авариях в ЭЭС, в том числе с выделением ее части на изолированную (автономную) работу.

В таких случаях возможно существование трех режимов работы системы электроснабжения потребителя с собственным объектом РГ:

1. Параллельная работа энергообъекта с ЭС, с выдачей или без выдачи мощности в сеть. В этом случае обеспечивается работа объекта РГ в базе за счет получения из энергосистемы пиковой мощности и выдача в энергосистему избытков мощности, что позволяет обеспечить надежное

электроснабжение собственных потребителей и повысить технико-экономические показатели работы объекта РГ.

2. Изолированная работа энергообъекта (автономный режим) с обеспечением электроснабжения собственных потребителей с учетом их графиков нагрузки, а также обеспечения ремонтного и аварийного резерва (в т.ч. аварийной брони).
3. Комбинированный режим, когда энергообъект работает параллельно с энергосистемой, но в случае возникновения режима высоких рисков или при аварии в сетях внешнего электроснабжения может быть выделен на изолированную работу с питанием потребителей от объекта РГ.

Для комплексного решения вопросов надежной и эффективной работы объекта РГ целесообразно, в рамках разработки схемы выдачи мощности (СВМ) электростанции/ГУ, включающей в себя выполнение комплекса технических и схемных решений по ее присоединению к электрическим сетям, производиться все основные виды расчетов электрических режимов и приниматься основные технические решения. Расчеты позволяют оценить возможности обеспечения надежного электроснабжения электроустановок потребителей при строительстве объекта РГ, в том числе при выделении всего энергообъекта или его части на изолированную (автономную) работу, а также выявить проблемные вопросы, подлежащие решению в рамках разработки СВМ. Из проблемных технических вопросов, связанных с подключением объектов РГ, можно выделить следующие:

- повреждения генерирующих установок при КЗ на выводах или в случае применения несинхронного автоматического повторного включения (НАПВ) в прилегающей сети;
- неселективное отключение ГУ устройствами РЗА при отсутствии угрозы механического или термического повреждения при внешних возмущениях;

- вторичные нарушения устойчивости в узлах нагрузки при переходе ГУ в кратковременный асинхронный режим при внешних возмущениях;
- увеличение длительности провалов напряжения при КЗ в сетях с объектами РГ по причине самозапусков двигательной нагрузки после ликвидации КЗ;
- некорректная работа сетевого автоматического ввода резерва (АВР) при подключении к сети объектов РГ;
- ограничения на применение ГУ с системами самовозбуждения.

Рекомендуется в оборудование главной схемы электростанции должны входить следующие устройства релейной защиты и противоаварийной автоматике:

- на линиях связи с системой - токовая отсечка или дифференциальная защита, МТЗ, защита от замыкания на землю, делительная защита, сигнализация перегрузки;
- общесекционные защиты - дифференциальная и дуговая каждой секции, защита минимального напряжения с действием на отключение отходящих линий (по выбору), автоматическая частотная разгрузка, автоматика быстрой разгрузки работающих генераторов при внезапном отключении одного из них с действием на отключение отходящих линий (по выбору);
- автоматика частотного деления с действием на отключение отходящих линий (по выбору);
- автоматика ликвидации асинхронного режима (с выдержкой времени);
- генераторы с устройствами защиты, определяемые проектом;
- колонки синхронизации (точной ручной и автоматической) на выключателях генераторов, всех секционных выключателях и выключателях связи с энергосистемой;
- частичное заземление нейтрали, оснащенное автоматикой, обеспечивающей селективное определение присоединения с ОЗЗ либо его отключение.

Принципы построения РЗА для объектов РГ подробно представлены в работе [37]. Набор требований к РЗ определяется характеристиками электрических режимов РС с объектами РГ (условиями функционирования РЗ). В работе выделены три возможных подхода к управлению и обозначена область их применения (таблица 4).

Таблица 4 – Подходы к управлению электростанциями малой мощности в аварийных режимах и область их применения

№	Подход	Область применения
1	Отключение объекта РГ	- энергорайоны с небольшой долей объектов РГ; - объекты РГ установленной мощностью не более 1-2 МВ·А (не «покрывают» мощность местной нагрузки или не предназначены для работы в автономном режиме).
		Примечание: внедрение электростанций связано с решением задачи повышения экономической эффективности энергоснабжения потребителей, изначально получающих питание только от ЭС
2	Выделение объекта РГ на местную нагрузку	- электростанции, обеспечивающие электроснабжение близких по мощности потребителей и предназначенные для работы в автономном режиме; - группы электростанций, обеспечивающих электроснабжение потребителей в микроэнергосистеме
		Примечание: внедрение электростанций связано с решением задачи обеспечения надёжности электроснабжения потребителей, с созданием и развитием микро-ЭС
3	Сохранение параллельной работы ЭСММ между собой и с источниками внешней сети	- энергорайоны с большой долей объектов РГ в составе генерирующих мощностей (когда излишние отключения малых электростанций приводят к снижению запаса реактивной мощности в системе, к перегрузкам и отключению сетевого оборудования, усугубляя развитие аварийного процесса).
		Примечание: повышается роль электростанций малой мощности в решении системных задач обеспечения энергобезопасности, надёжности и устойчивости энергосистемы

2.5 Требования, предъявляемые к сетям связи и телемеханики организуемым на электросетевых объектах, входящих в СВМ

Согласно типовым техническим требованиям по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК условно можно разделить на два класса напряжения, на подстанциях высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше и 110 кВ и ниже.

Так, типовой состав телеизмерений на подстанциях высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, согласно [38], выглядит следующим образом:

Телеизмерения уровней напряжения по всем трансформаторам напряжения 110 кВ и выше РУ ПС.

Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждой ЛЭП 110 кВ и выше, присоединенной к распределительным устройствам. При наличии на ПС измерений параметров по каждой фазе ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении – телеизмерения величин фазных токов ЛЭП 110 кВ и выше.

Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по стороне высшего, среднего и низшего напряжений АТ. Для АТ с подключенными источниками активной или реактивной мощности (5 МВт, 5 МВар и более) со стороны низкого напряжения также величины тока в общей обмотке.

Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по стороне 110 кВ и выше каждого трансформатора.

Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждому обходному, секционному и шиносоединительному выключателю 110 кВ и выше.

Величины реактивных мощностей компенсирующих устройств установленной мощностью 5МВар и более (синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и т.п.).

Величины частоты электрического тока от ТН секций и систем шин, ЛЭП 110 кВ и выше, если существует вероятность разделения энергосистемы на части и раздельной работы этих частей, в том числе в местах установки колонок синхронизации, комплектов ЧДА.

Телеизмерения уровней напряжения на секциях и системах шин 35 кВ и ниже, токов, перетоков активной и реактивной мощности по стороне 35 кВ и ниже трансформатора, ЛЭП 35 кВ и ниже в случае, когда они необходимы для контроля технологического режима работы электростанций установленной мощностью 5 МВт и более (оборудование которых относится к объектам диспетчеризации), средств регулирования реактивной мощности 5 МВар и более (относящихся к объектам диспетчеризации), присоединенных на напряжении 35 кВ и ниже, а также присоединений, подключенных к устройствам ПА (за исключением устройств АЧР).

Величины некоторых неэлектрических параметров с определенных соответствующим диспетчерским центром ПС (температура наружного воздуха, скорость ветра, толщина стенок гололеда, весовые и ветровые нагрузки на провода) (по согласованию при наличии технической возможности передачи).

Типовой состав телесигнализации на ПС высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше выглядит следующим образом:

- телесигнализации положения коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, отделителей) 110 кВ и выше. При наличии на ПС телесигнализации состояния коммутационных аппаратов по каждой фазе ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении – телесигнализация положения каждой фазы выключателей ЛЭП 110 кВ и выше;
- телесигнализация положения анцапф РПН АТ и специальных регулировочных трансформаторов.

Аварийно-предупредительная телесигнализация, содержащая общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении нарушений в работе оборудования («отключение от защит», «отключение от ПА»).

Телесигнализация положения выключателей 35 кВ и ниже в случае, когда она необходима для контроля технологического режима работы электростанций 5 МВт и более (оборудование которых относится к объектам диспетчеризации), средств регулирования реактивной мощности 5 МВар и более (относящихся к объектам диспетчеризации), присоединенных на напряжении 35 кВ и ниже.

2.6 Выводы

Данная глава освещает основные требования, предъявляемые к схемам выдачи мощности объектов распределенной генерации.

На сегодняшний день общие требования к технологическому присоединению формируются на основании двух документов [16, 29], что является недостаточным, для присоединения объекта РГ. На основании опыта присоединения объектов РГ были сформированы требования.

Из общих требований к высоковольтной части схемы выдачи мощности вытекает следующее:

- достаточная пропускная способность ЛЭП, входящих в схему выдачи мощности объекта распределенной генерации;
- достаточная пропускная способность РУ объекта распределенной генерации;
- достаточная пропускная способность трансформаторов РУ

Условия достаточности пропускной способности ЛЭП, РУ и трансформаторов РУ должны выполняться при новом строительстве или при присоединении объекта распределенной генерации к существующей подстанции.

Представлены расчетные формулы по определению максимальной мощности объекта, единичной мощности и количества генерирующих установок. Основные цели строительства объектов распределенной генерации приведены в таблице 2.

На базе работы [37] сформированы основные принципы построения релейной защиты и автоматики для объектов распределенной генерации.

Выделены три возможных подхода к управлению и обозначены области их применения. Результаты внесены в таблицу 4.

Требования к сетям связи и телемеханики для проектируемых объектов распределенной генерации формируются согласно типовым техническим требованиям по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК.

3 Алгоритм разработки схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации

3.1 Требования к составу исходных данных, необходимых для разработки схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации

Предпосылками и целями строительства объектов распределенной генерации может быть несколько:

1. Высокая стоимость закупаемой электрической энергии. При этом целью строительства объекта становится снижение затрат на покупку электрической энергии;
2. Наличие на предприятии ответственных потребителей и необходимость в обеспечении бесперебойного питания;
3. Наличие побочных продуктов производства (например, тепловая энергия, попутный газ), которые должны утилизироваться. Под утилизацией понимается производство электрической энергии от этих продуктов для собственного потребления и/или продажи;
4. Извлечь прибыль с продажи электроэнергии на розничном рынке.

Каждая из 4 целей предопределяет режим работы объекта распределенной генерации. Состав генерирующего оборудования объекта распределенной генерации должен соответствовать поставленным целям.

Состав основных технических решений:

1. Прогноз нагрузок;
2. Выбор состава оборудования;
3. Разработка схемы выдачи мощности.

Для выбора оборудования в рамках распределенной генерации недостаточно прогноза максимальной расчетной нагрузок. Источниками информации для составления прогнозируемых нагрузок является:

- Ретроспективные данные по объекту энергоснабжения/объекту-аналогу;
- Данные о перспективе развития объекта;

- Схемы территориального планирования и развития территорий;
- Схемы и программы перспективного развития;
- Инвестиционные программы.

Прогнозирование нагрузок согласно нормативным предписаниям имеет наименьшую точность. Методики прогноза электрических и тепловых нагрузок определяются для каждого объекта индивидуально.

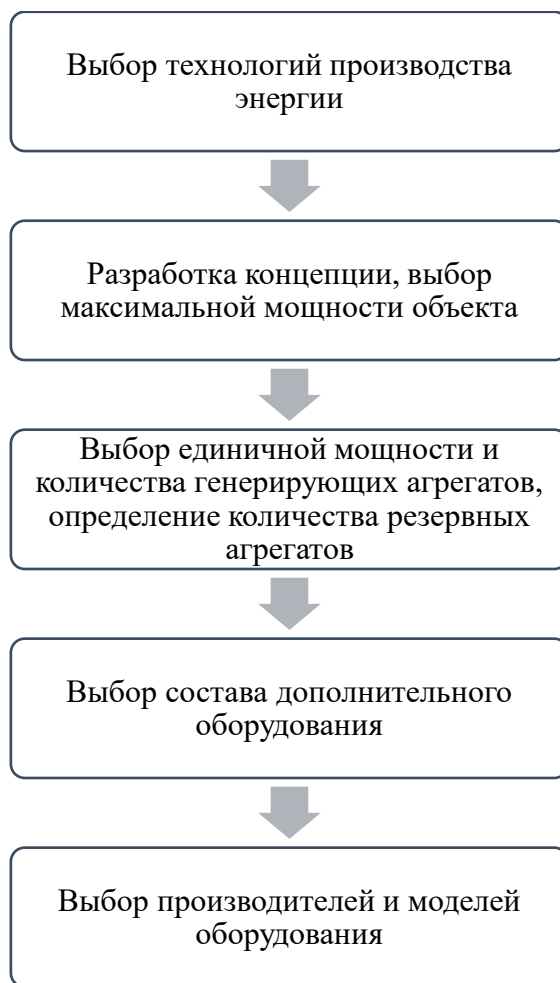


Рисунок 14 – Алгоритм выбора количества и мощности генерирующего оборудования

Основной алгоритм разработки схемы выдачи мощности:

- Расчет и анализ установившихся электрических режимов;
- Расчет и анализ токов короткого замыкания;
- Расчет и анализ динамической устойчивости;
- Разработка основных технических решений по выдаче мощности;

- Оценка затрат на реализацию схемы мощности.

Для составления вариантов состава генерирующего оборудования можно использовать информацию с сайтов поставщиков и официальных дилеров оборудования, однако, для корректного выбора состава генерирующего оборудования информацию необходимо запрашивать целенаправленно.

Важно уточнить возможность работы оборудования на выбранном топливе, расход топлива и теплотворную способность для которой он приведен. Кроме того, необходимо получить подтверждение поставщика о возможности параллельной работы с сетями в РФ.

Для сопоставления вариантов необходимо уточнить ряд параметров:

- максимальную и минимальную электрическую мощность, номинальное напряжение;
- максимальную и минимальную тепловую мощность системы утилизации тепла, температурный режим работы;
- характеристики зависимости расхода топлива и тепловой мощности от электрической нагрузки;
- частоту и периодичность технического обслуживания, состав работ для каждого то, стоимость каждого то;
- номинальный срок службы оборудования до капитального ремонта, допустимое количество капитальных ремонтов и их стоимость.

На основании данной информации для каждого варианта состава оборудования должна быть построена экономическая модель, определяющая чистую приведенную стоимость проекта (NPV). Варианты состава оборудования ранжируются на основании рассчитанных NPV от большего к меньшему, определяя таким образом приоритетность их дальнейшего рассмотрения.

Для варианта с наибольшим NPV далее проводится разработка схемы выдачи мощности. Возможно, что при разработке вариант состава оборудования будет признан нереализуемым, что потребует рассмотрения следующего по рангу варианта.

Таким образом, процессы выбора состава генерирующего оборудования и разработка схемы выдачи мощности связаны и должны выполняться в рамках единой комплексной работы по определению основных технических и инвестиционных решений проектов распределенной генерации.

3.2 Требования к расчетам установившихся режимов и алгоритм их выполнения, при проектировании схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации

Расчет и анализ установившихся электрических режимов следует выполнять согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем. Следует придерживаться следующего алгоритма:

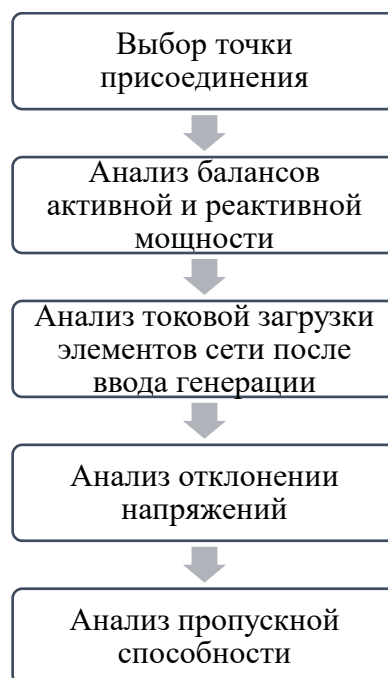


Рисунок 15 – Структура расчета и анализа режимов по проектированию развития энергосистем

Пренебрежение каким-либо из пунктов, приведенных на рисунке 15, к увеличению токов в сетях низкого напряжения, к изменению поток мощности в сетях высокого напряжения или к двухстороннему питанию силовых трансформаторов и линий (рисунок 16)

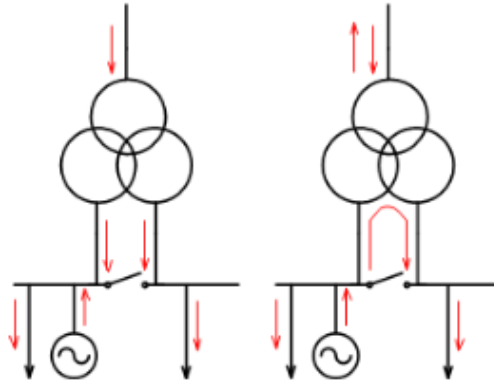


Рисунок 16 – Двухстороннее питание силовых трансформаторов

Последствие от увеличения токов в сетях низкого напряжения следующая: это может привести к перегрузке силового оборудования распределительных сетей в номинальных и/или ремонтных схемах.

Последствия от изменения потоков мощности в сетях высокого напряжения следующие: перегрузка силового оборудования сетей высокого напряжения в номинальных и/или ремонтных схемах.

Появления источника питания со стороны низкого напряжения трансформаторов, а также на концах тупиковых линий может привести к неселективной работе релейной защиты, наличие незащищенных участков сети.

3.3 Требования к расчетам динамической устойчивости и алгоритм их выполнения при проектировании схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации

Из опыта эксплуатации уже имеющихся объектов распределенной генерации, при нормативных возмущениях в электрической сети могут привести к:

- Отключение генераторов с малой постоянной инерции, механическое повреждение генерирующего оборудования воздействием электромагнитного момента;
- Возможному возникновению несинхронных режимов работы ГУ.

Решением первой проблемы может стать разработка рекомендаций по увеличению динамической устойчивости объектов распределенной генерации или управляющих воздействий противоаварийной автоматики. А также проверять генерирующие оборудования на соответствия электромагнитным моментам. Что касается второй проблемы, ресинхронизация энергорайона с объектом распределенной генерации должна резервироваться делением. Допустимая длительность асинхронного режима устанавливается для каждого сечения с учетом необходимости предотвращения повреждений оборудования энергосистемы, нарушений электроснабжения потребителей [п. 3.9, 31].

Кратность форсировки возбуждения по напряжению и по току должны быть не менее 2, длительность – не менее 20 секунд (ГОСТ 21558-2000). При этом технологические защиты генерирующего устройства не должны срабатывать. Данное решение следует принимать на этапе подбора оборудования.

При подключение генерирующего оборудования объекта распределенной генерации к распределительной сети 6(10) кВ приводит к увеличению периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания. Решением данной проблемы является установка токоограничивающих устройств. После проведения расчетов формируются требования следующего характера: если коммутационное (другое) оборудование не соответствует нормативным значениям, это оборудование необходимо заменить. Рекомендуется подключать генерирующие оборудование через повышающий трансформатор к сетям высшего напряжения.

Причиной потери динамической устойчивости генератора при замыкании во внешней сети – это, например, малые моменты инерции объектов распределенной генерации, конструкционные особенности оборудования. По этой причине может произойти следующее:

- Необоснованное отклонение генераторов при нормативных возмущениях во внешней сети;

- Механические повреждение генерирующего оборудования воздействием электромагнитного момента.

В соответствии с методическими рекомендациями по устойчивости энергосистем, устанавливаются группы нормативных возмущений, при которых должна обеспечиваться динамическая устойчивость.

3.4 Требования к расчетам токов короткого замыкания и алгоритм их выполнения, при проектировании схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации

Согласно требованиям к устойчивости энергосистем, наиболее тяжелые возмущения называются нормативными возмущениями и подразделены на три группы, одной из которых является короткое замыкание с отключением элементов сети. Группы нормативных возмущений в сетях:

Таблица 5 – Группы нормативных возмущений в сетях с номинальным напряжением

Номинальное напряжение, кВ			
110-220	330-500	750	1150

Одним из отрицательных эффектов внедрения объектов распределённой генерации является рост уровней токов короткого замыкания в распределительной электрической сети. Обусловлено это тем, что генераторы малой мощности в распределительной электрической сети оказывают дополнительную подпитку тока короткого замыкания. Рост уровней токов короткого замыкания влечёт за собой необходимость замены существующего коммутационного оборудования и линий электропередач в распределительных электрических сетях.

В качестве исходных данных необходимо следующее:

1. Номинальное напряжение источника генерации;
2. Номинальная мощность источника генерации;
3. Коэффициент мощности;
4. Сверхпереходное сопротивление;

5. Переходное сопротивление;
6. Постоянная инерции.

Выбор методики определения токов КЗ зависит от требований к точности результатов расчетов. Для выбора аппаратов и проводников в электроустановках, а также определения воздействия на несущие конструкции согласно ПУЭ следует исходить из следующего:

Все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки, работают одновременно с номинальной нагрузкой.

Все синхронные машины имеют автоматические регуляторы напряжения и устройства быстродействующей форсировки возбуждения» КЗ наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ имеет наибольшее значение.

Электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе. Расчетное напряжение каждой ступени принимают на 5 % выше номинального напряжения сети.

Следует учитывать влияние на токи КЗ присоединенных к данной сети синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных электродвигателей. Влияние асинхронных электродвигателей на токи КЗ не учитывают при мощности электродвигателей до 100 кВт в единице, если электродвигатели отделены от места КЗ одной ступенью трансформации, а также при любой мощности, если они отделены от места КЗ двумя или более ступенями трансформации или если ток от них может поступать к месту КЗ только через те элементы, через которые проходит основной ток КЗ от сети и которые имеют существенное сопротивление (линии, трансформаторы и т. п.).

Следует также руководствоваться указаниями по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. В результате, если следовать общим методическим рекомендациям:

1. Составляются расчетные схемы;
2. Составляется исходная схема замещения;
3. Составляется исходная схема замещения для расчета несимметричных коротких замыканий;

4. Учитывается взаимоиндукция линий электропередач.

3.5 Последовательность проектирования схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации на основе анализа расчетов электрических режимов

Целью выполнения серии расчетов установившихся режимов является:

1. Проверка работоспособности сети для рассматриваемого периода времени с заданной нагрузкой;
2. Выбор схемы (схемы выдачи мощности электростанции) и параметров сети;
3. Проверка соответствия рекомендуемой схемы (схемы выдачи мощности электростанции) требованиям надежности электроснабжения;
4. Проверка выполнения требований к уровню напряжения и выбор средств по их регулированию, а также компенсации реактивной мощности.

В большей части промышленно развитых стран принято, чтобы схема сети полностью обеспечивала выдачи мощности электростанций в энергосистему в нормальном режиме и плановых ремонтных элементов схем. В аварийных и послеаварийных режимах при этом не допускается:

- ограничение потоков мощности при неполной схеме по статической устойчивости или длительно допустимым токовым нагрузкам токопроводящих элементов, по снижению уровней напряжения ниже допустимых в контрольных узлах нагрузки в послеаварийных установившихся режимах;
- нарушение динамической устойчивости в энергосистеме при фиксированных возмущениях без воздействия противоаварийной автоматики.

В РФ на схему выдачи мощности электростанции в энергосистему распространяется критерий N-1, который регламентирован методическими

рекомендациями по проектированию развития энергосистем. Отключение одной из отходящих линий или трансформатора связи шин должно обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности станции за вычетом собственных нужд. Большинство объектов распределенной генерации присоединены к распределительным сетям 35 кВ. В методических рекомендациях при развитии сетей 35 кВ рекомендуется:

- Не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 35 кВ параллельно существующим ВЛ 110 кВ и не сооружать новые ВЛ 35 кВ протяженностью свыше 80 м;
- Оценивать целесообразность сооружения новых ВЛ 35 кВ в габаритах 110 кВ;
- Рассматривать возможность перевода существующих ВЛ и ПС 35 кВ на напряжение 110 кВ;
- Использовать преимущественно одноцепные ВЛ 35 кВ с питанием от разных ПС 110-220 кВ или разных секций (систем шин) одной ПС;
- Число подстанций, присоединяемых к одноцепной ВЛ 35 кВ с двухсторонним питанием, не должно превышать пяти (без учета подстанций 35/0,4 кВ);
- Принимать к установке на ПС 35 кВ трансформаторы единичной мощностью до 10 МВА.

Данные рекомендации не соответствуют действительности, так как протяженность существующих ВЛ на 35 кВ достигают километровых расстояний.

Тоже самое можно отнести к единичной мощности трансформаторов на 35 кВ, в которых указано, что они могут быть до 10 МВА. С 2003 года единые мощности генерирующих устройств (ГТУ, ГПУ) вышли за пределы 10 МВА.

Что касается методики обоснования и выбора структурных схем электростанций – обоснование и выбор может вестись по упрощенной или уточненной методике. Уточненная методика является наиболее приоритетной,

так как напрямую будут влиять на предпроектные решения по схеме выдачи мощности (СВМ) объекта распределенной генерации (РГ).

Первым этапом является сбор исходных данных: район, где будет возводиться электростанция, количество и номинальная мощность генерирующих устройств; прогнозируемый график нагрузки генерирующих агрегатов и потребителей местного энергорайона (для зимнего и летнего периода); допустимый сброс генерирующих мощностей на сооружаемой электростанции по условию сохранения устойчивости параллельной работы энергосистемы; номинальное напряжение сети РУ, через которое будет предполагаться возможное технологическое присоединение; мощность на стороне среднего напряжения (при условии использования трехобмоточных трансформаторов) при номинальной нагрузке генерирующих устройств и их технологический минимум.

Вторым этапом является распределение агрегатов между распределительными устройствами повышенного напряжения.

Принимаются для связи РУ 35 и 110 кВ трехобмоточные трансформаторы в количестве двух штук.

Анализируется целесообразность укрупнения или объединения блоков при $\Delta P_{\text{доп}} > 2 \cdot P_{\text{агр.ном}}$.

Выбор мощности повышающих трансформаторов осуществляется следующим образом – мощность должна быть достаточной для выдачи всей располагаемой мощности генерирующего устройства с учетом допустимой систематической перегрузки.

Для нормального режима строится график перетока мощности через трансформаторную связь между РУ повышенного напряжения с учетом СН. Далее намечается предварительное значение номинальной мощности трансформатора связи.

Обоснование и выбор схемы выдачи мощности производится на основе анализа нормального, ремонтного и послеаварийного режимов. Далее, произведем детальный разбор каждого на основе источника.

Для нормального режима все элементы схемы находятся в работе. В ремонтных один (или более при наложении) их элементов отключен для осуществления планового ремонта. Послеаварийные режимы характеризуются отказами элементов. На основе этих расчетов выбираются параметры элементов сети, а для уточнения значений параметров рассматриваются послеаварийные режимы.

Схема выдачи мощности объекта распределенной генерации в нормальном режиме должна обеспечивать выдачу всей мощности в энергосистему и полное электроснабжение потребителей (за вычетом расхода на собственные нужды объекта). При наличии технико-экономического обозначения в ремонтном режиме допускается ограничение выдачи мощности объекта распределенной генерации, но не допускается ограничение электроснабжения потребителей. В послеаварийных режимах при расчетных отказах и при наличии технико-экономического обоснования, ограничение и выдачи мощности объекта распределенной генерации в энергосистему, и электроснабжения потребителей.

3.6 Выводы

В данной главе был представлен алгоритм разработки схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации.

Представлены требования к исходным данным, необходимых для разработки схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации, где обязательно должна быть указана цель строительства объекта распределенной генерации. Для выбора оборудования в рамках распределенной генерации недостаточно прогноза максимальной расчетной нагрузок. Алгоритм выбора количества и мощности генерирующего оборудования представлены на рисунке 14. Источниками информации для составления прогнозируемых нагрузок является:

- Ретроспективные данные по объекту энергоснабжения/объекту-аналогу;
- Данные о перспективе развития объекта;
- Схемы территориального планирования и развития территорий;
- Схемы и программы перспективного развития;
- Инвестиционные программы.

Представлены требования к расчетам установившихся и алгоритм их выполнения в рамках проектирования схемы выдачи мощности объекта распределённой генерации. Расчет и анализ установившихся электрических режимов следует выполнять согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем. Алгоритм представлен на рисунке 15.

Требования к расчетам и анализу динамической устойчивости и токов короткого замыкания следует производить согласно [31] с учетом специфики объекта распределенной генерации. В лучшем случае, учитывая все особенности и специфику, использовать двухстороннее ТЗ.

4 Апробация требований к схеме выдачи мощности объекта распределенной генерации

В данной главе требуется провести сравнительный анализ существующего требования к предварительным схемам выдачи мощности крупных электростанций и предложенного автором методическим рекомендациям по проектированию схем выдачи мощности объектов распределенной генерации.

Задача СВМ объекта РГ – определение необходимых и достаточных технических решений, и мероприятий, обеспечивающих выдачу полной мощности новых ГУ объектов РГ.

4.1 Сравнительный анализ требований к схеме выдачи мощности крупных электростанций и объектов распределенной генерации

Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций (подразумевается, что для крупных электростанций) описаны в [29].

В первую очередь, необходимо определиться с основным видом ГУ (примеры приведены в п.1.1) и их объемами, для того, чтобы определить конечную (максимально приближенную к реальности) генерируемую мощность. Данная предполагаемая генерируемая мощность должна быть передана в сетевую компанию, для формирования общей балансовой мощности на краткосрочную перспективу и желательно занесена в СиПР.

Одновременно с вышеописанной процедурой выполняется обоснование целей строительства, приведенных в таблице 2 п.2.3. Расчетные формулы представлены также в п.2.3.

Исходя из предварительных балансов мощности в заданном энергорайоне, где планируется установить объект распределённой генерации, будет определяться работа объекта РГ на розничном рынке. Все это будет входить в состав исходных данных.

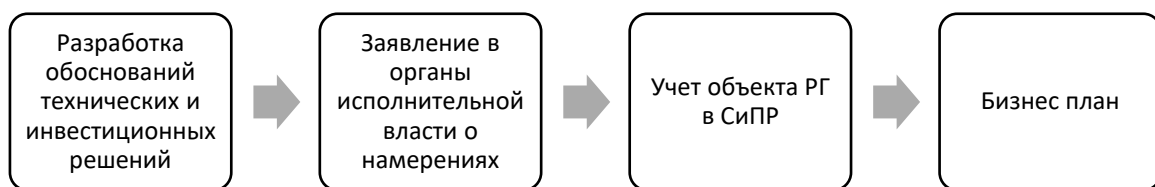


Рисунок 17 – Предлагаемая программа строительства объекта РГ

Далее, на стадии внестадийной проектной документации в состав исходных данных, для определения предварительной схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации, входят:

1. Район предполагаемого строительства объекта РГ.
2. Определение источника первичной энергии и его объемов.
3. Исходя из объемов первичной энергии и количество его добычи/появления на ближайшие 5-10 лет, определяется предварительная установленная мощность объекта распределённой генерации. Сумма номинальных мощностей всех генераторов.
4. Определиться с РУ, к которому будет производиться предполагаемое ТП или обосновать строительство новой ПС, которая будет подключена к РС энергорайона, к которому планируется строительство объекта РГ.
5. Если строительство ПС было обосновано, подать заявление в сетевую организацию в инвестиционную программу, в части сооружения новых ЛЭП и ПС, содержащая даты ввода объектов электросетевого хозяйства в эксплуатацию.
6. Предоставить серию расчетов установившихся режимов с последующим предоставлением их анализа (анализ балансов активной и реактивной мощности, токовой загрузки элементов сети после ввода генерации, отклонение напряжений и пропускной способности).
7. Нормальная схема соединений электрической сети энергосистемы в районе предполагаемого строительства объекта распределенной генерации.

Один из основных моментов является то, что после присоединения объекта РГ не менялась топология всего энергорайона, если это не предусмотрено в СиПР.

8. Технико-экономическое сравнение предложенных вариантов, определение наиболее эффективного варианта.
9. Обоснование участие/не участия объекта РГ в ОПРЧ.
10. Расчет токов КЗ, статической и динамической устойчивости. На базе этих расчетов принимаются решения по набору дополнительного электротехнического оборудования (токоограничивающих устройств) или принимаются решения по модернизации существующей топологии сети. Выбранная СВМ должна полностью обеспечивать выдачу полной мощности.
11. Разработка основных технических решений по оснащению электрических сетей и объекта распределенной генерации централизованной системы противоаварийной автоматики для заданного энергорайона. Под основными технологическими решениями также имеется в виду: РЗ, АПВ, АВР, РАС, ОМП, СМПР, Связь, АСДУ, АИИС КУЭ, СОТИ АССО.
12. Капитальные затраты на реализацию рекомендуемого варианта СВМ объекта РГ.

4.2 Расчетная часть, подтверждающая актуальность разработанных требований к схеме выдачи мощности объектов распределенной генерации
Объектом исследования будет являться объект ОАО «Новатек-Юрхаровнефтегаз» ПС 110/6 «Юрхарово» в Ямало-Ненецком автономном округе и ГТЭС Юрхаровского НГКМ.

Согласно комплексной программе развития электрических сетей субъектов Российской Федерации Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа, Тюменской области напряжением 35 кВ и выше на пятилетний период (2017-2021) приведена загрузка питающего

центра 6(10)-35 кВ и выше, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиалов АО «Тюменьэнерго» и филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири объекта Юрхарово. Нормальная схема электрических соединений, а также карта схема приведены в приложении Б. Расчет электрических режимов на 2018 год зимнего максимума нагрузок предоставлена в приложении Б.

Таблица 6 – Загрузка питающего центра 6(10)-35 кВ и выше для ПС 110 кВ «Юрхарово»

Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т	S _{ном} , МВ·А	Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум	
				P, МВт	Q, МВА	P, МВт	Q, МВА	P, МВт	Q, МВА	P, МВт	Q, МВА
Юрхарово	110/6	1Т	40	0,7	0,2	0,6	0,2	2,9	0,4	2,5	0,3
		2Т	40	4,2	0,9	4,3	0,8	5,7	0,5	5,8	0,5

Таблица 7 – Сведения о фактической потребляемой мощности крупными потребителями ЯНАО за период 2012-2016 годов, МВт

№	Наименование потребителя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
1	ПАО «НОВАТЕК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»	12,0	14,2	19,0	14,0	12,0

В данном энергорайоне построена ГТЭС Юрхаровского НГКМ установленной мощностью 8 МВт.

В соответствии с Техническими условиями технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» №ДО-4827 от 26.06.2009 г. и изменениями вносимыми в технические условия технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» №ДО-1665 от 26.03.2010г параллельная работа ГТЭС с энергосистемой допускается без выдачи мощности в сеть ОАО «Тюменьэнерго» с доведением tgφ на шинах 110 кВ ПС «Юрхарово» до величины не более 0,1.

Изначально, проектом предполагалось, что будет возводиться электростанция установленной мощностью 15 МВт.

Рассмотрим вариант, при котором разработка схема выдачи мощности ведется по двум основным документам [16, 29, 30].

Предварительная схема выдачи мощности представляется в виде двух графических схем (главная схема электростанции, схема выдачи мощности с привязкой к узловым подстанциям основной электрической сети) и таблицы с указанием количества и параметров, входящих в неё элементов:

Таблица 8 – Форма представления результатов определения предварительной
схемы выдачи мощности

№	Параметр	Значения
1	Количество и номинальная мощность присоединяемых генераторов	6 шт., 2,5 МВт
2	Количество и класс напряжения существующих РУ	-
3	Количество и класс напряжения новых РУ	2 шт., 6 и 110 кВ
4	Количество сооружаемых генераторных ячеек для РУ каждого класса напряжения	6 шт.
5	Количество и мощность устанавливаемых трансформаторов связи	2 шт., 10 МВА
6	Количество и класс напряжения существующих ВЛ	2 шт., 110 кВ
7	Количество и класс напряжения сооружаемых ВЛ	-

При этом не соблюдается наибольшая допустимая длина ВЛ. Для ВЛ 110 кВ длина достигает до 80 км.

Расчет и анализ электрических режимов.

Анализ расчетов серии электрических установившихся режимов с присоединением ГТЭС Юрхаровского НГКМ представлены в таблице 9 и рисунках В.4-В.6.

Таблица 9 – Переток мощности по ВЛ 110 кВ. Трасса Оленья - Ямбург

№	Наименование ВЛ	Значение, МВ·А	Направление потока
1.1	Оленья 1 – отп. УГП 15-2	6,1-j5,3	В сторону ПС 110 кВ Ямбурга
	Отп. УГП 15-2 – Ямбург	0,9-j2,2	
1.2	Оленья 1 – отп. УГП 15-1	5,1-j6,2	
	Отп. УГП 15-1 – Ямбург	1,7-j1,5	
2.1	Оленья 1 – отп. УГП 15-2	11,2-j6,5	В сторону ПС 110 кВ Ямбурга
	Отп. УГП 15-2 – Ямбург	0,2-j2,3	
2.2	Оленья 1 – отп. УГП 15-1	8,3-j7,6	
	Отп. УГП 15-1 – Ямбург	2,4-j1,5	
2.3	Отп. УГП 15-1 – ПС Юрхарова 1	2,5-j1,5	

	Отп. УГП 15-2 – ПС Юрхарова 2	5,8-j1,2	В сторону ПС 110 кВ Юрхарова
3.1	Оленья 1 – отп. УГП 15-2	4,5+j21,1	В сторону отп. УГП 15-2
	Отп. УГП 15-2 – Ямбург	0,6+j8,1	В сторону отп. УГП 15-2
3.2	Оленья 1 – отп. УГП 15-1	0,9-j2,1	В сторону ПС 110 кВ Ямбурга
	Отп. УГП 15-1 – Ямбург	2,1+j6,9	
3.3	Отп. УГП 15-1 – ПС Юрхарова 1	4,5+2,8	В сторону отп. УГП 15- 1/2
	Отп. УГП 15-2 – ПС Юрхарова 2	1,1-j0,4	

Анализ электрических режимов:

1. В базовом режиме перетоки мощностей по КС соответствует КИ (табл. В.4);
2. В базовом режиме уровни напряжения в КП соответствует КИ;
3. В рассматриваемых режимах напряжения в КП не выходят за пределы допустимого, согласно [5];
4. Токовые загрузки ЛЭП не превышают длительно-допустимых значений.
5. При несогласованном присоединении ГТЭС Юрхаровского НГКМ перетоки мощности меняют направление.

Расчет токов короткого замыкания и проверка коммутационной аппаратуры на отключающую способность.

Начальная периодическая составляющая тока КЗ. Расчеты выполнены в ПК RastrWin3 с модулем ТКЗ. Графики стекания в узлах представлены в Приложении В.

Таблица 10 – Расчетные значения токов короткого замыкания

Узел	I(1)З, А	I(1)З, А
	Установленная мощность ГТЭС 8 МВт	Установленная мощность ГТЭС 15 МВт
2 (110 кВ)	1,830	2,056
4 (6 кВ)	28,372	37,493

Анализ токов короткого замыкания:

1. На стороне 110 кВ трехфазный ток короткого замыкания, при несогласованном ТП, увеличивается на 13%;

2. На стороне 6 кВ трехфазный ток короткого замыкания, при несогласованном ТП, увеличивается на 32%.
3. На основе данных расчетов можно предположить, что высока вероятность неселективного срабатывания РЗиА.

Особенности РЗиА при параллельной работе ГТЭС Юрхаровского НГКМ с энергосистемой.

Релейная защита и автоматика выполняется на базе цифровых терминалов SERAM 2000 и SERAM 80 в соответствии с ПУЭ и Техническими требованиями к многофункциональным цифровым устройствам релейной защиты для систем электроснабжения ОАО «Газпром». Особенности защит в данной схеме при параллельной работе ГТЭС с ЭС:

1. Для предотвращения асинхронного хода генераторов все короткие замыкания, вызывающие понижение напряжения ниже $0,6 U_n$, отключаются мгновенно. С этой целью на отходящих линиях установлены токовые отсечки, на генераторах – дифференциальные защиты, для защиты шин ЗРУ-6 кВ ПС и ГТЭС применены дифференциальные защиты с блокировкой от мгновенных защит отходящих линий, действующие на отключение источников питания; на линиях связи ПС с ГТЭС выполнены логические защиты линии.
2. Так как используется режим низкоомного резистивного заземления нейтрали в сети 6 кВ, то все защиты от однофазных замыканий на землю отходящих линий и генераторов выполняются с действием на отключение своих выключателей без выдержки времени. Для резервирования действия этих защит и для защиты от однофазных замыканий на шинах 6 кВ в ячейке выключателя ТЗН предусматривается защита с действием первой ступени на отключение выключателя ТЗН с переводом сети в режим с изолированной нейтралью, второй – на отключение генераторных вводных выключателей от ЭС и секционного выключателя.
3. Защита от обратной мощности. Согласно ПТЭЭСиС генераторы однофазных газотурбинных установок при переходе в режим

электродвигателя должны немедленно отключаться, для чего на генераторах должна устанавливаться защита от обратной мощности. Необходимость этой защиты определяется следующим образом: мощность, затрачиваемая на привод компрессоров однофазных ГТУ, более чем в два раза превышает мощность генератора, поэтому переход генератора в режим электродвигателя, если после отключения подачи топлива к ГТУ и прекращения горения он остается включенным в сеть, вызывает его недопустимую перегрузку и может привести к повреждению.

4. Защита от повышения напряжения с действием на отключение генераторов. Данная защита предназначена для предотвращения повышения напряжения при сбросе нагрузки, если регулятор напряжения не справляется.
5. Делительная автоматика (ДА). Она предназначена для быстрого отделения местной электростанции от энергосистемы при аварийной ситуации в ЭС, сопровождающейся набросом нагрузки на электростанцию и возможным лавинообразным снижением напряжения и частоты при большом дефиците мощности; предотвращения опасного несинхронного включения генераторов при АПВ линий электропередач между ГТЭС и ЭС; предотвращения срывов в работе противоаварийной автоматики на подстанциях ЭС. Кроме этого, ДА предотвращает неполнофазный режим работы генераторов электростанции при обрывах линий электропередач между электростанцией и энергосистемой.

Автоматика действует при включенном выключателе ввода от ЭС на его отключение от следующих пусковых органов:

- понижения частоты $F <$ (признак дефицита мощности в энергосистеме);
- симметричного снижения напряжения $U <$ (признак близкого трехфазного КЗ или лавины напряжения)
- появления напряжения обратной последовательности $U_2 >$ (признак несимметричного КЗ);

- повышения частоты $F >$ (признак неправильной работы автоматики режимного управления, которая старается поддержать заданное значение мощности, передаваемой в энергосистему при отключении выключателя питания 110 кВ).

Основной комплект делительной автоматики устанавливается на вводных выключателях от ЭС ЗРУ – 6 кВ ПС 110/35/6 кВ. Резервный комплект ДА устанавливается на вводных выключателях от ЭС ЗРУ – 6 кВ ГТЭС.

6. Автоматика разгрузки узла (АРУ). В качестве АРУ используется автоматическая частотная разгрузка (АЧР), защита минимального напряжения (ЗМН), автоматика быстрой разгрузки (АБР). Вся эта автоматика действует на отключение неответственной нагрузки.

АЧР служит для ликвидации сравнительно небольшого дефицита активной мощности, сопровождающегося снижением частоты.

ЗМН предотвращает опасные набросы нагрузки на генераторы при работе АБР с выдержкой времени.

АБР предназначена для предотвращения чрезмерных набросов нагрузки на генераторы, вызывающих опасность лавины частоты и напряжения, при аварийном отключении энергоблоков. Такие набросы могут возникнуть, например, при автономной работе электростанции и внезапном отключении одного из двух параллельно работающих с полной нагрузкой энергоблоков. Аналогичная ситуация может возникнуть и при параллельной работе ГТЭС с ЭС, если от энергосистемы потреблялась большая мощность. В этих случаях АЧР может оказаться неэффективной из-за быстрого снижения (лавины) частоты и напряжения, и наличия выдержки времени АЧР.

7. Автоматика включения резерва секционным выключателем (АВР СВ).

Предназначена для включения секционного выключателя при исчезновении напряжения на одной из секций в режиме работы отдельного питания потребителей, подключенных к 1 – ой и 2 – ой секциям шин 6 кВ. Действует при исчезновении напряжения с выдержкой времени, с контролем отсутствия встречного напряжения по факту

отключенного выключателя ввода. АВР СВ ЗРУ – 6 кВ ПС «Юрхарово» и ЗРУ – 6 кВ ГТЭС вводятся в работу только при питании от энергосистемы (см. карту режимов работы).

4.3 Структурная схема выдачи мощности объектов распределенной генерации с графическим отражением всех требований предъявляемых к ней

Структурная электрическая схема зависит от состава оборудования (числа генераторов, трансформаторов), распределения генераторов и нагрузки между РУ разного напряжения и связи между этими РУ.

На рисунках 19 – 24 представлены основные структурные схемы для объектов РГ. Если целью строительства является работы на собственные нужды и обеспечение основного питания ответственных потребителей, то необходимо иметь распределительное устройство генераторного напряжения (ГРУ). Количество зависит от предварительных расчетов количества, единичной мощности ГУ и общей установленной мощности объекта РГ.

При незначительной нагрузке (6-10 кВ) целесообразно блочное соединение генераторов с повышающими трансформаторами без поперечной связи на генераторном напряжении, что уменьшает токи КЗ и позволяет вместо дорогостоящего ГРУ применить РУ для присоединения потребителей 6-10 кВ.

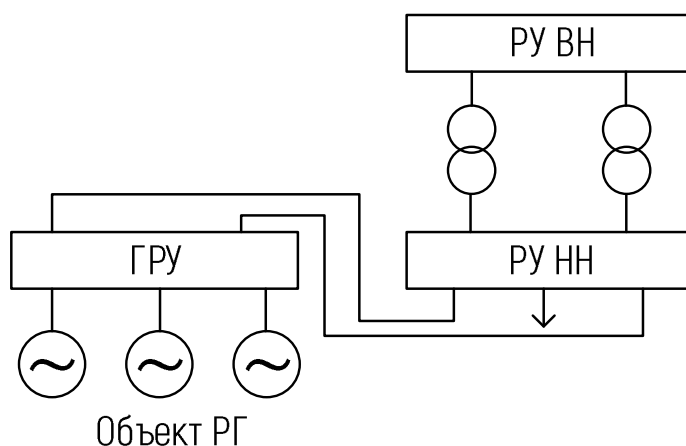


Рисунок 18 – Структурная схема выдачи мощности объекта распределенной генерации №1

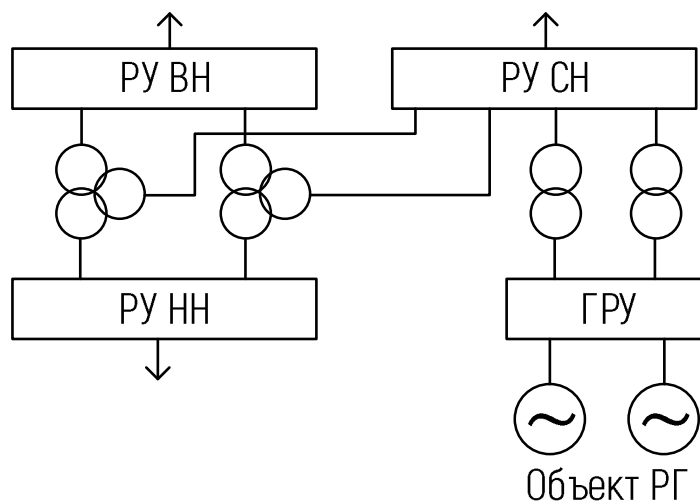


Рисунок 19 – Структурная схема выдачи мощности объекта распределенной генерации №2

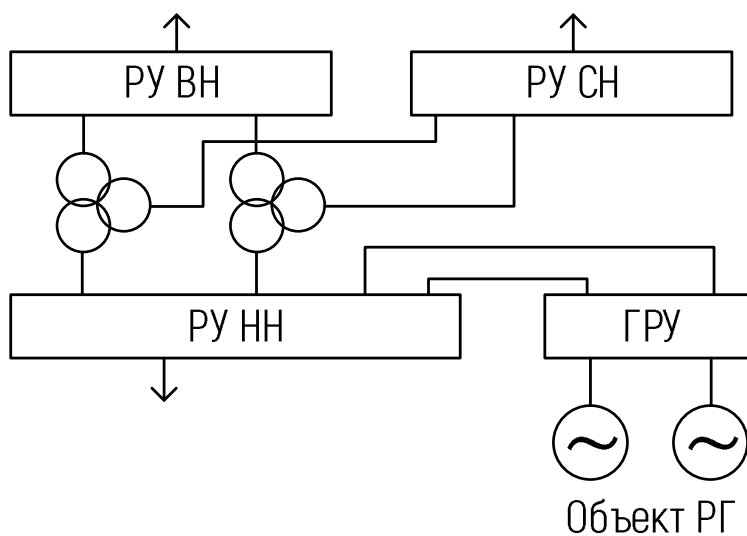


Рисунок 20 – Структурная схема выдачи мощности объекта распределенной генерации №3

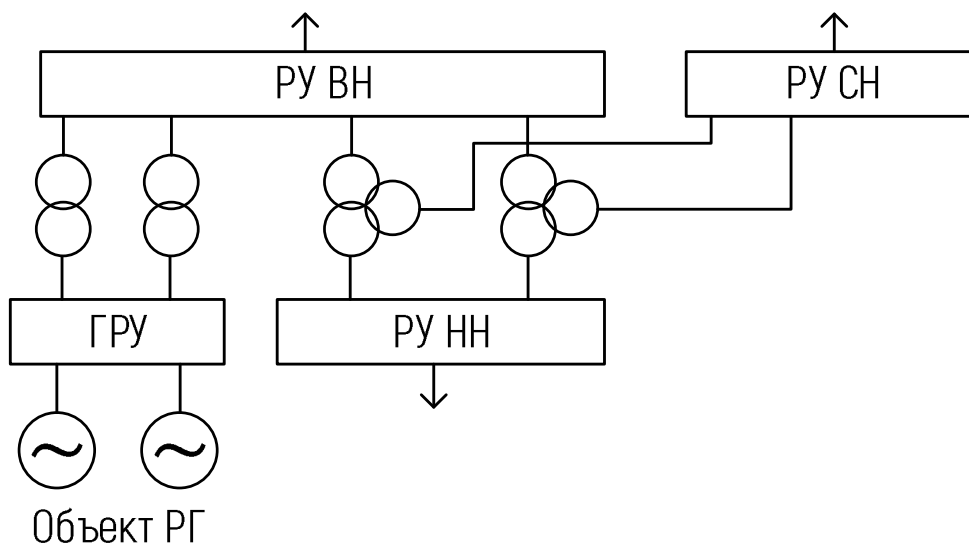


Рисунок 21 – Структурная схема выдачи мощности объекта распределенной генерации №4

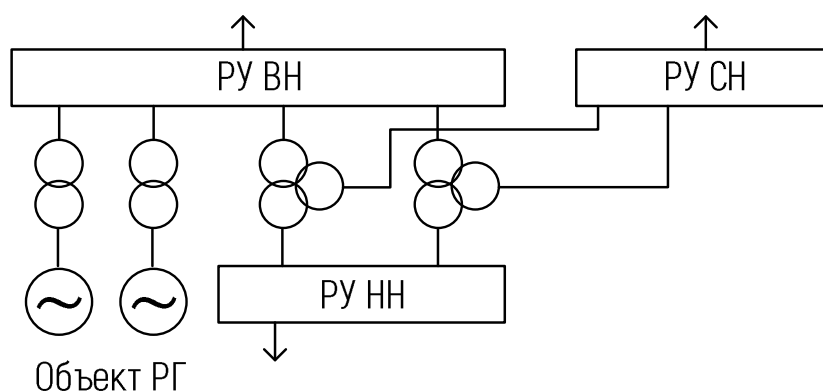


Рисунок 22 – Структурная схема выдачи мощности объекта распределенной генерации №5

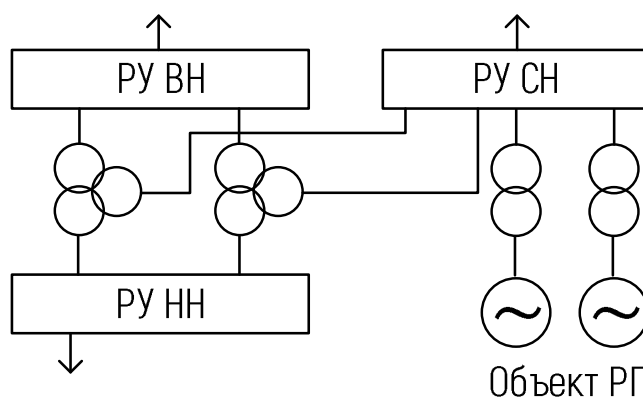


Рисунок 23 – Структурная схема выдачи мощности объекта распределенной генерации №6

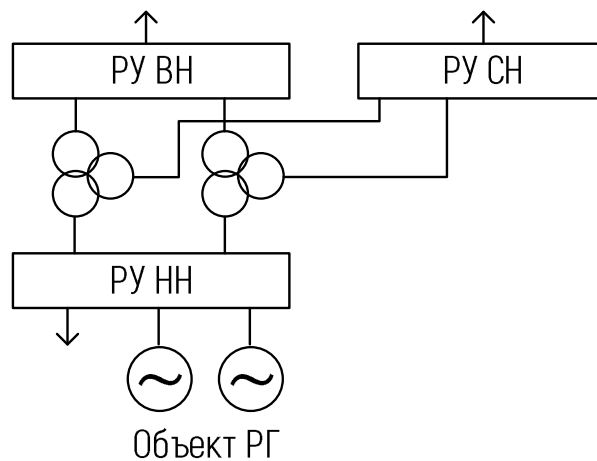


Рисунок 24 – Структурная схема выдачи мощности объекта распределенной генерации №7

Выбор той или иной структурной СВМ объекта РГ производится на основании ТЭО двух или трех вариантов.

4.4 Проект методических рекомендаций к схеме выдачи мощности объектов распределенной генерации

Общие положения

В проекте методических рекомендаций к схеме выдачи мощности объектов распределенной генерации устанавливаются требования к предварительной схеме выдачи мощности объекта распределенной генерации.

Область применения

Проект методических рекомендаций устанавливает требования и правила, которыми следует руководствоваться субъектам оперативно-диспетчерского управления, генерирующим, сетевым компаниям Российской Федерации при предварительном определении условий технологического присоединения к электрическим сетям единой и изолированно работающих энергосистем Российской Федерации.

Проект методических рекомендаций применяется для определения технического решения по выдаче мощности для расчета платы за

технологическое присоединение к электрической сети вне зависимости от формы собственности.

Изложенные в Проекте методических рекомендаций требования к схемам выдачи мощности объектов распределенной генерации являются системными техническими требованиями, выполнение которых необходимо для достижения требуемой надежности работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы, качества поставляемой (если предусматривается проектом) электроэнергии. Дополнительные требования уточняющего характера к схемам выдачи мощности, основному оборудованию, средствам релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, необходимые для выполнения технического проекта содержатся в других действующих документах нормативного характера, а также на основании предварительных расчетов, предъявляемых Проектом методических рекомендаций.

Для целей определения платы за технологическое присоединение объектов распределенной генерации к электрической сети учитывается стоимость строительства необходимых ВЛ (если это необходимо и обосновано) соответствующего класса напряжения, количество и протяженность которых рассчитывается на основании [30], а также стоимость модернизации подстанций, к которым присоединяется объект распределенной генерации, рассчитываемая в соответствии разделом 4 и 5 [41].

Общие положения и требования

Надежность СВМ объекта распределенной генерации является одним из основных условий надежности энергосистемы в целом. Определение основных технических решений по СВМ в соответствии с Проектом методических рекомендаций, позволяет субъектам энергетики (сетевым и генерирующим компаниям, системному оператору) на основе предоставленной исходной информации и с малыми затратами определять основные положения технических условий на технологическое присоединение к энергосистемам

России новых генерирующих мощностей при вводе новых объектов и реконструкции существующих.

Основные предварительные технические решения по схемам выдачи мощности объектов распределенной генерации определяются следующими требованиями к пропускной способности:

- достаточности пропускной способности ЛЭП, входящих в схему выдачи мощности объекта распределенной генерации;
- достаточности предварительной пропускной способности РУ объекта распределенной генерации;
- достаточности трансформаторов РУ – номинальная мощность наиболее крупного генератора электростанции, подключенного к данному РУ, не должна превышать предварительную пропускную способность трансформаторов этого РУ;
- условия достаточности пропускной способности ЛЭП, РУ и трансформаторов РУ должны выполняться при новом строительстве и расширении объекта распределенной генерации, для каждого этапа строительства.

Исходные данные, необходимые для разработки схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации

Исходные данные

В состав исходных данных, необходимых для определения предварительной СВМ объекта РГ, входят:

1. Цель строительства:
 - 1.1.Снижение затрат на покупку электрической энергии;
 - 1.2.Наличие на предприятии ответственных и необходимость в обеспечении в обеспечении бесперебойного питания;
 - 1.3.Наличие побочных продуктов производства;

- 1.4. Извлечение прибыли с продажи электроэнергии на розничном рынке (становление гарантирующим поставщиком электрической энергии).
2. Район предполагаемого строительства объекта РГ;
3. Карта-схема электрических сетей в районе предполагаемого строительства объекта РГ с топографической привязкой энергообъектов;
4. Оценка объемов первичной энергии/побочных продуктов производства с перспективой на 5-10 лет.

Предварительная установленная мощность объекта распределенной генерации

Предварительная установленная мощность всего объекта РГ устанавливается согласно исходным данным. Таблица с указанием цели строительства и предполагаемой мощности объекта:

Таблица 10 – Форма указания цели строительства и предполагаемая мощность объекта

Цель строительства объекта	Предполагаемая мощность объекта
Альтернативное энергообеспечение дополнительной нагрузки предприятия	Максимальная нагрузка, собственные нужды, потери $P_{об.} = P_{max} + P_{сн} + \Delta$
Снижение затрат на покупку электрической энергии	Обеспечение нагрузкой не менее 4500-5000 часов в год, собственные нужды, потери $P_{об.} < P_{нагр}$ (при $T=4500-5000$ часов в год) $+ P_{сн} + \Delta$
Обеспечение основного питания ответственных потребителей	Максимальная нагрузка ответственных потребителей, собственные нужды, потери $P_{об.} > P_{отв.потр.} + P_{сн} + \Delta$
Утилизация побочных продуктов производства для собственного потребления и/или продажи	Определяется объемом побочных продуктов производства
Продажи электрической энергии на розничном рынке	Расчет электрических режимов прилегающего энергорайона $P_{об.} = P_{расч.реж.}$

Количество агрегатов исходя из обеспечения максимальной мощности минимальным количеством агрегатов:

$$N_{\text{агр}} = \frac{P_{\text{об}}}{K_{\text{зг}} \cdot P_{\text{г.ед}}} \quad (3)$$

Величина нагруженного резерва определяется коэффициентам загрузки $K_{\text{зг}}$:

Таблица 11 – Величина нагруженного резерва

Количество агрегатов	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$K_{\text{зг}}$	0,5	0,67	0,75	0,8	0,83	0,857	0,875	0,89	0,9

Количество агрегатов (1) выбирается исходя из обеспечения максимальной установленной мощности энергоцентра минимальным количеством агрегатов при условии прохождения минимума нагрузки и соблюдая требований по недоотпуску (2).

$$P_{\text{г.ед.}} < 2 \cdot P_{\text{н.мин.}} - P_{\text{с.н.}} \quad (2)$$

Необходимость содержания дополнительных агрегатов в «холодном» резерве должна определяться исходя из целей каждого проекта, в рамках технико-экономического обоснования с учетом оценки ущерба от недоотпуска.

По результатам определения установленной мощности объекта РГ, а также количества ГУ заполняется форма представления результатов определения предварительной схемы выдачи мощности объекта РГ:

Таблица 11 – Форма представления результатов определения предварительной мощности объекта распределенной генерации

№, п/п	Параметр	Значение
1	Установленная мощность объекта РГ	МВт
2	Количество генерирующих установок	шт.
3	Единичная мощность генерирующей установки	кВт/МВт
4	Количество агрегатов в «холодном» резерве	шт.

Разработка схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации

Выбор точки предполагаемого присоединения производится по рисунку:

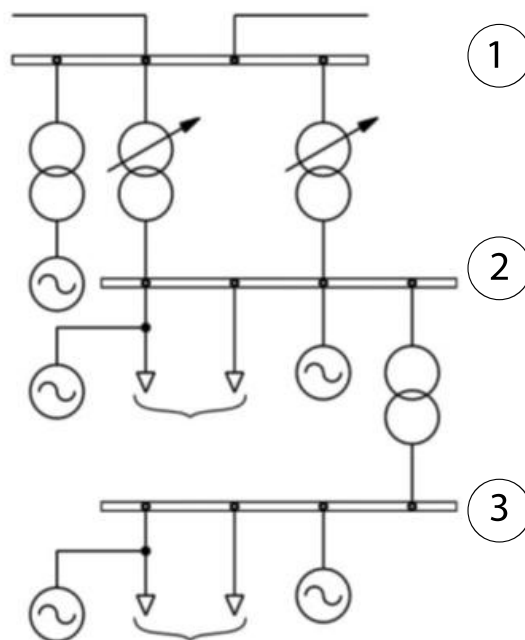


Рисунок 25 – Точка предполагаемого присоединения объекта РГ

Где:

1. Распределительные сети 110-220 кВ;
2. Распределительные сети 35 кВ;
3. Сети со стороны потребителя электрической энергии 0,4-10 кВ.

Выбирается предварительная структурная СВМ объекта РГ на основании п. 4.3 данной работы (рисунки 18 – 24).

Далее, на основании предварительной установленной мощности объекта РГ проводится анализ балансов активной и реактивной мощности. Балансы мощности составляются для энергорайона, куда планируется технологическое присоединение объекта РГ, в целях:

- определения общей потребности в мощности объекта РГ в данном энергорайоне, необходимой для надежного покрытия нагрузки;

- определения перетоков мощности в распределительной сети 35-220 кВ, куда планируется технологическое присоединение объекта РГ.

Расчеты режимов электрических сетей

Согласно [30, 31, 42] следует произвести серию расчетов установившихся режимов (нормальных и послеаварийных), расчеты устойчивости и расчеты токов короткого замыкания.

Целью выполняемых расчетов установившихся режимов является:

- Проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- Анализ токовой загрузки элементов сети после ввода генерации;
- Проверка соответствия рекомендуемой схемы выдачи мощности объекта РГ требованиям надежности;
- Проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- Экономическое обоснование мероприятия по технологическому присоединению объекта РГ.

Целью выполняемых расчетов токов короткого замыкания является:

- Анализ возможности отключения токов КЗ существующим оборудованием на ПС;
- Мероприятия по ограничению токов КЗ;
- Создание перечня коммутационных аппаратов, требующих замены после ввода объекта РГ;
- Настройка релейной защиты и автоматики;
- Требования по автоматической замене уставок защит для работы в изолированном режиме и наоборот.

Целью выполняемых расчетов устойчивости является:

- Условия отключения (повреждения) генераторов из-за нарушений во внешней сети;

- Сохранения работоспособности ГУ;
- Организация перехода объекта РГ из параллельного режима в островной и наоборот;
- Рекомендации по установке устройств противоаварийной автоматики.

Основные технические решения по выдаче мощности объекта распределенной генерации

Технические решения разрабатываются на основании предоставленных расчетов и проверок существующего оборудования в распределительной сети, куда планируется технологическое присоединение объекта РГ.

Состав технических решений:

- Требования к настройке защит и систем регулирования генерирующего оборудования;
- Решения по составу и настройке устройств релейной защиты и автоматики;
- Решения по реконструкции объекта (подстанции), а также прилегающей к ней сетей, куда планируется технологическое присоединение объекта РГ;
- Решения по составу оборудования связи, телемеханики, учета на основании [47].

Блок-схема процесса применения Проекта методических рекомендаций

Блок-схема процесса применения Проекта методических рекомендаций для определения предварительной схемы выдачи мощности объекта РГ представлена в Приложении В.

4.5 Выводы

В данной главе был проведен сравнительный анализ существующего требования к предварительным схемам выдачи мощности крупных

электростанций и предложенного автором методическим рекомендациям по проектированию схем выдачи мощности объектов распределенной генерации.

Основной задачей являлось – определение необходимых и достаточных технических решений, и мероприятий, которые обеспечивали бы выдачу полной мощности новых генерирующих установок объектов распределенной генерации.

Существующие требования в большинстве своём не удовлетворяют сетевые организации при ТП. Поэтому, на анализе существующих работ, замечаний и требований, были разработаны актуальные методические рекомендации к разработке схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации.

Также были учтены особенности присоединения объектов распределённой генерации к распределительным сетям.

В рекомендациях также должны быть учтены:

- Техничко-экономическое сравнение предложенных вариантов, определение наиболее эффективного варианта.
- Обоснование участие/не участия объекта РГ в ОПРЧ.
- Расчет токов КЗ, статической и динамической устойчивости. На базе этих расчетов принимаются решения по набору дополнительного электротехнического оборудования (токоограничивающих устройств) или принимаются решения по модернизации существующей топологии сети. Выбранная СВМ должна полностью обеспечивать выдачу полной мощности.
- Разработка основных технических решений по оснащению электрических сетей и объекта распределенной генерации централизованной системы противоаварийной автоматики для заданного энергорайона. Под основными технологическими решениями также имеется в виду: РЗ, АПВ, АВР, РАС, ОМП, СМПР, Связь, АСДУ, АИИС КУЭ, СОТИ АССО.

- Капитальные затраты на реализацию рекомендуемого варианта СВМ объекта РГ.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Введение

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности (потенциала) разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований. Через такую оценку ученый может найти партнера для дальнейшего проведения научного исследования, коммерциализации результатов такого исследования и открытия бизнеса.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, чтобы удовлетворить потребителя, каков бюджет научного проекта, сколько времени потребуется для выхода на рынок и т.д.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка методических рекомендаций при проектировании схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации.

Объектом исследования являются нормативно-технические документации, ГОСТ, СНиП и методические рекомендации, существующие на данный момент и их актуальность касательно объектов распределенной генерации.

Предмет исследования – любые объекты распределенной генерации в пределах Российской Федерации.

Конечным результатом исследования является разработка требований к схеме выдачи мощности для объектов распределенной генерации:

- Эффективная разработка схем выдачи мощности объектов распределенной генерации;
- Эффективное проведение технологических присоединений объектов в единую энергосистему.

Реализация вышесказанных мероприятий приведёт к упрощению технологического присоединения для вновь строящихся электростанций на базе распределенной генерации.

Результаты исследования, полученные на основе теоретического анализа, можно применять в практической деятельности объекта. Результаты исследований могут быть использованы специалистами проектных организаций, АО «СО ЕЭС» при разработке программ энергосбережения и повышению энергетической эффективности, обеспечивающих рациональное использование ресурсов на объектах АО «СО ЕЭС».

5.2 Предпроектный анализ. Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

В зависимости от категории потребителей (коммерческие организации, физические лица) необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования. На основании этих критериев строится карта сегментирования рынка.

Таблица 12 – Результаты сегментирования

Заинтересованность компаний	Методические рекомендации по проектированию схемы выдачи мощности для объектов распределенной генерации		
	АО «СО ЕЭС»	Проектные организации	ОАО «ФСК ЕЭС»
Сильная			
Слабая			

Благодаря проведенному анализу рынка выявлены сегменты, которые наиболее привлекательны для предприятия: для проектных организаций.

5.3 Анализ конкурентных технических решений

Конкурентным решением являются существующие методические рекомендации по проектированию схемы выдачи мощности для крупных электростанций.

Оценочная карта анализа представлена в таблице 13. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (5)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 13 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _ф	Б _{к1}	К _ф	К _{к1}
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Точность проектирования	0,25	1	4	0,25	1
2. Простота проектирования	0,1	5	2	0,5	0,2
3. Энергоэкономичность	0,1	4	2	0,4	0,2
4. Удобство предоставления результатов	0,1	4	3	0,4	0,3
5. Объем моделируемой энергосистемы	0,1	4	1	0,4	0,1
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Суммарные капитальные вложения в комплекс	0,25	4	1	1	0,25
2. Потребность в материальных ресурсах	0,1	3	1	0,3	0,1
Итого	1			3,25	2,15

На основании произведенного анализа возможных технических решений можно сделать вывод о высокой конкурентоспособности метода,

использованного в данной магистерской диссертации. Конкурентные методы проектирования занимают более слабые позиции по отношению к выбранному способу.

5.4 План проекта

В рамках планирования исследовательского проекта построен календарный план-график с помощью диаграммы Ганта. В данном случае работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 14 – Календарный рейтинг план

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Разработка технического задания	2	01.04.2018	02.04.2018	Руководитель
2	Утверждение технического задания	1	03.04.2018	03.04.2018	Руководитель
3	Определение области исследования	4	04.04.2018	07.04.2018	Руководитель, Исполнитель
4	Изучение теоретического материала	9	08.04.2018	16.04.2018	Исполнитель
5	Создание календарного плана работы	1	17.04.2018	17.04.2018	Руководитель, Исполнитель
6	Разработка методики Проектирования схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации	5	18.04.2018	22.04.2018	Исполнитель
7	Сбор исходных данных	4	23.04.2018	26.04.2018	Исполнитель
8	Проектирование схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации	5	27.04.2018	31.04.2018	Исполнитель
9	Сравнение двух методов проектирования	4	01.05.2018	04.05.2018	Исполнитель
10	Обобщение и оценка результатов	7	05.05.2018	11.05.2018	Исполнитель
11	Оформление отчета по проекту	15	12.05.2018	26.05.2018	Исполнитель
12	Перевод части работы на английский язык	4	27.05.2018	30.05.2018	Эксперт по языковому разделу, Исполнитель
13	Оформление пояснительной записки	15	01.06.2018	05.06.2018	Исполнитель
14	Сдача проекта	2	06.06.2018	20.06.2018	Исполнитель

На рисунке 1 представлена диаграмма Ганта проведения научного исследования, которая используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени

отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

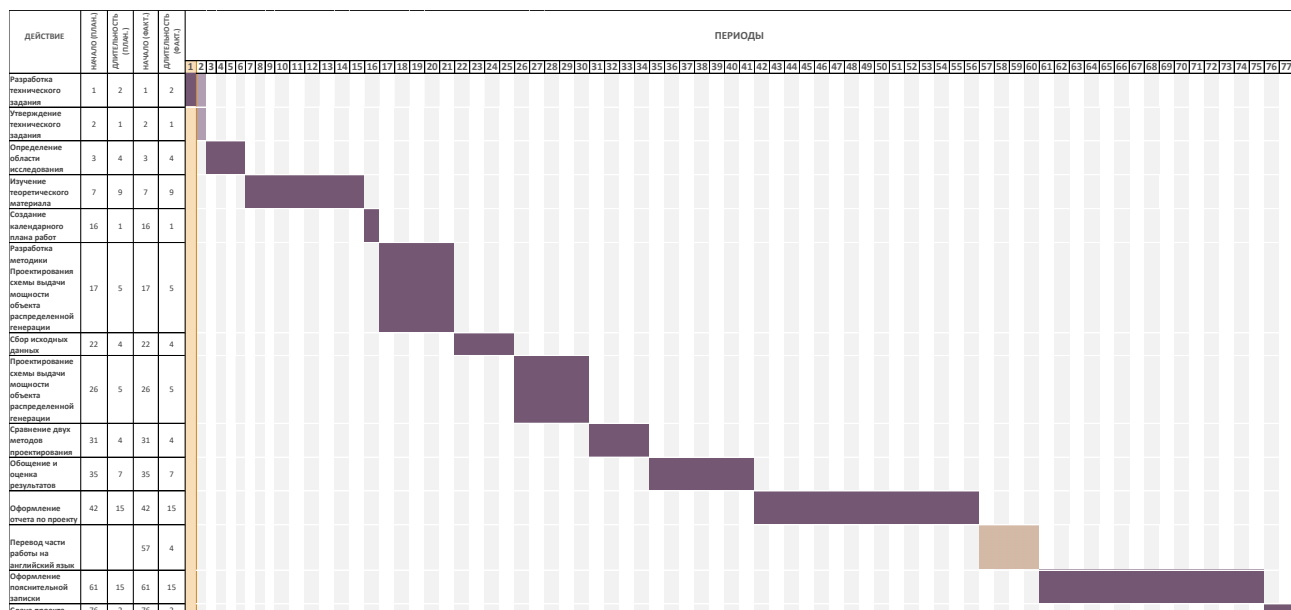


Рисунок 26 – Диаграмма Ганта

5.5 Бюджет проведения исследования

Вознаграждение (оплата труда)

Вознаграждение за труд в зависимости от квалификации работника, сложности, количества, качества и условий выполняемой работы, а также компенсационные и стимулирующие выплаты, затраты на заработную плату для инженера и руководителя проекта.

Месячная зарплата:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (6)$$

где, $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}; \quad (7)$$

где, $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} \quad (8)$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (Таблица 15).

Таблица 15 – Действительный годовой фонд рабочего времени НТИ

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер	Эксперт
Календарное число дней	366	366	366
Количество нерабочих дней: • Выходные и праздничные дни	66	119	119
Потери рабочего времени: • Отпуск и невыходы по болезни	52	28	2
Действительный годовой фонд рабочего времени	248	219	219

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \cdot (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} \quad (9)$$

где $Z_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 1,25

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 16.

Таблица 16 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{б}}$,	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$,	$Z_{\text{дн}}$,	T_p ,	$Z_{\text{осн}}$,
-------------	------------------	-----------------	----------------	----------------	------------------	-------------------	---------	--------------------

	руб.				руб	руб.	раб. дн.	руб.
Руководитель	30 000	1,25	1	1,3	87 750	3 680	8	29 440
Инженер	12 000	1,25	1	1,3	35 100	1 585	87	137 909
Эксперт	15 000	1,25	1	1,3	43 845	1 981	4	7 926
Итого								175 275

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п.

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (10)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 17 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 17 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Инженер	Эксперт
Основная зарплата	29 440 руб.	137 909 руб.	7 926 руб.
Дополнительная зарплата	4 420 руб.	20 686 руб.	1 190 руб.
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	201 571 руб.		

Отчисления во внебюджетные фонды

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,271 \cdot (29440 + 4420) = 9176 \text{ руб.}$$

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,271 \cdot (137909 + 20686) = 42979 \text{ руб.}$$

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,271 \cdot (7926 + 1190) = 2470 \text{ руб.}$$

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

На основании пункта 1 ст. 58 закона № 212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2018 году вводится пониженная ставка на размер страховых взносов – 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 6.

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	29 440	4 420
Инженер	137 909	20 686
Эксперт	7 926	1 190
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Отчисления во внебюджетные фонды, руб.		
Руководитель	9 176	
Инженер	42 979	
Эксперт	2 470	
Итого	54 625	

Затраты на приобретение программного продукта

В данную статью включаются все затраты, не связанные с приобретением специального оборудования необходимого для проведения работ по конкретной теме.

Таблица 19 – Стоимость необходимого программного обеспечения

№ п/п	Наименование	Количество единиц	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
-------	--------------	-------------------	--------------------	-----------------------

1	ПО ПК RastrWin3	1	675 000	675 000
Итого				675 000

Прочие расходы

В прочие расходы входят стоимость канцелярских товаров, затраты на электроэнергию.

В данную статью затрат мы включаем расходы на канцелярские товары, такие как ручки, тетради и бумага для печати. Затраты по данной статье составляют около $K_{KT} = 2500$ рублей.

Расходы на электроэнергию. В данную статью затрат отнесем расходы на электроэнергию при работе за компьютером. Работа за компьютером согласно календарному плану проводилась в течение 90 дней. При этом в среднем за компьютером проводилась работа около 5 часов в день. Соответственно, потребленная электроэнергия за рабочим местом составляет $0,95 \cdot 5 \cdot 90 = 427,5$ кВт·час, где 0,95 кВт – мощность блока питания компьютера и настольной лампы вместе.

С учетом существующего тарифа 1,82 руб/кВт·час, затраты на электроэнергию составят: $K_{эз} = 427,5 \cdot 1,82 = 778$ рублей.

Итого, прочие расходы составляют: $K_{ПП} = K_{KT} + K_{эз} = 2500 + 778 = 3278$ руб.

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Величину накладных расходов можно принять 40%.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$\begin{aligned}
 Z_{\text{накл}} &= (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot \frac{0,4}{0,6} = \\
 &= (201571 + 54625 + 675000 + 3278) \cdot \frac{0,4}{0,6} = 622983 \text{ руб.}
 \end{aligned}$$

5.6 Выводы

Для определения бюджета проведения исследования необходимо просуммировать перечисленные ранее статьи расхода.

В результате получим:

$$K_{итог} = Z_{осн} + Z_{доп} + Z_{внеб} + Z_{ПО} + K_{ПР} + Z_{накл} = 175275 + 26296 + 54625 + 675000 + 3278 + 622983 = 1\ 557\ 457 \text{ руб.}$$

Составлен календарный график выполнения всех этапов работ над магистерской диссертацией, который был проиллюстрирован на диаграмме Ганта.

Внедрение методики, разработанной в данной магистерской диссертации, позволит моделировать ВПТ в программном комплексе RastrWin3 для объединения энергосистем. Моделирование Вставки постоянного тока позволяет разработать ситуацию объединения несинхронных электрических сетей различных частот.

6 Социальная ответственность

Социальная ответственность – ответственность организации за воздействия её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение, которое: содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества; учитывает ожидания заинтересованных сторон; соответствует применяемому на данный момент законодательству и согласуется с международными нормами поведения; интегрировано в деятельность организации и применяется в ее взаимоотношениях.

Данный раздел работы будет посвящен выявлению, рассмотрению и анализу воздействующих на работников проектного отдела (научного руководителя и студента) опасных и вредных факторов рабочей среды, разработке мер и методов по защите рабочего персонала от негативного влияния данных факторов.

Помимо проведения анализа выявленных вредных и опасных факторов, воздействующих на работников проектного отдела в ходе проведения исследований, будут также рассмотрены вопросы экологической безопасности, безопасности в случае возникновения чрезвычайных ситуаций, правовые и организационные вопросы по обеспечению безопасности рабочих, находящихся в центре ресурсоэффективности.

Темой выпускной квалификационной работы является «Анализ расходов энергии на собственные нужды и методы их снижения», представленная проблема является актуальной для изучения, так как благодаря её изучению и разработке необходимых мероприятий решается вопрос энергосбережения и повышению энергоэффективности.

Объектом практического исследования в данной выпускной квалификационной работе является газотурбинная электрическая станция (ГТЭС) Юрхаровского месторождения.

ГТЭС являются опасными производственными объектами, ввод в эксплуатацию которых возможен только с разрешения территориального органа

Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Условием применения ГТУ является соблюдение законодательства РФ в области промышленной безопасности, предоставление заказчику сертификатов, руководств по эксплуатации, монтажу и техническому обслуживанию оборудования.

Рабочая зона

Под рабочим местом или зоной понимается такая зона или место, в котором находятся и перемещаются участвующие в техническом процессе рабочие, инструмент, приспособления, инвентарь, механизмы, материалы и прочее оборудование.

В нашем случае рабочей зоной является кабинет отдела проектирования, на территории которой располагаются различные источники вредных и опасных факторов.

К вредным факторам рассматриваемой производственной среды можно отнести: микроклимат в помещении центра ресурсоэффективности, освещение помещения лаборатории, электромагнитные поля, создаваемые компьютерами и оргтехникой. Основным опасным фактором является поражение электрическим током.

Также в рабочей зоне возможно возникновение чрезвычайных ситуаций. Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, эпидемии, катастрофы, стихийного бедствия, применения современных средств поражения, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде.

Чрезвычайные ситуации могут быть различного характера: техногенного (радиационные, химические, биологические аварии, пожары и взрывы, обрушение сооружений, крушение (аварии) транспортных средств), стихийного (землетрясения, цунами, наводнения, ураганы, засухи, оползни и т.д.), экологического (в атмосфере, гидросфере, биосфере и литосфере) и социального характера (войны, голод, терроризм, инфекционные заболевания).

В условия рассматриваемой рабочей зоны наибольшую вероятность к возникновению имеют ЧС техногенного характера – пожары.

6.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Факторы производственной среды оказывают существенное влияние на функциональное состояние и работоспособность оператора. Существует разделение производственных факторов на опасные и вредные. Опасный производственный фактор - это производственный фактор, воздействие которого в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному ухудшению здоровья. Воздействие же вредного производственного фактора в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению иммунитета.

Микроклимат

В ходе выполнения работ работников проектного отдела будут воздействовать ряд вредных факторов, а именно микроклимат в помещении; производственный шум, освещение кабинета, а также электромагнитные поля, создаваемые компьютерами и оргтехникой.

Рассмотрим подробно каждый описанный выше вредный фактор производственной среды, оказываемое воздействие данного фактора на рабочий персонал, допустимые нормы и средства защиты от воздействия вредного фактора.

В соответствии с [48] одним из необходимых условий здорового и высокопроизводительного труда является обеспечение чистоты воздуха и нормальных метеорологических условий в кабинете. Для оценки метеоусловий в помещении производят измерения температуры, влажности, запылённости, скорости движения воздуха и интенсивности теплового излучения. Оптимальные и допустимые показатели температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений должны соответствовать значениям, указанным в таблицы 20.

Таблица 20 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

	Период года	Температура воздуха, °С.	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Оптимальная	Холодный	20-22	50-60	0.2
	Теплый	20-24	50-60	0.3
Допустимая	Холодный	18-25	не > 70	0.3
	Теплый	не > 22	70	0.5

Система отопления кабинета должна обеспечить достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха в холодный период года, а также безопасность в отношении пожара и взрыва. Так же необходимо обеспечить приток воздуха в кабинет. Минимальный расход воздуха определяется из расчета 50 – 60 м³/ч на одного человека. Для обеспечения установленных норм микроклиматических параметров и частоты воздуха в кабинете, возможно, применить вентиляцию в соответствии требованиями [49].

Для поддержания данных санитарных норм достаточно иметь естественную неорганизованную вентиляцию помещения и местный кондиционер установки полного кондиционирования воздуха, обеспечивающий постоянство температуры, относительной влажности, скорости движения и чистоты воздуха. Необходима система центрального отопления, обеспечивающая заданный уровень температуры в зимний период.

В зимний период в кабинете для поддержания необходимой температуры используется система водяного отопления. Эта система надежна в эксплуатации и обеспечивает возможность регулирования температуры в широких пределах.

При устройстве системы вентиляции и кондиционирования воздуха в помещении необходимо соблюдать определенные требования пожарной безопасности. Для обеспечения требуемого микроклимата воздушной среды в кабинете рекомендуются применять искусственную вентиляцию в сочетании с местной искусственной, так и естественной.

Шум

Шум – беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности. Он может создаваться работающим оборудованием, используемым в процессе труда инструментом, различными механизмами и устройствами. К такому оборудованию относится компьютерная техника, находящиеся в помещении.

В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывают вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает снижение работоспособности, повышает утомляемость, вызывает изменения в органах слуха человека, ослабляется внимание, ухудшается память, снижается реакция.

Эквивалентный уровень звука для персонала, осуществляющего эксплуатацию ПЭВМ не должен превышать 50 дБА в соответствии [50].

По частотам шумы подразделяются на:

- низкочастотный (<300 Гц)
- среднечастотный (300—800 Гц)
- высокочастотный (>800 Гц)

Защита от шума, создаваемого на рабочих местах внутренними и внешними источниками, осуществляется уменьшением шума в источнике, применением средств коллективной и индивидуальной защиты. Для рассматриваемого помещения предложена замена оборудования на современное, и более удобное его размещение.

Для уменьшения шума нужно уменьшить энергию отражённых волн. Это можно достичь, увеличив эквивалентную площадь звукопоглощения помещения путём размещения на его внутренних поверхностях звукопоглощающих облицовок, а также установки в помещении штучных звукопоглотителей. Наиболее эффективное снижение шума можно достичь путём установки звукоизолирующих преград в виде стен, перегородок, кабин.

Освещение

Низкая освещённость рабочего места препятствует длительной работе, вызывая утомление и способствуя развитию близорукости у работающего персонала. Слишком низкие уровни освещенности способны вызывать апатию и сонливость, в совокупности с другими факторами способны вызвать чувство тревоги. Длительное пребывание в таких условиях вызывает снижение интенсивности обмена веществ в организме и его общее ослабление. Подобные симптомы наблюдаются и при работе в помещениях с ограниченным спектральным составом света. Слишком яркий свет ослепляет, понижает зрительную функцию, вызывает перевозбуждение нервной системы, снижает работоспособность. Воздействие чрезмерной яркости может вызывать фотоожоги глаз и кожи, кератиты, катаракты и другие нарушения.

Нормы естественного и искусственного освещения представлены в таблице 21 [51].

Таблица 21 – Нормы естественного и искусственного освещения

Характеристика зрительной работы	Наим. Размер объекта различения, мм	Искусственное освещение		Естественное освещение		Совместное освещение	
		Освещенность, лк		КЕО e_N , % при			
		При системе комбинированного освещения	При системе общего освещения	ерхн	оков	ерхн	оков
Средней точности	0,5 – 1,0	500	200	,0	,5	,4	,9

Произведем расчет общего искусственного освещения для помещения аудитории. В рассматриваемом помещении выполняемая работа требует освещенности $E_n = 200$ лк, согласно [52]. Параметры лаборатории; ширина – 6 м; длина – 5 м; высота – 2,8 м.

Порядок расчета: выбор типа светильников; определение количества светильников; определение мощности светильников.

Для рассматриваемого помещения, исходя из его высоты и технологических особенностей, в качестве источников света будут использованы люминесцентные лампы ЛБ (лампы белого цвета) вместе со светильниками типа ЛВО10-4x18 Вт (длина и ширина светильника 595 мм, высота 81 мм).

Расчет светильников и их размещение

Для размещения светильников произведем расчет следующих основных параметров.

h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес);

$h_{\Pi} = H - h_c$ – высота светильника над полом, высота подвеса;

$h_{рп}$ – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_{\Pi} - h_{рп}$ – расчетная высота, высота светильника над рабочей поверхностью;

L – расстояние между соседними рядами;

l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.

Для светильника типа ЛВО-4x36 Вт величина интегрального критерия оптимальности расположения $\lambda = 1,1$. Высота подвеса светильника $h_{\Pi} = 2,7$ м.

$$h_c = H - h_{\Pi} = 2,8 - 2,7 = 0,1 \text{ м}$$

Рассчитаем высоту светильника над рабочей поверхностью.

$$h = h_{\Pi} - h_{рп} = 2,7 - 0,7 = 2 \text{ м}$$

Рассчитаем расстояние между соседними рядами светильников L , исходя из следующей формулы:

$$L = \lambda \cdot h = 1,1 \cdot 2 = 2,2 \text{ м}$$

$$\frac{L}{3} = 0,73 \text{ м}$$

Четырехламповые светильники типа ЛВО10-4x18-004 (004 – зеркальная решетка с 9 внутренними поперечными пластинами) располагаем в два ряда. В каждом ряду по 3 светильника. Разрывы между светильниками в ряду составляют 0,5 м. Учитываем то, что в одном светильнике установлено по 4 лампы, общее количество люминесцентных ламп равняется 24 шт.

Определим индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)},$$

где S – площадь освещаемой поверхности; h – высота светильника над рабочей поверхностью; A – длина помещения; B – ширина помещения.

Рассчитаем индекс помещения:

$$i = \frac{30}{2 \cdot (6 + 5)} = 1,36$$

Значение коэффициента отражения потолка и стен соответственно: $\rho_c = 70\%$ (свежепобеленный), $\rho_{\text{ст}} = 30\%$ (оклеенные светлыми обоями), $\rho_{\text{пол}} = 20\%$.

Определим световой поток лампы исходя из следующего выражения:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 30 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{24 \cdot 0,56} = 736,61 \text{ лк}$$

где E_n – нормируемая минимальная освещенность по [4], лк; S – площадь освещаемого помещения, м^2 ; K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, равен 1,5 (помещение с малым выделением пыли); Z – коэффициент неравномерности освещения. Для люминесцентных ламп берется равным 1,1. N – число ламп; η – коэффициент использования светового потока, %.

Исходя из получившегося значения светового потока выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛБ на 20 Вт с потоком 1200 лк. Напряжение в сети 220 В [53].

Делаем проверку выполнения следующего условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

$$-10\% \leq \frac{1200 - 736,61}{1200} \cdot 100\% \leq +20\%$$

$$-10\% \leq 0,39\% \leq +20\% \text{ (условие выполняется)}$$

Корректировка числа светильников, либо высоты их подвеса не требуется.

Определяем мощность осветительной установки:

$$P = 24 \cdot 20 = 480 \text{ Вт}$$

Исходя из произведенных расчетов можно сделать следующий вывод: в помещении лаборатории (размерами 6х5х2,8 м) со свежепобеленным потолком и оклеенными светлыми обоями стенами, следует использовать 6 светильников ЛВО10-4х18 с люминесцентными лампами типа ЛБ 20 Вт с потоком 1200 лк.

Схема размещения светильников представлена на рисунке №1.

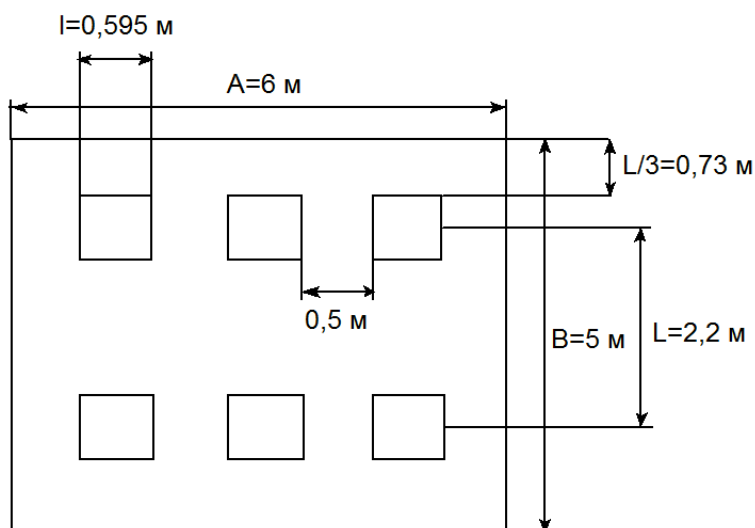


Рисунок 1. Схема размещения светильников в лаборатории

Электромагнитные поля

Временные допустимые уровни электромагнитных полей, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах пользователей представлены в таблице 3.

Таблица 22 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах [54]

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2кГц	25 В/м
	В диапазоне частот 2 кГц – 400кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	В диапазоне частот 5 Гц – 2кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 кГц – 400кГц	25 нТл
Напряженность электромагнитного поля		15 кВ/м

Основные источники электромагнитного поля:

- Электропроводка внутри зданий;
- Бытовые электроприборы;
- Офисная техника;
- Сотовая связь;

Обеспечение защиты работающих от неблагоприятного влияния ЭМП осуществляется согласно [55] путем проведения организационных, инженерно-технических и лечебно-профилактических мероприятий.

Организационные мероприятия при проектировании и эксплуатации оборудования, являющегося источником ЭМП или объектов, оснащенных источниками ЭМП, включают:

- выбор рациональных режимов работы оборудования;
- выделение зон воздействия ЭМП;
- расположение рабочих мест и маршрутов передвижения обслуживающего персонала на расстояниях от источников ЭМП, обеспечивающих соблюдение ПДУ;
- ремонт оборудования, являющегося источником ЭМП следует производить (по возможности) вне зоны влияния ЭМП от других источников;
- соблюдение правил безопасной эксплуатации источников ЭМП.

Инженерно-технические мероприятия должны обеспечить снижение уровней ЭМП на рабочих местах путем внедрения новых технологий и применение средств коллективной и индивидуальной защиты (когда фактические уровни ЭМП на рабочих местах превышают ПДУ, установленные для производственных воздействий).

В целях предупреждения и раннего обнаружения изменений состояния здоровья все лица, профессионально связанные с обслуживанием и эксплуатацией источников ЭМП, должны проходить периодические профилактические медосмотры в соответствии с действующим законодательством.

6.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

Опасность поражения электрическим током

Поражение электрическим током является опасным фактором, который может привести к смерти человека. Электрический ток, проходя через тело человека способен вызвать ожоги в местах прикосновения к токоведущим частям, поражение внутренних органов, остановку сердца. Техника безопасности является основной частью охраны труда и предусматривает технические и организационные мероприятия, которые обеспечивают безопасный труд в электроустановках.

В соответствии с [56] помещения, где размещаются рабочие места с ПЭВМ, должны быть оборудованы защитным заземлением (занулением) в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации электроустановок и вычислительной техники.

Рабочие места с ПЭВМ не следует размещать вблизи силовых кабелей и вводов, высоковольтных трансформаторов, технологического оборудования, создающего помехи в работе ПЭВМ.

Поскольку непосредственно на ПЭВМ должно подаваться стабилизированное электропитание (с отклонением от 220 В не более —10 % +15 %), подачу электроэнергии в компьютерные помещения следует осуществлять от отдельного независимого источника питания.

Организационные меры:

Основными мероприятиями, направленными на ликвидацию причин травматизма, относятся:

- систематический контроль состояния изоляции электропроводов и кабелей;
- разработка инструкций по техническому обслуживанию и эксплуатации вычислительной техники и контроль их соблюдения;
- соблюдения правил противопожарной безопасности;

- своевременное и качественное выполнение работ по проведению планово-профилактических работ и предупредительных ремонтов.

Технические меры:

- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение;
- изоляция токоведущих частей;
- предупредительная сигнализация;
- знаки безопасности;
- средства защиты и предохранительные приспособления [57].

6.3 Охрана окружающей среды

Проблема защиты окружающей среды – одна из важнейших задач современности. В последние годы во всем мире все с большей силой поднимается вопрос об охране окружающей среды.

Защита окружающей среды — это комплексная проблема, требующая усилий всего человечества. Наиболее активной формой защиты окружающей среды от вредного воздействия выбросов промышленных предприятий является полный переход к безотходным и малоотходным технологиям и производствам. Это потребует решения целого комплекса сложных технологических, конструкторских и организационных задач, основанных на использовании новейших научно-технических достижений.

При обращении с твердыми отходами: бытовой мусор (отходы бумаги, отработанные специальные ткани для протирки офисного оборудования и экранов мониторов, пищевые отходы); отработанные люминесцентные лампы; офисная техника, комплектующие и запчасти, утратившие в результате износа потребительские свойства – надлежит руководствоваться [58]: бытовой мусор после предварительной сортировки складировать в специальные контейнеры для бытового мусора (затем специализированные службы вывозят мусор на городскую свалку); утратившее потребительские свойства офисное

оборудование передают специальным службам (предприятиям) для сортировки, вторичного использования или складирования на городских мусорных полигонах.

Отработанные люминесцентные лампы утилизируются в соответствии с [59]. Люминесцентные лампы, применяемые для искусственного освещения, являются ртутьсодержащими и относятся к 1 классу опасности. Ртуть люминесцентных ламп способна к активной воздушной и водной миграции. Интоксикация возможна только в случае разгерметизации колбы, поэтому основным требованием экологической безопасности является сохранность целостности отработанных ртутьсодержащих ламп. Отработанные газоразрядные лампы помещают в защитную упаковку, предотвращающую повреждение стеклянной колбы, и передают специализированной организации для обезвреживания и переработки. В случае боя ртутьсодержащих ламп осколки собирают щеткой или скребком в герметичный металлический контейнер с плотно закрывающейся крышкой, заполненный раствором марганцевокислого калия. Поверхности, загрязненные боем лампы, необходимо обработать раствором марганцевокислого калия и смыть водой. Контейнер и его внутренняя поверхность должны быть изготовлены из неадсорбирующего ртуть материала (винипласта).

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):

- возникновение короткого замыкания,
- возникновение пожара

Среди возможных ЧС наиболее вероятным является возникновение пожара. В рабочем помещении имеется электропроводка напряжением 220 вольт, предназначенная для питания электроприборов и освещения. При неправильной эксплуатации оборудования и коротком замыкании электрической цепи может произойти возгорание, которое грозит уничтожением техники, документов и другого имеющегося оборудования. Для предотвращения

возникновения пожара применяются следующие шаги: проверка персонала на предмет знаний пожарной безопасности, выполнение работ в соответствии с правилами, плановый осмотр установок.

Если все же возникнет пожар, персонал должен действовать в следующем порядке:

1. Не паниковать.
 2. Вызвать пожарных и спасателей по телефону 01, сообщить в каком помещении находитесь.
 3. Попытаться погасить огонь самостоятельно на начальной стадии: использовать огнетушитель, воду, снег, песок или землю, накрыть плотной тканью.
 4. Отключить электрические и газовые приборы.
 5. Закрыть все окна и двери.
 6. Взять с собой документы, деньги, ценные вещи.
 7. Быстро покинуть опасную зону пожара, используя запасные выходы, пожарные лестницы.
 8. Если покинуть помещение нельзя, лечь на пол, ждать помощи или передвигаться ползком к выходу.
 9. Дышать через мокрую ткань. Защищать органы дыхания от дыма. Несколько вдохов воздуха, насыщенного дымом, могут привести к потере сознания.
 10. Выйти на балкон, закрыть за собой дверь, позвать на помощь.
 11. Использовать для защиты от огня и теплового излучения влажную плотную ткань.
 12. Не закрывать входную дверь на ключ.
 13. Не пользоваться лифтом.
- План эвакуации людей из кабинета представлен на рисунке 26.

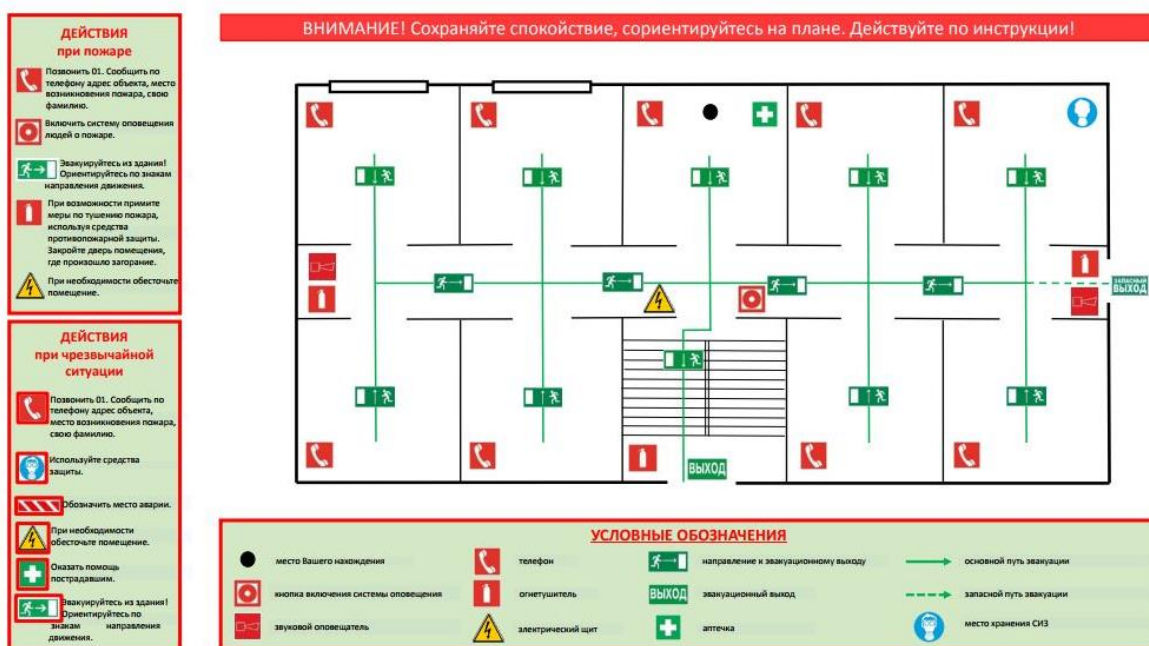


Рисунок 26 – План эвакуации

Для обеспечения пожаробезопасности в помещении предусмотрены первичные средства пожаротушения: установлена система автоматической сигнализации и два огнетушителя типа ОУ-5. Огнетушители устанавливаются в помещении из расчета один огнетушитель на 40-50 м² площади, но не менее двух в помещении [60].

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Служба охраны труда, как правило, существует в форме самостоятельного структурного подразделения предприятия, состоящего из штата специалистов по охране труда во главе с руководителем службы, и работает во взаимодействии с другими подразделениями предприятия, комиссией по охране труда, уполномоченными лицами по охране труда профессиональных союзов, службой охраны труда вышестоящей организации, а также с федеральными органами исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации в области охраны труда, органами государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда и органами общественного контроля.

Работники службы охраны труда в своей деятельности руководствуются законами и иными нормативными актами об охране труда Российской Федерации и соответствующего субъекта России, соглашениями (генеральным,

региональным, отраслевым), коллективным договором, соглашением по охране труда, другими локальными нормативными правовыми актами предприятия.

Согласно [60] кабинет отдела проектирования относится к 2 классу условия труда: допустимыми условиями труда (2 класс) являются условия труда, при которых на работника воздействуют вредные и (или) опасные производственные факторы, уровни воздействия которых не превышают уровни, установленные нормативами (гигиеническими нормативами) условий труда, а измененное функциональное состояние организма работника восстанавливается во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня (смены).

Согласно [58] каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его

рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.

Выполняя планировку рабочего места необходимо учитывать следующее:

1. Рекомендуемый проход слева, справа и спереди от стола 500 мм. Слева от стола допускается проход 300 мм;

2. Рабочие места с ПЭВМ при выполнении творческой работы, требующей значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, рекомендуется изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5-2,0 м. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов. Дизайн ПЭВМ должен предусматривать окраску корпуса в спокойные мягкие тона с диффузным рассеиванием света. Корпус ПЭВМ, клавиатура и другие блоки и устройства ПЭВМ должны иметь матовую поверхность с коэффициентом отражения 0,4-0,6 и не иметь блестящих деталей,

способных создавать блики. Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики;

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

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

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

Заключение

В первой главе рассматривалась проблема процедуры технологического присоединения объектов распределенной генерации, которая не отличается от процедуры присоединения обычного потребителя в связи с отсутствием законодательного разделения.

В связи с этим объекты зачастую устанавливаются без проработки схемы выдачи мощности. Вследствие чего возникают неучтенные схемно-режимные ситуации, в которых устойчивая работа объекта распределенной генерации невозможна.

Объекты генерации устанавливаются без согласования с сетевыми организациями и системным оператором. Схема и программа развития энергорайонов (развитие электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже) в принципе не подразумевает учет новых генерирующих мощностей на напряжение 35 кВ и ниже. По этой причине появляются не учтенные генерирующие мощности объектов распределенной генерации.

Отсутствие нормативно-технической документации и нормативно-правовых актов, которые регламентировали бы технические требования к объектам распределенной генерации (с учетом их типологии и особенностей их подключения в состав ЕЭС России), создают большие проблемы при технологическом присоединении объектов РГ.

Развитие энергосистемы, в целом, проектируется без учета особенностей функционирования объекта распределенной генерации. Примером может стать действие автоматики выделения на сбалансированный район без учета объекта распределенной генерации может произойти каскадное отключение потребителей вследствие некорректного определения района выделения генерации на сбалансированную нагрузку.

Технологическое присоединение объектов генерации электрической энергии осуществляется только на напряжение 110 кВ и выше, согласно Постановлению правительства Российской Федерации №861 (раздел 2, п.8).

Во второй главе освещаются основные требования, предъявляемые к схемам выдачи мощности объектов распределенной генерации.

На сегодняшний день общие требования к технологическому присоединению формируются на основании двух документов [16, 29], что является недостаточным, для присоединения объекта РГ. На основании опыта присоединения объектов РГ были сформированы требования.

Из общих требований к высоковольтной части схемы выдачи мощности вытекает следующее:

- достаточная пропускная способность ЛЭП, входящих в схему выдачи мощности объекта распределенной генерации;
- достаточная пропускная способность РУ объекта распределенной генерации;
- достаточная пропускная способность трансформаторов РУ

Условия достаточности пропускной способности ЛЭП, РУ и трансформаторов РУ должны выполняться при новом строительстве или при присоединении объекта распределенной генерации к существующей подстанции.

Представлены расчетные формулы по определению максимальной мощности объекта, единичной мощности и количества генерирующих установок. Основные цели строительства объектов распределенной генерации приведены в таблице 2.

На базе работы [37] сформированы основные принципы построения релейной защиты и автоматики для объектов распределенной генерации. Выделены три возможных подхода к управлению и обозначены области их применения. Результаты внесены в таблицу 4.

Требования к сетям связи и телемеханики для проектируемых объектов распределенной генерации формируются согласно типовым техническим требованиям по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК.

В третьей главе был представлен алгоритм разработки схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации.

Представлены требования к исходным данным, необходимых для разработки схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации, где обязательно должна быть указана цель строительства объекта распределенной генерации. Для выбора оборудования в рамках распределенной генерации недостаточно прогноза максимальной расчетной нагрузок. Алгоритм выбора количества и мощности генерирующего оборудования представлены на рисунке. Источниками информации для составления прогнозируемых нагрузок является:

- Ретроспективные данные по объекту энергоснабжения/объекту-аналогу;
- Данные о перспективе развития объекта;
- Схемы территориального планирования и развития территорий;
- Схемы и программы перспективного развития;
- Инвестиционные программы.

Представлены требования к расчетам установившихся и алгоритм их выполнения в рамках проектирования схемы выдачи мощности объекта распределённой генерации. Расчет и анализ установившихся электрических режимов следует выполнять согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем. Алгоритм представлен на рисунке 15.

Требования к расчетам и анализу динамической устойчивости и токов короткого замыкания следует производить согласно [31] с учетом специфики объекта распределенной генерации. В лучшем случае, учитывая все особенности и специфику, использовать двухстороннее ТЗ.

В четвертой заключительной главе был проведен сравнительный анализ существующего требования к предварительным схемам выдачи мощности крупных электростанций и предложенного автором методическим рекомендациям по проектированию схем выдачи мощности объектов распределенной генерации.

Основной задачей являлось – определение необходимых и достаточных технических решений, и мероприятий, которые обеспечивали бы выдачу полной мощности новых генерирующих установок объектов распределенной генерации.

Существующие требования в большинстве своём не удовлетворяют сетевые организации при ТП. Поэтому, на анализе существующих работ, замечаний и требований, были разработаны актуальные методические рекомендации к разработке схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации.

Также были учтены особенности присоединения объектов распределённой генерации к распределительным сетям.

В рекомендациях также должны быть учтены:

- Техничко-экономическое сравнение предложенных вариантов, определение наиболее эффективного варианта.
- Обоснование участие/не участия объекта РГ в ОПРЧ.
- Расчет токов КЗ, статической и динамической устойчивости. На базе этих расчетов принимаются решения по набору дополнительного электротехнического оборудования (токоограничивающих устройств) или принимаются решения по модернизации существующей топологии сети. Выбранная СВМ должна полностью обеспечивать выдачу полной мощности.
- Разработка основных технических решений по оснащению электрических сетей и объекта распределенной генерации централизованной системы противоаварийной автоматики для заданного энергорайона. Под основными технологическими решениями также имеется в виду: РЗ, АПВ, АВР, РАС, ОМП, СМПР, Связь, АСДУ, АИИС КУЭ, СОТИ АССО.
- Капитальные затраты на реализацию рекомендуемого варианта СВМ объекта РГ.

Список литературы

1. Ackermann, Th. Distributed Generation: A Definition / Th. Ackermann, G. Andersson, L. Soder // Electric Power System Research. 2001. Vol. 57, N 4. с. 195-204.
2. Воропай, Н. И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Материалы международной научно-практической конференции «Малая энергетика-2005». 2005. с. 13.
3. Праховник, А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения / А.В. Праховник. К.: Освита Украины, 2007. 464 с.
4. Гужулев, Э.П. Основы современной малой энергетике. Учебное пособие: в 3 т. / Э. П. Гужулев, В. В. Шалай, А. Н. Лямин, А. Б. Калистратов. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2006. Т.3. 528 с.
5. Самойленко, В.О. Анализ мировых стандартов на подключение малой генерации к электрическим сетям / В.О. Самойленко, С.А. Ерошенко // Научные труды V международной молодёжной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи». В 2 т. Томск: ТПУ. 2014. Т. 2 с. 471-475.
6. Праховник, А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения / А.В. Праховник. К.: Освита Украины, 2007. 464 с.
7. Гужулев, Э.П. Основы современной малой энергетике. Учебное пособие: в 3 т. / Э. П. Гужулев, В. В. Шалай, А. Н. Лямин, А. Б. Калистратов. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2006. Т.3. 528 с.
8. Дьяков, А.Ф. Малая энергетика в России. Проблемы и перспективы / А.Ф. Дьяков. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. 128 с.
9. Родионова, М. Распределённая генерация выходит из тени / М. Родионова // Передача и распределение. 2015. №3. с. 114-119.
10. Илюшин, П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению / П.В. Илюшин // Энергоэксперт. 2015. №1. с. 58-62.

- 11.Илюшин, П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению (продолжение) / П.В. Илюшин // Энергоэксперт. 2015. №2. с. 72-76.
- 12.Илюшин, П.В. Особенности интеграции малых распределенных ТЭЦ в энергосистему / П.В. Илюшин, Ю.Н. Кучеров, А.З. Жук, Ф.В. Весалов // Академия Энергетики. 2014. №6(62). с. 38-43.
- 13.Илюшин, П.В. Подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей за счет строительства объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, Ю.Н. Кучеров // Электро. 2014. №5. с. 2-7.
- 14.Типовое соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и потребителем электрической энергии, владеющим объектами электросетевого хозяйства и (или) объектами по производству электрической энергии, в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России [Электронный ресурс]. Системный оператор Единой энергетической системы: [сайт]. URL: <http://so-ups.ru/> (дата обращения: 20.07.2016)
- 15.Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления. СТО 56947007-29.130.01.092-2011 [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 20.07.2016)
- 16.Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей

- электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 №861
17. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. ВНТП 81 [Электронный ресурс]. URL: <http://mega-norm.ru/Data2/1/4294853/4294853911.html> (дата обращения: 08.05.2018)
 18. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. СТО РусГидро 01.01.78-2012 [Электронный ресурс]. ПАО «РусГидро»: [сайт]. URL: <http://www.rushydro.ru> (дата обращения 08.05.2018)
 19. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 08.05.2018)
 20. Схемы принципиальные электрические схемы распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 08.05.2018)
 21. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 08.05.2018)
 22. Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 №1172 (ред. От 31.03.2018)

23. Об утверждении Методических рекомендаций по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства. Приказ Минпромэнерго России от 30.04.2008 №216
24. Ackermann, Th. Distributed Generation: A Definition / Th. Ackermann, G. Andersson, L. Soder // Electric Power System Research. 2001. Vol. 57, N 4. с. 195-204.
25. Воропай, Н. И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Материалы международной научно-практической конференции «Малая энергетика-2005». 2005. с. 13.
26. Ерошенко, С.А. Научные проблемы распределенной генерации / С.А. Ерошенко, А.А. Карпенко, С.Е. Кокин, А.В. Паздерин // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2010. №11-12. с. 126-133.
27. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). СТО 59012820.29.240.001-2010 [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 21.05.2018)
28. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. СТО 59012820.27.100.003-2012 [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 21.05.2018)
29. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. СТО РАО «ЕЭС России» [Электронный ресурс]. ОАО РАО «ЕЭС России»: [сайт]. <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 21.05.2018)
30. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003 [Электронный ресурс]. Министерство энергетики

- Российской Федерации: [сайт]. <https://minenergo.gov.ru> (дата обращения 22.05.2018)
31. Методические указания по устойчивости энергосистем. СО 153-34.20.576-2003 [Электронный ресурс]. Министерство энергетики Российской Федерации: [сайт]. <https://minenergo.gov.ru> (дата обращения 22.05.2018)
32. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Приказ Минэнерго РФ №229. [Электронный ресурс]. Министерство энергетики Российской Федерации: [сайт]. <https://minenergo.gov.ru> (дата обращения 22.05.2018)
33. ГОСТ 533 – 2000. Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 24 с.
34. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (Автоматическая частотная разгрузка). СТО 59012820.29.240.001-2010 [Электронный ресурс]. АО «СО ЕЭС»: [сайт]. <https://so-ups.ru> (дата обращения 22.05.2018)
35. ГОСТ Р 55105 – 2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Норма и требования. М.: Стандартинформ, 2013. – 24 с.
36. ГОСТ 21558 – 2000. Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия. М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 24 с.
37. Онисова О.А. Совершенствование релейной защиты электроэнергетических систем с малыми распределенными электрическими станциями. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / О.А. Онисова. Чебоксары: Изд-во ЧГУ им. И.Н. Ульянова, 2016. – 133 с.

38. Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления. СТО 56947007-29.130.01.092-2011. [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 30.07.2016)
39. Федеральный закон «О техническом регулировании» №184-ФЗ
40. Федеральный закон «Об электроэнергетике» №35-ФЗ
41. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ. СТО 56947007-29.240.014-2008 [Электронный ресурс]. АО «СО ЕЭС»: [сайт]. <https://so-ups.ru> (дата обращения 06.06.2018)
42. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98 [Электронный ресурс]. Изд-во НЦ ЭНАС: [сайт]. <http://www.enas.ru> (дата обращения 07.06.2018)
43. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). СТО 59012820.29.240.001-2010. [Электронный ресурс]. АО «СО ЕЭС»: [сайт]. <https://so-ups.ru> (дата обращения 07.06.2018)
44. ГОСТ Р 55890 – 2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2014. – 42 с.
45. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. СТО 59012820.29.160.20.001-2012. [Электронный ресурс]. АО «СО ЕЭС»: [сайт]. <https://so-ups.ru> (дата обращения 07.06.2018)
46. ГОСТ Р 55105 – 2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем.

- Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2013. – 22 с.
47. О приведении систем телемеханики и связи на генерирующих предприятиях электроэнергетики, входящих в состав холдинга ОАО РАО «ЕЭС России», в соответствие с требованиями балансирующего рынка. Приказ № 603 от 09.09 - 2005. [Электронный ресурс]. ОАО РАО «ЕЭС России» (дата обращения 07.06.2018)
48. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.
49. ГОСТ 12.4.021-75 ССБТ. Системы вентиляционные. Общие требования
50. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
51. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».
52. Расчет искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. - Томск: Изд. ТПУ, 2004. - 15 с.
53. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно – эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно – вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
54. СанПиН 2.2.4.1191 – 03. Электромагнитные поля в производственных условиях. М.: Минздрав России, 2003.
55. Правила устройства электроустановок. – Седьмое издание. Дополненное с исправлениями. – Н.: Сиб. Унив. Изд-во, 2007.
56. Постановление Администрации г. Томска от 11.11.2009, №1116 (с изменениями от 24.12.2014) «Об организации сбора, вывоза, утилизации и переработки бытовых и промышленных отходов на территории муниципального образования «Город Томск»

57. Постановление Правительства РФ от 03.09.2010 №681 «Об утверждении Правил обращения с отходами производства и потребления в части осветительных устройств»
58. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 28.12.2013 г. №123
59. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 г. №426
60. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018)

(обязательное)

Development of methodological recommendations on design of power output schemes for small generation facilities

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Слепцов Дмитрий Витальевич		

Консультант отделения электроэнергетики и электротехники(ОЭЭ):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения электроэнергетики и электротехники	Абеуов Р.Б.	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностранных языков	Зюбанов В.Ю.	к.п.н., доцент		

Introduction

The trend in the development of distributed generation in Russia is largely spontaneous, not controlled by the state, which can cause significant harm to the country's energy security.

According to the forecast of scientific and technical development of Russia, until 2030, among the medium and long-term prospects of the priority area of "Energy Efficiency and Energy Saving" are the development of new methods of mathematical modeling, and the optimization of promising technological changes is the introduction of intelligent mini and micro networks based on distributed generation. This forecast confirms the entry of the technological platform "Small Distributed Energy" into high technology and innovation, determined by the Government of the Russian Federation in 2011.

The main prerequisites for the development of distributed generation in Russia are:

1. Limited opportunities for the development of distribution networks in major cities (closed feeding centers);
2. Significant increase in the cost of electricity and expensive connection to networks controlled by energy supply companies;
3. Increase in electricity consumption with limited network capacity and worn-out energy complex;
4. The predominant majority of mono-production with an insignificant share of the use of cogeneration and trigeneration technologies;
5. With the increase in the share of distributed generation in the energy system of Russia, it will be possible to reduce the costs of transmission and distribution of electricity through trunk and distribution networks;
6. Effective utilization of secondary energy resources (waste from timber processing and agriculture, various kinds of gases - blast furnace, converter, associated petroleum, methane) will increase the economic efficiency of the main production;
7. It is important to ensure reliable power supply to socially important and particularly responsible consumers in order to minimize economic and social risks.

Despite these prerequisites, there are a number of problems of technological connection of distributed generation objects:

1. Absence of effective stimulating economic mechanisms for the development of distributed generation at the state level;
2. High administrative barriers and passivity of grid companies to the development of distributed generation facilities;
3. Tariff disproportions and cross-financing due to the "market" approach of generating companies and social obligations on the part of the Government;
4. Preservation of high barriers to entry - a refusal to recognize Distributed Generation Objects as the Guarantee Provider, unlike large players - generating companies.
5. Technical problems caused by the influence of the WG on the parameters of the adjacent network modes.

At present, there are no approved requirements for the development of a power distribution scheme for distributed generation facilities. Therefore, the development of such requirements will make it possible to effectively conduct technological connections of facilities that are engaged in the production of electrical energy.

Problems and peculiarities of technological connection of distributed generation objects to electric grids of power systems

A trend has developed worldwide for the development and spread of distributed generation (DG) [1-4]. History describes that the mass distribution of distributed generation objects in the world began in the 90s. the last century. The reason for this was the development and cheapening of power generation technologies (GT) based on renewable energy sources and cogeneration technologies based on gas turbine and gas piston plants. Many countries fix the status of distributed generation at the legislative level and its totality of technical and technological characteristics [5].

At the legislative level, the term "Distributed generation" is not adopted. The term "distributed generation" refers to a set of modular generating units (GU) that generate electricity near a point of consumption.

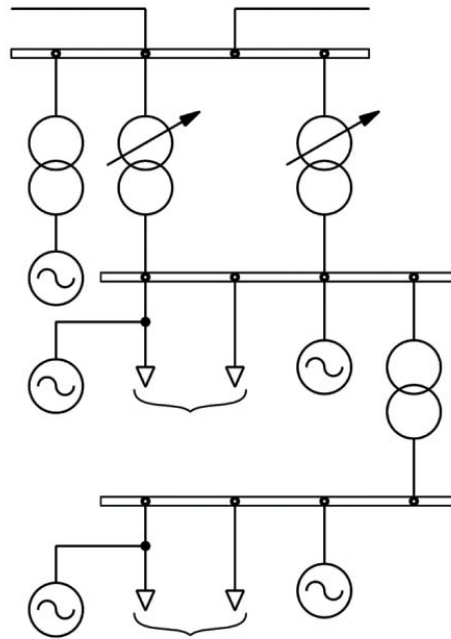


Fig. 1. Variants of connection of distributed generation objects

Every year in Russia, an average of 1083 distributed generation facilities are being built and reconstructed. The installed capacity reaches 12.9 GW (6.1% of the installed capacity of the Unified Energy System), of which 2.6 (1.2%) works only in parallel with the EEC. Most DG facilities are connected to 35-110 kV distribution networks, as well as to internal power supply systems. For the most part, DG facilities are installed on hydrocarbon fuel. Foreign countries mainly develop the DG based on renewable energy sources (RES). An important difference for DG facilities is their installed capacity, at the point of connection not exceeding the maximum permissible for local and retail markets (in the RF - 25 MW). In accordance with the definitions presented in WG 37.23 and WG C3.05 (International Council for Large Voltage Electricity Systems), the DG objects are not centrally dispatched.

The main types of generating plants at distributed generation facilities

Next, the main types of GU at the objects of the DG will be listed [6, 7, 8]:

1. Hydrocarbon Fuel:

1.1. The following settings are selected for execution:

- piston internal combustion engines (diesel, multi-fuel and gas plants);
- Axial gas turbines that operate on a variety of gas or liquid fuels;

- radial gas turbines with a power of the order of tens and hundreds kW (microturbines), which also operate on a variety of gas or liquid fuels.

1.2. According to the source of primary energy:

- Installations that use the gas infrastructure (distribution gas networks);
- Installations that use secondary products of the technological cycle or products of processing (mine gas, landfill gas, sewage gas, associated petroleum gas, biogas from secondary products of the technological cycle);

- Installations that use local fuels (diesel, kerosene, biogas from biomass, synthesis gas from coal, peat or wood).

- Axial gas turbines that operate on a variety of gas or liquid fuels;

- radial gas turbines with a power of the order of tens and hundreds kW (microturbines), which also operate on a variety of gas or liquid fuels.

2. RES.

2.1. Solar installations - photoelectric;

2.2. Wind installations - all kinds of electric power installations;

2.3. Combined installations - solar and wind installations in a combined mode of operation.

The increase in the volume of distributed generation in the UES of Russia makes experts increasingly think about the technological features of its functioning as part of the Unified Energy System. And one of the most acute issues facing the experts is the preservation of the reliability of the energy system when integrating distributed generation objects into it. Along with this, experts focus on the issues of connecting distributed generation facilities to networks, operational dispatch control of such facilities, and the organization of reliable power supply to consumers using distributed generation [9-13].

Next, we will consider the requirements for potential objects distributed generation:

- if the distributed generation facility has installed capacities of up to 5 MW, the electricity producer does not need to agree on technical conditions for technological connection with the System Operator of the unified energy system. It follows that with

a high probability the distributed generation object will be refused in technological connection;

- if the distributed generation facility has an installed capacity in excess of 5 MW but less than 25 MW, then the electricity producer will need to coordinate with the operators of the unified energy system.

- if the distributed generation facility has an installed capacity of 25 MW or more, such facilities participate in the wholesale electricity market and the balance sheet capacity. A large complex of organizational and technical measures is required to connect distributed distribution facilities and their further operation.

Technological connection

Technological connection is regulated basically by the decision [16]. Problems in organizing technological connection of the distributed (small) generation object are as follows:

1. Submission of an application for technological connection, issuance of technical conditions for technological connection, development of a technical assignment;

2. Further there is a development of the scheme for issuing power and project documentation;

3. Correction of technical conditions for technological connection;

4. Development of working documentation and subsequent commissioning.

The issuance of technical conditions for technological connection and the development of a technical assignment for the project documentation to the power delivery scheme is accompanied by the following problems:

- Inclusion in the technical conditions for technological connection and technical specifications for the development of project documentation of excessive requirements;

- Delaying the reconciliation process;

- Multiple changes in the development of project documentation.

It is worth noting that, according to the procedure for concluding and executing contracts, technological connection of power facilities is provided only at 220 kV.

There is an exception if the technological connection of the power plant will provide power supply to communication lines, communication facilities and communication facilities.

Ways to attach a distributed generation object are options for connecting an object to a network. There are, in fact, two: connection to substation buses or to feeders (Figure 1). Both have their own characteristics. When connecting to the bus, the principles of constructing relay protection and automation in the adjacent network do not change, since the distribution of current in the adjacent network does not change, and the consumers are supplied with electricity by feeders that depart from buses of distribution substations with unidirectional power flow from "buses to line". However, at the same time, the possibility of providing reliable power supply to consumers is reduced in case of accidents on substation tires, in which both the generating set and all tire consumers are disconnected.

Features of Distributed Generation Objects

Features:

1. The emergence of reversible power flows can lead to an overload of the main power equipment in the distribution network in normal, repair and p / a modes. The mode of power transmission from one winding of the LV transformer with a split winding to another LV winding (Figure 2)

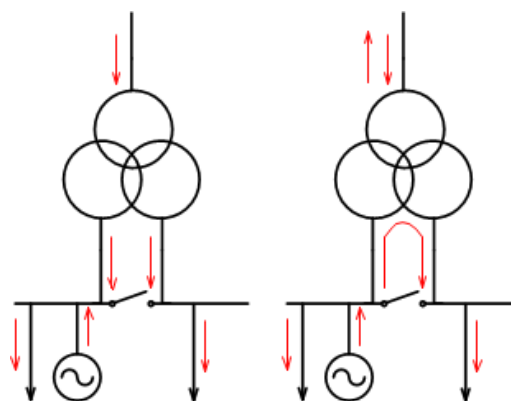


Fig. 2. Transmission of power from one winding of the LV transformer with split winding to another low voltage winding

2. The effect of distributed generation on the dynamic stability of the power system is determined by the percentage of the power of the distributed generation in

the total generating capacity of the power sector in question. Normative disturbances in the electrical network can lead to:

- Disconnection of generators with low inertia constant;
- Mechanical damage to the generating device by the action of the electromagnetic moment;
- Possible occurrence of non-synchronous operating modes of the generating device.

Short-circuit in the 110-220 kV network at the supplying substation, short-circuit in a 6 kV network powered by this substation, may lead to outages of the generating equipment by the action of generator protection against voltage drop.

Sharp discharges / loadings of the load of generating equipment with the division of distributed generation into autonomous work and the presence of a surplus / deficit of active capacity can lead to unacceptable operating modes of technological equipment of the station.

3. Connection of distributed generation to the distribution network 6 (10) kV leads to an increase in the value of the periodic component and the shock current of the three-phase short-circuit. Corollary - possible damage to electrical equipment (Figure 3).

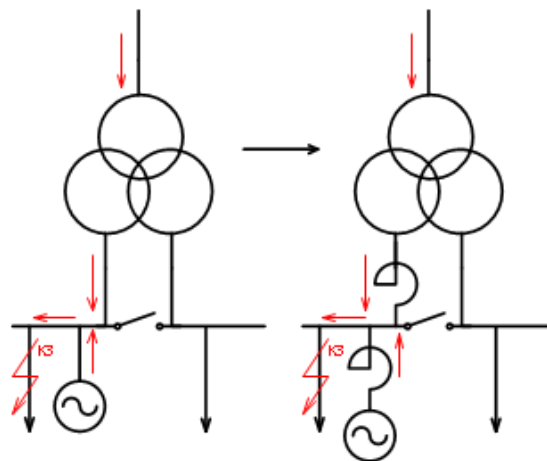


Fig. 3. Diagram of connection of distributed generation to the distribution network 6 (10) kV (increase in three-phase short-circuit)

4. The appearance of a new source of generation in the area may lead to the appearance of reversible power flows.

Possible nonsynchronous inclusions for automatic reclosing, called disconnection of the voltage vector in the network adjacent to the distributed distribution object, with a short-term loosening of communication with the power system or separation to an autonomous operation mode.

Generating equipment is often not equipped with the necessary means of launch automation, as well as receptions and implementation of control actions from an external local emergency control device.

Special approaches to the elimination of asynchronous regimes of distributed generation objects.

5. Ability to install frequency dividing automation. Often there are problems of uncoordinated choice of the settings of technological protection of generating units and the action of the division automation. In order to ensure the correct joint operation of frequency dividing automation and automatic frequency unloading of generating equipment, it must ensure its stable operation:

- At a frequency of 46.0 Hz - not less than 1 s;
- At a frequency of 47.0 Hz - not less than 40 s.

The setting of the protection on the PG is often set at 47.5 Hz.

Suggestions:

1) Change the network topology. Replacement of power equipment. To transfer power from one winding of a LV transformer with a split winding to another winding, the following solutions are proposed:

- Redistribution of load between sections of distributing devices;
- Solving the problem at the design / commission stage of the transformer (in case it is installed at the stage of input of the distributed generation object);
- Replacement of a transformer with a split winding on a three-winding transformer;
- Consideration of another version of the power distribution scheme of the distributed generation object.

2) Special approaches are needed to evaluate the effect of distributed generation objects on the dynamic stability of the power system.

Checking the generating equipment for compliance with the electromagnetic moment. Recommendations are needed to increase the dynamic stability of distributed generation objects or the control actions of emergency control automatics.

Existing types of power delivery schemes, distributed generation objects

For the reliable operation of distributed generation (RG) objects and electrical networks, a number of technical and circuit solutions that take into account the features of the operation of low-power generating units (GG) and the operation of distribution networks are required. It is advisable to work out these decisions within the framework of the off-stage work - the scheme of power output of the power plant.

At present, designers face some problems in developing a power generation scheme for distributed generation objects caused by imperfections in the regulatory and technical base - there are no approved requirements for the development of a power generation scheme for distributed generation objects, requirements for generating devices. The development of a power output scheme for distributed generation objects has features at practically all stages of the work.

Next, the existing variants of the power delivery scheme for distributed generation objects will be considered.

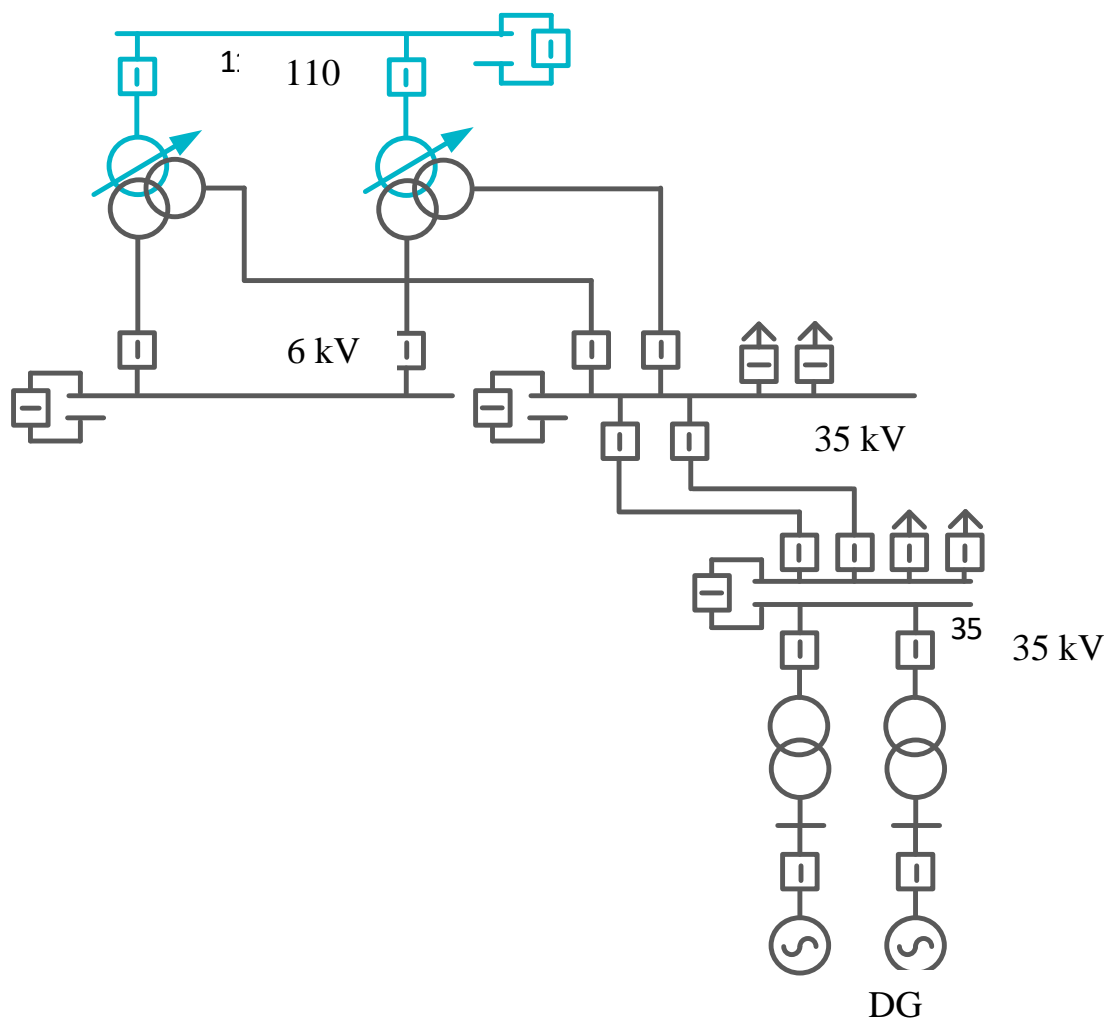


Fig. 4. The existing scheme for issuing power number 1

Generating devices are connected by a block diagram of a generator-transformer to 35 kV switchgear using a 6/35 kV step-up transformer. It is assumed that this scheme adopts a regime with an isolated (compensated) neutral. Hence it follows that in the case of a short circuit to earth, this mode can exist for a sufficiently long time. In turn, this can cause the development of resonance processes in the capacitive and inductive elements of the network, where there is a connection with the "earth".

The appearance of such a phenomenon as reversible power flows, which can lead to overload of power equipment and to erroneous tripping of relay protection, inherent in all schemes of power output of distributed generation objects.

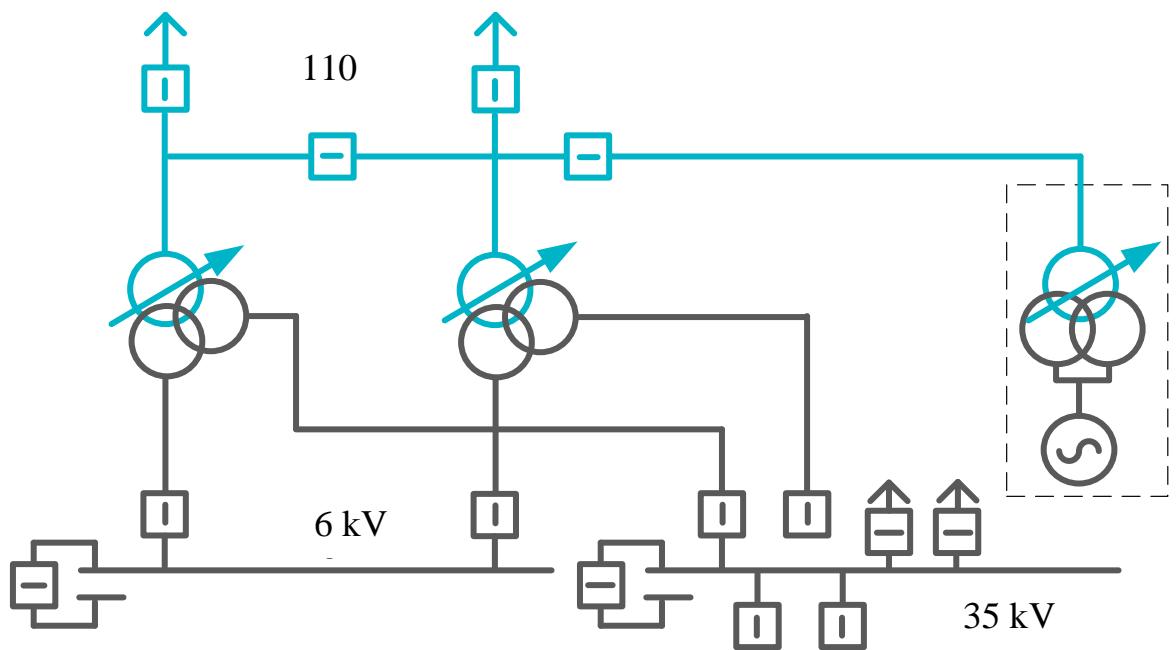


Fig. 5. The existing scheme for issuing power number 2

The power output scheme No. 2, similar to scheme No. 1, is implemented in a block scheme using a step-up transformer with a split winding on the lower side. The reliability of this circuit is extremely low, since in the event of a short circuit at the point of connection of the generator-transformer-line unit (GTL), differential protection of the busbar must disconnect all switches in the protection zone. It should also be added that there is an uneven loading of power equipment, since the sectional switch at 110 kV in normal operation is in the "Off" position.

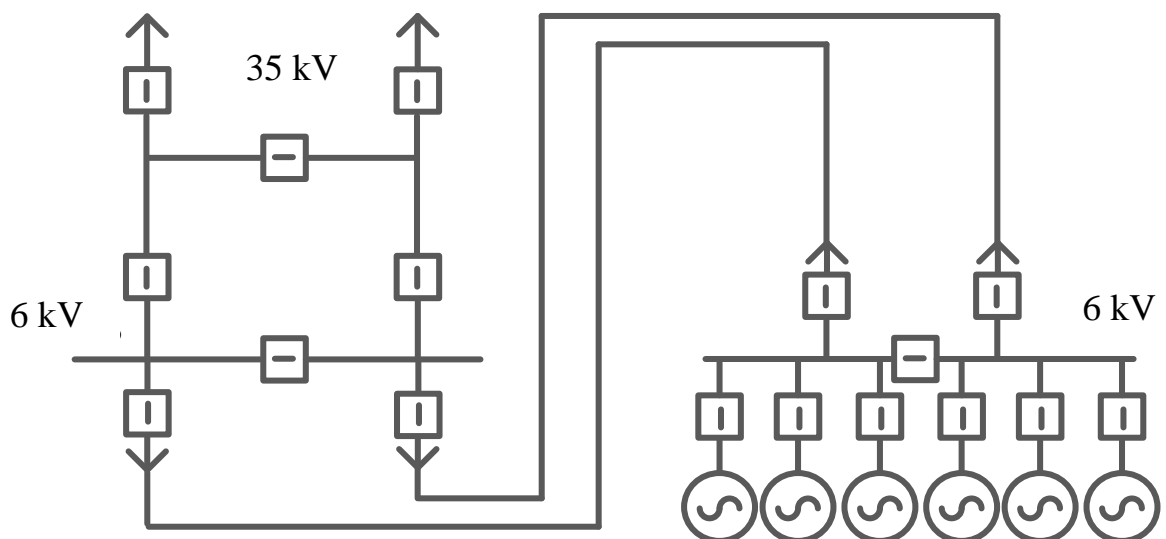


Fig. 6. The existing scheme for issuing power number 3

Conclusion on the first chapter

At present, the procedure for technological connection of distributed generation facilities does not differ from the procedure for joining an ordinary consumer due to the absence of legislative separation.

In this regard, objects are often installed without working out the power delivery scheme. Consequently, unaccounted schematic-regime situations arise in which stable operation of the distributed generation object is impossible. Generation objects are installed without agreement with network organizations and the system operator. The scheme and program for the development of energy areas (the development of electrical networks with a voltage of 35 kV and below) in principle does not imply the accounting of new generating capacities for voltage of 35 kV and below. For this reason, the generation capacities of distributed generation objects that have not been accounted for appear.

The lack of normative and technical documentation and regulatory legal acts that would regulate the technical requirements for distributed generation objects (taking into account their typology and the features of their connection to the UES of Russia) create major problems in the technological connection of the RG facilities.

The development of the energy system, in general, is designed without taking into account the features of the operation of the distributed generation object. An example may be the effect of automatic allocation to a balanced region without taking into account the distributed generation object, cascading consumers can be disconnected due to an incorrect definition of the generation allocation region for a balanced load.

Technological connection of power generation facilities is carried out only for 110 kV and above, according to the Decree of the Government of the Russian Federation No. 861 (section 2, item 8).

Conclusion on the second chapter

This chapter highlights the basic requirements for power distribution schemes for distributed generation objects.

To date, the general requirements for technological connection are formed on the basis of two documents [16, 29], which is insufficient to connect the distributed generation object. On the basis of the experience of joining distributed generation objects, requirements were formed.

From the general requirements for the high-voltage part of the power delivery scheme follows:

- sufficient capacity of the transmission lines included in the power distribution scheme of the distributed generation facility;
- sufficient bandwidth of the distributed generation object;
- sufficient capacity of transformers

The conditions for the adequacy of the capacity of power lines, switchgears and transformers must be met during new construction or when connecting a distributed generation facility to an existing substation.

Calculation formulas for determining the maximum capacity of an object, unit capacity and the number of generating units are presented. The main objectives of the construction of distributed generation facilities are given in Table 2.

On the basis of work [37] the basic principles of construction of relay protection and automatics for objects of distributed generation are formed. Three possible approaches to management are identified and the areas of their application are indicated. The results are listed in Table 4.

Conclusion on the third chapter

In this chapter, we presented an algorithm for designing a power output scheme for a distributed generation object.

The requirements for the initial data necessary for the development of a power output scheme for a distributed generation facility are presented, where the purpose of the distributed generation object must be indicated. For the selection of equipment within the distributed generation, it is not enough to forecast the maximum design loads. The algorithm for selecting the number and power of the generating equipment

is shown in Figure 14. The sources of information for compiling the projected loads are:

- Retrospective data on the power supply object / analogue facility;
- Data on the development of the facility;
- Schemes of territorial planning and development of territories;
- Schemes and programs of long-term development;
- Investment programs.

The requirements for the calculations of the steady-state and the algorithm for their implementation are presented in the framework of the design of the power distribution scheme for the distributed generation object. Calculation and analysis of steady-state electrical regimes should be carried out in accordance with the methodological recommendations for designing the development of power systems. The algorithm is shown in Figure 15.

The requirements for calculating and analyzing dynamic stability and short-circuit currents should be made in accordance with [31], taking into account the specific nature of the distributed generation object. At best, taking into account all the specifics and specifics, use a two-sided technical assignment.

Conclusion on the fourth chapter

In this chapter, a comparative analysis of the existing requirement for preliminary power output schemes for large power plants and the methodological recommendations for the design of power distribution schemes for distributed generation facilities proposed by the author was carried out.

The main task was to determine the necessary and sufficient technical solutions, and measures that would ensure the delivery of the full capacity of the new generation plants to distributed generation facilities.

Existing requirements in the majority do not satisfy the network organizations at technological connection. Therefore, on the analysis of existing works, remarks and requirements, actual methodological recommendations were developed for the development of a power output scheme for distributed generation facilities.

Also, special attention was paid to the connection of distributed generation objects to distribution networks.

The recommendations should also take into account:

- Technical and economic comparison of the proposed options, determination of the most effective option.
- Justification of the participation / non-participation of the distributed generation object in the general primary regulation.
- Calculation of short-circuit currents, static and dynamic stability. On the basis of these calculations, decisions are taken on the collection of additional electrical equipment (current-limiting devices) or decisions are made to upgrade the existing network topology. The selected power delivery scheme must fully provide full power output.
- Development of basic technical solutions for equipping electrical networks and a distributed generation facility for a centralized emergency control system for a given power district.
- Capital costs for the implementation of the recommended version of the power distribution scheme for a distributed generation facility.

Bibliography

1. Ackermann, Th. Distributed Generation: A Definition / Th. Ackermann, G. Andersson, L. Soder // Electric Power System Research. 2001. Vol. 57, No. 4. c. 195-204.
2. Voropai, NI Distributed generation in electric power systems / Proceedings of the International Scientific and Practical Conference "Small Power Engineering-2005". 2005. p. 13.
3. Prahovnik, A.V. Small power engineering: distributed generation in power supply systems / A.V. The patriarch. K. : Osvita Ukrainy, 2007. 464 p.
4. Guzhulev, E.P. Fundamentals of modern small-scale energy. Textbook: in 3 volumes / E. P. Guzhulev, V. V. Shalay, A. N. Lyamin, A. B. Kalistratov. Omsk: Izd-vo OmGTU, 2006. T.3. 528 sec.
5. Samoylenko, V.O. Analysis of world standards for connection of small generation to electrical networks / V.O. Samoylenko, S.A. Eroshenko // Scientific Works of the V International Youth Scientific and Technical Conference "Electric Power Through the Eyes of Youth". In 2 tons Tomsk: TPU. 2014. Vol. 2 with. 471-475.
6. Prahovnik, A.V. Small power engineering: distributed generation in power supply systems / A.V. The patriarch. K. : Osvita Ukrainy, 2007. 464 p.
7. Guzhulev, E.P. Fundamentals of modern small-scale energy. Textbook: in 3 volumes / E. P. Guzhulev, V. V. Shalay, A. N. Lyamin, A. B. Kalistratov. Omsk: Izd-vo OmGTU, 2006. T.3. 528 sec.
8. Diakov, A.F. Small power engineering in Russia. Problems and prospects / A.F. Dyakov. Moscow: NTF Energoprogress, 2003. 128 pp.
9. Rodionova, M. Distributed generation emerges from the shadow / M. Rodionova // Transmission and distribution. 2015. № 3. from. 114-119.
10. Ilyushin, P.V. Problematic technical issues of distributed generation in the power system and approaches to their solution / P.V. Ilyushin // Energoexpert. 2015. №1. from. 58-62.

11. Ilyushin, P.V. Problematic technical issues of distributed generation in the power system and approaches to their solution (continued) / P.V. Ilyushin // *Energoexpert*. 2015. №2. from. 72-76.
12. Ilyushin, P.V. Features of integration of small distributed CHPP in the power system / P.V. Ilyushin, Yu.N. Kucherov, A.Z. Zhuk, F.V. Vesalov // *Academy of Power Engineering*. 2014. No. 6 (62). from. 38-43.
13. Ilyushin, P.V. Approaches to assessing the possibility of providing reliable power supply to consumers through the construction of distributed generation facilities / P.V. Ilyushin, Yu.N. Kucherov // *Electro*. 2014. №5. from. 2-7.
14. Standard agreement on technological interaction between JSC SO UES and the consumer of electric energy, which owns electric grid facilities and (or) electric power production facilities, in order to ensure the reliability of the Unified Energy System of Russia [Electronic resource]. System operator of the Unified Energy System: [site]. URL: <http://so-ups.ru/> (reference date: July 20, 2016)
15. Choice of types and volumes of teleinformation in the design of data collection and transmission systems of substations of UNEG for the purposes of dispatching and technological management. STO 56947007-29.130.01.092-2011 [Electronic resource]. JSC FGC UES: [site]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (reference date: July 20, 2013)
16. On approval of the Rules for non-discriminatory access to electricity transmission services and the provision of these services, the Rules for non-discriminatory access to services for operational dispatch management in the electric power industry and the provision of these services, the Rules for non-discriminatory access to services of the administrator of the wholesale market trading system and the provision of these services and Rules for technological connection of power receiving devices of electric power consumers, electric power production facilities, and facilities electric grid facilities belonging to grid organizations and other persons, to electric grids. Decree of the Government of the Russian Federation No. 861 of December 27, 2004
17. Norms of technological design of thermal power plants. VNTP 81 [Electronic resource]. URL: <http://mega-norm.ru/Data2/1/4294853/4294853911.html> (date of circulation: 08/05/2018)

18. Hydroelectric power stations. Norms of technological design. Service station RusHydro 01/01/70-2012 [Electronic resource]. PJSC RusHydro: [site]. URL: <http://www.rushydro.ru> (circulation date 08/05/2018)
19. Standards for technological design of AC substations with a higher voltage of 35-750 kV. STO 56947007-29.240.10.028-2009 [Electronic resource]. JSC FGC UES: [site]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (reference date: 08/05/2018)
20. Schematics schematic electrical diagrams of switchgear of substations 35-750 kV. Typical solutions. STO 56947007-29.240.30.010-2008 [Electronic resource]. JSC FGC UES: [site]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (reference date: 08/05/2018)
21. Recommendations on the application of typical electrical schematic diagrams of switchgears of 35-750 kV substations. STO 56947007-29.240.30.047-2010 [Electronic resource]. JSC FGC UES: [site]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (reference date: 08/05/2018)
22. On approval of the Rules for the Wholesale Electricity and Capacity Market and on Amending Certain Acts of the Government of the Russian Federation on the Organization of the Wholesale Electricity and Capacity Market and on Amending Certain Acts of the Government of the Russian Federation on the Organization of the Operation of the Wholesale Electricity Market and power. Decree of the Government of the Russian Federation No. 1172 of December 27, 2010 (as amended on March 31, 2013)
23. On approval of the Methodological recommendations for determining the preliminary parameters for power output of under construction (reconstructed) generating facilities in conditions of normal operation of the power system, taken into account in determining the payment for technological connection of such generating facilities to power grid facilities. Order of the Ministry of Industry and Energy of the Russian Federation No. 216 of April 30, 2008
24. Ackermann, Th. Distributed Generation: A Definition / Th. Ackermann, G. Andersson, L. Soder // Electric Power System Research. 2001. Vol. 57, No. 4. c. 195-204.
25. Voropai, NI Distributed generation in electric power systems / Proceedings of the international scientific and practical conference "Small energy-ka-2005". 2005. p. 13.

26. Eroshenko, S.A. Scientific problems of distributed generation. Eroshenko, A.A. Karpenko, S.E. Kokin, A.V. Paserin // Izvestiya Vuzov. Problems of energy. 2010. № 11-12. from. 126-133.
27. Technical rules of the organization in the UES of Russia to automatically limit the frequency reduction in case of an emergency shortage of active power (automatic frequency unloading). STO 59012820.29.240.001-2010 [Electronic resource]. JSC FGC UES: [site]. <http://fsk-ees.ru/> (reference date: May 21, 2013)
28. Regulation of frequency and overflows of active power in the UES of Russia. Norms and requirements. STO 59012820.27.100.003-2012 [Electronic resource]. JSC FGC UES: [site]. <http://fsk-ees.ru/> (reference date: May 21, 2013)
29. Definition of preliminary technical solutions for power output of power plants. STO RAO UES of Russia [Electronic resource]. OAO RAO "UES of Russia": [site]. <http://fsk-ees.ru/> (reference date: May 21, 2013)
30. Methodical recommendations on designing of development of power systems. CO 153-34.20.118-2003 [the Electronic resource]. Ministry of Energy of the Russian Federation: [site]. <https://minenergo.gov.ru> (circulation date May 22, 2013)
31. Methodical instructions on the stability of power systems. CO 153-34.20.576-2003 [the Electronic resource]. Ministry of Energy of the Russian Federation: [site]. <https://minenergo.gov.ru> (circulation date May 22, 2013)
32. Rules of technical operation of power plants and networks of the Russian Federation. Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation No. 229. [Electronic resource]. Ministry of Energy of the Russian Federation: [site]. <https://minenergo.gov.ru> (circulation date May 22, 2013)
33. GOST 533 - 2000. Electric rotating machines. Turbogenerators. General specifications. Moscow: IPK Publishing House of Standards, 2001. - 24 p.
34. Technical rules of the organization in the UES of Russia to automatically limit the reduction of frequency in case of an emergency shortage of active power (Automatic frequency unloading). STO 59012820.29.240.001-2010 [Electronic resource]. JSC "SO UES": [site]. <https://so-ups.ru> (circulation date May 22, 2018)

35. GOST R 55105 - 2012. Unified energy system and isolated energy systems. Operational dispatch control. Automatic emergency control of power system modes. Emergency automatics of power systems. Norm and requirements. Moscow: Standartinform, 2013. - 24 p.
36. GOST 21558 - 2000. Excitation systems for turbogenerators, hydrogenerators and synchronous compensators. General specifications. Moscow: IPK Publishing House of Standards, 2003. - 24 p.
37. Onisova OA Improvement of relay protection of electric power systems with small distributed electric stations. Thesis for the degree of Candidate of Technical Sciences / O.A. Onisova. Cheboksary: Publishing house of the Chechen State University. I.N. Ulyanov, 2016. - 133 p.
38. Choice of types and volumes of teleinformation in the design of data collection and transmission systems of substations of UNEG for the purposes of dispatching and technological management. SRT 56947007-29.130.01.092-2011. [Electronic resource]. JSC FGC UES: [site]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (reference date: July 30, 2013)

Типовое задание на выполнение работы

«Схема выдачи мощности объекта распределенной генерации»

1. Основание для разработки**2. Цель работы**

Разработка схемы выдачи мощности _____ проектной мощностью _____ МВт со сроком завершения строительства в _____ году с учетом условий формирования баланса мощности и электроэнергии _____ энергосистемы и ОЭС _____.

3. Стадийность проектирования

Внестадийная работа.

4. Требования к выполнению работы и ее результатам

4.1. В работе должен быть проведен краткий анализ существующего баланса мощности и электроэнергии _____ энергорайона с прилегающими территориями _____ энергосистем ОЭС _____ и разработаны основные показатели развития энергетики _____ энергорайона с прилегающими территориями _____ энергосистем ОЭС _____ на год ввода каждого энергоблока электростанции и перспективу 5 лет после ввода последнего планируемого энергоблока¹ (для каждого года пятилетнего периода) с оценкой уровня потребления электроэнергии и мощности в отдельных узлах, суточного графика нагрузки, балансов мощности и электроэнергии².

4.2. В работе должны быть разработаны балансы мощности и электроэнергии _____ энергорайона и _____ энергосистемы ОЭС _____ с учетом строительства на территории _____ области электростанции мощностью _____ МВт, использующей в качестве топлива _____, с учётом очередности ввода мощностей, а также очередности и объема сетевого строительства на год ввода каждого энергоблока электростанции и на перспективу 5 лет после ввода последнего планируемого энергоблока (для каждого года пятилетнего периода).

4.3. В работе должен быть определен режим работы объекта распределенной генерации для целей покрытия суточного графика нагрузки, как _____ энергосистемы (энергосистем), так и ОЭС _____ с учетом

¹ Если ввод энергоблоков на электростанции осуществляется поочередно с интервалом более 5 (пяти) лет между очередями, схема выдачи мощности должна выполняться отдельно для каждой очереди.

² При разработке схемы выдачи мощности электростанции, влияющей на режим работы прилегающих энергосистем (ОЭС), должны также рассматриваться балансы мощности и электроэнергии прилегающих энергосистем (ОЭС).

экспортных потребностей, разработаны предложения по использованию электроэнергии и мощности электростанции с учетом очередности ввода энергетического оборудования.

4.4. Схема основной электрической сети (35^{*}) 110 кВ и выше, прилегающей к электростанции на год ввода электростанции (каждого энергоблока) и перспективу 5 лет после ввода последнего планируемого энергоблока, а также технические характеристики вводимого генерирующего оборудования (маневренные характеристики, параметры АРВ и прочее) должны быть согласованы с ОАО «СО ЕЭС» и сетевой компанией.

4.5. В работе на основании текущего баланса мощности и электроэнергии соответствующего региона и отчетных режимов зимних максимальных нагрузок и летних минимальных нагрузок (за дни контрольных замеров) должен быть выполнен анализ режима работы электрической сети (35^{*}) 110 кВ и выше в зоне размещения проектируемого объекта.

4.6. В работе должны быть определены варианты развития электрической сети напряжением (35^{*}) 110 кВ и выше, обеспечивающие выдачу мощности _____ МВт каждого энергоблока электростанции.

4.6.1. Схема выдачи мощности объекта распределенной генерации должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности в нормальной схеме.

В нормальной схеме при возникновении одного нормативного аварийного возмущения (группы I, II и III) не допускается применение противоаварийной автоматики, действующей на отключение генерации (ОГ) и длительную (ограничение мощности) разгрузку турбин.

В единичной ремонтной схеме при возникновении одного нормативного аварийного возмущения (группы I и II) допускается применение противоаварийной автоматики, действующей на ОГ или длительную (ограничение мощности) разгрузку турбин в объеме, не превышающем требуемого ограничения выдачи мощности электростанции в двойной ремонтной схеме³.

Для всех типов электростанций в нормальной схеме при возникновении одного нормативного аварийного возмущения (групп I, II и III) и в единичной ремонтной схеме при возникновении одного нормативного аварийного возмущения (групп I и II) допускается применение противоаварийной автоматики, действующей на импульсную разгрузку турбин.

4.7. При определении объема электросетевого строительства необходимо учитывать этапность ввода мощности объекта распределенной генерации.

³ Двойная ремонтная схема – одновременный ремонт двух элементов схемы выдачи мощности электростанции или прилегающей электрической сети, оказывающей влияние на устойчивость электростанции.

4.8. Для определения основных технических решений по схеме выдачи мощности в работе должны быть проведены расчеты электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, на год ввода каждого энергоблока электростанции и на перспективу 5 лет после ввода последнего планируемого энергоблока *(в случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводами генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года пятилетки)*.

При анализе перспективных режимов работы электрических сетей и формировании требований к пропускной способности сети (35^{*}) 110 кВ и выше, прилегающей к электростанции, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня. Результаты расчетов должны быть представлены в табличной и графической формах.

При выполнении расчетов должна учитываться информация о перспективном развитии в соответствии с перечнем материалов, приведенным в разделе 5.

На основании результатов расчетов должен быть определен рекомендуемый вариант схемы выдачи мощности.

4.9. Для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности⁴ с учетом результатов по п.4.8 в работе должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети, прилегающей к электростанции, и динамической устойчивости электростанции для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем.

На основании результатов расчетов должны быть:

- определены (пересмотрены) принципы действия и состав устройств противоаварийной автоматики, а также определены необходимые объемы управляющих воздействий ПА для обеспечения устойчивости электростанции и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима на год ввода каждого энергоблока электростанции и на перспективу 5 лет после ввода последнего планируемого энергоблока *(в случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводами генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть*

⁴ При необходимости расчеты статической и динамической устойчивости выполняются для нескольких вариантов схемы выдачи мощности электростанций.

дополнительно выполнены для каждого года пятилетки) с учетом требований п.4.6.

- определены предварительные величины максимально допустимых перетоков активной мощности в существующих и вновь образуемых контролируемых сечениях (в том числе, в сечении выдачи мощности электростанции), на максимально допустимый переток в которых оказывает влияние состав и (или) режим работы генерирующего оборудования электростанции и состояние элементов схемы выдачи мощности электростанции.

Расчеты электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости необходимо выполнять на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов расчетов переходных режимов и динамической устойчивости, обеспечивающих точное моделирование конкретных систем возбуждения, регуляторов возбуждения и систем регулирования существующих и вновь вводимых энергоблоков.

4.10. В работе должны быть проведены расчеты токов к.з. на шинах электростанции и в прилегающей сети (35^{*}) 110 кВ и выше на год ввода каждого энергоблока электростанции и на перспективу 5 лет после ввода последнего планируемого энергоблока *(в случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводами генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года пятилетки)* и выполнена оценка соответствия отключающей способности коммутационного оборудования токам к.з. на объектах (35^{*}) 110 кВ и выше в прилегающей сети. Результаты расчетов должны быть представлены в табличном и графическом виде.

По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования на электростанции, а также, при необходимости, рекомендации по замене коммутационного оборудования на энергообъектах в прилегающей сети и/или разработаны мероприятия по ограничению токов к.з.

4.11. В работе должен быть выполнен анализ баланса реактивной мощности в сети (35^{*}) 110 кВ и выше на год ввода каждого энергоблока электростанции и на перспективу 5 лет после ввода последнего планируемого энергоблока *(в случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводами генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года пятилетки)* и определен объем необходимых средств компенсации реактивной мощности.

4.12. В работе должен быть выполнен анализ существующих систем релейной защиты (РЗ), автоматики повторного включения (АПВ), автоматического ввода резервного питания (АВР), противоаварийной автоматики (ПА), режимной автоматики (РА), связи, регистрации аварийных событий (РАС), определения мест повреждения (ОМП), АСДУ, АСКУЭ, СМПР, системы обмена технологической информацией с Системным оператором (СОТИ АССО).

4.13. В работе необходимо провести разработку основных технических решений по оснащению электрической сети и объекта распределенной генерации оборудованием РЗ, АПВ, АВР, ПА, РА, РАС, ОМП, связи, АСДУ, АСКУЭ, СМПР⁵, СОТИ АССО⁶ и системы обмена технологической информацией с ЦУС сетевой организации с учетом очередности ввода мощности на электростанции.

В работе должна быть приведены функциональные схемы систем РЗ, АПВ, АВР, ПА, РА, связи, РАС, ОМП, АСДУ, АСКУЭ, СМПР, СОТИ АССО, учитывающие схемы их размещения.

4.14. В работе должна быть разработана структурная схема сбора и передачи технологической информации Системному оператору с учетом очередности ввода мощности на электростанции, включая организацию основных и резервных цифровых каналов связи до ЦУС сетевой организации Филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ, в операционной зоне которого находится электростанция, в том числе организацию диспетчерской телефонной связи с учетом потребности РДУ (ОДУ и ЦУС сетевой организации при необходимости).

4.15. В работе необходимо провести разработку основных технических решений по оснащению электрических сетей и электростанции устройствами делительной автоматики, обеспечивающими выделение блоков электростанции на сбалансированную нагрузку или на нагрузку собственных нужд по факту снижения частоты или напряжения в электрической сети⁷.

В работе необходимо разработать и обосновать схемы подачи напряжения от внешней электрической сети или от генерирующего источника для разворота (пуска) полностью остановленной электростанции.

⁵ Электрические станции, установленная мощность которых превышает 500 МВт, должны быть оснащены устройствами систем мониторинга переходных режимов в электроэнергетической системе (СМПР).

⁶ В случае ввода новых энергоблоков на действующих электростанциях выполнить оценку необходимости модернизации существующей СОТИ АССО.

⁷ В случае ввода новых энергоблоков на действующих электростанциях выполнить оценку необходимости модернизации установленной на электростанции делительной автоматики.

4.16. В работе должны быть разработаны мероприятия по участию объекта распределенной генерации в общем первичном регулировании частоты.

4.18. В работе должен быть оценен объем необходимого электросетевого строительства для выдачи мощности объекта распределенной генерации, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима и требуемые инвестиции (с разделением по собственникам).

4.19. В работе должна быть проведена оценка требуемых капитальных затрат на реализацию схемы выдачи мощности, включая ориентировочные затраты на оборудование РЗ, АПВ, АВР, ПА, РА, связи, РАС, ОМП, АСДУ, АСКУЭ, СМПР, СОТИ АССО.

4.20. В работе должны быть разработаны принципиальная схема электрических соединений объекта распределенной генерации (главная схема).

4.21. В работе должна быть разработана карта-схема электрической сети для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности электростанции в электрическую сеть.

4.22. При определении сроков реализации электросетевого строительства необходимо руководствоваться соответствующим нормативным документом сетевой компании, регламентирующим сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи.

4.23. При обосновании, проектировании схемы выдачи мощности и выполнении расчетов электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости необходимо руководствоваться следующими нормативными документами:

- «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем» (утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281);
- «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» (утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277);
- другими нормативными документами.

5. Взаимосвязь с предшествующими и последующими работами

- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики;
- Схемы и программы перспективного развития, выполненные в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- Федеральные целевые программы;
- Инвестиционные программы субъектов электроэнергетики;
- Отчетные материалы ОАО «СО ЕЭС»;

– Другие материалы по требованию заказчика и сторон, согласующих задание на выполнение работы.

6. Содержание и состав работы

6.1. Анализ существующего баланса мощности и электроэнергии в _____ энергорайоне с прилегающими территориями _____ энергосистем ОЭС _____.

6.2. Прогноз уровней электропотребления и электрических нагрузок _____ энергорайона с прилегающими территориями _____ энергосистем.

6.3. Характеристика действующей схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации и анализ режимов работы прилегающей к объекту сети (35) 110 кВ и выше.

6.4. Характеристики балансов мощности _____ энергорайона с прилегающими территориями _____ энергосистем.

6.5. Разработка вариантов схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации.

6.6. Результаты расчетов электроэнергетических режимов для разработанных вариантов схемы выдачи мощности.

6.7. Техничко-экономическое сравнение вариантов схемы выдачи мощности объекта распределенной генерации.

6.8. Результаты расчетов токов к.з. для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности.

6.9. Результаты расчетов статической и динамической устойчивости для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности.

6.10. Анализ баланса реактивной мощности. Объем источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности.

6.11. Анализ существующих систем РЗ, АПВ, АВР, ПА, РА, связи, РАС, ОМП, АСДУ, АСКУЭ, СМНР, СОТИ АССО

6.12. Основные технические решения по оснащению электрической сети и электростанции оборудованием РЗ, АПВ, АВР, ПА, РА, связи, РАС, ОМП, АСДУ, АСКУЭ, СМНР, СОТИ АССО.

6.13. Основные технические решения по оснащению электрических сетей и объекта распределенной генерации устройствами делительной автоматики. Схема подачи напряжения на полностью остановленную электростанцию.

6.14. Структурная схема сбора и передачи технологической информации Системному оператору и ЦУС сетевой организации.

6.15. Мероприятия по участию объекта распределенной генерации в регулировании частоты и активной мощности.

6.16. Принципиальная схема электрических соединений электростанции (главная схема).

6.17. Карта-схема электрической сети для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности электростанции.

6.18. Камеральная проработка вариантов прохождения трасс линий электропередачи для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности электростанции.

6.19. Капитальные затраты на реализацию рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности электростанции (с разделением затрат между электростанцией и сетевыми организациями).

7. Порядок проведения приемки результатов работ

7.1. Приемку научно-технической документации осуществляет Заказчик. Отчет по работе, кроме Заказчика, передается в сетевую компанию и ОАО «СО ЕЭС» в бумажном виде и на электронном носителе по 1 экз.

7.2. Результаты работы согласовываются с сетевой компанией и ОАО «СО ЕЭС».

7.3. В ОАО «СО ЕЭС» заказчиком предоставляются расчетные модели, использованные для проведения расчетов электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости.

* Анализ режима электрической сети 35 кВ выполняется в случае, если схемой выдачи мощности предусматривается выдача мощности электростанции в сеть 35 кВ.

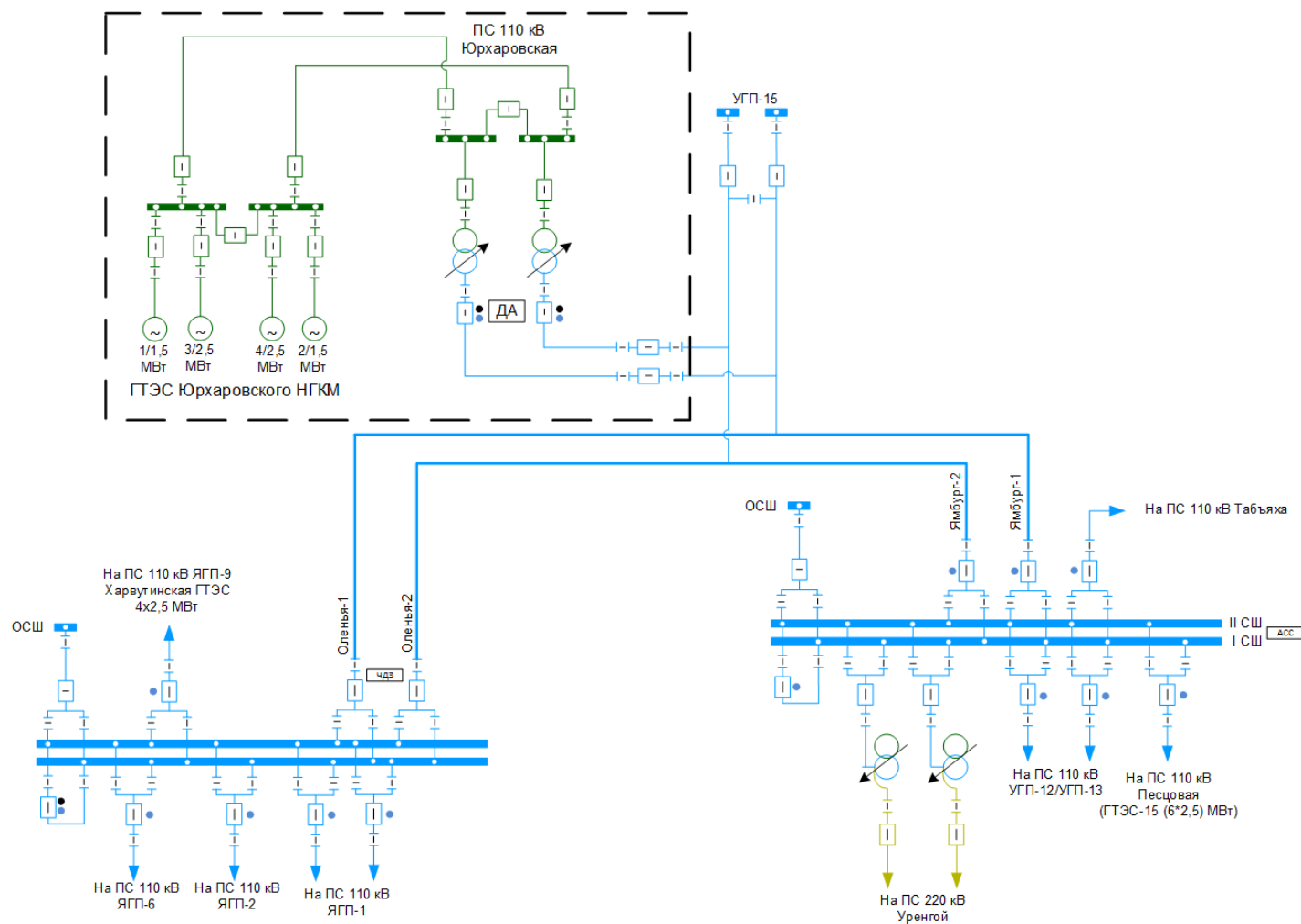


Рисунок В.1 – Нормальная схема электрических соединений Северного энергорайона Ямало-Ненецкого автономного округа (часть схемы)

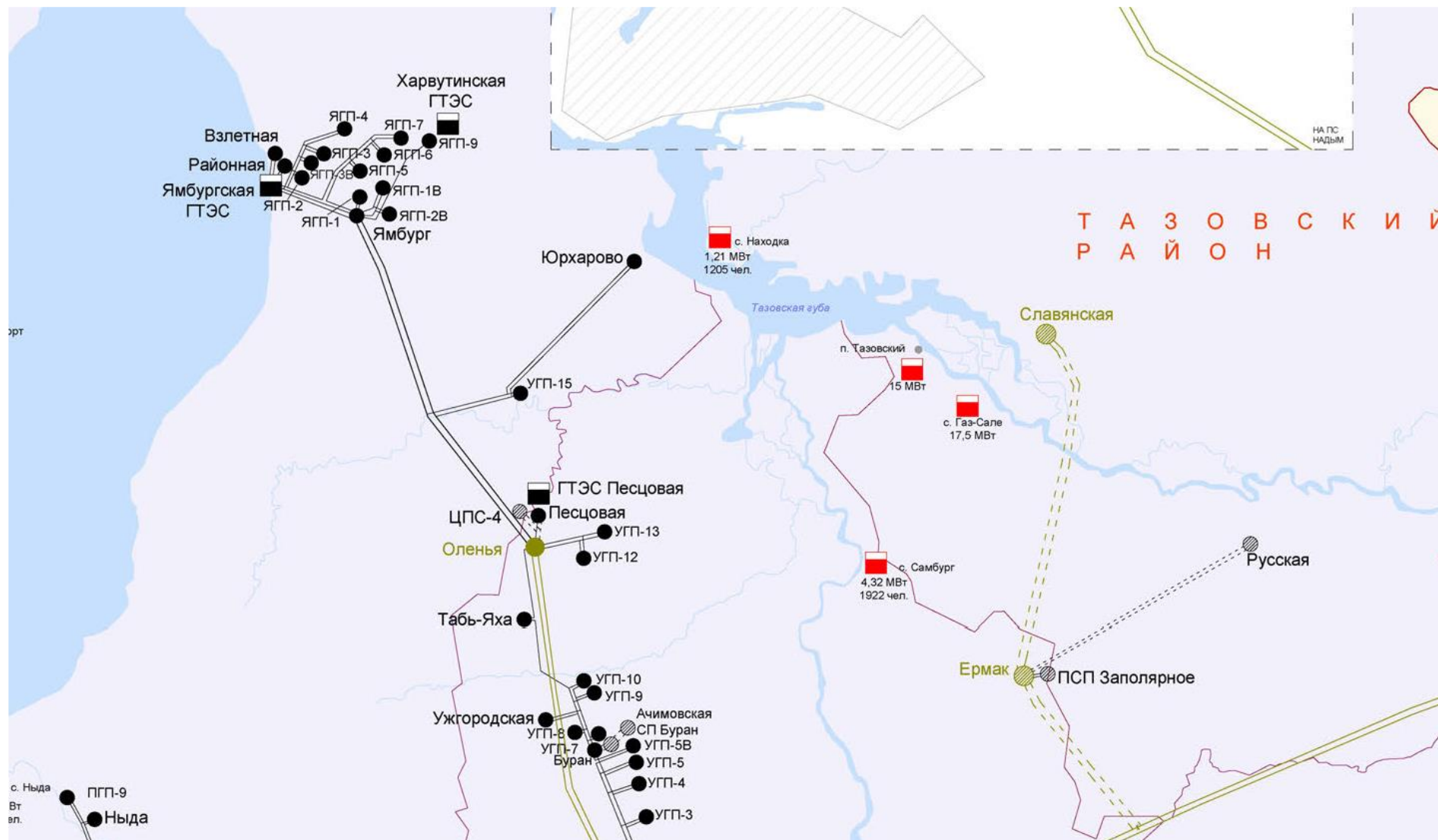


Рисунок В.2 – Карта-схема Северного энергорайона Ямало-Ненецкого автономного округа (часть участка)

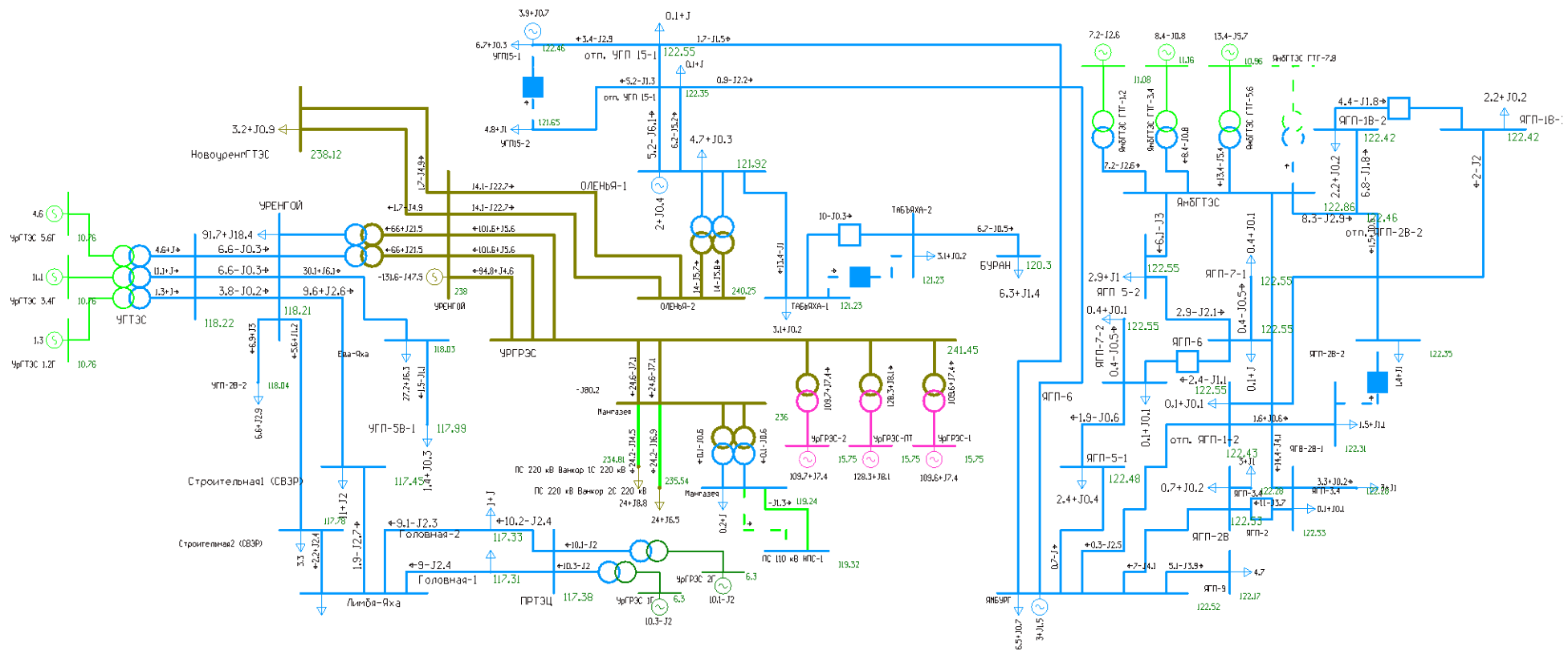


Рисунок В.3 – Результат расчета нормального электрического режима на период зимнего максимума нагрузок (замер на январь 2018 года)

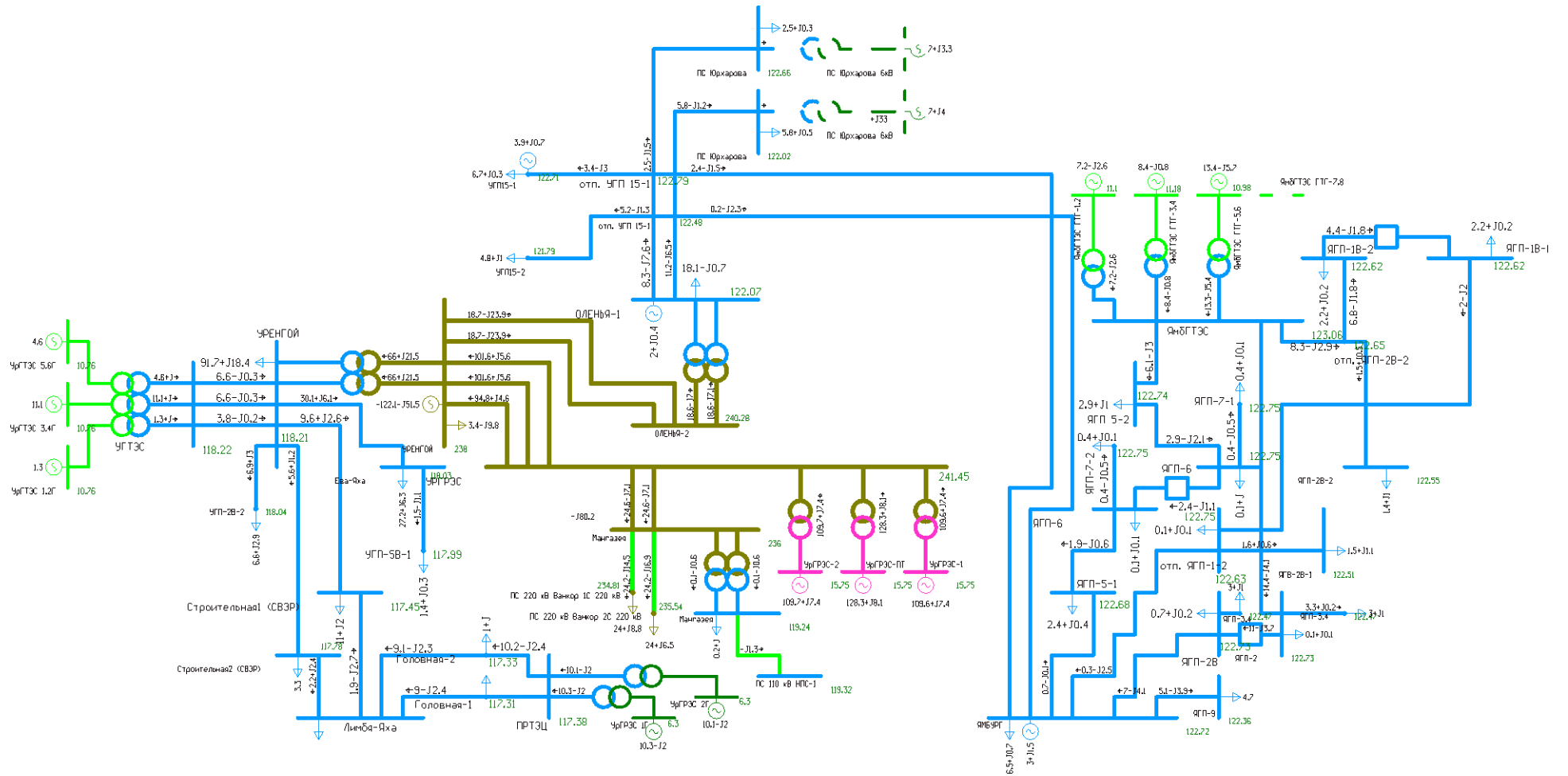


Рисунок В.4 – Результат расчета нормального электрического режима на период зимнего максимума нагрузок с учетом присоединения ПС 110 кВ Юрхарова

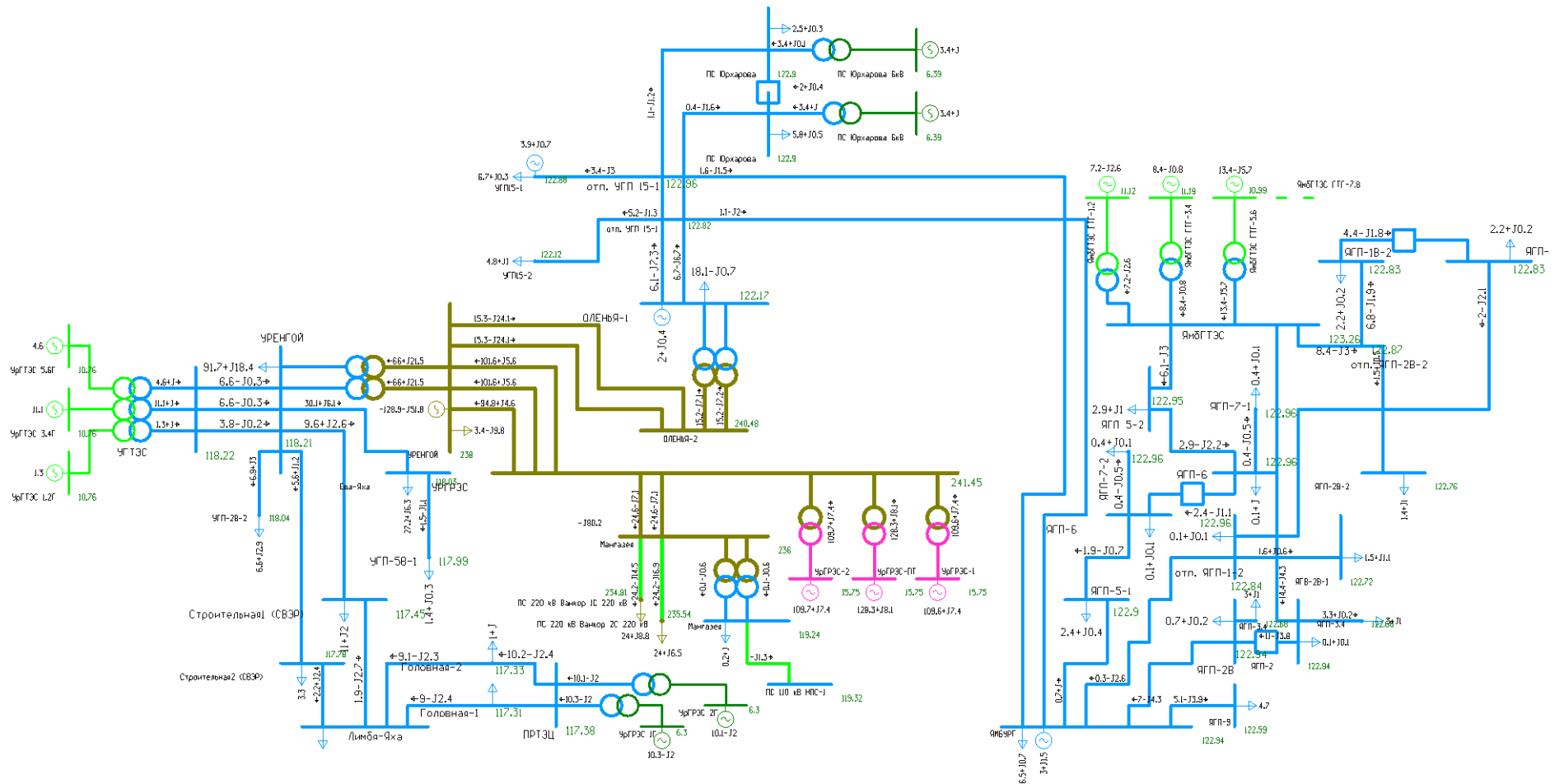


Рисунок В.5 – Результат расчета нормального электрического режима на период зимнего максимума нагрузок с учетом присоединения ПС 110 кВ Юрхарова и ГТЭС Юрхаровского НГКМ (8 МВт)

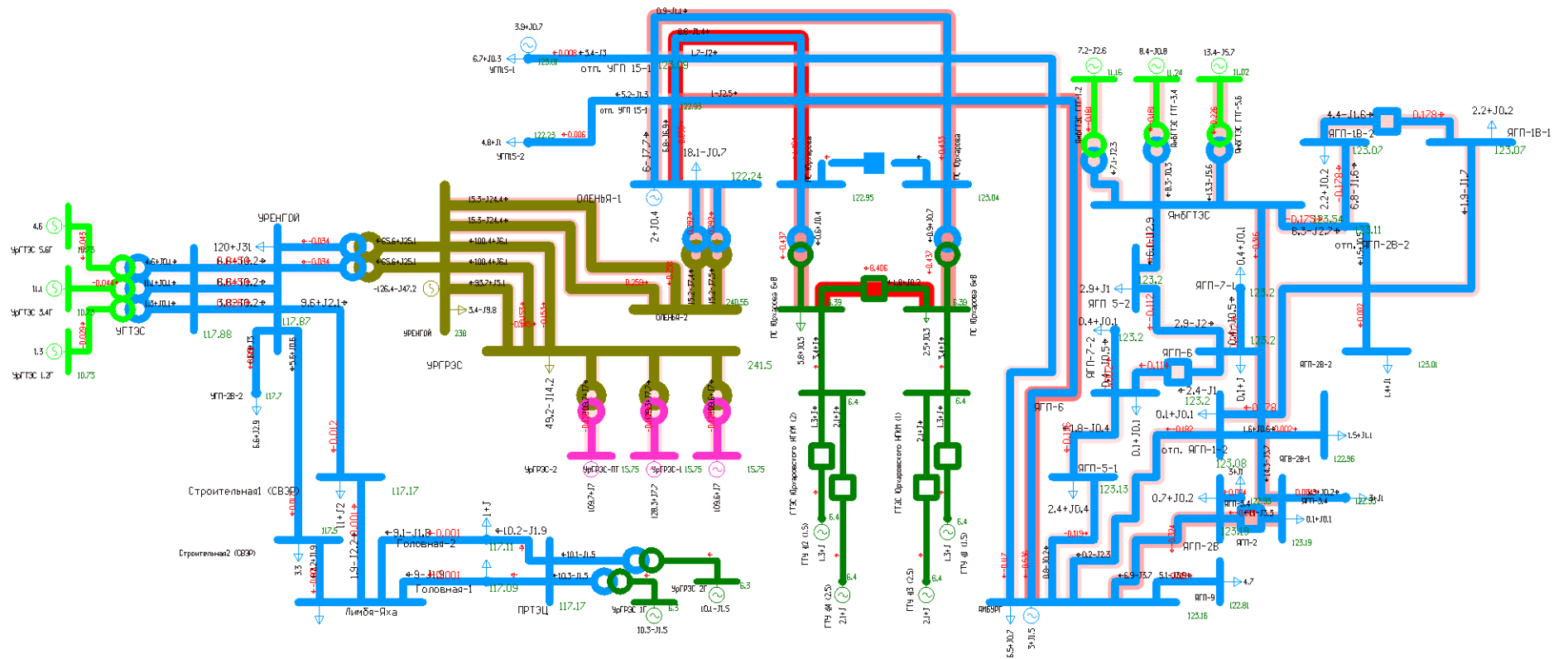


Рисунок В.6 – Результат расчета токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Юрхарова и ГТЭС Юрхаровского НГКМ (8 МВт). Трехфазное короткое замыкание в узле 2

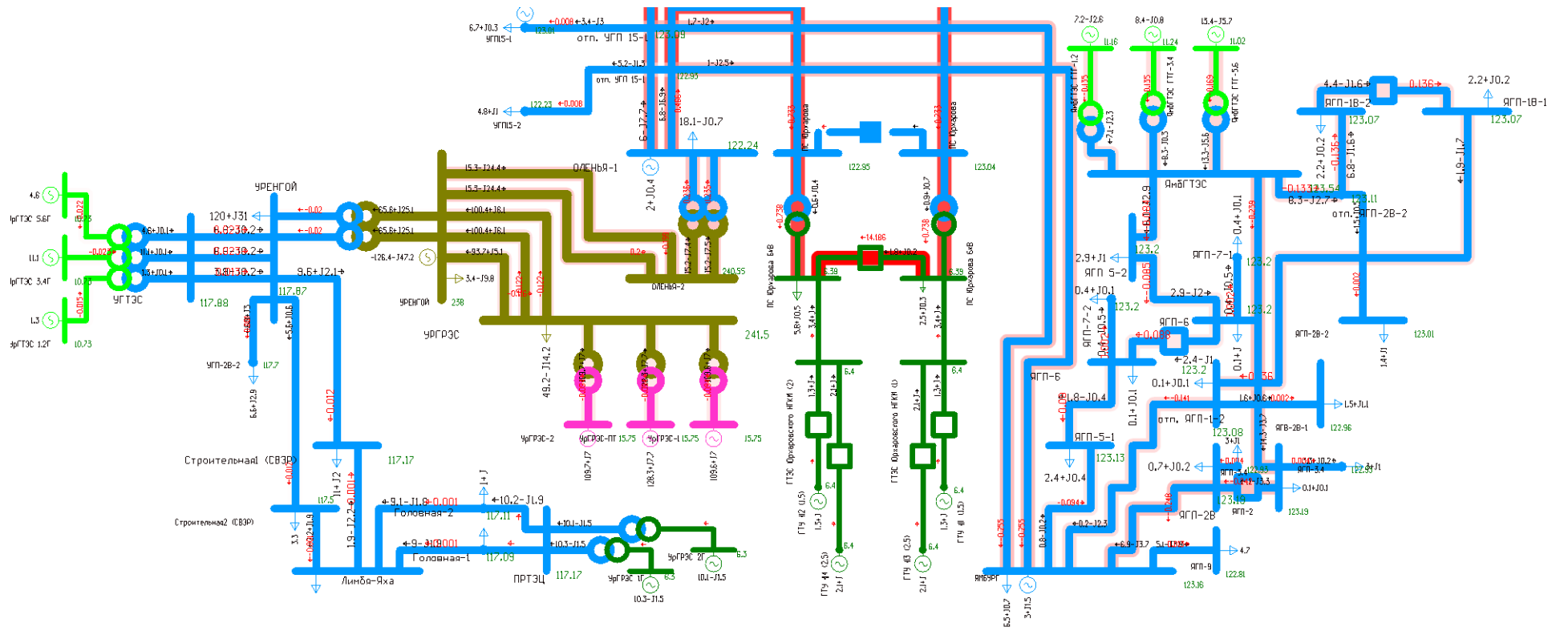


Рисунок В.7 – Результат расчета токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Юрхарова и ГТЭС Юрхаровского НГКМ (8 МВт). Трехфазное короткое замыкание в узле 4 (на стороне 6 кВ)

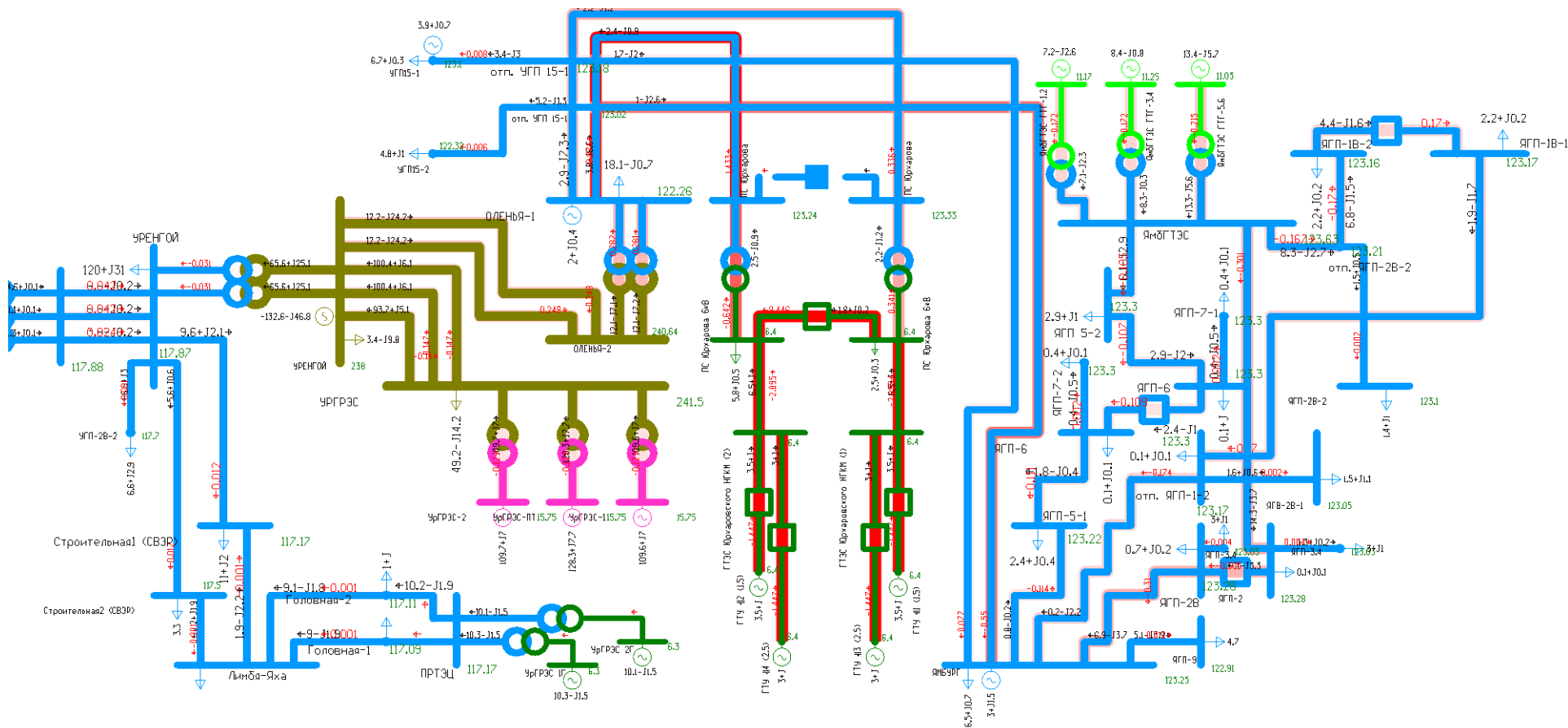


Рисунок В.8 – Результат расчета токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Юрхарова и ГТЭС Юрхаровского НГКМ (15 МВт). Трехфазное короткое замыкание в узле 2 (на стороне 110 кВ)

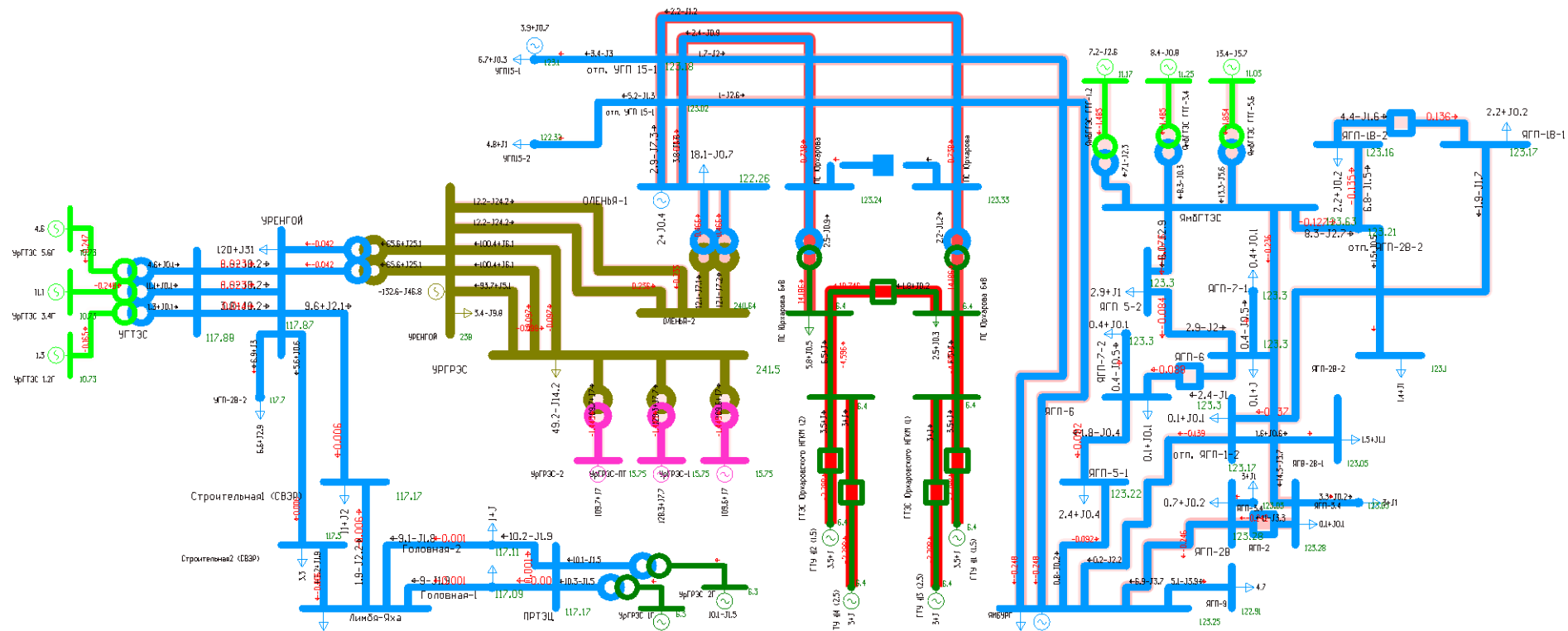


Рисунок В.9 – Результат расчета токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Юрхарова и ГТЭС Юрхаровского НГКМ (15 МВт). Трехфазное короткое замыкание в узле 4 (на стороне 6 кВ)

Приложение Г

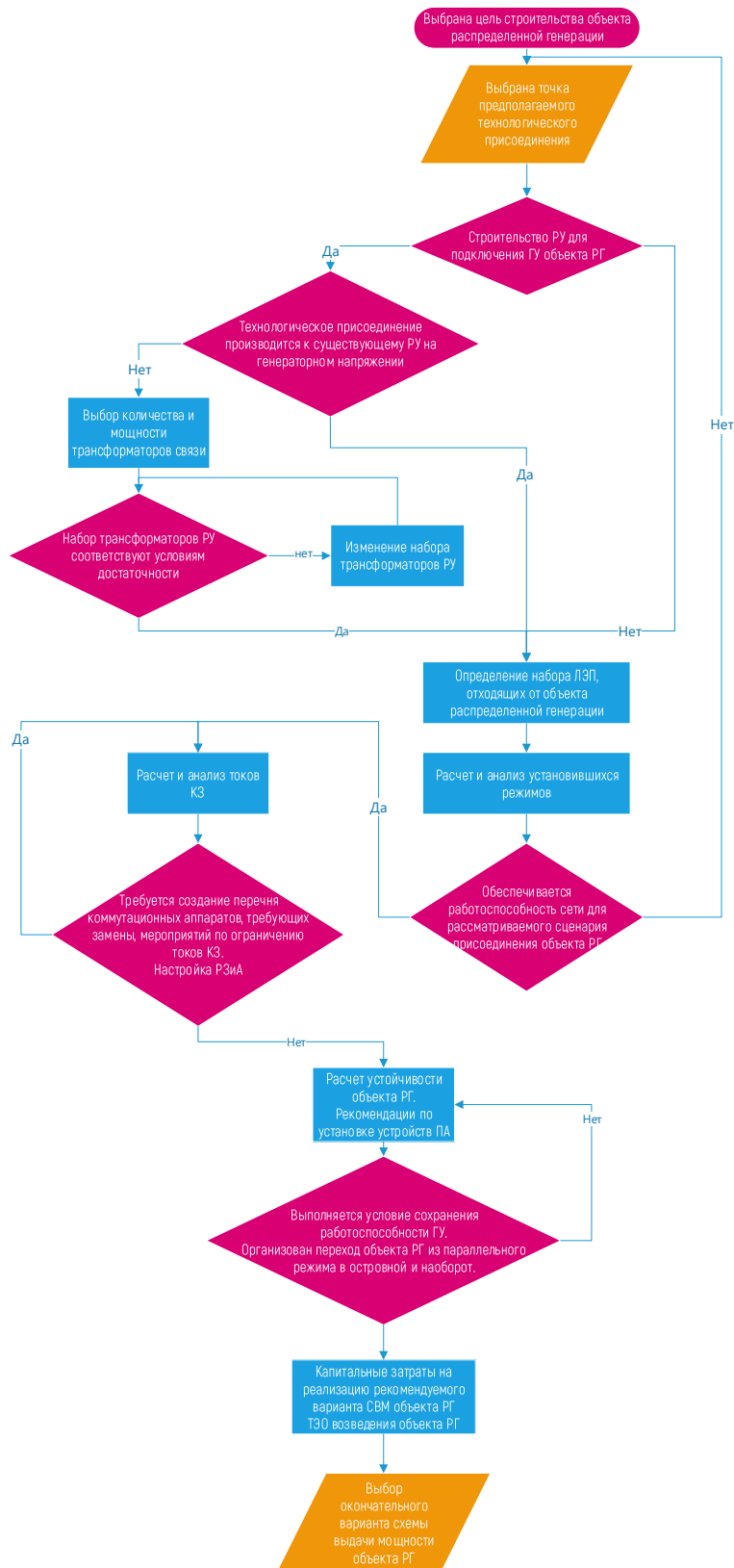


Рисунок Г.1 – Блок-схема процесса применения Проекта методических рекомендаций для определения предварительной схемы выдачи мощности объекта РГ