

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем

(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ
«Центральная» по причине увеличения присоединенной мощности на стороне
6 кВ»

Студент

Джафаров Заур Рауф оглы

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« » 2018 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« » 2018 г.

Тольятти 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1 Анализ главной электрической схемы подстанции и основного электрооборудования.....	7
1.1 Краткая характеристика объекта реконструкции.....	7
1.2 Анализ существующей схемы распределительного устройства высокого напряжения ОРУ-110 кВ подстанции «Центральная».....	9
1.3 Анализ существующей схемы распределительного устройства низкого напряжения 6 кВ подстанции «Центральная».....	11
1.4 Анализ существующего оборудования ОРУ-110 кВ подстанции «Центральная».....	12
1.5 Анализ существующего оборудования распределительного устройства низкого напряжения 6 кВ подстанции «Центральная».....	21
1.6 Выводы по первой главе.....	22
2 Разработка и научное обоснование мер, принятых для реконструкции электрической части подстанции «Центральная».....	23
2.1 Выбор силовых трансформаторов подстанции «Центральная».....	27
2.2 Расчет токов короткого замыкания на подстанции «Центральная».....	40
2.3 Выбор и обоснование электрической схемы подстанции «Центральная».....	47
2.4 Выбор основного оборудования подстанции «Центральная».....	49
2.5 Система оперативного тока подстанции «Центральная».....	86
2.6 Собственные нужды подстанции «Центральная».....	86
2.7 Выводы по второй главе.....	87
3 Расчет показателей структурной надежности подстанции «Центральная» до и после реконструкции.....	89
3.1 Основные понятия теории надежности.....	89

3.2 Анализ существующих методов расчета показателей структурной надежности систем электроснабжения.....	95
3.3 Описание метода пространства состояний с использованием модели Маркова.....	97
3.4 Расчет показателей структурной надежности системы электроснабжения подстанции «Центральная».....	98
3.5 Выводы по третьей главе.....	113
Заключение.....	114
Список используемых источников.....	116

ВВЕДЕНИЕ

Основой надежного функционирования экономики Российской Федерации и гарантом обеспечения нормальной жизни людей является электроэнергетика. Для поддержания сбалансированности экономики страны и удовлетворения постоянно растущего спроса на электрическую энергию - необходимо форсированное развитие электроэнергетической отрасли страны. В силу масштабности электроэнергетики в Российской Федерации, не всегда удается поддерживать необходимые темпы ее развития.

Число понизительных подстанций 35-220 кВ, находящихся на балансе ПАО «МРСК Волги» по состоянию на 01.01.2018 г. – 1695 шт. 47,79%, или 810 шт. подстанций из обозначенного числа – подстанции напряжением 110 кВ, суммарная номинальная мощность которых составляет 22,7353 ГВА. Подавляющее число подстанций 110 кВ были введены в эксплуатацию в 60-х, 80-х годах прошлого века.

Согласно данным ПАО «МРСК Волги» [61], 63 % электрооборудования подстанций напряжением 35-220 кВ работает сверх номинального срока службы, установленного заводами-изготовителями (в среднем 25-30 лет). 75 % от электрооборудования, работающего сверх номинального срока службы, относится к подстанциям только 110 кВ.

Электрооборудование, находящееся в эксплуатации на подстанциях, по техническому уровню соответствует электрооборудованию, которое эксплуатировалось развитыми странами более 25 лет назад.

Оснащенность релейной защиты и автоматики подстанций на микропроцессорной и микроэлектронной базе составляет всего лишь 21%, т.е. 79% подстанций до сих пор работают на электромеханических реле [61].

Одной из главных причин роста числа электрооборудования со сверхнормативным сроком службы стало значительное сокращение, вследствие объективных экономических условий в 1990 годы, темпов реконструкций и

технических перевооружений. В результате данное обстоятельство привело к заметному устареванию парка электрооборудования.

Доля аварий и технологических нарушений, в электроэнергетике, из-за устаревания электрооборудования, на начало 2016 года составляет 24%.

Значительность существующих проблем, обозначенных на примере подстанций ПАО «МРСК Волги», видна невооруженным глазом. В сложившейся ситуации необходимо осуществлять непрерывный контроль над состоянием электрооборудования и над его работоспособностью. В параллель с непрерывным мониторингом ситуации, также необходимо наращивать объемы технических перевооружений и реконструкций.

Технические перевооружения и реконструкции в условиях усложнения нагрузки и увеличения числа ответственных потребителей, требуют принятия адекватных схемных решений и адекватных решений по выбору электрооборудования подстанции.

Электрооборудование, в условиях быстроразвивающихся технологий, необходимо выбирать с учетом перспективных концепций построения подстанций будущего – «цифровых подстанций». Проводимые, на данный момент, пилотные тестирования «цифровых подстанций», в будущем дадут импульс массовому внедрению цифровых технологий на подстанциях. Своевременно подготовленная элементная база (технологичное электрооборудование) позволит сооружать «цифровые подстанции» ускоренными темпами без потери качества.

Адекватно оценить принятые решения можно с помощью проведения оценки структурной надежности схем подстанций, которая учитывает показатели надежности каждого электрооборудования и их взаимное схемное соединение.

Соответственно, объектом выпускной квалификационной работы, в рамках которой будут решаться вопросы по техническому перевооружению и реконструкции, с учетом перспективы развития цифровых технологий на

объектах электроэнергетики, является подстанция «Центральная» 110/6 кВ, филиала ПАО «МРСК Волги» - Мордовэнерго.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение надежности электроснабжения и увеличение пропускной способности подстанции.

В соответствие со сформулированной целью выпускной квалификационной работы к решению поставлены следующие задачи:

- анализ главной электрической схемы подстанции и основного электрооборудования;
- разработка и научное обоснование мер, принятых для реконструкции электрической части подстанции «Центральная»;
- расчет показателей структурной надежности подстанции «Центральная» до и после реконструкции.

1 Анализ главной электрической схемы подстанции и основного электрооборудования

1.1 Краткая характеристика объекта реконструкции

В административном отношении подстанция «Центральная» 110/6 кВ находится по адресу: Республика Мордовия, г. Саранск, район Ленинский, ул. Республиканская 1А (рисунок 1.1), в 20 м от дороги Саранск-Рузаевка, в 70 м от железной дороги «Куйбышевская». Город Саранск расположен в восточной части Республики Мордовия и в 642 км к юго-востоку от Москвы. Подстанция принадлежит к зоне обслуживания филиала ПАО «МРСК Волги» - «Мордовэнерго», Саранское производственное отделение.

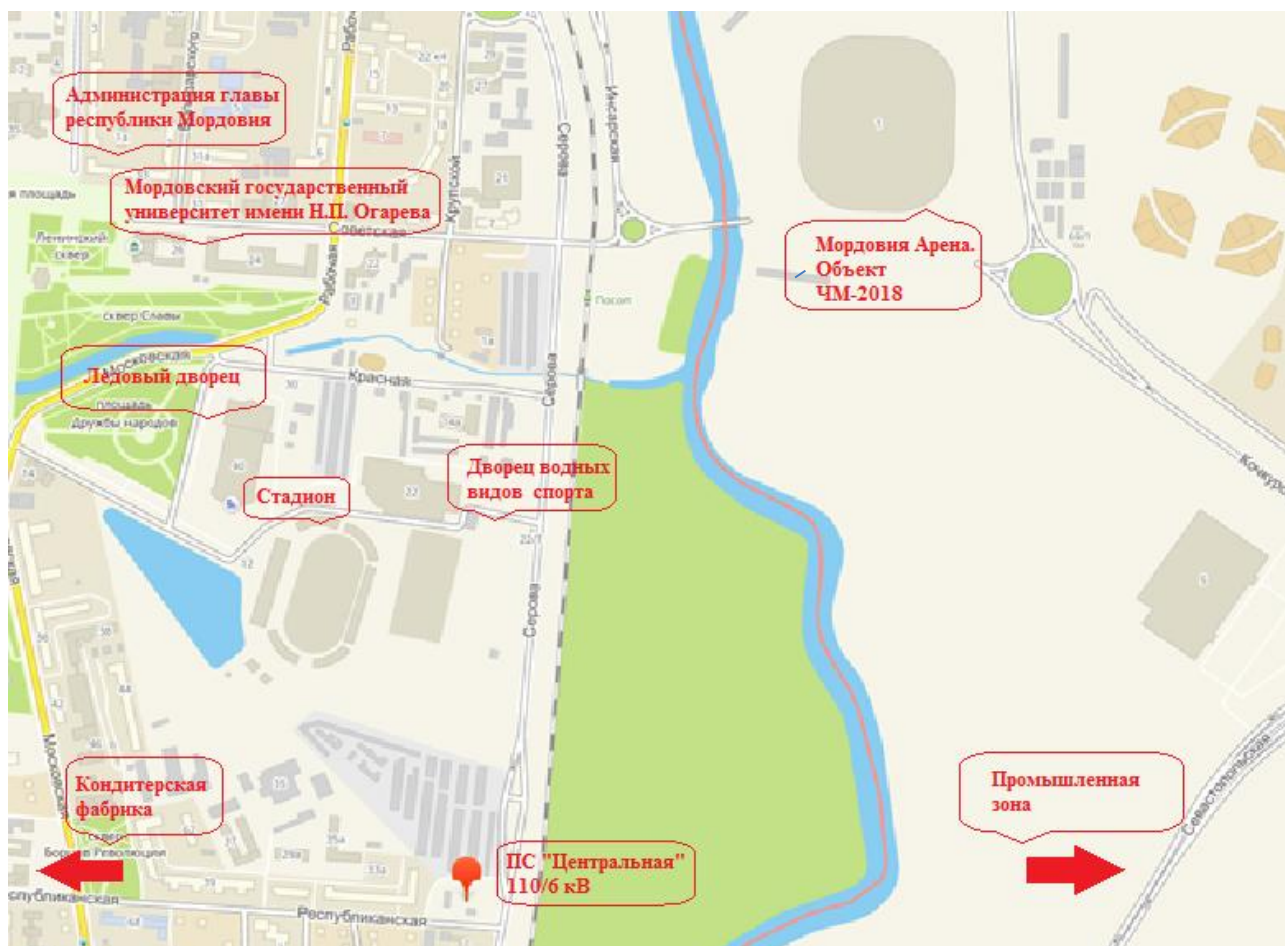


Рисунок 1.1 – Местоположение подстанции «Центральная»

Подстанция «Центральная» 110/6 кВ была введена в эксплуатацию в 1971 г. Площадь подстанции в пределах ограды составляет 2676 м².

По своему функциональному назначению подстанция «Центральная» 110/6 кВ является объектом производственного назначения, осуществляющим прием, преобразование, распределение, передачу электроэнергии, с достаточной степенью надежности и уровнем качества электроэнергии, и представляет собой совокупность силового, коммутационного, измерительного оборудования, объединенного электрической схемой.

Подстанция «Центральная» 110/6 кВ по способу присоединения к сети является тупиковой подстанцией и снабжается электроэнергией от двух воздушных линий напряжением 110 кВ: ВЛ-110 кВ «Восточная – Центральная 1» и ВЛ-110 кВ «Восточная – Центральная 2» с отпайкой на ПС «Рабочая».

Электрическая нагрузка потребителей электроэнергии относится к городской местности, что обуславливает первую, вторую и третью категорию по надежности электроснабжения. Характер нагрузки – коммунально-бытовые, промышленные потребители.

Основные характеристики реконструируемого объекта представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основные характеристики реконструируемого объекта

Показатель	Значение
Номинальное напряжение, ВН/НН	110 кВ / 6 кВ
Конструктивное исполнение подстанции и распределительного устройства	РУ 110 кВ – открытое; по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с отделителями и короткозамкательными и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [65, 68]. РУ 6 кВ – закрытое; комплектное с коридором обслуживания (КРУН), по типовой схеме № 10(6)-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин» [65, 68].
Количество и мощность силовых трансформаторов	2x10 МВА ТДН-10000 / 110 / 6
Вид ввода	РУ 110 кВ – воздушный; РУ 6 кВ – ввод воздушный; отходящие фидеры выполнены кабельными линиями
Количество линий подключаемых к подстанции по каждому РУ	РУ 110 кВ – 2 воздушных линии; РУ-6 кВ – 10 кабельных линий
Вид обслуживания	Без постоянного обслуживающего персонала

Климатические и геофизические условия на площадке подстанции:

- ветровой район по давлению - II;
- абсолютная минимальная температура воздуха -44°C ;
- самой холодной пятидневки -30°C ;
- абсолютная максимальная температура воздуха $+39^{\circ}\text{C}$;
- средняя максимальная температура наиболее теплого месяца $+24,9^{\circ}\text{C}$;
- район по гололеду - III;
- толщина стенки гололеда 1 раз в 25 лет - 20 мм;
- вес снежного покрова – III район;
- количество грозových часов на протяжении года – до 60 часов;
- атмосферная загрязненность – II степень.

1.2 Анализ существующей схемы распределительного устройства высокого напряжения ОРУ-110 кВ подстанции «Центральная»

На подстанции «Центральная» 110/6 кВ выполнена главная электрическая схема с отделителями и короткозамыкателями в цепях трансформаторов, и неавтоматической перемычкой со стороны линий [100]. Данная схема типична для большинства тупиковых подстанций, которые были построены во 2-ой половине 20-го века.

«В целях обеспечения высокого темпа электрификации в начале 1960-ых годов, минимум на последующие 15 лет, без снижения надежности электроснабжения, в соответствии с программой развития электроэнергетики, намеченной 22 съездом КПСС, было решено осуществлять массовое строительство подстанций без выключателей на стороне высокого напряжения» [25, с. 3].

«Значительное уменьшение капитальных затрат на сооружение подстанций, ввиду отсутствия высоковольтного выключателя в схеме (как следствие, не требуются дальнейшие затраты, связанные с обслуживанием выключателя и проведением ремонтов, ревизий), упрощение схем релейной

защиты и автоматики, а также ускорение монтажа подстанции являются основными достоинствами схемы, что привело к массовому сооружению подстанций с применением таких схем» [36, с. 334].

Однако, во время массового сооружения схем распределительных устройств без выключателей на стороне высокого напряжения, не учитывали определенные недостатки, которыми данная схема обладала:

1 Вовлечение в зону аварии (при включении короткозамыкателя) значительного числа подстанций, что усложняет работу релейной защиты и автоматики, а также создает опасность повреждения высоковольтного оборудования подстанций. Соответственно обеспечение надежности электроснабжения значительно затрудняется [26, с. 198];

2 Наличие риска увеличения времени воздействия токов короткого замыкания (достаточно несколько периодов), которое может привести к необходимости замены всего магнитопровода и обмоток силового трансформатора [26, с. 200];

3 Разрушительное воздействие токов короткого замыкания на терминалы микропроцессорной аппаратуры устройств релейной защиты и автоматики. Данный пункт имеет особое значение, т.к. вся релейная защита и автоматика, и не только (АИИСКУЭ, ССПИ, СМПП и т.п.), на реконструируемых и вновь сооружаемых объектах, выполняется на микропроцессорных терминалах;

4 В случае отказа выключателя на главной подстанции электродинамические силы, создаваемые током короткого замыкания, и его термическое воздействие могут привести к существенному сокращению ресурса изоляции (ухудшение изоляционных свойств) оборудования, установленного на подстанции, вплоть до повреждения изоляции и пробоя;

5 Несовершенство конструкции отделителей и короткозамыкателей:

- недостаточное усилие разрыва контактов, особенно в зимний период;
- работа на открытом воздухе и как следствие окисление контактов, а также перекрытие изоляторов из-за их загрязнения;
- отгорание контактов;

- поломка изоляционных тяг у короткозамыкателей 110 кВ;
- нечеткая работа защиты при малых токах замыкания.

Подстанции с отделителями и короткозамыкателями устарели морально и физически, и не удовлетворяют современным требованиям надежности электроснабжения.

В соответствии с СТО 56947007-29.240.10.028-2009, п. 3.2 «применение отделителей и короткозамыкателей не допускается для распределительных устройств 110-220 кВ» [60].

Положением ПАО «Россети» «о единой технической политике в электросетевом комплексе», утвержденным решением Совета директоров ПАО «МРСК Волги» от 06.04.2017 г., п.39.39 «введен запрет на применение схем первичных соединений подстанций 35-220 кВ с отделителями и короткозамыкателями [61].

1.3 Анализ существующей схемы распределительного устройства низкого напряжения 6 кВ подстанции «Центральная»

На подстанции «Центральная» 110/6 кВ на напряжении 6 кВ выполнена схема № 10(6)-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин», которая применяется при установке двух трансформаторов на подстанции, каждый из которых присоединяется к одной секции системы шин» [43, с. 34].

Данная схема распределительного устройства низкого напряжения подстанции является наиболее распространенной на начальном этапе развития сетей. Схема широко применялась «в период строительства электрических сетей высокими темпами, на этапе «электрификации вширь» (1960-1985 гг.) в основном на подстанциях 110/6(10) кВ» [44].

«Основные достоинства, которыми обладает схема:

- простота, наглядность;
- однотипность операций (максимальное снижение риска неправильных действий персонала);

- экономичность;
- достаточно высокая надежность, обуславливаемая наличием секционирования, что позволяет сохранить питание при аварии на одной из секции (резервирование)» [36].

«Схема, обладая рядом достоинств, также обладает и некоторыми недостатками:

- повреждение и последующий ремонт одной из секций шин влечет за собой исключение резерва для потребителей, питающихся с обеих секций, а для незарезервированных потребителей отключение продлится все время ремонта;

- авария на секционном выключателе или его отказ при возникновении короткого замыкания на одной из секций шин приведет к отключению обоих источников питания» [36].

Применение данной схемы оправдано при небольшом числе присоединений – около 5-7. При значительном развитии региона, в котором расположена подстанция и, соответственно, прогнозом увеличении числа присоединяемых потребителей, схема в скором времени исчерпает свои возможности и дальнейшее ее применение будет недопустимо. Для обеспечения требуемой пропускной способности и надежности необходимо увеличение числа секций.

1.4 Анализ существующего оборудования ОРУ-110 кВ подстанции «Центральная»

«Наращение объема износа оборудования и отсутствие возможности его восстановления вводит энергетику в зону повышенного риска, технологических отказов и аварий не только оборудования, но и систем автоматического регулирования, релейной защиты и противоаварийного управления» [49,52,57].

Существует несколько видов износа:

- физический износ;

- функциональный износ, который подразделяется на моральный (первого рода – удешевление изготовления составляющих его деталей, и второго рода – возникновение новой технологии) и технологический;

- экономический износ (потеря стоимости в силу различных экономических факторов);

- механический износ;

- электрический износ (потеря уникальных свойств и качеств).

Оборудованию, установленному на подстанции «Центральная» 110/6 кВ, присущи все виды износа, перечисленные выше.

«В электроэнергетики также существует ряд искусственно создаваемых проблем в области износа электрооборудования, которые дополняют уже имеющиеся естественные:

- ошибочность долгосрочных прогнозов развития (массовое строительство подстанции в период с 1960 по 1980 гг. предполагало работу оборудования с расчетом 25-30 лет и, соответственно, замену отработавшего свой нормативный срок оборудования на новое, но из-за особой политической ситуация в стране, значительно сократились объемы финансирования и приостановились новые строительства);

- неинтенсивный демонтаж и списание износившегося электрооборудования, на сегодняшний день, ведущий к еще большему устареванию парка электрооборудования подстанций;

- увеличение затрат на ремонт и поддержание в надлежащем техническом состоянии износившегося электрооборудования;

- существенное увеличение цен на новое электрооборудование (включая транспортные расходы);

- недостаточное количество амортизационных отчислений, ведущее к опережению темпов старения электрооборудования над количеством амортизационных отчислений, направляемых на воспроизводство основных фондов;

- значительное увеличение потребления электроэнергии год от года (что может привести к дефициту электроэнергии)» [49].

Проблема изношенного электрооборудования характерна не только для электроэнергетики России, но и для мировой энергетики в целом, потому что невозможно технически и экономически ликвидировать всё имеющееся изношенное электрооборудование в силу значительности объемов и, следующей за ней нецелесообразности.

Электрооборудование в зависимости от степени изношенности можно условно разделить на две группы:

- электрооборудование, функционирующее в пределах нормативного срока службы;
- электрооборудование, функционирующее за пределами нормативного срока службы.

Главной проблемой для второй группы является то, что электрооборудование эксплуатируется вынужденно, несмотря на нормативно-техническую документацию, согласно которой эксплуатация должна быть прекращена. Дальнейшая эксплуатация изношенного электрооборудования возможна только благодаря наличию некоторого запаса прочности, позволяющему электрооборудованию продолжать выполнять свои функции. Но нельзя полагаться на запас прочности, т.к. он вводит неопределенность в оценку изношенности электрооборудования, что не позволяет хотя бы примерно спрогнозировать дальнейший срок эксплуатации.

Решения выше обозначенных проблем можно добиться тремя способами:

1. Техническое перевооружение и реконструкция с заменой износившегося оборудования на высокоэффективное новое электрооборудование, которое вобрало в себя все современные технологии;

2. Техническое перевооружение и реконструкция с заменой износившегося оборудования на новое – аналогичное;

3. Техническое обслуживание и ремонт износившегося электрооборудования (продление срока службы износившегося электрооборудования).

В рамках настоящей магистерской диссертации не будет рассматриваться третий способ решения проблемы.

1.4.1 Ведомость основного оборудования 110 кВ, установленного на подстанции «Центральная»

Открытое распределительное устройство 110 кВ подстанции «Центральная» состоит из следующего основного оборудования:

- отделители ОД-110 кВ с приводом ПРВ-1У1 – 2шт.;
- короткозамыкатели КЗ-110 кВ с приводом ПРК-1У1 – 2шт.;
- разъединители РДЗ-1; РДЗ-2 110 кВ – по 2шт.;
- разрядники вентильные РВС-110 кВ – 6шт.;
- масляные трансформаторы тока ТФМ-110 кВ и каскадные трансформаторы напряжения НКФ-110-57 110 кВ;
- силовые трансформаторы ТДН-10000/110/6 кВ– 2шт.

1.4.2 Отделители ОД-110 кВ и короткозамыкатели КЗ-110 кВ

«Отделитель – это электрический аппарат, предназначенный для автоматического включения или отключения обесточенных цепей» [30, с. 260].

«Короткозамыкатель – это электрический аппарат, предназначенный для создания искусственного, преднамеренного короткого замыкания в электрической сети» [30, с. 260].

Основные достоинства отделителей с короткозамыкателями заключались в простоте их конструкции и дешевизне. Высоковольтные выключатели были конструктивно сложны, массивны, габаритны, требовали наличия маслохозяйства или пневматического хозяйства и, следовательно, были дорогостоящими во всем: закупка, содержание, технический ремонт и

обслуживание, все это требовало значительных денежных вложений и затрат времени.

Основные недостатки отделителей и короткозамыкателей:

- опытные данные эксплуатации отделителей и короткозамыкателей свидетельствуют о отказах в работе при неблагоприятных условиях погоды, таких как: мороз; мокрый снегопад с заморозками, что является одной из основных причин запрета их использования сетевыми компаниями;

- в силу конструктивных особенностей (недоработки конструкции) в практике эксплуатации также наблюдались случаи отказа в работе, что также является одной из основных причин запрета их использования сетевыми компаниями;

- «допустимое количество включений на короткое замыкание без смены контактов – не менее пяти, из них не менее трёх на предельную допустимую амплитуду тока короткого замыкания» [18, с. 58]. Любой современный высоковольтный выключатель выдерживает гораздо больше отключений токов короткого замыкания.

1.4.3 Разъединители РДЗ-1; РДЗ-2 110 кВ

«Разъединитель – это электрический аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва в цепях при выводе оборудования в ремонт, а также для снятия напряжения с обесточенных частей элементов электроустановки» [30, с. 257].

Разъединители за все время эксплуатации в значительной степени изнашивались и устарели морально. Современные выпускаемые аналоги технически намного совершеннее.

Основные недостатки существующих разъединителей:

- низкое, по сравнению с современными аналогами, значение испытательного напряжения грозового импульса;

- конструктивное устаревание: необходимость смазки шарикоподшипников основания поворотных колонок; низкая жесткость

цоколя; повышенный коэффициент трения тяг и валов; ступенчатая регулировка наклона поворотного основания; высокий момент поворота рукоятки привода при оперировании;

- максимальная толщина корки гололеда, при которой возможно оперировать разъединителем – до 10мм, тогда как у современных – до 20 мм;

- повышенная подверженность металлоконструкций разъединителя ржавлению (современное решение стойкое антикоррозионное покрытие горячим цинком).

1.4.4 Разрядники вентильные РВС-110 кВ

Разрядники типа РВС (разрядник вентильный стационарный) активно эксплуатируются со времен СССР. Средний срок службы разрядников 25-30 лет. В настоящее время вентильные разрядники устарели морально и значительно износились физически. Ввиду ряда недостатков вентильные разрядники заменяются ограничителями перенапряжений [63].

«Основные недостатки разрядников РВС-110 кВ:

- повышенная гигроскопичность (невлагостойкость) вилитовых дисков вентильных разрядников вызывает необходимость размещать все элементы разрядников в герметично закрытых фарфоровых крышках. При попадании влаги, вилитовые диски теряют свои нелинейные свойства (особенность вилита);

- длительное протекание тока промышленной частоты (сопровождающего тока) вызывает недопустимой нагрев вилитового диска и выход из строя вентильного разрядника;

- надежная работа вентильного разрядника обеспечивается только при качественном заземлении нижнего фланца, что не всегда обеспечивается монтажными организациями;

- грязь на поверхности, ржавчина на головках болтов и гайках фланцевых соединений могут привести к перекрытию вентильного разрядника при

номинальном напряжении (из-за искажения распределения напряжения вокруг разрядника и появления треков, или дорожек, которые проводят ток);

- опытные данные эксплуатации вентильных разрядников выявили следующие их возможные конструктивные недостатки: разрывы в цепи шунтирующих резисторов, увлажнение дисков резисторов;

- необходимость в периодическом обслуживании на протяжении всего срока службы;

- ограниченный коммутационный ресурс, т.е. невозможность многократного прохождения импульсов тока, вследствие особенностей материала последовательного резистора – карборунд (зерна карборунда разрушаются);

- значительные габариты и вес» [45, 48,89].

В соответствии с положением ПАО «Россети» «о единой технической политике в электросетевом комплексе», утвержденным решением Совета директоров ПАО «МРСК Волги» от 06.04.2017 г., п.39.32 «введен запрет на применение вентильных разрядников при новом строительстве и реконструкции» [61].

1.4.5 Трансформаторы тока ТФМ-110 кВ

«Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значения, наиболее удобного для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения» [36, с. 285].

ТФМ – трансформатор тока в фарфоровом корпусе масляный (трансформаторное масло – изолирующая среда). Масло горючая, взрывоопасная среда от которой по мере развития технологий стараются отойти, делая выбор в пользу элегаза или технологичных оптико-электронных трансформаторов тока.

Основные недостатки масляных трансформаторов тока ТФМ-110 кВ:

- значительное ухудшение изоляционных свойств трансформаторного масла при увлажнении (при контакте с воздухом вследствие разгерметизации);
- значительные затраты на технический ремонт и обслуживание;
- взрывоопасность в связи с наличием масляной изоляционной среды;
- пожароопасность в связи с наличием масляной изоляционной среды;
- значительные затраты на извлечение и утилизацию масла при окончании срока службы;
- несоответствие классу точности из-за износа оборудования.

Несоответствие перспективным требованиям сооружения цифровых подстанций, в дальнейшем, является еще одной причиной замены масляных трансформаторов тока, т.к. их невозможно будет внедрить в систему цифровых измерений, поддерживающих цифровой обмен данными.

1.4.6 Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 110 кВ

«Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения» [36, с. 293].

Трансформаторы напряжения, используемые на подстанции марки НКФ-110-57. НКФ – это каскадный, маслонаполненный однофазный трансформатор напряжения.

Основные недостатки каскадных масляных трансформаторов напряжения НКФ-110-57 110 кВ:

- при операциях с силовой коммутационной аппаратурой и по другим причинам, вызывающим перенапряжения в сети, возможно возникновение явления феррорезонанса в трансформаторе напряжения;
- взрыво- и пожароопасность масляной изоляционной среды;
- значительная масса трансформатора напряжения ввиду наличия трансформаторного масла;

- недостаточная герметичность корпуса трансформатора напряжения, что может стать причиной течи масла.

Несоответствие перспективным требованиям сооружения цифровых подстанций, в дальнейшем, является еще одной причиной замены масляных трансформаторов напряжения, т.к. их невозможно будет внедрить в систему цифровых измерений, поддерживающих цифровой обмен данными.

1.4.7 Силовой трансформатор 110/6 кВ

Существующие силовые трансформаторы на подстанции «Центральная» 110/6 кВ – ТДН-10000/110/6 кВ. ТДН – трехфазный трансформатор с системой охлаждения Д - естественная циркуляция масла и дутье, с переключающим устройством РПН. Трансформатор введен в эксплуатацию в 1971г., при среднем сроке службы трансформаторов 25-30 лет - 45 лет находится за границами среднего возраста силового трансформатора.

Основные причины, по которым силовые трансформаторы ТДН-10000/110/6 кВ на ПС «Центральная» 110/6 кВ необходимо заменить [95,98]:

- старение изоляции между листами магнитопровода и между стягивающими их болтами (межлистовое замыкание может вызвать пожар стали, ухудшение диэлектрических свойств масла);

- старение изоляции обмоток (витковое замыкание вызывает значительное увеличение токов, проходящих по обмоткам);

- старение главной изоляции трансформатора (пробой изоляции обмотки ВН трансформатора относительно магнитопровода или обмотки НН, что вызовет короткое замыкание);

- старение трансформаторного масла (ухудшение диэлектрических свойств масла ведет к выходу из строя силового трансформатора);

- ослабление герметизирующих уплотнений, между баком и крышкой или между крышкой и изоляторами (течь масла приведет к увлажнению и значительному ухудшению изоляции силового трансформатора);

- ослабление прессовки магнитопровода;

- значительное ухудшение конвекционного процесса охлаждения трансформатора маслом (понижение масляного потока, вызванное засорением каналов системы охлаждения);

- частый перегрев силового трансформатора, ухудшающий изоляцию (вызван наличием систематических перегрузок вследствие увеличения нагрузки подстанции);

- износ контактной системы устройства РПН.

В Мордовском РДУ наблюдается устойчивый рост потребления электрической энергии в связи с развитием промышленности в регионе и активной подготовкой к чемпионату мира по футболу в 2018 г. (ОАО «Мордовцемент»). Соответственно в планах активная застройка гостиничной инфраструктуры. Также намечена реализация иных новых спортивных объектов. Все это в совокупности требует значительных мощностей, которые можно будет обеспечить техническим перевооружением и реконструкцией существующих подстанций. В частности, на подстанции «Центральная» 110/6 кВ необходима реконструкция с заменой силового трансформатора на более мощный [54].

1.5 Анализ существующего оборудования распределительного устройства низкого напряжения 6 кВ подстанции «Центральная»

Распределение электроэнергии выполняется комплектным распределительным устройством низкого напряжения 6 кВ типа К-47.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) типа К-47 устарело технически и морально. Выпускаемые на данный момент КРУ обладают улучшенными параметрами и новейшим техническим оборудованием.

Основные недостатки КРУ типа К-47:

- оборудование, используемое в ячейках КРУ типа К-47, технически устарело (маломасляные выключатели);

- номинальные параметры оборудования ячеек КРУ типа К-47 не соответствуют требуемым перспективным (несоответствие по номинальным токам, по отключающей способности токов короткого замыкания);
- релейная защита реализована с использованием механических реле, которые менее надежны микропроцессорных устройств;
- электрооборудование ячеек изношено.

1.6 Выводы по первой главе

Произведен анализ существующей схемы РУ-110 кВ и РУ-6 кВ подстанции «Центральная», первичного электрооборудования. Выяснено, что существующие схемы РУ-110 кВ и РУ-6 кВ требуют модернизации, а основное электрооборудование 110 кВ и 6 кВ требует замены в силу устаревания, значительного увеличения нагрузок подстанции и необходимости повышения надежности электроснабжения. На основании анализа сделан вывод о необходимости реконструкции подстанции «Центральная».

2 Разработка и научное обоснование мер, принятых для реконструкции электрической части подстанции «Центральная»

Социально-экономическая политика Республики Мордовия предусматривает увеличение инвестиций в развитие инфраструктуры электроэнергетики, в частности в развитие инфраструктуры электроэнергетики в рамках подготовки к чемпионату мира по футболу 2018 года [2]. Производится строительство дорог, футбольного стадиона «Мордовия-Арена», реконструкция пассажирского терминала аэропорта г. Саранск, реконструкция взлетно-посадочной полосы аэропорта г. Саранск и многих других объектов.

С 2016 г. в Республике Мордовия наблюдается устойчивый рост промышленного производства: производства электрооборудования, железнодорожного машиностроения, промышленности строительных материалов, промышленности пищевых продуктов, химического производства, деревообрабатывающего производства. Также наблюдается рост внешней торговли Республики Мордовия в области экспорта промышленных товаров, это свидетельствует о востребованности промышленных производств Республики Мордовия. Рост внешнеторгового оборота за 2016 год, в сравнении с 2015 г., составил 143,9% [2].

С 2015 г. в Республике Мордовия наблюдается рост в потреблении электроэнергии, так к 2016 г. темпы роста составили 0,3%. Темпы роста максимума нагрузки составили 3,5% по сравнению с 2015 г.

Прогнозные темпы роста потребления электроэнергии и мощности составляют 3,5 % в период с 2017 г. по 2022 г.

В условиях роста потребляемой электроэнергии и увеличения мощностей, повышаются требования к надежности функционирования электрооборудования, для обеспечения непрерывного электроснабжения. Число отказов, выводов в ремонт должно сводиться к минимуму (идеальный случай - полное отсутствие отказов).

Согласно данным, представленным в [2], продолжительность эксплуатации трансформаторного парка, а также парка основного электрооборудования 110 кВ Саранского производственного отделения, по состоянию на 01.01.2016 г., составляет: 56,61% - до 25 лет, 8,32% - 25-29 лет, 33,08% - 30-39 лет, 1,99% - более 40 лет [2].

Простой реконструкции с заменой основного оборудования на аналогичное большей мощности в данном случае будет недостаточно. Необходимо произвести «интеллектуальную» замену оборудования, закладывая этим фундамент для сооружения подстанций нового поколения – цифровых подстанций.

Тенденция сооружения цифровых подстанций наметилась более 15 лет назад и на данный момент активно развивается, в частности активное внедрение цифровых подстанций ведется ПАО «Россети» [84]. Также в 2010 году ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» начало производить работы по созданию испытательного полигона цифровой подстанции.

«Цифровая подстанция – это любое распределительное устройство, в котором применено максимальное число «цифровых технологий», известных в мире на данном этапе развития техники и технологий, и обеспечивается доступ к информации, ее передача и обработка в полностью цифровом виде» [86].

Сооружение цифровых подстанций позволит снизить до необходимого минимума количество вынужденных реконструкций или модернизаций, связанных со старением оборудования, ввиду технической возможности производить ремонт или замену только в тот момент, когда это действительно необходимо, иными словами не вмешиваться в работу оборудования до наступления первых признаков неисправности, т.е. по состоянию. Такой точности можно добиться используя современные датчики, регистрирующие необходимые параметры и программные комплексы, которые осуществляют расчет по специальным методикам и прогнозируют состояние оборудования с высокой точностью [87].

Но не все оборудование подстанции можно отнести к так называемому «цифровому». Часть первичного оборудования подстанций, такого как силовые трансформаторы, коммутационные аппараты, ограничители перенапряжений так никогда и не станут «оцифрованными», можно лишь реализовать цифровой обмен информацией с таким оборудованием [86]. Оцифровке, в плане оборудования, поддаются лишь некоторые процессы ими реализуемые – измерение токов и напряжений, передача сигналов [86].

Основные преимущества цифровых подстанций:

- использование единой коммуникационной сети, обладающей повышенной надежностью, за счет защищенных цифровых технологий, и обеспечивающей доступ ко всей информации на цифровой подстанции посредством единства выполнения коммуникационных стандартов (унификация протоколов передачи информации) для любого вида оборудования;

- отсутствие электромагнитных трансформаторов тока и напряжения, и, соответственно, исключение проблем, связанных с их эксплуатацией (например: феррорезонанс в трансформаторе напряжения, насыщение трансформатора тока), а также обеспечение полной безопасности для жизни человека;

- значительное уменьшение или полный отказ от прокладки традиционных кабелей, с заменой их на волоконно-оптические, что дает преимущества в полном исключении помех, отсутствии потерь, сохранении заданного класса точности при любом количестве подключенных устройств, значительном уменьшении кабелей связи – от единицы оборудования отходит только один кабель;

- наличие встроенных систем самодиагностирования позволяет производить ремонт по состоянию оборудования, т.е. на основе информации от датчиков производится анализ состояния оборудования и выдаются рекомендации по дальнейшим действиям [86].

Основные недостатки цифровых подстанций:

- сложность и новизна стандарта, но данный недостаток носит временный характер;

- сложность в совместимости оборудования различных производителей для интеграции в систему автоматического управления;

- дороговизна, также носит временный характер [86].

«Можно выделить основные способы, позволяющие реализовать цифровую подстанцию на данный момент:

1. Замена первичного измерительного оборудования на аналогичное со способом измерения электрических величин, основанном на других законах физики (эффект Фарадея);

2. Использование силового оборудования поддерживающего цифровой обмен данными и оснащенного множеством технологичных цифровых датчиков, которые совместимы со всеми современным цифровыми интерфейсами;

3. Создание единой локальной сети цифровой передачи данных, основанной на стандарте МЭК 61850, по которой проходят все потоки информации.» [85].

В соответствии со стандартом МЭК 61850 для подстанций выделяют 3 архитектурных уровня построения цифровой сети: процесса, присоединения, подстанции. На нижнем уровне находятся первичное оборудование, измерительное или коммутационное, оснащенное различного рода датчиками, осуществляющими комплексный сбор информации. Уровень процесса объединен шиной процесса. На уровне присоединения находится аппаратура защиты, устройств измерения и управления. Уровень присоединения объединен станционной шиной. На уровне подстанции находятся центральное вычислительное устройство, процессор передачи данных, АРМ дежурного персонала на который выводится вся информация со всей подстанции [85].

В данной главе будет рассмотрен выбор основного электрооборудования с интеллектуальной точки зрения. Произведен сравнительный анализ современных видов оборудования, подходящих к установке на подстанции.

2.1 Выбор силовых трансформаторов подстанции «Центральная»

Прежде чем производить выбор числа, типа и мощности новых силовых трансформаторов, необходимо рассчитать изменения температуры масла существующих трансформаторов и их обмоток (в соответствии с суточным графиком нагрузки, преобразованным в двухступенчатую прямоугольную форму), а затем и износ трансформаторов, измеряемый в «нормальных сутках» износа. Расчет будет проведен по методике, представленной в ГОСТ 14209-85 [9].

По полученным результатам расчетов, можно будет сделать вывод о степени износа трансформаторов на данный момент и о необходимости замены силовых трансформаторов.

Силовые трансформаторы на подстанции - одинаковой мощности, одного года выпуска и имеют равную загрузку, будет достаточно расчета износа только для одного трансформатора с переносом результатов на второй трансформатор. Суточный график нагрузки одного из двух трансформаторов представлен на рисунке 2.1.

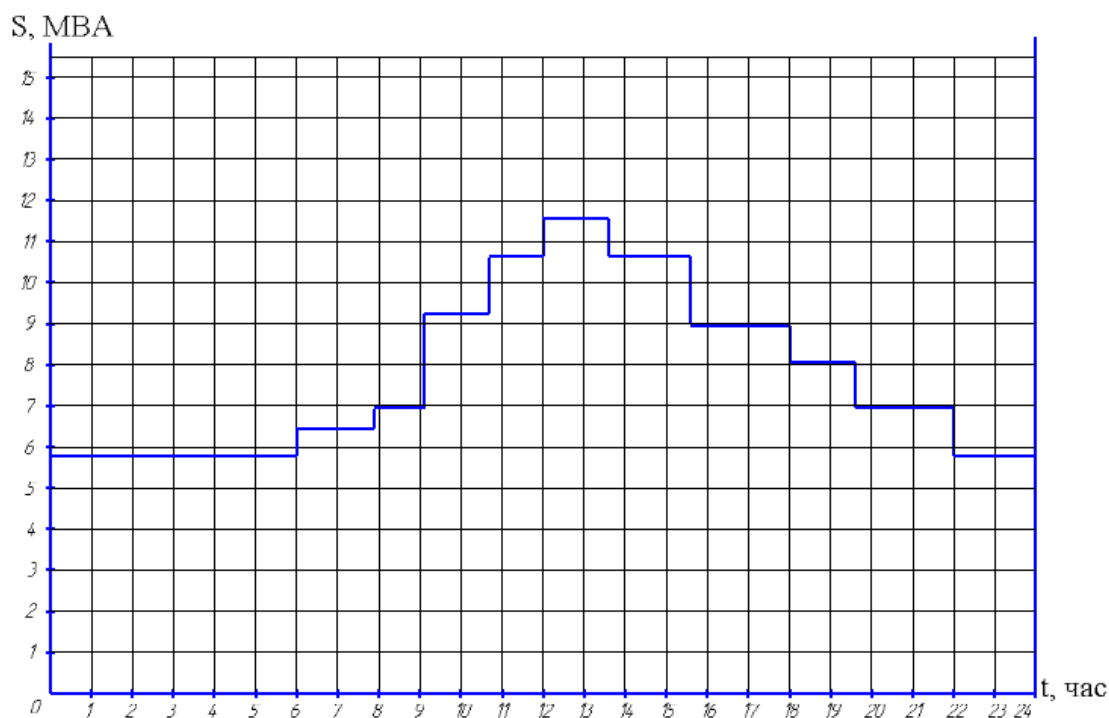


Рисунок 2.1 – Суточный график нагрузки трансформатора

2.1.1 Расчет допустимых нагрузок и износа трансформатора

Исходными данными для расчета допустимых нагрузок трансформатора и износа являются [55,56]:

- суточный график нагрузки, представленный на рисунке 2.1;
- паспортные данные силового трансформатора (таблица 2.1);
- тепловая постоянная времени нагрева τ , силового трансформатора, выбираемая по [7,9] (таблица 2.1);
- расчетное отношение потерь короткого замыкания силового трансформатора к его потерям холостого хода d (таблица 2.1);
- коэффициенты необходимые при расчете x и y , значения которых определяются по [7,9] (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Паспортные данные силового трансформатора ТДН-10000/110/6

Параметр	$S_{ном}$, кВА	$\Delta P_{х.х.}$, кВт	$\Delta P_{к.з.}$, кВт	$I_{х.х.}$, %	$u_{к.з.}$, %	τ	d	x/y
Значение	10000	14	58	0,9	10,5	3	4,143	0,9/1,6

Для начала расчета необходимо преобразовать исходный суточный график нагрузки в соответствующий двухступенчатый график нагрузки. Преобразование ведется согласно приложения 1 [9].

Исходный график делится на 2 части: часть нагрузки (перегрузки) $K2$ со своим интервалом времени и часть нормальной загрузки трансформатора $K1$ (все, что ниже ступени $K2$). График разбивается на 11 интервалов (ступени мощности и соответствующие им интервалы представлены в таблице 2.2) Δt_i .

Таблица 2.2 – Ступени и интервалы

№	Степень мощности S_m , МВА	Интервалы Δt_i , ч
1	5,785	6
2	6,456	1,9
3	6,942	1,2
4	9,256	1,6
5	10,636	1,3
6	11,57	1,6
7	10,636	2
8	8,957	2,4
9	8,061	1,6
10	6,942	2,4
11	5,785	2

K_1 – начальная нагрузка эквивалентного графика и K_2 – участок перегрузки, рассчитываются по следующим формулам:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{s_1^2 \Delta t_1 + s_2^2 \Delta t_2 + \dots + s_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (2.1)$$

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{(s'_1)^2 \Delta h_1 + (s'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (s'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, \quad (2.2)$$

где Δt_m и s_m – интервалы и соответствующая им нагрузка на участке нормальной нагрузки;

Δh_p и s_p – интервалы и соответствующая им нагрузка на участке перегрузки.

$$K_1 = 0,7,$$

$$K_2 = 1,095.$$

По данным, рассчитанным по формулам (2.1, 2.2), строим эквивалентный двухступенчатый суточный график нагрузки силового трансформатора. График представлен на рисунке 2.2.

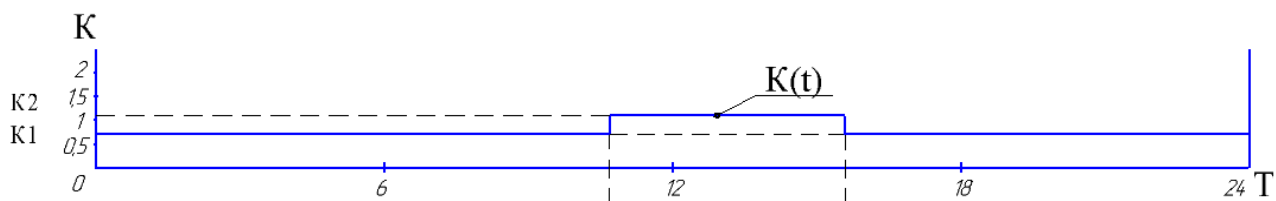


Рисунок 2.2 – Эквивалентный двухступенчатый суточный график нагрузки силового трансформатора

Далее согласно методике, представленной в [9], необходимо рассчитать характерные точки графика изменения температуры масла и наиболее нагретой точки обмоток, и по полученным значениям точек построить данный график. Относительный износ витковой изоляции рассчитывается согласно формулам, представленным в [9]. Основные характерные точки для построения графика изменения температуры масла и наиболее нагретой точки обмоток представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характерные точки графиков

Характерная точка	Пояснение
$\theta_{\text{охл.}}, ^\circ\text{C}$	Температура охлаждающей среды (для Саранска – +20 $^\circ\text{C}$)
$\theta_{\text{м.к1}}, ^\circ\text{C}$	Температура масла, находящегося в верхних слоях
$\theta_{\text{ннт.к1}}, ^\circ\text{C}$	Температура наиболее нагретой точки обмотки, исчисляемая при номинальной нагрузке трансформатора
$\theta_{\text{ннт.н}}, ^\circ\text{C}$	Температура наиболее нагретой точки обмотки при перегрузке
$\upsilon_{\text{м.к1}}, ^\circ\text{C}$	Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой (внешней) охлаждающей среды
$\upsilon_{\text{ннт.м.к1}}, ^\circ\text{C}$	Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях
$\upsilon_{\text{ннт.м.к2}}, ^\circ\text{C}$	Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой внешней (окружающей) среды в перегрузке (несколько значений через определенные интервалы в переходном тепловом режиме нагрева)
$\upsilon_{\text{м(t)}}, ^\circ\text{C}$	Превышение температуры масла над температурой внешней (охлаждающей) среды в перегрузке (несколько значений через некоторые интервалы, в переходном тепловом режиме нагрева и в переходном тепловом режиме понижения температуры)
$\upsilon_{\text{м.н}}, ^\circ\text{C}$	Превышение температуры масла над температурой внешней (окружающей) среды в перегрузке

Температура наиболее нагретой точки обмотки силового трансформатора (для установившегося теплового режима) рассчитывается по следующим формулам:

$$\theta_{\text{ннт.к}} = \theta_{\text{охл}} + \upsilon_{\text{м.к}} + \upsilon_{\text{ннт.м.к}}, \quad (2.3)$$

$$\upsilon_{\text{м.к}} = \upsilon_{\text{м.ном}} \left(\frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^x, \quad (2.4)$$

$$\upsilon_{\text{ннт.м.к}} = (\upsilon_{\text{ннт.ном}} - \upsilon_{\text{м.ном}}) K^y = \upsilon_{\text{ннт.м.ном}} \cdot K^y, \quad (2.5)$$

где $\upsilon_{\text{м.ном}} = 55 \text{ } ^\circ\text{C}$ – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды;

$\upsilon_{\text{ннт.м.ном}} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$ - превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях.

Результаты расчетов представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Температуры масла и наиболее нагретой точки обмотки

Параметр	Значение, °C
$\theta_{\text{охл}}$	20
$v_{\text{м.к1}}$	34,563
$v_{\text{м.к2}}$	62,875
$v_{\text{ннт.м.к1}}$	14,347
$v_{\text{ннт.м.к2}}$	28,907
$\theta_{\text{ннт.к1}}$	68,91
$\theta_{\text{ннт.к2}}$	83,47
$\theta_{\text{м.к1}}$	54,563

Температура наиболее нагретой точки обмотки силового трансформатора в переходном тепловом режиме нагрева необходимо рассчитывать по следующим формулам:

$$\theta_{\text{ннт.н}} = \theta_{\text{охл}} + v_{\text{м.н}} + v_{\text{ннт.м.к2}}, \quad (2.6)$$

$$v_{\text{м.н}} = v_{\text{м.к1}} + (v_{\text{м.к2}} - v_{\text{м.к1}}) \left(1 - e^{-\frac{h}{\tau}}\right), \quad (2.7)$$

$$v_{\text{ннт.м.к2}} = v_{\text{ннт.м.ном}} K_2^y, \quad (2.8)$$

где $h = 4,9$ ч – продолжительность ступени перегрузки трансформатора.

Результаты расчетов представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Изменение температуры масла и наиболее нагретой точки в режиме нагрева

Δt_i	Δt_2	Δt_3	Δt_4	Δt_5	Δt_6
$\theta_{\text{ннт.н(2-6)}}, \text{ } ^\circ\text{C}$	90,808	96,244	100,649	103,805	106,253
$v_{\text{м.н(2-6)}}, \text{ } ^\circ\text{C}$	41,901	47,337	51,742	54,898	57,347

Следует отметить, что переходный тепловой режим нагрева разделен на интервалы в соответствии с пунктом 2.4.2 [9], согласно которому продолжительность первых двух интервалов не должна превышать $0,3\tau$, продолжительность следующих двух не более τ , остальные интервалы произвольно, тогда получаем: $\Delta t_2 = \Delta t_3 = 0,9\text{ч.}$, $\Delta t_4 = 1\text{ч.}$, $\Delta t_5 = 1\text{ч.}$, $\Delta t_6 = 1,1\text{ч.}$

Температуры наиболее нагретой точки обмотки силового трансформатора в переходном тепловом режиме снижения температуры необходимо рассчитывать по следующим формулам:

$$\theta_{\text{HHT.t}} = \theta_{\text{охл}} + v_{\text{м.т}} + v_{\text{HHT.м.к1}}, \quad (2.9)$$

$$v_{\text{м.т}} = v_{\text{м.к1}} + (v_{\text{м.н}} - v_{\text{м.к1}})(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}), \quad (2.10)$$

$$v_{\text{HHT.м.к1}} = v_{\text{HHT.м.ном}} K_1^y. \quad (2.11)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 — Изменение температуры масла и наиболее нагретой точки в режиме снижения температуры

Δt_i	Δt_6	Δt_7	Δt_8	Δt_9	Δt_{10}	Δt_{11}
$\theta_{\text{HHT.t(6-11)}}, ^\circ\text{C}$	91,694	85,789	81,414	73,51	70,602	70,296
$v_{\text{м.т(6-11)}}, ^\circ\text{C}$	-	51,442	47,067	39,163	36,255	35,949

Следует отметить, что переходный тепловой режим снижения разделен на интервалы в соответствии с пунктом 2.4.2 [9], согласно которому продолжительность первых двух интервалов не должна превышать $0,3\tau$, продолжительность следующих двух не более τ , остальные интервалы произвольно, тогда получаем: $\Delta t_7 = \Delta t_8 = 0,9\text{ч.}$, $\Delta t_9 = \Delta t_{10} = 3\text{ч.}$, $\Delta t_{11} = 0,6\text{ч.}$

По полученным значениям характерных точек получили график изменения температуры масла и обмотки, график представлен на рисунке 2.3.

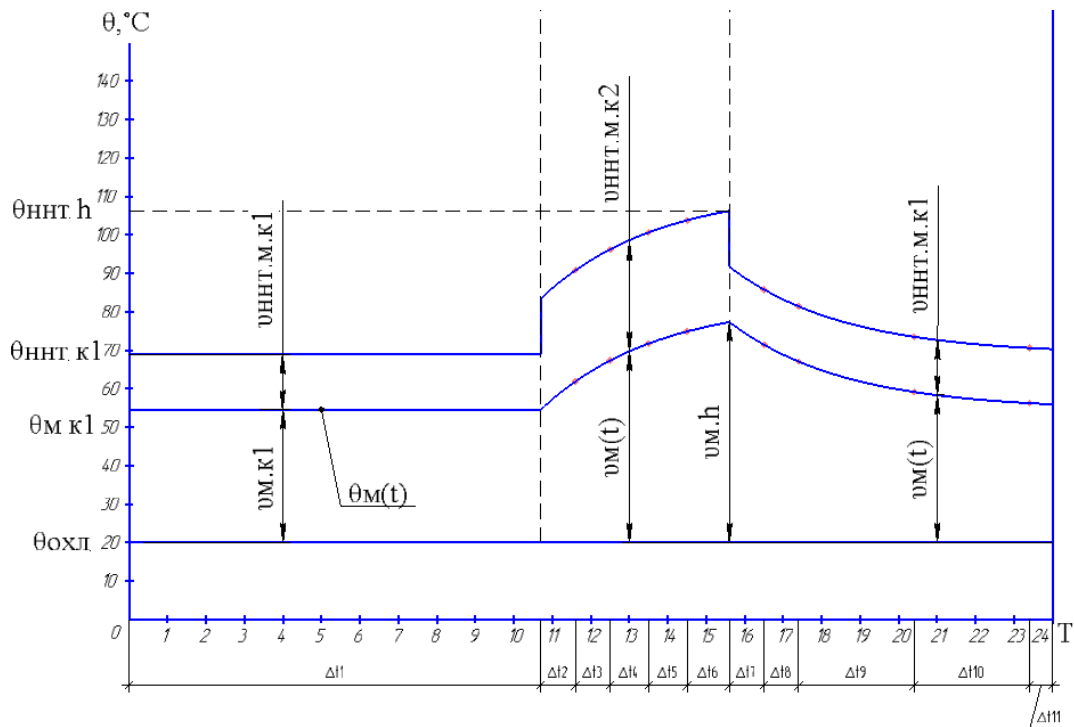


Рисунок 2.3 - График изменения температуры масла и обмотки

Расчет относительного износа витковой изоляции силового трансформатора $\theta_{\text{ннт}}(t)$ производится по всей продолжительности суточного графика нагрузки силового трансформатора, включая участки графика с изменяющимися значениями, т.е. в режиме нагрева и снижения температуры. Данные участки уже поделены на интервалы, согласно правилу в пункте 2.4.2 [9], ранее. В каждом интервале необходимо найти среднее значение температуры и затем рассчитать износ по следующим формулам:

$$F_i = \frac{\Delta t_i}{T} \cdot 2^{(\theta_{\text{ннт},i} - \theta_{\text{ннт},6})/\Delta}, \quad (2.12)$$

$$F = \sum_{i=1}^{i=m} F_i, \quad (2.13)$$

где $\theta_{\text{ннт},6} = 98$ - базовая температура наиболее нагретой точки обмотки силового трансформатора, соответствующая номинальной скорости износа, °С;

$\Delta = 6$ °С – температурный интервал, при изменении на который износ витковой изоляции меняется в 2 раза;

F – относительный расчетный износ витковой изоляции, «нормальные сутки» износа.

Результаты расчетов представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Износы на интервалах и итоговый износ

Δt_i	Δt_1	Δt_2	Δt_3	Δt_4	Δt_5	
F_i	0,0015	0,011	0,022	0,044	0,068	
Δt_i	Δt_6	Δt_7	Δt_8	Δt_9	Δt_{10}	Δt_{11}
F_i	0,103	0,003	0,007	0,0012	0,006	0,001
F_{Σ}	0,319					

По рассчитанным данным видно, что износ трансформатора не превышает номинального износа. Согласно п.2.5.2.1 [9], существующий график нагрузки подстанции «Центральная» следует относить к графикам допустимых систематических нагрузок.

Согласно таблице 5 [9] норм максимальных допустимых систематических нагрузок трансформаторов, допустимая продолжительность систематических нагрузок при $K_1 = 0,707$ и $K_2 = 1,095$ равно $h = 12$ ч. Согласно рисунка 2.1, на данный момент $h=4,9$ ч, что укладывается в норму.

Основываясь только на расчете допустимых нагрузок можно сделать вывод о пригодности существующих силовых трансформаторов подстанции «Центральная». Но процесс оценки необходимости замены силовых трансформаторов является более многофакторным и вывод, произведенный на основе расчета допустимых нагрузок, будет недостаточным, в данном случае.

Необходимо учитывать перспективу загрузки подстанции [1]. Оценить вероятность перегруза при аварийном режиме, когда в работе останется один силовой трансформатор. Согласно [1] подстанция «Центральная» является одним из множества «узких мест» в электрической сети Республики Мордовия. В данный момент на подстанции невозможно осуществлять технологическое присоединение новых потребителей электроэнергии ввиду недостаточности мощности существующих силовых трансформаторов и вероятности перегруза, оставшегося в работе силового трансформатора, в аварийной ситуации.

Прогнозная динамика прироста мощности к 2020 г. составляет приблизительно 12 МВА [1], что потребует значительного увеличения мощности силовых трансформаторов.

Рост потребления электроэнергии и мощности обусловлен реализацией ряда крупных федеральных и региональных программ развития региона, развитием промышленности в регионе и подготовкой к чемпионату мира по футболу в 2018 году. Планируется расширение различных производств, в частности ОАО «Мордовцемент», строительство новых спортивных объектов, гостиничной инфраструктуры и т.д. [54].

2.1.2 Требования к силовому трансформатору в части соблюдения концепции «цифровой подстанции»

«Для того чтобы соответствовать требованиям, предъявляемым к основному оборудованию цифровой подстанций, силовой трансформатор должен быть оснащен следующими системами (но не ограничиваясь этими системами, т.е. может быть добавлено что-то еще впоследствии):

- распределенными резервированными волоконно-оптическими системами, осуществляющими контроль температуры обмотки силового трансформатора (наиболее нагретой точки обмотки);

- переведенными на оптический принцип функционирования датчиками, такими как – датчик температуры верхних слоев масла, датчики влажности, датчики газосодержания в масле, датчики токов утечки вводов, датчики влажности силикагеля в осушителе и т.д.;

- оптоволоконными датчиками напряжения, встроенными в высоковольтные вводы;

- симистором с оптическим управлением и шунтирующим контактором в качестве переключающего устройства в РПН;

- оптическим цифровым датчиком пассивного типа для контроля положения РПН;

- оптическим датчиком пассивного типа для контроля положения открыт - закрыт отсечного клапана;

- модулем связи, осуществляющим сбор информации от датчиков, первичную обработку информации, передачу команд управления РПН от системы охлаждения и отсечного клапана.» [85].

На основе всех, установленных на силовом трансформаторе, датчиков волоконно-оптического типа, сервер, установленный в ОПУ, осуществляет различного рода расчеты, такие как – расчет износа изоляции, расчет коммутационного и механического ресурса РПН и т.п., а также множество других необходимых операций для надежного функционирования подстанции.

2.1.3 Выбор силового трансформатора подстанции «Центральная»

Выбор типа трансформатора многокритериален [16,33,37,46]. В таблице 2.8 представлены основные критерии и их значение с привязкой к реконструируемой подстанции.

Таблица 2.8 – Основные критерии выбора силового трансформатора

№	Критерий	Значение
1	Класс напряжения	ВН – 110 кВ / НН – 6 кВ
2	Нагрузка подстанции существующая / прогнозная (к 2020 году)	23,14 МВА / 35 МВА
3	Место установки силового трансформатора	Территория открытого распределительного устройства 110 кВ
4	Категория надежности электроснабжения потребителей	I, II и III категории по надежности электроснабжения
5	Тип изоляции	Масляная изоляция

Согласно [1] планируется рост нагрузки подстанции «Центральная». Планируется значительное увеличение числа потребителей электроэнергии. Одновременно с ростом нагрузки подстанции возрастают токи короткого замыкания (п. 2.2 магистерской диссертации). Наиболее подходящий тип трансформатора для установки на подстанции «Центральная» - ТРДН.

Число трансформаторов неизменно и равно двум, варианты с уменьшением количества в данном случае недопустимы, увеличение же количества требует отдельного обоснования, что не требуется [60].

Номинальная мощность трансформатора в данном случае определяется по планируемому росту нагрузок (прогнозная перспектива роста нагрузки к 2020 г. [1]) с учетом коэффициента загрузки. Прогнозный годовой график нагрузки подстанции представлен на рисунке 2.4

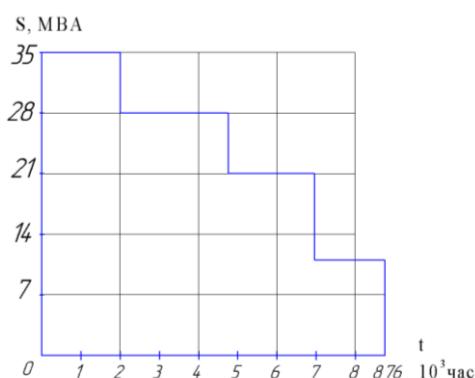


Рисунок 2.4 – Прогнозный годовой график нагрузки к 2020 г.

Для того чтобы учесть допустимую аварийную перегрузку трансформаторов необходимо произвести расчет исходя из приближенной допустимой аварийной перегрузки. Расчет производится по следующей формуле с учетом перспективной нагрузки к 2020 г. [42]:

$$S_{\text{ном.Т}} \approx 0,7 \cdot S_{\text{макс пс}}, \quad (2.14)$$

где $S_{\text{макс пс}}$ - максимальная нагрузка подстанции, определяемая по рисунку 2.4.

$$S_{\text{ном.Т}} \approx 0,7 \cdot 35 = 24,5 \text{ МВА.}$$

Согласно [42] произведем выбор двух больших ближайших по мощности, к расчетной мощности, силовых трансформаторов и произведем технико-экономическое сравнение выбранных вариантов.

Ближайшие по шкале мощности к значению 24,5 МВА – 25 МВА и 40 МВА. Соответственно к технико-экономическому сравнению приняты следующие трансформаторы: ТРДН-25000/110/6,3/6,3 и ТРДН-40000/110/6,3/6,3.

Паспортные данные двух трансформаторов представлены в таблице 2.9 [80].

Таблица 2.9 – Паспортные данные сравниваемых трансформаторов

Трансформатор	$S_{\text{ном.Т}}$, кВА	$U_{\text{ном}}$, кВ		$\Delta P_{\text{х.х.}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к.з.}}$, кВт	$I_{\text{х.х.}}$, %	$\eta_{\text{к.з.}}$, %
		ВН	НН				
ТРДН-25000	25000	110	6,3	25	120	0,65	10,5
ТРДН-40000	40000	110	6,3	34	170	0,55	10,5

Сперва необходимо произвести расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах, а затем определить приведенные затраты на силовые трансформаторы.

Расчет потерь электроэнергии производится по методике, описанной в [42]. Расчетные формулы и результаты расчетов представлены в таблице 2.10. Расчет производится для двух трансформаторов параллельно.

Таблица 2.10 – Расчет приведенных потерь мощности трансформаторов

Наименование величины	Расчетная формула с пояснениями	Трансформаторы	
		ТРДН-25000	ТРДН-40000
Приведенные потери мощности	$P'_T = P'_x + \kappa_{3,В}^2 \cdot P'_{к.В} + \kappa_{3,Н1}^2 \cdot P'_{к.Н1} + \kappa_{3,Н2}^2 \cdot P'_{к.Н2}$		
Приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода (х.х.), кВт	$P'_x = \Delta P_{x.x.} + \kappa_{un} \cdot Q_{x.x.}$, где $\Delta P_{x.x.}$ – потери мощности х.х. в трансформаторе; $\kappa_{un} = 0,05$ – коэффициент изменения потерь [42]; $Q_{x.x.} = \frac{I_{x.x.}}{100} \cdot S_{ном.Т}$ – потери реактивной мощности х.х. в трансформаторе.	33,125	45
Коэффициенты загрузки соответствующих обмоток трансформатора	$\kappa_{3,В} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}$; $\kappa_{3,Н1} = \kappa_{3,Н2} = \frac{S_{Н1,2}}{S_{ном.Т}}$, где $S_B, S_{Н1}, S_{Н2}$ – нагрузки обмоток, высшей и двух низших.	1,4 0,7/0,7	0,875 0,437/0,437
Приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора, кВт	$P'_{к.В} = P_{к.В.} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.В.}$, $P'_{к.Н1} = P_{к.Н2} = P_{к.Н1,2} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.Н1,2}$, где $P_{к.В.} = 0, P_{к.Н1} = P_{к.Н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.з.}$ – потери активной мощности к.з. обмоток; $Q_{к.В.} = \frac{U_{к.В.}}{100} \cdot S_{ном.Т}$, – потери $Q_{к.Н1} = Q_{к.Н2} = \frac{U_{к.Н1,2}}{100} \cdot S_{ном.Т}$, реактивной мощности к.з. обмоток; $U_{к.В.} = 0,125 \cdot u_{к.з.}$; $U_{к.Н1} = U_{к.Н2.} = 1,75 \cdot u_{к.з.}$ – напряжения к.з. обмоток.	16,406 469,68/469,6 8	26,25 707,5/707,5

Потери электроэнергии в силовом трансформаторе определяются по следующей формуле (для трансформаторов с расщепленной обмоткой):

$$\Delta W_{пс} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.В.i} + \sum \Delta W_{к.Н1.i} + \sum \Delta W_{к.Н2.i} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.В.} \cdot \kappa_{3,В.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.Н1} \cdot \kappa_{3,Н1.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.Н2} \cdot \kappa_{3,Н2.i}^2 \cdot T_i \right) \quad (2.15)$$

где i – порядковый номер ступени годового графика нагрузки трансформаторов;
 n_i – число трансформаторов на соответствующей ступени годового графика нагрузки трансформаторов;

T_i – продолжительность ступеней годового графика нагрузки трансформаторов.

Расчет потерь электроэнергии в каждом из трансформаторов представлен в таблицах 2.11 и 2.12 для трансформаторов ТРДН-25000 и ТРДН-40000 соответственно.

Таблица 2.11 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДН-25000

i	$S_{в.i}$ МВА	$S_{н1.i}$ МВА	$S_{н2.i}$ МВА	n_i	T_i , ч	$K_{з.вi}$	$K_{з.н1.i}$	$K_{з.н2.i}$	$\Delta W_{к.в.i}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.н1.i}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.н2.i}$ кВт·ч	ΔW_{xi} кВт·ч
1	35000	17500	17500	2	2000	1,96	0,49	0,49	32156	230143	230143	132500
2	28000	14000	14000	2	2760	1,25	0,31	0,31	28400	203262	203262	182850
3	21000	10500	10500	2	2240	0,71	0,18	0,18	12965	92794	92794	148400
4	10989	5494,5	5494,5	2	1760	0,19	0,05	0,05	2789	19965	19965	116600
								Σ	76310,4	546164,0	546164,0	580350,0
									$\Delta W_{пс} = 1748988,5$			

Таблица 2.12 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДН-40000

i	$S_{в.i}$ МВА	$S_{н1.i}$ МВА	$S_{н2.i}$ МВА	n_i	T_i , ч	$K_{з.вi}$	$K_{з.н1.i}$	$K_{з.н2.i}$	$\Delta W_{к.в.i}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.н1.i}$ кВт·ч	$\Delta W_{к.н2.i}$ кВт·ч	ΔW_{xi} кВт·ч
1	35000	17500	17500	2	2000	0,77	0,19	0,19	20098	135420	135420	180000
2	28000	14000	14000	2	2760	0,49	0,12	0,12	17750	119603	119603	248400
3	21000	10500	10500	2	2240	0,28	0,07	0,07	8103	54601	54601	201600
4	10989	5494,5	5494,5	2	1760	0,08	0,02	0,02	1743	11748	11748	158400
								Σ	47694,7	321371,6	321371,6	788400,0
									$\Delta W_{пс} = 1478837,9$			

Экономическую целесообразность выбора того или иного трансформатора можно рассчитать методом приведенных затрат [42], по следующей формуле:

$$Z_{пр} = E_H \cdot K + I_0 + I_3, \quad (2.16)$$

где $E_H = 0,25$ коэффициент дисконтирования, определяется согласно [42];

K - стоимость силового трансформатора, руб;

$I_0 = p_{сум} \cdot K$ – годовые отчисления на амортизацию силового трансформатора;

где $p_{сум}$ - коэффициент отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонт равный 0,094, согласно [42], руб;

$I_3 = \Delta W_{пс} \cdot C_3$ – стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе за 1 год эксплуатации;

где $C_{\text{Э}} = \frac{\alpha \cdot 12}{T_{\text{м}}} + \beta$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч;

$\alpha = 1154,027$ руб./кВт - основная ставка двухставочного тарифа на услуги по передаче электроэнергии, определяется согласно [63];

$\beta = 0,382$ - дополнительная ставка двухставочного тарифа на услуги по передаче электроэнергии (оплата потерь), определяется согласно [63];

$T_{\text{м}} = 6104,64$ ч.

Расчет представлен в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Приведенные затраты на силовые трансформаторы

Трансформатор	И _о , млн. руб.	К, млн. руб.	Е _н	И _Э , млн. руб	З _{пр} , руб
ТРДН-25000	1,222	13	0,25	4,635679	9107679
ТРДН-40000	2,068	22	0,25	3,919647	11487647

По приведенным затратам наиболее подходящим силовым трансформатором к установке на подстанции «Центральная» оказался силовой трансформатор ТРДН-25000.

2.2 Расчет токов короткого замыкания на подстанции «Центральная»

Расчет токов короткого замыкания производится с указаниями и в соответствии с требованиями РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [67].

Токи короткого замыкания рассчитываются для осуществления процедуры проверки основного электрооборудования 110, 6 кВ, для выяснения целесообразности применения токоограничивающих реакторов на вводах 6 кВ.

При проведении расчетов не учитывается следующее:

- 1) намагничивающий ток силового трансформатора;
- 2) влияние активного сопротивления различных элементов исходной расчетной схемы на амплитуду периодической составляющей тока КЗ, если активная составляющая результирующего эквивалентного сопротивления

расчетной схемы относительно точки КЗ не превышала 30% от индуктивной составляющей результирующего эквивалентного сопротивления;

3) некоторые электроприемники, сосредоточенные в отдельных узлах исходной схемы для расчета, учитывались с определенным приближением.

2.2.1 Расчёт значений токов короткого замыкания на стороне 6 кВ

Максимально возможный ток короткого замыкания $I_{к.макс}^3$ рассчитывается при возможном наименьшем сопротивлении системы электропитания в максимальном режиме данной системы ($x_{с.макс}$, отнесенном к $U_{ср. ВН}$) и сопротивлении $x_{тр.мин}$, вычисленному для двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой по формуле:

$$x_{тр.мин} = (0,125 + 1,75) \frac{u_{к.мин} [U_{ср.ВН} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{100S_{ном.тр}}, \quad (2.17)$$

где $U_{ср.ВН}$ – среднономинальное напряжение сети на стороне ВН, кВ;

$S_{ном.тр}$ – номинальная (паспортная) мощность трансформатора, МВА;

$\Delta U_{*РПН} = \Delta U_{*РПН}/100$ – половина диапазона регулирования напряжения на стороне высокого напряжения силового трансформатора, %;

$u_{к.мин}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Расчетная схема и схема замещения представлены на рисунке 2.5.

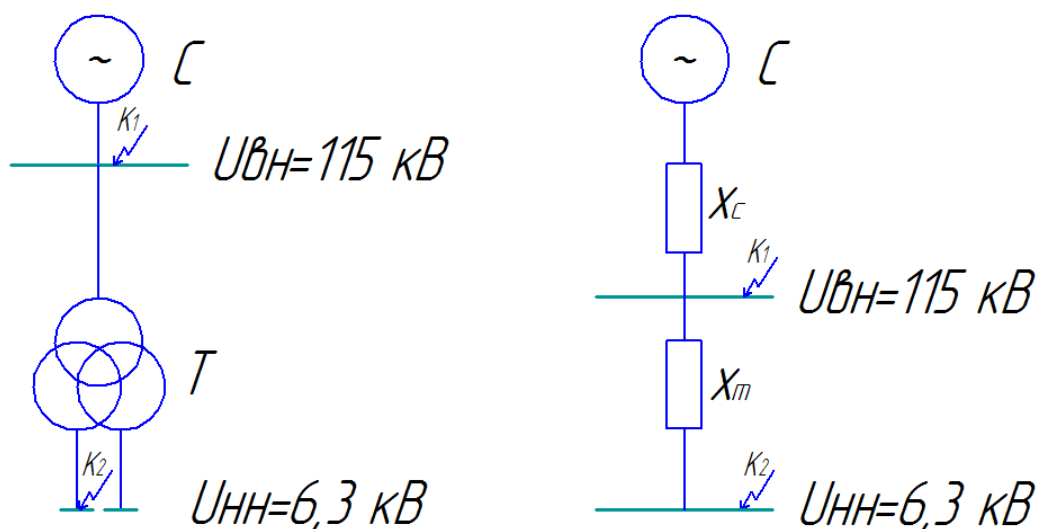


Рисунок 2.5 – Расчетная схема и схема замещения

Согласно технической информации на силовой трансформатор, напряжение короткого замыкания можно рассчитать следующим образом:

$$u_{к.мин} = 10,5 \cdot (1 - 0,075) = 9,713 \%,$$

$$x_{тр.мин} = (0,125 + 1,75) \frac{9,713[115 \cdot (1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 25} = 67,98 \text{ Ом}.$$

Максимальный ток короткого замыкания на стороне НН, приведенный к ступени ВН определяется по формуле:

$$I_{к.макс.ВН}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{тр.мин})}, \quad (2.18)$$

где $x_{с.макс}$ – сопротивление системы в максимальном ее режиме, Ом;

$x_{тр.мин}$ – минимальное сопротивление трансформатора, Ом;

$U_{ном}$ – номинальное междуфазное напряжение сети, В.

Сопротивление системы в режиме максимума рассчитывается по приведенной далее формуле:

$$x_{с.макс} = \frac{U_{ср.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.ВН}^{(3)}}, \quad (2.19)$$

где $I_{к.ВН}^{(3)} = 11,774$ кА - максимальный ток короткого замыкания на стороне 110 кВ (предоставленные данные).

$$x_{с.макс} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 11,774} = 5,64 \text{ Ом},$$

$$I_{к.макс.ВН}^{(3)} = \frac{110}{\sqrt{3}(5,64 + 67,98)} = 862,65 \text{ А}.$$

Приведение $I_{к.макс.ВН}^{(3)}$ к нерегулируемой стороне НН производится по минимальному коэффициенту трансформации трансформатора, соответствующему тому же крайнему положению РПН, при котором вычислялся этот ток.

$$I_{к.макс.НН}^{(3)} = I_{к.макс.ВН}^{(3)} \frac{U_{ср.ВН} (1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{НН}}, \quad (2.20)$$

где $U_{НН}$ – напряжение сети на стороне НН, кВ.

Значение тока короткого замыкания на стороне низкого напряжения 6 кВ:

$$I_{к.максНН}^{(3)} = 862,65 \frac{115(1 - 0,16)}{6,3} = 13,23 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания рассчитывается по формуле далее:

$$I_{к}^{(2)} = I_{к.макс.НН}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}, \quad (2.21)$$

$$I_{к}^{(2)} = 13,23 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 11,46 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания рассчитывается по формуле далее:

$$i_{уд.к} = \sqrt{2} \cdot I_{к}^{(3)} \cdot K_{уд}, \quad (2.22)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент.

Ударные токи замыкания для 110 и 6 кВ рассчитываются далее:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 11,774 \cdot 1,8 = 29,97 \text{ кА},$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 13,23 \cdot 1,85 = 34,61 \text{ кА}.$$

С учетом перспективного увеличения мощности подстанции в будущем, произведем расчет токов короткого замыкания на стороне 6 кВ для идущего следующим по шкале мощности трансформатора – 40 МВА. Расчет производится аналогично, по формулам (2.17 - 2.22).

$$x_{\text{тр.мин}} = (0,125 + 1,75) \frac{9,713[115(1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 40} = 42,49 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{с.макс}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 11,774} = 5,64 \text{ Ом},$$

$$I_{\text{к.макс.ВН}}^{(3)} = \frac{110}{\sqrt{3}(5,64 + 42,49)} = 1320 \text{ А},$$

$$I_{\text{к.макс.НН}}^{(3)} = 1320 \frac{115(1 - 0,16)}{6,3} = 20,24 \text{ кА},$$

$$I_{\text{к}}^{(2)} = 20,24 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 17,53 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд.к2}} = \sqrt{2} \cdot 20,24 \cdot 1,85 = 52,95 \text{ кА}.$$

В таблице 2.14 представлены сводные данные результатов расчетов.

Таблица 2.14 – Значения токов КЗ

Мощность трансформатора, МВА	Напряжение, кВ	$I_{\text{кз,макс}}^2$, кА	Ударный коэффициент $K_{\text{уд}}$	Ударный ток $i_{\text{уд}}$, кА
25	115	11,774	1,8	29,97
	6,3	13,23	1,85	34,61
40	115	11,774	1,8	29,97
	6,3	20,24	1,85	52,95

2.2.2 Расчет токов короткого замыкания в сети собственных нужд 0,4 кВ

Расчет проводится в именованных единицах. Эквивалентная схема замещения учитывает параметры элементов исходной схемы для расчета, данные параметры приводятся к той ступени сети (напряжение), в которой располагается точка КЗ. Индуктивные и активные сопротивления элементов схемы замещения выражаются в следующих единицах - миллиомы [6].

Эквивалентное индуктивное сопротивление энергетической системы (X_c), которое приведено к ступени низкого напряжения электросети рассчитывается по формуле, приведенной далее:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3}I_{\text{к.ВН}} \cdot U_{\text{ср.ВН}}}, \quad (2.23)$$

где $U_{\text{ср.НН}}$ - средненоминальное напряжение сети, которое относится к обмотке низшего напряжения силового трансформатора ($0,4 \cdot 10^3$ В);

$U_{\text{ср.ВН}}$ - средненоминальное напряжение сети, которое относится к обмотке высшего напряжения силового трансформатора ($6,3 \cdot 10^3$ В);

$I_{\text{к.ВН}}$ - действующее значение периодического тока при возникновении трехфазного короткого замыкания у выводов обмотки высшего напряжения силового трансформатора (20,24 кА).

$$X_c = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20,24 \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 0,724 \text{ мОм}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ($I_{\text{п0}}$), учитываемое в килоамперах рассчитывается по формуле, приведенной далее:

$$I_{\text{п0}} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (2.24)$$

где $U_{\text{ср.НН}}$ - средненоминальное напряжение сети, относящегося к месту возникновения короткого замыкания, ($0,4 \cdot 10^3$ В);

$R_{1\Sigma}$, $X_{1\Sigma}$ - суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления, которые относятся к прямой последовательности цепи короткого замыкания. Значения данных сопротивлений рассчитываются по формулам далее:

$$R_{1\Sigma} = R_T + R_{TA} + R_{KB} + R_K + R_{1кб} + R_{2кб} + R_d, \quad (2.25)$$

$$X_{1\Sigma} = X_c + X_T + X_{TA} + X_{KB} + X_{1кб} + X_{2кб}, \quad (2.26)$$

где X_c - эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего силового трансформатора, мОм, приведенное к ступени низшего напряжения; R_T и X_T - активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм, приведенные к ступени низшего напряжения сети, рассчитываются по формулам, приведенным далее:

$$R_T = \frac{P_{к.НОМ} \cdot U_{НННОМ}^2}{S_{Т.НОМ}^2} \cdot 10^6, \quad (2.27)$$

$$X_T = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100P_{к.НОМ}}{S_{Т.НОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_{НННОМ}^2}{S_{Т.НОМ}} \cdot 10^4, \quad (2.28)$$

где $S_{Т.НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора (160 кВ·А);

$P_{к.НОМ}$ - потери короткого замыкания в трансформаторе (2,6 кВт);

$U_{НННОМ}$ - номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора (0,4 кВ);

u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора (4,5 %);

$R_{ТА}$ и $X_{ТА}$ - активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока (0,3 и 0,2 мОм);

R_{KB} и X_{KB} - активное и индуктивное сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей (0,65 и 0,17 мОм);

R_k - суммарное активное сопротивление различных контактов и контактных соединений (0,57 мОм);

$R_{1кб}$ и $X_{1кб}$ - активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности кабелей 6 кВ (22,26 и 3,75 мОм);

$R_{2кб}$ и $X_{2кб}$ - активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности кабелей 0,4 кВ (12,32 и 4,8 мОм);

R_d - активное сопротивление дуги в месте КЗ, (15 мОм).

Сопротивление трансформатора:

$$R_T = \frac{2,6 \cdot 0,4^2}{160^2} \cdot 10^6 = 16,25 \text{ мОм},$$

$$X_T = \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 2,6}{160}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{160} \cdot 10^4 = 41,964 \text{ мОм}.$$

Суммарное сопротивление:

$$R_{1\Sigma} = 16,25 + 0,3 + 0,65 + 0,57 + 22,26 + 12,32 + 15 = 67,35 \text{ мОм},$$

$$X_{1\Sigma} = 0,724 + 41,964 + 0,2 + 0,17 + 3,75 + 4,8 = 51,61 \text{ мОм}.$$

Ток короткого замыкания в сети собственных нужд 0,4 кВ на шинах щита собственных нужд:

$$I_{п0} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{67,35^2 + 51,61^2}} = 2,72 \text{ кА}.$$

2.3 Выбор и обоснование электрической схемы подстанции «Центральная»

«Главная схема электрических соединений подстанции – это совокупность основного электрооборудования, сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями» [36, с.315].

Электрическая схема подстанции «Центральная» на стороне 110 кВ изменяется в связи с изменением типа подстанции - с тупиковой на проходную. ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме №110-5: «мостик с выключателем в перемычке и выключателями в цепях трансформаторов» [65, 68]. Для увеличения надежности электроснабжения и во исполнение требований технической политики ПАО «Россети» необходимо произвести замену отделителей с короткозамыкателями на высоковольтные выключатели, а также выполнить автоматическое секционирование на стороне 110 кВ, также высоковольтными выключателями (АВР-110 кВ).

Мордовэнерго планирует произвести корректировки в части схемы сетей 110 кВ и привести подстанцию «Центральная» к проходному типу. Принятое решение значительно увеличит надежность электроснабжения и позволит производить транзит мощности через подстанцию, но потребует строительства новой трассы воздушной линии. На данный момент подстанция «Центральная» присоединяется к сети двумя воздушными линиями от подстанции «Восточная».

Принятая схема 110 кВ обеспечит достаточную высокую эксплуатационную надежность, оперативную гибкость и простоту (наглядность), что позволяет эксплуатирующему персоналу подстанции достаточно просто производить оперативные переключения и необходимое обслуживание. Также достоинством схемы является малая отчуждаемая площадь под подстанцию [20,43,26,32,65,68].

Схема на стороне 6 кВ ввиду увеличения количества потребителей (с 11 шт. до 25 шт.) электроэнергетики модернизируется в следующий этап развития: схема с двумя одиночными, секционированными выключателями, системами шин. Схема данного вида типичная для подстанций с трансформаторами с расщепленной обмоткой, согласно [50].

Принятые электрические схемы 110 и 6 кВ соответствуют требованиям категоричности потребителей по надёжности электроснабжения, а также являются оптимальными в существующих условиях с учетом обеспечения

требуемого уровня напряжения, расположения подключаемого оборудования и безотказности работы [60,65,68].

Упрощенная электрическая схема подстанции «Центральная» 110/6 кВ после реконструкции представлена на рисунке 2.6.

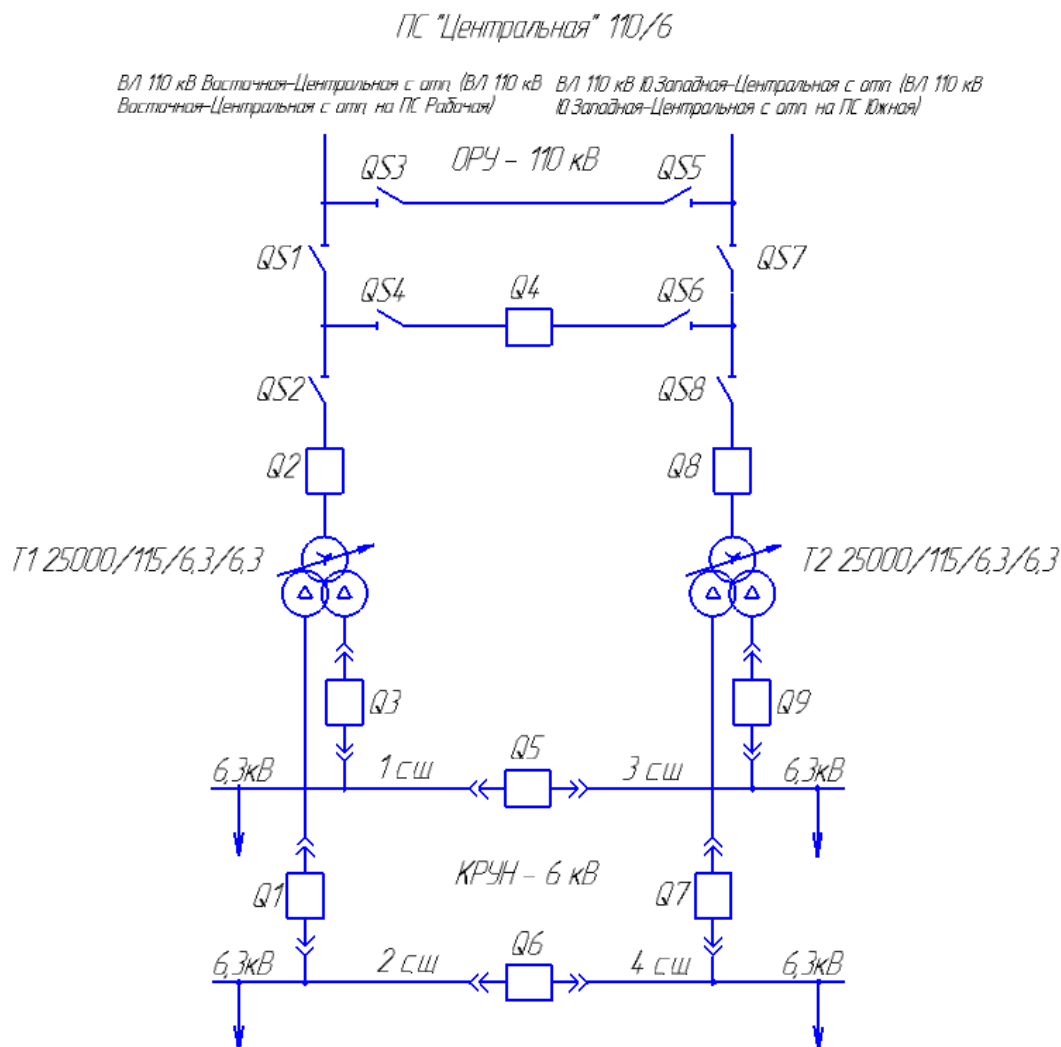


Рисунок 2.6– Упрощенная схема подстанции «Центральная» 110/6 кВ

2.4 Выбор основного оборудования подстанции «Центральная»

Выбор основного оборудования является основополагающим для обеспечения нормального функционирования подстанции, от которого зависит надежность работы подстанции в нормальных режимах, а также в аварийных режимах.

На подстанциях неизбежно происходят различного рода аварии, вызываемые множеством причин: ошибки в работе эксплуатационного персонала, отказ оборудования, аварии, вызванные ошибками при проектировании и т.п. При этом через оборудование протекают токи, превышающие номинальные токи в разы, что обычно приводит к повреждению оборудования.

Для снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций, на подстанции решено применять современное оборудование, имеющее повышенную эксплуатационную надежность и отвечающее требованиям сооружения подстанций нового поколения – «цифровых подстанций».

Оборудование, согласно [60,19,27,34,40,41,38] рассчитано и выбрано для условий работы в режиме номинальной загрузки и в режиме продолжительных перегрузок при возможной аварии с учетом того, что в перспективе возможна установка силового трансформатора следующего по шкале мощности.

2.4.1 Выбор высоковольтного выключателя 110 кВ подстанции «Центральная»

«Для реализации в высоковольтном выключателе концепции «цифровой подстанции» необходимо, чтобы он в своем составе имел:

- технологические датчики (давление и плотность элегаза, состояние пружин);
- встроенный контроллер управления, обеспечивающий включение и отключение аппарата, управление приводом, осуществляющий мониторинг и диагностику (контроль элегаза, состояние пружин, готовность к включению/отключению), а также решающий следующие задачи: расчет ресурса (количество коммутаций, износ главных контактов, износ двигателей завода пружин) и контроль деградации характеристик привода (время включения и отключения, время горения дуги);
- оптические датчики угла поворота или перемещения пассивного типа для контроля положения контактов;

- твердотельные силовые ключи управления заводом пружин привода включения;

- встроенные цифровые измерительные трансформаторы;

- дублированный оптический интерфейс управления». [85].

Подробное рассмотрение вопроса «оцифровывания» высоковольтного выключателя в рамках настоящей магистерской диссертации не рассматривается. Подразумевается, что принятый к установке высоковольтный выключатель будет обладать всем вышеперечисленным, и в особенности – контроллером управления. Контроллер управления позволит интегрировать высоковольтный выключатель в цифровую сеть подстанции, основанную на протоколе МЭК 61850 и обеспечит цифровой обмен данными с выключателем.

Основное назначение высоковольтного выключателя – размыкание и замыкание цепи при нормальных режимах работы и автоматическое размыкание при аварийном режиме работы. Аварийное автоматическое отключение цепи является его основной и наиболее ответственной функцией. Надежная работа выключателя позволит предотвратить ненужные разрушения и следующие за этим экономические потери [35,5].

В большинстве случаев основной классификацией высоковольтных выключателей является классификация по способу гашения дуги, соответственно, существуют следующие виды высоковольтных выключателей: а) масляные (в том числе маломасляные); б) воздушные; в) элегазовые; г) вакуумные.

На вновь сооружаемых и реконструируемых подстанциях запрещено применять следующие типы выключателей, согласно [61,90]: воздушные, масляные, маломасляные. В п. 6.2.2 [61] в сетях 110 кВ и выше рекомендуется применять элегазовые выключатели и вакуумные выключатели [72,88,93,94,96,97].

Для комплексного анализа принимаем элегазовый колонковый выключатель фирмы Siemens - 3AP1FG-145/ЕК [51] и вакуумный колонковый выключатель фирмы Высоковольтный Союз - ВРС-110 III-31,5/2500. Выбор

наилучшего варианта высоковольтного выключателя для установки на подстанции будет производиться на основе анализа двух вариантов по следующим критериям: по способу гашения дуги, по конструктивному исполнению, по техническим характеристикам.

2.4.1.1 Гашение дуги в элегазовом выключателе ЗАР1FG-145/ЕК и вакуумном выключателе ВРС-110 III-31,5/2500

В элегазовом выключателе ЗАР1FG-145/ЕК дугогасящая среда - это элегаз, или шестифтористая сера – инертный газ, который плотнее воздуха в 5 раз. При идентичных условиях (к примеру, при одинаковом атмосферном давлении) значение тока, отключаемого элегазовым выключателем в 100 раз больше, чем, к примеру, у воздушного. Принцип гашения состоит в том, что электроотрицательные молекулы элегаза при горении дуги улавливают электроны дугового столба и образуют отрицательные ионы. Отрицательные ионы рекомбинируют с положительными ионами и образуют нейтральные молекулы, при этом дуга, теряя электроны, становится неустойчивой и быстро гаснет [73,28].

Элегаз достаточно безопасен для человека и окружающей среды, т.к. он негорюч, не взрывоопасен, не имеет запаха и цвета, не вступает реакцию ни с одним из элементов [99].

Гашение дуги в выключателе ЗАР1FG-145/ЕК происходит следующим способом [73]: на рисунке 2.7 представлено исходное состояние контактной системы выключателя ЗАР1FG-145/ЕК, в положении включено [73].

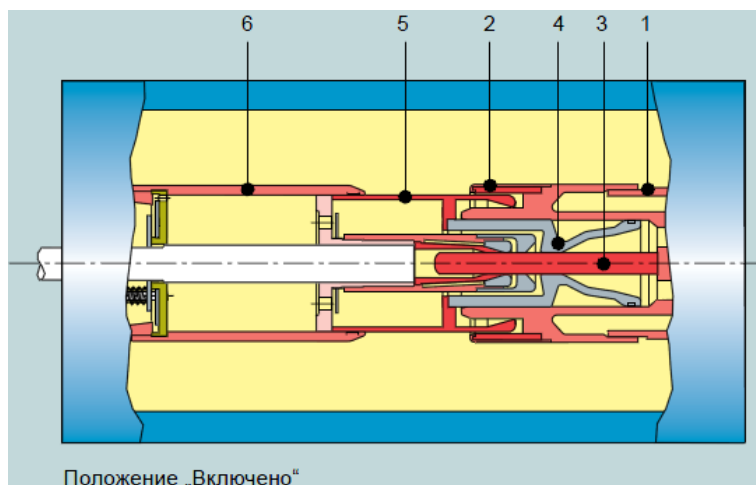


Рисунок 2.7 – Контактная система выключателя ЗАР1FG-145/ЕК в положении включено: 1 – держатель контактов; 2 – главные контакты; 3 – дугогасящий контакт; 4 – сопло; 5 – контактный цилиндр; 6 – цоколь

На рисунке 2.8 показан момент начала размыкания главных контактов [73].

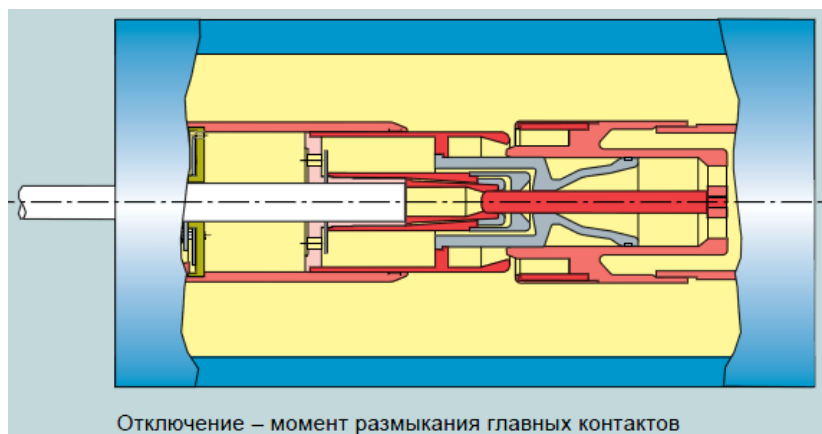


Рисунок 2.8 – Контактная система выключателя ЗАР1FG-145/ЕК в момент начала размыкания главных контактов

Сначала размыкаются главные контакты, и, временно, ток протекает по дугогасящему контакту. Далее при разрыве дугогасящего контакта формируется дуга. Одновременно контактный цилиндр перемещается внутрь цоколя выключателя и сжимает находящийся там элегаз. Под давлением элегаз поступает в противоположном направлении через имеющиеся в дне цилиндра отверстия в зону дуговых контактов. Т.к. сопло движется вместе с контактным

цилиндром, то при его движении неподвижный дугогасящий контакт выходит из сопла и открывает его. В результате элегаз выдувается через сопло и гасит дугу.

Отключение аварийных токов совершенно не требует дополнительной энергии от привода для отключения. Ток короткого замыкания, отключаемый при аварии, выделяет значительную тепловую энергию, что приводит к резкому подъему давления элегаза в контактном цилиндре, поэтому скорость истекающих газов из сопла увеличивается значительно естественным путем.

Момент размыкания дугогасящих контактов представлен на рисунке 2.9 [73].

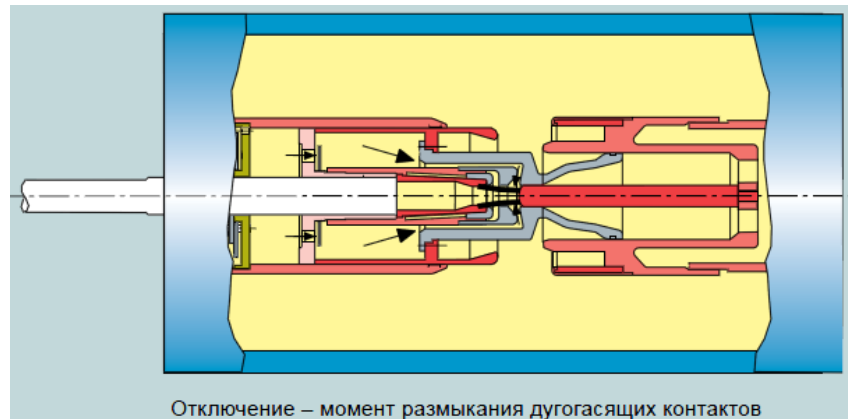


Рисунок 2.9 – Контактная система выключателя ЗАР1FG-145/ЕК в момент начала размыкания дугогасящих контактов

На рисунке 2.10 представлена полностью отключенная контактная система [73].

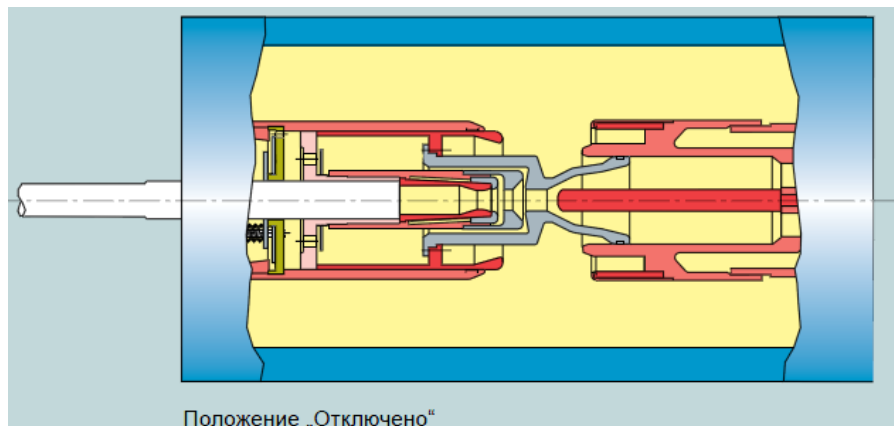


Рисунок 2.10 – Контактная система выключателя ЗАР1FG-145/ЕК в положении отключено

Среда, в которой гасится дуга в вакуумном выключателе ВРС-110 Ш-31,5/2500 – вакуум. Электрическая прочность вакуума значительно превышает электрическую прочность воздушного промежутка.

Также основным преимуществом вакуума является возможность работы при низких температурах без дополнительного обогрева до -60°C , что невозможно, на данный момент, реализовать в элегазовых выключателях [70].

Если рассматривать вакуум с точки зрения безопасности среды, в которой происходит гашение электрической дуги, к воздействию на окружающую среду, то вакуум является самой безопасной средой, т.к. в нем отсутствуют какие-либо вещества в пространстве между электродами.

Значительно большая прочность вакуума объясняется увеличением длины свободного пробега (среднее расстояние, пролетаемое частицей до следующего столкновения) частиц с уменьшением давления, поэтому частицы больше бьются о стенки камер, нежели друг об друга. Данное обстоятельство позволяет значительно уменьшить ход контактов (1,2 см против 10 см в масляном).

При расхождении контактов в вакуумном выключателе, уменьшается площадь соприкосновения контактов и отдельные нагретые части (точки) нагреваются из-за большой плотности тока, проходящего через них, что вызывает образование мостика из металлических частиц (поверхность электродов). Металл испаряясь образует пары металла, в данной среде загорается дуга. Однако, данные пары быстро возвращаются в окружающее пространство (оседают на поверхность электродов) за счет диффузии и при первом переходе тока дуги через нуль (примерно 10мкс) дуга гаснет [71].

2.4.1.2 Конструкция элегазового выключателя ЗАР1FG-145/ЕК и вакуумного выключателя ВРС-110 Ш-31,5/2500

Выключатель элегазовый колонковый ЗАР1FG-145/ЕК состоит из следующих основных частей:

1 – Дугогасительная камера;

- 2 – Опорные изоляторы;
- 3 – Опорные стойки;
- 4 – Шкаф управления;
- 5 – Корпус привода.

Выключатель сделан с применением принципа модульной конструкции, что удобно при транспортировке и сборке (может быть собран одним рабочим) [73].

Пружинный привод компактен, за счет малой энергоемкости, которая достигается благодаря принципу автокомпрессии, примененному для гашения дуги при разрыве электрического тока, т.е. используется энергия самой дуги. Данное обстоятельство позволяет разместить привод выключателя в шкафу управления выключателя.

Особенности конструкции пружинного привода:

- совмещение пружин включения и отключения в едином корпусе с исполнительным механизмом (обеспечивается высокая механическая прочность конструкции и компактность);

- сведение к минимуму подвижных деталей, например: подшипники качения не нуждающиеся в техническом обслуживании, нечувствительность защелок к вибрациям (обеспечивается высокая надежность для безотказной работы в течение десятилетий).

Пружинный привод отвечает требованиям п.6.2.2 [61].

Шкаф управления включает вторичные цепи и устройства, необходимые для управления силовым выключателем. Шкаф имеет водонепроницаемый корпус (степень защиты IP55), устойчив к механическим воздействиям и соответствует требованиям электромагнитной совместимости. «Шкаф содержит основные элементы управления и контроля, такие как: 19 блок контактов; счетчик количества коммутаций; устройство контроля исправности пружин (контроль по времени на взвод); контроль исправности цепей обогрева (токовое реле); защита от перенапряжений в цепях питания; автоматы в цепях двигателя и в цепях обогрева» [73].

Выключатель вакуумный колонковый с одним разрывом на фазу ВРС-110 Ш-31,5/2500 УХЛ1 состоит из следующих основных частей:

- блок полюсов;
- шкаф с пружинным приводом;
- опорная металлоконструкция.

Каждый полюс вакуумного выключателя имеет вакуумную камеру гашения дуги тока КЗ (ВДК), несущие покрышки, тяги, изоляционного ипа, верхнего и нижнего контактов, а также крепежные детали и уплотнения, выполненные для достижения полной герметизации полюса.

Верхняя и нижняя части полюса выполнены из трубы (материал стеклопластик), покрытием из кремнийорганической изоляцией (с внешней стороны). Достигаемая прочность изоляции внутри полюса обеспечивается заполнением свободного пространства между верхней покрышкой и вакуумной камерой изоляцией из полимерных компонентов, поверхность внутри нижней покрышки покрыта изоляцией из органического кремния. Появления и влияние влаги исключается благодаря заполнению внутренней поверхности полюсов азотом под давлением со значением 115 кПа при температуре 20 °С [71].

Пружинный привод – шкафного исполнения и связан кинематикой (через тяги) с полюсами выключателя. Привод управляется с помощью цепей электродвигателя заводки пружины включения и по цепям управления защит: по цепи электромагнита, производящего отключения (УАТ), и по цепи электромагнита, производящего включения (УАС), а также по цепи электромагнита отключения от независимого электропитания (УАВ) [71].

Выключатель включается за счет энергии, которая была запасена пружиной. Взведение пружины, включающей выключатель, производится автоматически либо вручную (для этой цели в шкафу установлен переключатель выбора режима управления выключателем).

2.4.1.3 Технические характеристики элегазового выключателя 3AP1FG-145/ЕК и вакуумного выключателя ВРС-110 III-31,5/2500

Основные технические параметры выключателей представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Параметры выключателей 3AP1FG-145/ЕК и ВРС-110 III-31,5/2500

Параметр	3AP1FG-145/ЕК	ВРС-110 III-31,5/2500
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Количество дугогасительных камер на фазу, шт	1	1
Отключающая способность, кА	40	31,5
Номинальный рабочий ток главной цепи, А	1600	2500
Максимальное мгновенное значение тока включения, кА	108	81
Тип привода	пружинный	пружинный
Стойкость к электродинамическому току, кА	102	81
Собственное время включения, мс, не более	63	80
Собственное время отключения, мс, не более	35	32
Полное время отключения, мс	57	47
Испытательное кратковременное напряжение внутренней и внешней изоляции в сухом состоянии, кВ	275	200
Ресурс по механической стойкости, циклов	10000	10000
Ресурс по механической стойкости аварийного тока отключения, циклов	20	25
Масса, кг	1500	1645

К установке на подстанции «Центральная» принимаем элегазовый колонковый выключатель фирмы Siemens - 3AP1FG-145/ЕК. Т.к. выключатель имеет многолетний успешный опыт эксплуатации в России и удовлетворяет требованиям, описанным в [61].

2.4.1.4 Проверка элегазового выключателя 3AP1FG-145/ЕК

Высоковольтный выключатель проверяется по следующим условиям, представленным в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Проверка выключателя 110 кВ

Наименование	Условие	Элегазовый выключатель ЗАР1FG-145/ЕК
Номинальное напряжение, кВ	$U_{н.выкл} \geq U_{сист}$, где $U_{сист} = 110$ кВ	110
Номинальный ток, А	$I_{н.выкл} \geq I_p$ где $I_p = \frac{S_{ном.Т} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = 281$ А – расчетный ток для трансформатора мощностью 40000 кВА, согласно п. 4.16 [60]	1600
Отключающая способность, кА	$I_{отк} \geq I_{п0}$, где $I_{п0} = 11,774$ кА – трехфазный ток короткого замыкания на стороне 110 кВ	40
Стойкость к электродин. току, кА	$i_{эдс} \geq i_{уд}$, где $i_{уд} = 29,97$ кА – ударный ток	102
Термическая стойкость, кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T \geq ВК$ $11,774^2 \cdot 3 = 416$	4800

Таким образом, высоковольтный выключатель подходит к установке на подстанции «Центральная».

2.4.2 Выбор высоковольтного трансформатора тока и трансформатора напряжения 110 кВ подстанции «Центральная»

Традиционные электромагнитные трансформаторы тока и напряжения, с масляной или элегазовой изоляцией, не будут рассматриваться для установки на подстанции «Центральная» [10]. Для следования принципам концепции «цифровой подстанции», обозначенным в начале главы 2, необходимо принять к рассмотрению инновационные оптико-электронные измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Высоковольтные оптические измерительные преобразователи тока и напряжения это новый тип оборудования, использующий новейшие достижения в оптике. Такое измерительное оборудование отличается исключительной безопасностью, высокой точностью производимых измерений, малыми габаритами, малым весом [85].

«Устанавливаемые на подстанции оптико-электронные трансформаторы тока и напряжения должны отвечать следующим требованиям:

- наличие цифрового выхода и оптоволоконных кабелей, по которым осуществляется передача данных;
- возможность принятия внешних сигналов синхронизации;
- своевременная сигнализация о неисправности;
- отказ системы передачи данных должен быть немедленно обнаружен и просигнализирован» [85].

Оптико-электронные трансформаторы тока и напряжения – инновационное оборудование, которое реализует концепцию «цифровой подстанции». Основные преимущества оптико-электронных трансформаторов тока и напряжения: абсолютная взрыво- и пожаробезопасность; высокая сейсмостойкость; полная гальваническая развязка высоких напряжений и токов от вторичной цепи; повышенная эксплуатационная безопасность; высокая точность измерений.

В качестве оптико-электронных трансформаторов тока и напряжения на подстанции будут приняты образцы отечественного предприятия «Профотек». Оборудование фирмы «Профотек» входит в реестр инновационных решений ПАО «Россети» [64] – оптико-электронный трансформатор тока. Основным инновационным признаком является новый физический принцип измерения – оптический. В [64] отмечаются основные эффекты от внедрения оптико-электронных измерительных трансформаторов: снижение технологических потерь; уменьшение числа отказов и аварий; уменьшение расходов на эксплуатацию; высокая экологическая безопасность; высокая точность измерений. Данный тип измерительного трансформатора тока, а также трансформатор напряжения имеют свидетельство об утверждении типа средств измерений и могут использоваться для коммерческого учета.

2.4.2.1 Принцип работы оптико-электронного трансформатора тока

Принцип работы трансформатора тока основан на эффекте Фарадея. Вокруг проводника с измеряемым током находится многovitковый контур, выполненный из специального оптического волокна. В данный многovitковый контур вводятся две ортогональные циркулярно поляризованные световые волны. При отсутствии в проводнике тока, световые волны распространяются внутри многovitкового контура с одинаковой скоростью и приходят на выход контура одновременно. Протекание тока в проводнике сопровождается наличием магнитного поля вокруг проводника с током, которое вызывает изменение свойств оптического волокна. Скорость распространения световых волн по оптическому контуру, при изменении его свойств, становится разной и на выходе из оптического контура возникает относительный фазовый сдвиг [82]. Условно, принцип измерения показан на рисунке 2.11 [82,81].

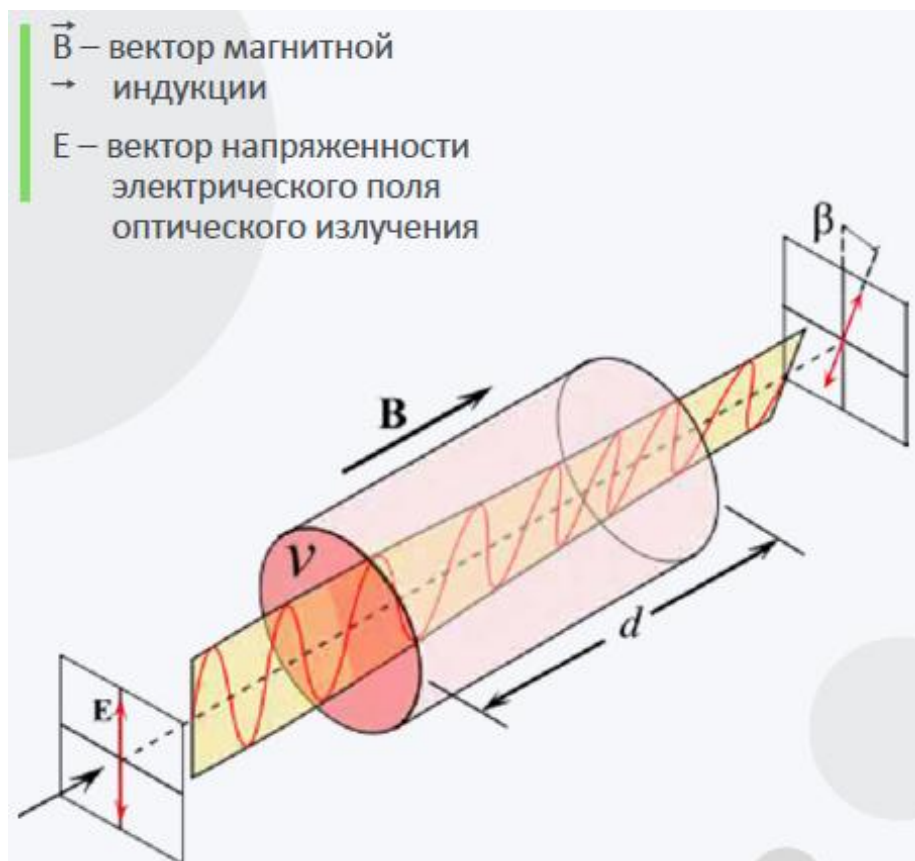


Рисунок 2.11 – Принцип измерения оптико-электронного трансформатора тока

2.4.2.2 Принцип измерения оптоэлектронного трансформатора напряжения

Измерение напряжения осуществляется емкостным делителем посредством оптоэлектронного преобразователя, который находится в герметичном отсеке нижней части изоляционной колонны. Измерительный сигнал снимается с нижней секции конденсаторного делителя напряжения, измерения производятся на уровне микротоков, поэтому феррорезонансный блок отсутствует в данном емкостном измерителе [82].

Делитель напряжения получает питание по оптоволоконному кабелю с применением специального источника лазерного излучения, отличающегося повышенной надежностью. Измеренные значения напряжения цифровой формы передаются в блок электронной обработки по оптоволоконному кабелю. Таким образом, в трансформаторе напряжения достигается гальваническая изоляция первичных и вторичных цепей [82].

Для наглядного понимания принципа измерения напряжения, на рисунке 2.12 представлена структурная схема оптоэлектронного трансформатора напряжения.

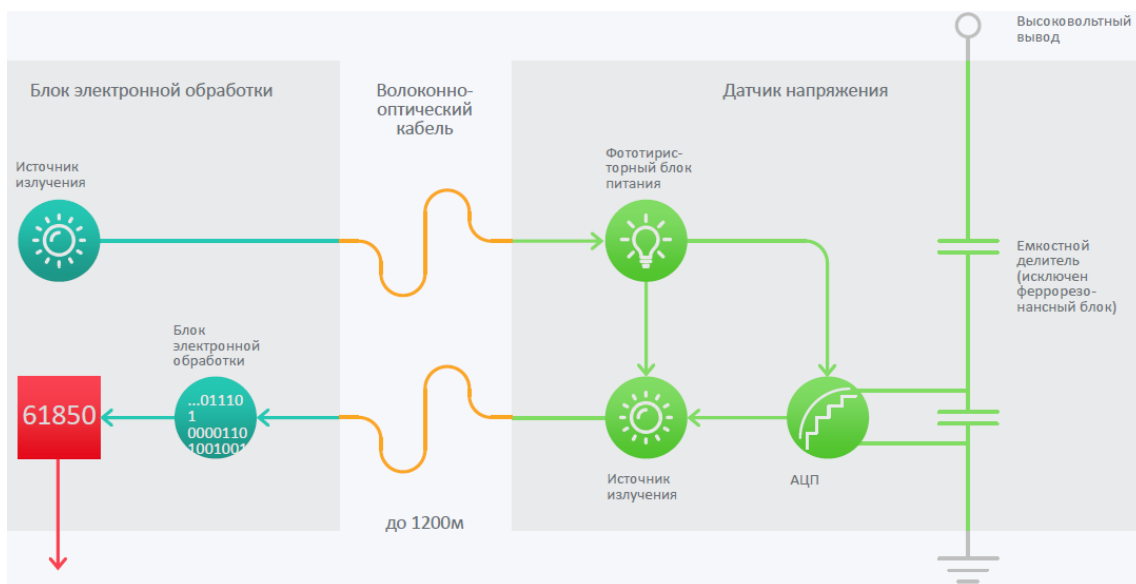


Рисунок 2.12 – Структурная схема оптоэлектронного трансформатора напряжения

2.4.2.3 Параметры оптико-электронных трансформаторов тока и напряжения

Основные параметры оптико-электронных трансформаторов тока и напряжения представлены в таблице 2.17 [82,53].

Таблица 2.17 – Параметры оптико-электронных трансформаторов тока и напряжения

Параметр	ТТОЭ	ДНЕЭ
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный первичный ток, А	100 - 3000	-
Вторичный ток, А / Вторичное напряжение, В	1 – аналоговый выход; МЭК 61850-9-2LE – цифровой выход.	100/√3 - аналоговый выход; МЭК 61850-9-2LE – цифровой выход.
Класс точности: для измерений и коммерческого учета – для защиты -	0,2S 5TPЕ	0,2 3P
Энергопотребление на один электронный блок, Вт	50	50
Масса, кг	65	110

2.4.2.4 Проверка оптико-электронных трансформаторов тока и напряжения

Трансформаторы тока и напряжения проверяются по условиям, представленным в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Проверка трансформатора тока и напряжения

Наименование	Условие	Значение
1	2	3
Оптико-электронный трансформатор тока		
Номинальное напряжение, кВ	$U_{н.ТТ} \geq U_{сист}$, где $U_{сист} = 110 \text{ кВ}$	110
Номинальный ток, А	$I_{н.ТТ} \geq I_p$ где $I_p = \frac{S_{ном.Т} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = 175 \text{ А}$	200
	расчетный ток для трансформатора мощностью 25000 кВА. В секционной перемычке, расчетный ток 256А.	600

Продолжение таблицы 2.18

1	2	3
Электродинамическая стойкость, кА	$i_{\text{эдс}} \geq i_{\text{уд}}$, где $i_{\text{уд}} = 29,97 \text{ кА}$ – ударный ток	102
Термическая стойкость, кА ² ·с	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq \text{ВК}$ $11,774^2 \cdot 3 = 416$	4800
Оптико-электронный трансформатор напряжения		
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{н.ТН}} \geq U_{\text{сист}}$, где $U_{\text{сист}} = 110 \text{ кВ}$	110
Вторичная нагрузка, ВА		
измерение (в т.ч. ком.учет)	20	100
измерение (в т.ч. ком.учет)	20	30
защита	30	1200

Таким образом, оптико-электронные трансформаторы тока подходят к установке на подстанции «Центральная».

2.4.3 Выбор разъединителя 110 кВ подстанции «Центральная»

В части соблюдения требований концепции «цифровой подстанции» разъединители, а также их заземляющие ножи должны быть снабжены приводом. Управление приводом включение/отключение должно осуществляться с помощью оптически управляемых твердотельных силовых ключей. Контроль положения разъединителей должен осуществлять оптическими датчиками положения пассивного типа [85].

Разъединители предназначены для отключения и включения обесточенных цепей или цепей с незначительным током, ими также можно включать и отключать токи холостого хода трансформаторов, зарядные токи воздушных линий. Разъединителями нельзя отключать нагрузочные токи, т.к. это может привести к короткому замыканию, и, соответственно, нельзя отключать токи короткого замыкания [36, 45]. Также разъединители заземляют отключенные участки при помощи стационарных заземляющих ножей [39,22,35].

Принимаем к установке разъединители наружной установки, горизонтально-поворотного типа с полимерной изоляцией фирмы ЗЭТО.

Данная фирма является лучшим отечественным производителем и сравнение с другими фирмами, производящими разъединители, не требуется.

В цепях линий (приемные разъединители, ремонтная и секционная перемычка) принимаем к установке разъединители с двумя заземляющими ножами РГН.2-110.П/1000 УХЛ1, в цепи трансформаторов устанавливаются новые разъединители с одним заземляющим ножом РГН.1а-110.П/1000 УХЛ1 и РГН.1б-110.П/1000 УХЛ1 (отличие между ними в месте расположения заземляющих ножей).

Технические параметры разъединителей представлены в таблице 2.19 [83].

Таблица 2.19 – Технические параметры разъединителей

Параметр	Разъединитель		
	РГН.1а-110.П/1000 УХЛ1	РГН.1б-110.П/1000 УХЛ1	РГН.2-110.П/1000 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	110		
Номинальный ток, А	1000		
Ток термической стойкости, кА	31,5		
Ток электродинамической стойкости, кА	80		
Испытательное одноминутное напряжение промышленной частоты, кВ: между полюсами и землей – между разомкнутыми контактами разъединителя –	230		
	230		
Время протекания кратковременно выдерживаемого тока, с: для контактного ножа – для заземлителей –	3		
	1		
Количество заземляющих ножей, шт	1	1	2
Тип привода	Двигательный ПД-14 УХЛ1		

Проверка разъединителей 110 кВ осуществляется по условиям, представленным в таблице 2.20.

Таблица 2.20 - Проверка разъединителей 110 кВ

Наименование	Условие	Разъединители РГН.1а(б)-110.П и РГН.2-110.П
Номинальное напряжение, кВ	$U_{н.раз} \geq U_{сист}$, где $U_{сист} = 110$ кВ	110
Номинальный ток, А	$I_{н.нагр} \geq I_p$ где $I_p = \frac{S_{ном.Т} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = 281$ А – расчетный ток для трансформатора мощностью 40000 кВА согласно п. 4.16 [60]. В секционной перемычке, расчетный ток 345А.	1000
		1000
Электродинамическая стойкость, кА	$i_{эдс} \geq i_{уд}$, где $i_{уд} = 29,97$ кА – ударный ток	80
Термическая стойкость, кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T \geq BK$ $11,774^2 \cdot 3 = 416$	2980

Таким образом, разъединители подходят к установке на подстанции «Центральная».

2.4.4 Защита от перенапряжений подстанции «Центральная»

Для соблюдения требований концепции «цифровой подстанции» необходимо реализовать цифровую передачу данных от счетчика срабатываний ограничителя перенапряжений и прочего возможного оборудования, установленного для совместной работы с ограничителем перенапряжений.

Ограничитель перенапряжений – основной элемент, обеспечивающий защиту электрооборудования подстанции и линий от грозových и коммутационных перенапряжений. Выбор и проверка ограничителей перенапряжения выполняется в соответствии с ПУЭ раздел 4 [62] и с «Методическими указаниями по применению ограничителя перенапряжения в нелинейных электрических сетях 6-35 кВ» РАО «ЕЭС России» [59], а также в соответствии с «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжения в электрических сетях 110-750 кВ» РАО ЕЭС России [58].

Ограничитель перенапряжений проверяется по следующему начальному условию:

Наибольшее длительное допустимое напряжение U_d для ОПН 110 кВ в линии, для ОПН в нейтрали силового трансформатора и для ОПН 6 кВ, определяется по следующим формулам соответственно:

$$U_d \geq 1,15 \cdot U_{нс} / \sqrt{3} = U_{нр} / \sqrt{3}, \quad (2.29)$$

$$U_d \geq U_{нр} / \sqrt{3}, \quad (2.30)$$

$$U_d \geq U_{нр}, \quad (2.31)$$

где $U_{нс} = 110$ кВ – номинальное напряжение системы;

1,15 – коэффициент, увеличивающий наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, принят согласно [8,58,66];

$U_{нр} = 73$ кВ – наибольшее рабочее напряжение.

$$U_d \geq 1,15 \cdot 110 / \sqrt{3} = 73 \text{ кВ},$$

$$U_d \geq 73 / \sqrt{3} = 42 \text{ кВ},$$

$$U_d \geq 7,2 \text{ кВ}.$$

Для проверки по условиям выбираем ОПН типа ОПН-А-110/88-10/650(II)4-УХЛ1 для установки на ОРУ-110; ОПНН-А-110/56-10/650(II)4-УХЛ1 для установки в нейтраль силового трансформатора; ОПН-6/8,2-10/650-УХЛ1 для установки в КРУ-6 кВ.

$$U_d = 88 \text{ кВ} \geq 73 \text{ кВ} \text{ – условие выполняется,}$$

$$U_d = 56 \text{ кВ} \geq 42 \text{ кВ} \text{ – условие выполняется,}$$

$$U_d = 8,2 \text{ кВ} \geq 7,2 \text{ кВ} \text{ – условие выполняется.}$$

Дальнейшую проверку по условиям ОПН 110 кВ и ОПН 6 кВ проводим в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Проверка по условиям ОПН 110 кВ и ОПН 6 кВ

Наименование условия	ОПН 110 кВ на ОРУ	ОПН 110 кВ в нейтрали	ОПН 6 кВ	Условие для ОПН 110 кВ на ОРУ / ОПН 110 кВ в нейтрали / ОПН 6 кВ
1	2	3	4	5
Номинальный разрядный ток $I_{\text{н}}$, А	10000	10000	10000	10000 А для защиты электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений
Остаточное напряжение на ОПН при расчетном токе $U_{\text{ок}}$, кВ	$236 \leq 286$	$140 \leq 138$, в пределах допуска 5%	$25,9 \leq 35,8$	$U_{\text{ок}} \leq \frac{U_{\text{ки}}}{a} =$ $= \frac{1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 / 80 / 25}{1,2 / 1 / 1,2} =$ $= 286 / 138 / 35,8 \text{ кВ},$ <p>где $U_{\text{ок}} = 236 / 140 / 25,9$ кВ – значение остающегося напряжения на ОПН, определяется из хар-ки ОПН для 1000 А; $U_{\text{ки}}$ – испытательное напряжение коммутационного импульса защищаемого оборудования. $U_{\text{ки}} = K_{\text{и}} \cdot K_{\text{к}} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1\text{мин}}$, где $K_{\text{и}} = 1,35$ – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным [58]; $K_{\text{к}} = 0,9$ – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции [58]; $U_{1\text{мин}}$ – одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц (нормируется ГОСТ 1516.3-96) [11]; $a = 1,2 / 1 / 1,2$ коэффициент учитывающий износ оборудования (1,15-1,2 – для нового; 1,3-1,4 – для оборудования сроком службы 10 лет) [58].</p>
Наибольший ток, проходящий через ОПН при коммутационных перенапряжениях $I_{\text{к}}$, кА	$0,19 \leq 1$	$0,42 \leq 1$	$0,02 \leq 1$	$I_{\text{к}} = \frac{(U_{\text{к}} - U_{\text{ок}})}{Z_{\text{в}}} =$ $= \frac{(309,96 / 309,96 / 17 - 236 / 140 / 25,9)}{400} =$ $= 0,19 / 0,42 / 0,020 \text{ кА},$ <p>где $I_{\text{к}}$ – максимальный ток коммутационного перенапряжения; $U_{\text{к}}$ – коммутационное перенапряжение, не ограниченное ОПН. $U_{\text{к}} = 0,82 \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{м}}$, где $U_{\text{м}} = 126 / 126 / 6,9$ кВ – максимальное длительно допустимое рабочее междуфазное напряжение сети [11]; $K_{\text{к}} = 3$ – наибольшая кратность коммутационных перенапряжений по отношению к амплитуде максимального рабочего фазного напряжения; $Z_{\text{в}} = 400$ Ом – волновое сопротивление воздушной линии. $U_{\text{к}} = 309,96 / 309,96 / 17$ кВ.</p>

Продолжение таблицы 2.21

1	2	3	4	5
Остаточное напряжение на ОПН при протекании расчетного тока грозовой волны $U_{ог}$, кВ	$296 \leq 400$	$189 \leq 190$	$25,9 \leq 50$	$U_{ог} \leq \frac{U_{гн}}{a} =$ $= \frac{480/190/60}{1,2/1/1,2} =$ $= 400/190/50 \text{ кВ},$ <p>где $U_{ог} = 296 / 189 / 25,9$ кВ – остающееся напряжение на ОПН при протекании расчетного тока грозовой волны, определяется из характеристик ОПН для 20 / 10 / 10 кА; $U_{гн} = 480 / 190 / 60$ кВ – амплитуда испытательного униполярного импульса грозowych перенапряжений с наложенным колебаниями по ГОСТ 1516.3-96 [11].</p>
Максимальное значение тока, протекающего через ОПН в режиме грозowych перенапряжений I_r , кА	$2,66 \leq 20$	$3,735 \leq 10$	$6,12 \leq 10$	$I_r \leq I_{гОПН} = \frac{(2,5 \cdot U_{50\%} - U_{ог} \cdot n)}{Z_B}$ $= \frac{(2,5 \cdot 900 - 296/189/25,9 \cdot 4)}{400} =$ $= 2,66/3,735/6,12 \text{ кА},$ <p>где $n = 4$ – минимальное число ВЛ, подключенных к шинам ПС; $U_{50\%} = 900$ кВ – 50%-ое напряжение перекрытия изоляции при грозовом импульсе отрицательной полярности.</p>
Энергия, поглощаемая ОПН при коммутационных и грозowych перенапряжениях $W_{ОПН}$, кДж	$385 > 3,5;$ $385 > 5,45$	$308 > 0,002;$ $308 > 0,00006$	$17,4 >$ $0,00011;$ $17,4 >$ $0,00007$	$W_{ОПН} > W_{1(2)},$ $W_{ОПН} = 3,5 / 2,8 / 2,9 \text{ кДж/кВ} - \text{удельная энергоемкость ОПН, равная полной энергоемкости, отнесенной (умноженной на) к номинальному напряжению ОПН } U_{ном} [91,92].$ $W_1 = \frac{m \cdot U_{ок} \cdot (U_k - U_{ок}) \cdot L_{ВЛ}}{Z_B \cdot V} =$ $= \frac{2 \cdot 236/143/35,8 \cdot (309,96/309,96/17 - 236/143/35,8)}{400 \cdot 300} \cdot 12/0,005/0,01 = 3,5/0,002/0,00011 \text{ кДж},$ <p>где $L_{ВЛ} = 12 / 0,005 / 0,01$ км – длина ВЛ; $V = 300$ м/мкс – скорость распространения волны перенапряжения по линии [58]; $m = 2$ – число воздействующих подряд импульсов коммутационных перенапряжений [58].</p> $W_2 = \frac{U_{ог} \cdot (U_{гн} - U_{ог}) \cdot L_{ВЛ}}{Z_B \cdot V} =$ $= \frac{296/182/25,9 \cdot (480/190/60 - 296/182/25,9)}{400 \cdot 300} \cdot 12/0,005/0,01 = 5,45/0,00006/0,00007 \text{ кДж},$ <p>где $L_{ВЛ} = 12 / 0,005 / 0,01$ км – длина ВЛ; $V = 300$ м/мкс – скорость распространения волны перенапряжения по линии [58].</p>
Обеспечение взрывобезопасности $I_{ср.ОПН}$, кА	$40 > 13,5$	$40 > 13,5$	$40 > 22,26$	$I_{ср.ОПН} > 1,15 / 1,15 / 1,1 \cdot I_{кз}^{(3)} =$ $= 1,15 / 1,15 / 1,1 \cdot 11,774 / 11,774 / 20,24 =$ $= 13,5 / 13,5 / 22,26 \text{ кА},$ <p>где $I_{ср.ОПН} = 40 / 40 / 40$ кА – ток срабатывания противозрывного устройства; $I_{кз}^{(3)} = 11,774 / 11,774 / 20,24$ кА – ток трехфазного КЗ.</p>

Продолжение таблицы 2.21

1	2	3	4	5
Длина пути утечки внешней изоляции ОПН $L_{y.опн}$, см	$390 > 322$	$390 > 322$	$25 > 20,7$	$L_{y.опн} > 1,15 \cdot L_{y.обор} =$ $= 1,15 / 1,15 / 1,15 \cdot 280 / 280 / 18 =$ $= 322 / 322 / 20,7 \text{ см,}$ где $L_{y.опн} = 390 / 390 / 25 \text{ см}$ – длина пути утечки внешней изоляции у ОПН; $L_{y.обор} = 280 / 280 / 18 \text{ см}$ – длина пути утечки внешней изоляции электроустановок.
Наибольшее значение длины опасной зоны $L_{оз.макс}$, м	145	-	145	$L_{оз.макс} \leq \frac{10^5}{N \cdot T_{оп.мин}} = \frac{10^5}{2,3 \cdot 300} = 145 \text{ м}$ где $N = 2,3$ – удельное число прямых ударов молнии в год на 100 км при 100 грозовых часах; $T_{оп.мин} = 300 \text{ лет}$ – значение повторяемости ударов молнии в ВЛ на участке опасной зоны.
Крутизна падающей волны грозового импульса $S_{расч}$, кВ/мкс	$1200 \geq 1169$	-	$1200 \geq 1169$	$S_{расч.ном} \geq S_{расч} = \frac{2 \cdot 10^5}{L_{оз.макс} + d_2} = \frac{2 \cdot 10^5}{145 + 16} =$ $= 1169 \text{ кВ/мкс,}$ где $S_{расч.ном} = 1200 \text{ кВ/мкс}$ – номинальное значение крутизны падающей волны; $d_2 = 16 \text{ м}$ – расстояние от границы молниезащиты до места установки защищаемого оборудования.
Допустимое расстояние от ОПН до силового трансформатора $L_{опн.доп}$, м	$11 \leq 25$	-	$1 \leq 25$	$L_{опн.доп} \leq \frac{(U_{ги} - U_{ог}) \cdot V}{2 \cdot S_{расч}} =$ $= \frac{(480 / - / 60 - 296 / - / 25,9) \cdot 300}{2 \cdot 1169 / - / 1169} = 25 / - / 4,3 \text{ м}$ где $L_{опн.доп} = 11 / - / 1 \text{ м}$ – расстояние от места установки ОПН до силового трансформатора

Таким образом, проверенные ограничители перенапряжений подходят по всем возможным условиям для установки на подстанции «Центральная».

2.4.5 Выбор дугогасящего реактора

Для соблюдения требований концепции «цифровой подстанции» необходимо увеличение интеллектуальной составляющей средств контроля и управления реактором, что разумеет под собой:

- переход на цифровые (оптические) технологии съема информации с датчиков и цифровые технологии передачи исполнительных команд элементам реактора;

- увеличение объема контроля и диагностики реактора под рабочим напряжением [87].

Для снижения перенапряжений в сети 6 кВ и обеспечения селективности защиты от коротких замыканий одной фазы на землю на каждой секции шин 6 кВ устанавливается дугогасящий реактор [39,22,35,36,45].

Мощность реактора, согласно п.3.1. РД 34.20.179 (ТИ 34-70-070-87), выбирается по значению емкостного тока электросети с учетом возможного ее развития в ближайшие 10 лет. При отсутствии данных - мощность выбирается с учетом увеличения емкостного тока на 25%.

Емкостный ток каждой секции шин, согласно данным, предоставленным «МРСК Волги - Мордовэнерго», составляет 21 А.

Расчет мощности дугогасящих реакторов производится по следующей формуле:

$$S_p = 1,25 \cdot I_p \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}}, \quad (2.32)$$

$$S_p = 1,25 \cdot 21 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3}} = 95,48 \text{ кВА}.$$

К установке принимаются дугогасящие реакторы РДМР (однофазный, дугогасящий, естественная циркуляция воздуха и масла, регулируемый) мощностью 300 кВА каждый с напряжением 6 кВ и диапазоном тока, осуществляющего компенсацию - 5-80 А. Подключение к сети реакторов ведется через трансформаторы ТМГ-250/6 У1 (схема соединения обмоток Ун/Д-11). К нейтрали сети выполнение подключения дугогасящих реакторов производится через разъединитель, установленные с единственной целью - отключение реактора для осмотра и технического обслуживания [76].

2.4.6 Выбор жесткой ошиновки ОРУ 110 кВ

Жесткая ошиновка ОРУ-110 кВ выполняется шинами трубчатого профиля ШН1-1АС150/19-110/2000УХЛ1 компании ЗАО «ЗЭТО». Размер трубы - 105x5, длина максимального пролета 9 м. Фарфоровые изоляторы

используются в целях опорной изоляции. Соединение между собой пролетов каждой из фаз сборных шин распределительного устройств производится с использованием токовых компенсаторов. Сборные шины крепятся к опорным изоляторам с помощью шинодержателей. Присоединение гибких спусков, ответвлений к сборным шинам (для присоединения электрооборудования) запроектировано опрессовкой с использованием прессовочных матриц [74].

Жесткая ошиновка – это комплект высокой готовности, который поставляется с опорными изоляторами, шинодержателями, компенсаторами, которые уже рассчитаны и не требуют никаких дополнительных действий [74].

Жесткая ошиновка выбирается по следующим параметрам: номинальное напряжение $U_{н.с.}$, номинальный ток I_n , электродинамическая стойкость $i_{эд.с.}$, термическая стойкость $I^2_{тт}$.

Выбор жесткой ошиновки сведен в таблицу 2.22.

Таблица 2.22– Жесткая ошиновка 110 кВ

Оборудование	Расчетные данные				Каталожные данные			
	$U_{н.с.}$, кВ	I_p , А	$i_{уд}$, кА	$B \cdot k$, кА ² ·с	$U_{н.ш.}$, кВ	I_n , А	$i_{эд.с.}$, кА	$I^2 \cdot t$, кА ² ·с
Ошиновка жесткая ОРУ-110	110	345	29,97	416	110	2000	102	4800

Таким образом, выбранная жесткая ошиновка подходит для установки на подстанции «Центральная».

2.4.7 Выбор гибкой ошиновки ОРУ 110 кВ

В соответствии с реестром инновационных решений ПАО «Россети» [64] принимаем к установке на подстанции «Центральная» алюминиевый провод с композитным сердечником, наименование АССС АВАТОК® фирмы «ЭНЕРГОкомплект».

Сердечник провода АССС выполнен из углеродного волокна, верхние повивы – проволоки трапецевидного сечения из отожженного алюминия. Отличительные особенности провода АССС:

- способность выдерживать очень высокие температуры (до 190 °С) [77];

- низкий коэффициент линейного удлинения (в 10 раз ниже чем у стали) [77];
- увеличение пропускной способности провода (актуально для ВЛ) [77];
- значительное снижение массы и, соответственно, уменьшение провеса (на 78% по сравнению с аналогичным проводом того же сечения) [64];
- повышенная проводимость за счет увеличения плотности алюминиевого проводника трапецевидными проволоками [77].

Значительного экономического эффекта от внедрения данного типа провода можно добиться только на воздушных линиях электропередачи. Но для понизительных подстанций есть свой эффект от внедрения данного провода – это значительное сниженная масса провода, что уменьшает тяжение на выводы высоковольтного оборудования. Провод АССС включен в реестр инновационных решений ПАО «Россети» 17.01.2017 г. [64].

На подстанции «Центральная» данным проводом будут выполнены спуски и короткие перемычки между оборудованием. Провод АССС проверяется по следующим условиям, представленным в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Проверка провода АССС по условиям

Наименование условия	Условие	АССС 150/28
1	2	3
Допустимый нагрев $I_{\text{доп}}$, А	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$ где $I_{\text{max}} = 345$ А – расчетный ток наиболее тяжелого режима (значение предоставлено «Мордовэнерго»); $I_{\text{доп}} = 827$ А – максимальная допустимая нагрузка провода при температуре $180 \text{ }^\circ\text{C}$ [77].	$345 \leq 827$
Термическая стойкость $\psi_{\text{к,доп}}$, $\square\text{C}$	$\vartheta_{\text{к}} < \vartheta_{\text{к,доп}}$, где $\vartheta_{\text{к}}$ - температура нагрева проводника к моменту отключения тока короткого замыкания, по [67]; $\vartheta_{\text{к,доп}} = 200^\circ\text{C}$ - предельно допустимая температура нагрева проводника согласно [67]. $V_{\text{к}} = I_{\text{т.п}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а.эк}}) = 11,774^2 (0,1 + 0,01) = 15,25 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с},$ где $I_{\text{т.п}} = 11,774$ А – расчетный ток КЗ в начале линии; $t_{\text{откл}} = 0,1$ с – время действия релейной защиты; $T_{\text{а.эк}} = 0,01$ с – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.	$110 < 200$

Продолжение таблицы 2.23

1	2	3
	$A_{\vartheta_k} = A_{\vartheta_n} + \frac{B_k}{S^2} = 0,5 \cdot 10^4 + \frac{15,25 \cdot 10^6}{150^2} =$ $= 0,57 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с/мм}^4,$ <p>где A_{ϑ_k} – величина, соответствующая конечной температуре нагрева проводника; $A_{\vartheta_n} = 0,5 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с/мм}^4$ – начальная величина, определяемая по начальной температуре $\vartheta_n = 60^\circ\text{C}$ проводника, определяется по [67]; $S = 150 \text{ мм}^2$ – площадь поперечного сечения проводника. ϑ_k при $A_{\vartheta_k} = 0,57 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с/мм}^4$ равно $110 \square \text{ C}$, согласно рис. 8.9 [67].</p>	
<p>Электродинамическое действие тока короткого замыкания $F_{\text{доп}}$, Н</p>	$F_{\text{max}} \leq F_{\text{доп}},$ <p>где $F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н}$ – допустимое тяжение в проводах; $F_{\text{разр}} = 4000 \text{ Н}$ – минимальная разрушающая нагрузка на изолятор (ИОС-110-400 УХЛ1). $p = \lambda \cdot \frac{(I_{\text{п0}}^{(2)})^2 \cdot t_{\text{откл}}}{a \cdot q} = 2,8 \cdot \frac{10,197^2 \cdot 0,1}{2,3 \cdot 5,4} =$ $= 0,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с/Н},$ <p>где $I_{\text{п0}}^{(2)} = 10,197 \text{ кА}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ (по данным от «Мордовэнерго»); $t_{\text{откл}} = 0,1 \text{ с}$ – расчетная продолжительность короткого замыкания; $a = 2,3 \text{ м}$ – расстояние между фазами; $q = 5,4 \text{ Н/м}$ – погонный вес провода; $\lambda = 2,8$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние аperiodической составляющей электродинамической силы определяется рис. 7.10 [67]. Т.к. расчетное значение смещения меньше $0,4 \text{ кА}^2 \text{с/Н}$, то можно не проводить проверку по смещению [67]. $F_{\text{max}} = \sqrt{2(E \cdot S) \frac{\Delta W_k}{l} + F_0^2} =$ $= \sqrt{2 \cdot (7 \cdot 10^9 \cdot 150 \cdot 10^{-6}) \cdot \frac{0,623}{4} + 216^2} =$ $= 611,34 \text{ Н},$ <p>где $E = 7 \cdot 10^9 \text{ Н/м}^2$ – модуль упругости [67]; $S = 150 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения провода; ΔW_k – энергия накопленная проводником, Дж; F_0 – тяжение (продольная сила) в проводнике до короткого замыкания, Н; $l = 4 \text{ м}$ – длина пролета.</p> </p></p>	$611,34 \leq 2400$

Продолжение таблицы 2.23

1	2	3
	$\Delta W_k = \frac{(F_{\text{расч}}^{(2)} \cdot t_{\text{откл}})^2}{2 \cdot M} \cdot \lambda = \frac{(9,931 \cdot 0,1)^2}{2 \cdot 2,216} \cdot 2,8 =$ $= 0,623 \text{ Дж},$ <p>где $M = 2,216 \text{ кг}$ – масса провода в пролете; $F_{\text{расч}}$ – расчетная электродинамическая нагрузка на проводник при двухфазном КЗ, Н.</p> $F_{\text{расч}}^{(2)} = F_0^{(2)} \cdot \lambda = 0,2 \cdot \frac{1}{a} (I_{\text{н0}}^{(2)})^2 \cdot \lambda =$ $= 0,2 \cdot \frac{4}{2,3} (10,197)^2 \cdot 2,8 = 9,931 \text{ Н.}$ $F_0 = \frac{q \cdot l^2}{8 \cdot f_n} = \frac{5,4 \cdot 4^2}{8 \cdot 0,05} = 216 \text{ Н.}$ <p>где $f_n = 0,05 \text{ м}$ – провес провода посередине пролета.</p>	
<p>Коронирование E, кВ/см</p>	$1,07E \leq 0,9E_0,$ <p>где E_0 – начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см; E – напряженность электрического заряда около поверхности провода, кВ/см.</p> $E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) =$ $= 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,84}}\right) = 32,95 \text{ кВ/см},$ <p>где $m = 0,82$ – коэффициент учитывающий шероховатость отверстия поверхности прохода [67]; $r_0 = 0,84 \text{ см}$ – радиус провода.</p> $E = \frac{0,354U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,95 \cdot \lg \frac{185}{0,84}} = 17,5 \text{ кВ/см}$ <p>где $U = 110 \text{ кВ}$ – линейное напряжение; $D_{\text{ср}} = 185 \text{ см}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.</p> $1,07 \cdot 17,5 = 18,73 \text{ кВ/см}$ $0,7 \cdot 32,95 = 29,66 \text{ кВ/см}$	$18,73 \leq 29,66$

Таким образом, выбранный гибкий провод подходит к установке на подстанции «Центральная».

2.4.8 Выбор комплектного распределительного устройства ЗРУ-6 кВ и оборудования, входящего в его состав

«Концепция «цифровой подстанции» реализуется в КРУ-6 кВ использованием следующих технологий:

- цифровые оптические датчики тока и напряжения;

- встроенный регистратор аварийных событий;
- управление выключателями, включение/отключение, по оптическим каналам;
- оптические датчики для контроля положения выкатного элемента;
- групповой модуль связи, заложенный в выключатель, с помощью которого происходит измерение токов всех присоединений и обеспечивается выполнение функций релейной защиты. Также данный модуль выполняет функцию АВР» [87].

В КРУ существующих производителей, концепция «цифровой подстанции» реализовано частично.

Для сравнительного анализа были приняты две современные марки комплектных распределительных устройств: КРУ-СЭЩ-70 производства ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» [78] и КРУ «Классика» серии D-12P [79] производства ООО «Электротехнический завод «Вектор».

Комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70 является высоко энергоэффективным оборудованием, согласно информации в [78], индикатор энергетической эффективности по потерям составляет не более 0,063 %. Для достижения таких показателей произведен комплекс мер: снижение количества разборных контактных соединений, выполнено гальваническое покрытие контактных соединений, главные цепи на токи от 2000 А выполнены из меди, освещение шкафов выполнено светодиодными лампами, выполнена автоматика обогрева релейных шкафов, защита от открытой дуги выполнена оптоволоконными датчиками и т.д.

КРУ-СЭЩ-70 – шкаф одностороннего обслуживания с верхним расположением сборных шин. Выкатной элемент КРУ может укомплектовываться электрическим приводом, что создает возможность для дистанционного автоматического управления, также доступно дистанционное управление заземляющим разъединителем. Все отсеки внутри одного КРУ разделены перегородками, для недопущения развития аварии во всем КРУ сразу. Также возможно пошкафное разделение отсека сборных шин каждого

отдельного КРУ, что локализует аварию в одном месте без дальнейшего распространения.

Фасадная дверь КРУ-СЭЩ-70 выполнена так, что можно проверить положение выкатного элемента. Также на фасадной двери установлен прибор «КРУ-Мнемо» и сигнализаторы наличия высокого напряжения. Данные приборы в совокупности обеспечивают отображение полной информации о состоянии аппаратов шкафа и о состоянии блокировок.

Шкафы в сборе объединяются в единый контур заземления и требуется лишь подсоединить его к существующему контуру заземления.

Защита от дуговых замыкания выполнена по двухступенчатому принципу – с использованием светодатчиков (волоконно-оптических или фототиристорных) и концевых выключателей на клапанах разгрузки избыточного давления.

Выполнены все необходимые блокировки от неправильных действий эксплуатационного персонала.

Все основные узлы шкафа изготавливаются на одном предприятии, что гарантирует их надежную работу совместно.

КРУ «Классика» серии D-12P является шкафом однозначно одностороннего оперативного и технического обслуживания.

Шкаф D-12P изготавливается из высококачественного стального листа с алюмоцинковым покрытием, обладающим повышенной стойкостью к коррозии. Сварные соединения полностью исключены при сборке шкафа, т.к. сварное соединение зачастую становится очагом появления коррозии.

Внутренний объем шкафа разделен перегородками, также как и КРУ-СЭЩ-70, что обеспечивает локализацию аварии в малом объеме (в одном отсеке одного шкафа, а в случае аварии на сборных шинах, предусмотрено разделение шкафов между друг другом и соединение сборных шин посредством проходных изоляторов, что отделяет шкафы между друг другом и локализует аварию).

Защита от дуговых замыканий реализована аналогично КРУ-СЭЩ-70 – клапанами сброса избыточного давления и концевыми выключателями в сочетании с фототиристорами или волоконно-оптическими датчиками.

Шкафы также укомплектовываются электрическими приводами для выкатного элемента и заземлителя, что обеспечивает возможность дистанционных оперативных переключений.

На фасадной двери КРУ D-12P, также как и на фасадной двери КРУ-СЭЩ-70 имеется мнемосхема, сигнализирующая о состоянии коммутационной аппаратуры и о многом другом.

Шкафы оснащены множеством систем механических и электромагнитных блокировок, что исключает ошибочные действия эксплуатационного персонала.

Все части аппаратов и приборов, которые необходимо заземлить, имеют электрический контакт с корпусом КРУ, который при монтаже заземляется непосредственно на закладные элементы. Шкафы в совокупности образуют единый контур заземления.

Технические параметры, представлены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Технические параметры КРУ

Параметр	СЭЩ-70-10	D-12P
Номинальное напряжение, кВ	6; 10	6; 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12	7,2; 12
Номинальный ток сборных шин, А	до 4000	до 4000
Номинальный ток главных цепей, А	до 4000	до 4000
Номинальный ток отключения выключателей, кА	до 40	до 50
Ток термической стойкости, кА	до 40	до 50
Ток электродинамической стойкости, кА	до 128	до 128
Напряжение вспомогательных цепей, В	до 220	до 220
Тип высоковольтного линейного ввода	Шинный/кабельный	Шинный/кабельный
Наличие дуговой защиты	да	да

В начале необходимо определить ток сборных шин 6 кВ. Согласно п.4.16 [60] расчетный ток вычисляется для трансформатора мощностью 40000 кВА, на ступень выше выбранного трансформатора. Расчет будет производиться по следующей формуле:

$$I_p = \frac{S_{\text{ном.Т}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{40000/2 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2566 \text{ А}.$$

Оба варианта КРУ подходят к установке по всем параметрам, в том числе по номинальному току. Поэтому выбор производителя КРУ проведем по географическому расположению завода, исходя из условия меньших транспортных расходов.

КРУ D-12P, производится ООО электротехнический завод «Вектор», который находится в г. Воткинск, республики Удмуртия. КРУ-СЭЩ-70, производится заводом ЗАО "ГК "Электроцит"- ТМ Самара", который находится в г. Самара, Самарской области. Подстанция «Центральная» находится в г. Саранск, республики Мордовия. Ближе к республике Мордовия – Самарская область. Поэтому к установке принимаем КРУ-СЭЩ-70 ЗАО "ГК "Электроцит"- ТМ Самара".

В ячейках устанавливается следующее оборудование:

- Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10;
- Взрывобезопасный, антирезонансный трансформатор напряжения с литой изоляцией НАЛИ-СЭЩ-6;
- Предохранитель в цепи трансформатора напряжения ПKN-001-10 У3 и в цепи трансформатора собственных нужд (установлен на территории ОРУ) ПКТ-VV;
- Трансформаторы тока с литой изоляцией типа ТОЛ-СЭЩ-10;
- Трансформатор тока нулевой последовательности ТДЗЛ-СЭЩ-0,66;
- ОПН-6/8,2-10/650-УХЛ1 производства ЗАО «Феникс-88».

Проверка выключателей ВВУ-СЭЩ-П-10 по условиям, аналогичным таблице 2.16, где была выполнена проверка высоковольтных выключателей, представлена в таблице 2.25. Данные о расчетных токах отходящих присоединений предоставлены «Мордовэнерго».

Таблица 2.25 – Проверка выключателей 6 кВ

Оборудование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	$U_{\text{сист.}}$, кВ	I_p , А	$I_{\text{по}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	ВК, кА ² ·с	$U_{\text{н.выкл.}}$, кВ	$I_{\text{н.выкл.}}$, А	$I_{\text{отк.}}$, кА	$i_{\text{эдс.}}$, кА	$I_T^2 \cdot t_T$, кА ² ·с
Яч. 111 Ввод Т1	6	2566	20,24	52,95	1229	10	3150	31,5	79	2977
Яч. 110 ДГР-1	6	30	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 105 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	280	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 104 ОАО «Стройзаказчик»	6	77	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 103 Кондит. фабрика	6	50	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 102 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	228	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 101 СВ	6	2566	20,24	52,95	1229	10	3150	31,5	79	2977
Яч. 302 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	320	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 303 Энерголин	6	33	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 304 Ввод Т2	6	2566	20,24	52,95	1229	10	3150	31,5	79	2977
Яч. 305 Жилкоммунстрой	6	3	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 306 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	280	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 310 ДГР-3	6	30	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 209 ДГР-2	6	30	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 207 Ввод Т1	6	2566	20,24	52,95	1229	10	3150	31,5	79	2977
Яч. 205 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	89	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 204 Энерголин	6	77	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 203 Жилкоммунстрой	6	10	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 202 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	195	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 401 СВ	6	2566	20,24	52,95	1229	10	3150	31,5	79	2977
Яч. 402 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	89	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 403 ОАО «Стройзаказчик»	6	91	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 404 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	280	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977
Яч. 408 Ввод Т2	6	2566	20,24	52,95	1229	10	3150	31,5	79	2977
Яч. 409 ДГР-4	6	30	20,24	52,95	1229	10	1600	31,5	79	2977

Проверка трансформаторов тока с литой изоляцией типа ТОЛ-СЭЩ-10 выполнена по условиям, аналогичным таблице 2.18, где проверяются высоковольтные трансформаторы тока. Проверка трансформаторов тока 6 кВ

сведена в таблицу сведена в таблицу 2.26. Данные о расчетных токах отходящих присоединений предоставлены «Мордовэнерго».

Таблица 2.26 – Проверка трансформаторов тока 6 кВ

Оборудование	Расчетные данные				Каталожные данные			
	$U_{\text{сист.}},$ кВ	$I_p, \text{ A}$	$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$ВК,$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{н.т.т.}},$ кВ	$I_{\text{н.т.т.}}, \text{ A}$	$i_{\text{эдс}}, \text{ кА}$	$I_T^2 \cdot t_T,$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Яч. 111 Ввод Т1	6	1146	34,61	525	10	1500	100	4800
Яч. 110 ДГР-1	6	30	34,61	525	10	50	100	4800
Яч. 105 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	280	34,61	525	10	400	100	4800
Яч. 104 ОАО «Стройзаказчик»	6	77	34,61	525	10	300	100	4800
Яч. 103 Кондит. фабрика	6	50	34,61	525	10	150	100	4800
Яч. 102 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	228	34,61	525	10	400	100	4800
Яч. 101 СВ	6	1146	34,61	525	10	1500	100	4800
Яч. 302 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	320	34,61	525	10	400	100	4800
Яч. 303 Энерголин	6	33	34,61	525	10	300	100	4800
Яч. 304 Ввод Т2	6	1146	34,61	525	10	1500	100	4800
Яч. 305 Жилкоммунстрой	6	3	34,61	525	10	300	100	4800
Яч. 306 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	280	34,61	525	10	400	100	4800
Яч. 310 ДГР-3	6	30	34,61	525	10	50	100	4800
Яч. 209 ДГР-2	6	30	34,61	525	10	50	100	4800
Яч. 207 Ввод Т1	6	1146	34,61	525	10	1500	100	4800
Яч. 205 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	89	34,61	525	10	400	100	4800
Яч. 204 Энерголин	6	77	34,61	525	10	150	100	4800
Яч. 203 Жилкоммунстрой	6	10	34,61	525	10	300	100	4800
Яч. 202 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	195	34,61	525	10	400	100	4800
Яч. 401 СВ	6	1146	34,61	525	10	1500	100	4800

Продолжение таблицы 2.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Яч. 402 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	89	34,61	525	10	400	100	4800
Яч. 403 ОАО «Стройзаказчи»	6	91	34,61	525	10	300	100	4800
Яч. 404 ЗАО ТФ «ВАТТ»	6	280	34,61	525	10	400	100	4800
Яч. 408 Ввод Т2	6	1146	34,61	525	10	1500	100	4800
Яч. 409 ДГР-4	6	30	34,61	525	10	50	100	4800

Проверка трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЦ-6 по условиям, аналогичным таблице 2.18, где была выполнена проверка высоковольтных трансформаторов напряжения, представлена в таблице 2.27. Данные о расчетной нагрузке предоставлены «Мордовэнерго».

Таблица 2.27 – Проверка трансформатора напряжения 6 кВ

Место установки	Расчетные данные			Тип аппарата	Каталожные данные	
	U _{сети} , кВ	Обмотка	S _{ном} , ВА		U _{сети} , кВ	S _{ном} , ВА
ЗРУ-6	6	измерений	10	ТН-6 кВ НАЛИ- СЭЦ-6	6	30
		измерений	10			30
		защиты	15			30

2.4.9 Выбор кабелей 6 кВ

В соответствии с реестром инновационных решений ПАО «Россети» [64], одним из инновационных решений для прокладки кабелей до потребителей, будет являться прокладка кабелей фирмы-производителя ООО «ОКП «ЭЛКА-Кабель». Кабели из сшитого полиэтилена (СПЭ) данного производителя на напряжения 6-35 кВ отличаются существенно сниженной собственной стоимостью на 5-35 %, пониженным весом, антивандальной конструкцией - в сравнении с аналогичной традиционной кабельной продукцией. Такого эффекта удалось достичь благодаря экрану кабеля, выполненного из сплава ТАС [75].

ТАС – термо- коррозионностойкий алюминиевый сплав, химические свойства которого подтверждены лабораторными исследованиями, на основании которых вынесено решение о допуске к промышленной эксплуатации [75].

Преимущества кабелей фирмы ООО «ОКП «ЭЛКА-Кабель», а также наличие кабелей данной фирмы в реестре инновационных решений [64], являются основанием для применения их на подстанции «Центральная». Выбор типа кабелей будет осуществлен по принципу – «не хуже», т.е. новые кабели, как минимум, будут иметь такие же параметры и конструкцию, сечение как и существующие, но в случае кабелей фирмы ООО «ОКП «ЭЛКА-Кабель», характеристики новых кабелей будут значительно превышать характеристики существующих и конструкция кабелей будет отличаться.

Существующие кабели подстанции «Центральная» и современный аналог:

1) ААШв – кабель с токопроводящей жилой из алюминия, броней из алюминия, поверхностной оболочкой типа «шланг» из поливинилхлоридного пластиката. Предназначен для прокладки в земле с низкой и средней коррозионной активностью, в независимости от наличия блуждающих токов, в грунтах с высокой коррозионной активностью с отсутствием блуждающих токов. Выдерживает умеренную коррозионную активность среды [75]. Аналог на который данный кабель будет заменен – АПвБП, это кабель с алюминиевой токопроводящей жилой, изоляцией жил из сшитого полиэтилена, металлическим экраном из проволок сплава ТАС и броней из 2-х стальных оцинкованных лент, и оболочкой из полиэтилена. Кабель АПвБП предназначен для прокладки в земле с любой степенью коррозионной активности грунтов [75].

2) ЦААБлу – кабель с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом, содержащей церезин. Токопроводящая жила выполнена из алюминия, оболочка также из алюминия, броня из 2-х стальных лент, под броней имеется слой из пластмассовых лент. Кабель ЦААБлу предназначен для прокладки в земле, с возможностью прокладки на вертикальных и наклонных участках. Аналог на который данный кабель будет заменен – АПвБП. Описание представлено в поз.1.

3) ААБ – кабель с алюминиевой токопроводящей жилой, алюминиевой оболочкой, броней из двух стальных лент. Предназначен для прокладки в земле с низкой и средней коррозионной активностью при отсутствии блуждающих токов. Аналог на который данный кабель будет заменен – АПвБП. Описание представлено в поз.1.

4) АСБ – кабель с алюминиевой токопроводящей жилой, оболочкой из свинца, броней из 2-х стальных лент. Предназначен для прокладки в земле с низкой коррозионной активностью в независимости от блуждающих токов и средней коррозионной активностью при отсутствии блуждающих токов. Аналог на который данный кабель будет заменен – АПвБП. Описание представлено в поз.1.

5) ААБЛ - кабель с алюминиевой токопроводящей жилой, алюминиевой оболочкой, броней из двух стальных лент, в подушке под броней имеется слой из пластмассовых лент. Предназначен для прокладки в земле с низкой и средней коррозионной активностью при отсутствии блуждающих токов. Аналог на который данный кабель будет заменен – АПвБП. Описание представлено в поз.1.

Кабели из сшитого полиэтилена отличаются способностью передать большую мощность, обеспечить высокий уровень надежности передачи электрической энергии. Ограничений по применению кабеля из сшитого полиэтилена по условиям влажности воздуха, структуре грунтов и видов почв нет [75].

Необходимо проверить кабельные линии потребителей 6 кВ на термическую стойкость, для анализа воздействия токов КЗ на шинах 6 кВ. Проверка на допустимый нагрев производится согласно [67], аналогично условиям проверки на термическую стойкость в таблице 2.23. Результаты проверки кабелей представлены в таблице 2.28. Информация по потребителям была предоставлена «Мордовэнерго».

Таблица 2.28 – Проверка кабельных линий

№ п/п	№ ячейки	Потребитель	Марка и сечение кабеля	Длина, м	Предельно допустимая температура нагрева при КЗ $u_{к.доп}, \square C$	Расчетная температура нагрева к моменту отключения КЗ $u_{к}, \square C$
1	202	ЗАО ТФ «Ватт» на РП-11	АПВБП 3х240/70-6	1100	200	75
2			АПВБП 3х185/95-10	640	200	80
3	103	Кондитерская фабрика	АПВБП 3х120/95-10	1500	200	110
4	104	ОАО «Стройзаказчик»	АПВБП 3х240/70-6	100	200	75
5	203	Жилкоммунстрой	АПВБП 3х240/70-6	500	200	75
6	205	ЗАО ТФ «Ватт» на ТП-618	АПВБП 3х240/70-6	105	200	75
7			АПВБП 3х240/70-6	372	200	75
8	302	ЗАО ТФ «Ватт» на РП-11	АПВБП 3х185/95-10	1110	200	80
9	204	Энерголин ООО «Глориус»	АПВБП 3х240/70-6	2350	200	75
10	403	ОАО «Стройзаказчик»	АПВБП 3х240/70-6	100	200	75
11	305	Жилкоммунстрой	АПВБП 3х240/70-6	500	200	75
12	102	ЗАО ТФ «Ватт» на ТП-570	АПВБП 3х185/95-10	850	200	80
13			АПВБП 3х185/95-10	850	200	80
14	303	Энерголин	АПВБП 3х240/70-6	2350	200	75
15	105	ЗАО ТФ «Ватт» на РП по ул. Красноармейская	АПВБП 3х240/70-6	500	200	75
16	306	ЗАО ТФ «Ватт» на ТП-612	АПВБП 3х240/70-6	500	200	75
17	402	ЗАО ТФ «Ватт» на ТП-664	АПВБП 3х240/70-6	500	200	75
18	404	ЗАО ТФ «Ватт» на РП по ул. Красноармейская	АПВБП 3х240/70-6	500	200	75

Согласно РД 153.34.0-20.527-98 [67] температура нагрева проводника к моменту отключения КЗ $u_{к}$ должна быть меньше предельно допустимой

температуры $u_{к.доп}$. Для всех кабелей термическая стойкость обеспечивается, т.к. это условие выполняется.

2.5 Система оперативного тока подстанции «Центральная»

На подстанции принимается система оперативного постоянного тока напряжением 220 В:

- для сигнализации, питания релейной защиты;
- питания аварийного освещения.

Согласно данным, предоставленным «Мордовэнерго», постоянная нагрузка и кратковременная пиковая нагрузка представлены в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Постоянная и кратковременная нагрузка

№	Наименование	Суммарная максимальная мощность, Вт	Максимальный ток, А
1	Панели РЗиА, сигнализация	1883	8,56
2	Аварийное освещение	650	2,96
3	Панели РЗиА, сигнализация (кратковременная)	4890	22,23

В качестве источника постоянного тока принимаем свинцово-кислотную герметизированную необслуживаемую аккумуляторную батарею серии PowerSafe V 12V80 производства «EnerSys».

2.6 Собственные нужды подстанции «Центральная»

Мощность ТСН определяется с учетом коэффициента спроса K_c . Расчет нагрузки собственных нужд сведен в таблицу 2.30. Данные были предоставлены «Мордовэнерго».

Таблица 2.30 – Расчет нагрузки собственных нужд

№	Наименование	Кол-во	Мощность, кВт	cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка		
						K _c	P _p , кВт	Q _p , кВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Обогрев шкафов наружной установки	-	10,6	1	0	1	10,6	0
2	Приводы выключателей и разъединителей 110 кВ	-	4,67	0,85	0,6	0,6	2,8	1,74
3	Приводы выключателей 6 кВ	35	0,33	0,85	0,6	0,1	1,16	0,72
4	Цепи блокировки разъединителей	-	1,0	1	0	1	1,0	0
5	РПН трансформаторов	2	1,1	0,85	0,6	1	2,2	1,36
6	Охлаждение трансформаторов	2	3,7	0,85	0,6	1	7,4	4,59
7	Питание ЗВУ	2	18,5	1	0	0,12	4,44	0
8	АСУ, АИИСКУЭ, аппаратура связи	-	3,47	1	0	1	3,47	0
9	Освещение ОРУ	16	0,1	1	0	0,5	0,8	0
10	Собственные нужды здания ЗРУ-6 кВ	-	63,47	0,9	0,5	0,5	31,87	15,44
11	Собственные нужды здания ОПУ	-	55,15	0,9	0,5	0,5	27,58	13,36
12	Приводы ДГР	4	2,2	0,85	0,6	0,5	4,4	2,73
13	Сварочная сеть	2	17,3	1	0	0,5	17,3	0
14	Приводы ВЭ	43	0,22	0,85	0,6	0,1	0,95	0,59
15	Обогрев ячеек РУ-6 кВ	43	0,03	1	0	1	1,29	0
16	Управление ДГР	-	0,06	1	0	1	0,06	0
17	Освещение ячеек РУ-6 кВ	43	0,02	1	0	0,5	0,43	0
18	Прибор РОС-101	-	0,01	1	0	1	0,01	0
Итого:							117,7	40,5
Суммарная нагрузка потребителей собственных нужд, кВА							124,52	

Мощность ТСН определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{ном.ТСН}} \geq S_{\text{расч.СН}}, \quad (2.33)$$

$$160\text{кВА} \geq 124,52\text{кВА}.$$

Принимаем к установке 2 масляных герметичных энергосберегающих трансформатора серии ТМГэ [64] со схемой соединения обмоток Д/Ун-11, мощностью 160 кВА. Снижение потерь холостого хода и короткого замыкания достигают 15-25 %, по сравнению с аналогичными трансформаторами.

2.7 Выводы по второй главе

Анализ существующей ситуации в области электроэнергетики республики Мордовия выявил, что темпы роста потребления электроэнергии продолжают расти, регион развивается и нуждается в значительном увеличении

мощностей. Росту способствует увеличение объемов промышленного производства по различным причинам, в том числе по причине проведения Чемпионата Мира по футболу в 2018 году (Футбольный стадион – «Мордовия Арена» и соответствующая инфраструктура).

Для удовлетворения планируемых уровней потребления электроэнергии, произведен выбор основного электрооборудования на основании данных о перспективной нагрузке подстанции «Центральная» к 2020 г.

Для выяснения существующего состояния силовых трансформаторов проведен расчет допустимых нагрузок и износа, в результате которого выявлено удовлетворительное состояние трансформаторов. Однако, вне зависимости от существующего состояния трансформаторов принято решение об их замене, в связи с расширением сети и значительным увеличением нагрузок подстанции.

Электрическая схема выбрана в соответствии с типом подстанции, планируемым после реконструкции сетей 110 кВ «Мордовэнерго» – проходная.

Оборудование проверено по техническим параметрам и выбрано в соответствии с реестром инновационных решений ПАО «Россети». Следует отметить направленность в выборе оборудования в сторону концепции «цифровой подстанции» - подстанции будущего.

3 Расчет показателей структурной надежности подстанции «Центральная» до и после реконструкции

3.1 Основные понятия теории надежности

«Надежность – свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования» [21]. Под надежностью в электроэнергетике, в частности – под надежностью снабжения электроэнергией, понимается следующее - «бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей её качества и исключение опасных ситуаций для людей и окружающей среды» [12].

В рамках настоящего расчета надежности будет рассматриваться структурная надежность, как составляющая надежности объекта, обусловленная его структурой (т.е. расположением и взаимным соединением основного электрооборудования), а не особенностями режимов его функционирования, как в случае с функциональной надежностью [23].

«Элементом - объект, надежность которого подвергается рассмотрению в не независимо от надежности составляющих его частей, а только в зависимости от его функциональной роли и места в системе или установке» [21]. Под элементами, в данном случае, подразумевается основное электрооборудование (выключатели, трансформаторы, разъединители и т.д.) и соединяющие их части (сборные шины, воздушные и кабельные линии и т.д.), в совокупности образующие систему электроснабжения – электрическую схему подстанции.

Под «системой следует понимать совокупность взаимосвязанных элементов или объектов, предназначенных для выполнения определенного круга задач, имеющих единое управление функционированием и развитием» [21]. В данном случае под системой следует понимать часть электроэнергетической системы – понизительную подстанцию, которая является электроэнергетической установкой.

Надежность электроэнергетических установок – «это комплексное свойство, которое включает в себя такие свойства как безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимную управляемость, живучесть, безопасность» [21].

Основными причинами снижения надежности электрооборудования и следующего за этим снижения надежности системы электроснабжения являются повреждение или неисправность, в конечном счете, ведущие к отказу. Под повреждениями понимается непосредственное физическое разрушение, такое как поломка отдельных деталей, нарушение изоляции, под неисправностью – ошибки, допущенные в процессе монтажа или эксплуатации, разрегулировка каких-либо механизмов и т.п. [21].

Элементы системы электроснабжения подстанции (оборудование) можно условно разделить на невосстанавливаемые и на восстанавливаемые. Большая часть элементов системы электроснабжения подстанции относится к восстанавливаемым, «к невосстанавливаемым элементам можно отнести плавкие предохранители, полупроводниковые реле, конденсаторы и т.д.» [47]. Восстанавливаемые элементы цикличны, и это их основная характеристика, т.е. работа, отказ, восстановление (аварийный или профилактический ремонт), повторная эксплуатация и никак по другому. Невосстанавливаемые же элементы после отказа заменяются новыми, ввиду различных факторов, среди которых основные - это экономическая нецелесообразность, невозможность восстановления.

Количественно оценить надежность можно по показателям надежности. «Показатели надежности – количественные характеристики свойств, определяющих надежность объекта» [29]. Показатели надежности условны и достаточно неопределенны в том смысле, что в отношении каждого конкретного объекта, например высоковольтный выключатель, результаты наблюдений, составляющие в итоге показатели надежности данного элемента, объединяются в предположении одинаковости всех объектов и условий их

работы. Однако данное обстоятельство все же позволяет рассчитывать показатели надежности с сохранением достаточной степени точности.

Основные показатели надежности перечислены далее (применимы как для невосстанавливаемых, так и для восстанавливаемых систем) [47,17]:

а) вероятность безотказной работы $P(t)$, в вероятностном и статистическом виде (для дальнейших формул аналогично), характеризует вероятность работы без единого отказа в заданном интервале времени при определенных условиях и режимах эксплуатации,

$$\begin{aligned} P(t) &= P\{T \geq t\}, \\ P(t) &= \frac{N_0 - n(t)}{N_0}, \end{aligned} \quad (3.1)$$

где T – время работы до первого отказа;

N_0 – начальное число элементов;

$n(t)$ – количество элементов, отказавших за время t .

б) вероятность отказа $Q(t)$ – характеризует вероятность хотя бы одного отказа в заданный интервал времени,

$$\begin{aligned} Q(t) &= 1 - P(t), \\ Q(t) &= \frac{n(t)}{N_0}. \end{aligned} \quad (3.2)$$

в) частота отказов $a(t)$ – характеризует вероятность того, что отказ элемента произойдет за единицу времени (наиболее малый интервал времени),

$$\begin{aligned} a(t) &= \frac{dQ(t)}{dt} = -\frac{dP(t)}{dt}, \\ a(t) &= \frac{n(t, \Delta t)}{N_0 \cdot \Delta t}. \end{aligned} \quad (3.3)$$

г) интенсивность отказов $\lambda(t)$ – характеризует вероятность, с которой возникнет отказ в заданный момент времени, при условии, что раньше отказа не возникало (для невосстанавливаемых элементов),

$$\lambda(t) = \frac{1}{P(t)} \cdot \frac{dQ(t)}{dt} = \frac{n(t)}{[N_0 - n(t)] \cdot t}. \quad (3.4)$$

д) средняя наработка до отказа T_0 – характеризует среднее время работы до первого отказа (для невосстанавливаемых элементов),

$$T_0 = \frac{\sum_{i=1}^N t_{p,i}}{N}, \quad (3.5)$$

где N – число образцов, подвергшихся испытанию;

$t_{p,i}$ – срок службы какого-либо i -го образца.

е) параметр потока отказов $\omega(t)$ – характеризует то, с какой интенсивностью (как часто) будет отказывать восстанавливаемый элемент,

$$\omega(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{Mr(t, t + \Delta t)}{\Delta t} = \Omega'(t), \quad (3.6)$$

$$\omega(t) = \frac{n(t)}{N_0 \cdot t},$$

где $\Omega'(t)$ – математическое ожидание какого-то количества отказов за время t ;

$r(t)$ – количество отказов, произошедших за время t .

Параметр потока отказов имеет вид кривой, приведенной на рисунке 3.1. [47].



Рисунок 3.1 – Кривая параметра потока отказов элемента на протяжении жизненного цикла

ж) наработка на отказ T_0 – характеризует среднее время, которое будет работать восстанавливаемый элемент, находясь в точке между двумя отказами,

$$T_0 = \frac{\sum_{i=1}^r t_i}{r}, \quad (3.7)$$

$$T_0 = \frac{\sum_{i=1}^N T_{0i}}{N},$$

где t_i – время работы без единого отказа;

r - количество отказов системы, произошедших за время испытания t ;

T_{0i} – наработка на отказ i -го образца;

N – число испытываемых образцов.

з) среднее время восстановления T_B – характеризует время, затрачиваемое на поиск и устранение одного отказа,

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^r \tau_i}{r}, \quad (3.8)$$

$$T_B = \frac{\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^r \tau_{ij}}{\sum_{j=1}^N r_j},$$

где τ_i – время восстановления элемента после отказа;

r - количество отказов системы, произошедших за определенный период;

r_j – число отказов j -го образца;

τ_{ij} – время восстановления j -го образца после i -го отказа.

и) интенсивность восстановления $\mu(t)$, характеризует вероятность восстановления элемента после момента t за единицу времени Δt , при условии, что до момента t восстановления элемента не произошло,

$$\mu(t) = \frac{n(t + \Delta t) - n(t)}{n(t)\Delta t}, \quad (3.9)$$

где $n(t + \Delta t)$, $n(t)$ – количество объектов, восстановление которых длилось меньше $n(t + \Delta t)$, $n(t)$ соответственно.

Для анализа и расчета надежности используется аппарат случайных величин. Для описания распределения вероятностей дискретных и непрерывных случайных величин используются интегральные функции распределения и законы распределения случайных величин (дискретные и непрерывные случайные величины соответственно). Основные законы распределения непрерывных случайных величин следующие: экспоненциальный закон распределения, распределение Вейбулла, гамма распределение, биномиальное распределение, распределение Пуассона. Для расчета показателей надежности в настоящей главе будет использовано программное обеспечение, основанное на экспоненциальном законе распределения [29].

$$\begin{aligned}
P(t) &= e^{-\lambda t}, \\
Q(t) &= 1 - P(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \\
a(t) &= \lambda e^{-\lambda t}, \\
\lambda(t) &= \frac{a(t)}{\int_0^{\infty} a(x) dx} = \frac{a(x)}{P(t)} = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda, \\
T &= \int_0^{\infty} P(t) dt = \int_0^{\infty} \exp(-\lambda t) dt = \frac{1}{\lambda}.
\end{aligned}
\tag{3.10}$$

3.2 Анализ существующих методов расчета показателей структурной надежности систем электроснабжения

Под расчетом показателей надежности понимается метод получения численных показателей надежности объекта по известным характеристикам надежности его элементов и по известному структурному взаимодействию [24].

Существует ряд методик для расчета показателей структурной надежности систем электроснабжения: метод статистического моделирования, использование математического аппарата теорем теории вероятностей, метод пространства состояний, метод Марковских процессов и др. Согласно [12], большинство методик имеют те или иные недостатки при расчете показателей структурной надежности схем.

Так, метод статистического моделирования, или метод Монте-Карло, является достаточно универсальным, но сопровождается значительным количеством испытаний и длительным временем проведения, также сложен учет погрешности при испытаниях. Метод Монте-Карло не подойдет для расчетов в данном случае [12].

Методика с использованием математического аппарата теорем теории вероятностей достаточно проста и наглядна на первый взгляд, однако расчет представляется весьма затруднительным в общем случае. На основе данного

метода разработаны такие методы как метод минимальных путей и сечений, логико-вероятностный метод [12].

Основное достоинство логико-вероятностного метода проявлялось раньше, при отсутствии мощной компьютерной техники, и заключалось в минимизации топологии вычислительных схем. Основным недостатком является данного метода расчета - необходимость составления таблиц истинности, что требует перебора всех работоспособных состояний схемы. В случае масштабности схем, данный метод не подойдет [12].

Метод минимальных путей и сечений хорошо применим при расчете небольших схем. Соответственно недостатком метода минимальных путей и сечений является возможность работы только с небольшими схемами, все пути и сечения которых можно определить наглядно. При более сложных схемах реализация метода ограничивается порядком рассматриваемых сечений. Метод минимальных путей и сечений не подойдет для расчетов в данном случае [12].

Также существуют такие методы приближенного анализа надежности как метод анализа дерева отказов и таблично-логический метод.

Ценность метода анализа дерева отказов в наглядности, четкости и простоте графа, в возможности производить качественный и количественный анализ надежности, а также в возможности выявлять ненадежные места системы. Основным недостатком метода анализа дерева отказов является значительные ресурсные и временные затраты, а также проблема учета состояния частичного отказа [12].

Применение специальных таблиц в таблично-логическом методе позволяет производить упорядоченный перебор интересующих состояний и событий и это является основным достоинством метода. Недостаток таблично-логического метода заключается в невозможности использования для относительно больших схем (только для простейших наглядных схем) [12].

«Метод пространства состояний предусматривает перечисление состояний системы с последующим определением вероятности каждого из них»

[12]. Основное преимущество метода заключается в возможности применения для описания переходов из одного состояния в другое модели Маркова.

Метод Марковских процессов позволяет находить вероятности состояний [12].

Метода, который бы учитывал весь спектр свойств системы электроснабжения, не существует. Все существующие методы опираются на большое число допущений и ограничений. Большая часть методов требует значительных временных и ресурсных затрат. Также большая часть методов малопригодна для задач большой размерности и трудно формализуема для представления их на компьютере. Наиболее удобным и пригодным для расчетов на компьютере оказался метод пространства состояний и метод минимальных путей и сечений, согласно [13].

В качестве расчетного метода выбран метод пространства состояний с описанием переходов между состояниями моделью Маркова. Выбран именно данный метод, т.к. он является «наиболее удобным для практического применения по условиям полноты учитываемых факторов и наиболее поддающимся формализации и реализации» [13]. Данный метод реализован в программном комплексе для расчета показателей надежности [14,15].

3.3 Описание метода пространства состояний с использованием модели Маркова

При использовании данного метода, описание системы производится при помощи ее состояний с указанием переходов из одного состояния в другое при помощи модели Маркова.

Модель Маркова предполагает, что каждый отдельный элемент системы находится в одном из нескольких возможных состояний (рисунок 3.2): нормальное функционирование I_N , аварийный ремонт (отказ) I_R , состояние между отказом и завершением оперативных переключений I_S , предупредительный (профилактический) ремонт I_M . Если хотя бы один из

множества элементов изменит свое состояние, то состояние системы также изменится [12]. Простейшая Марковская модель одного элемента приведена на рисунке 3.2 [12].

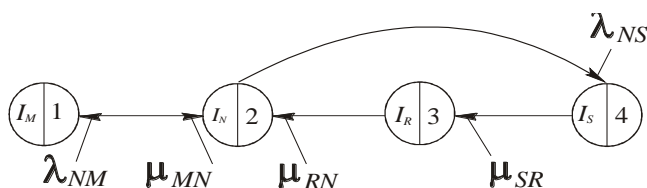


Рисунок 3.2 – Марковская модель одного элемента

В совокупности, все состояния системы образуют пространство состояний. Диаграмма пространства состояний представляет собой граф, состоящий из вершин и дуг, соединяющих вершины. Если дуги обозначены стрелочками, то граф считается ориентированным, в противном случае – нет. Ориентированные дуги указывают направление перехода из одного состояния в другое [12,13,31,69].

Основные показатели надежности, которые можно рассчитать при помощи данного метода – вероятность отказов, средние параметры потока отказов, средние продолжительности отдельных состояний систем [13].

3.4 Расчет показателей структурной надежности системы электроснабжения подстанции «Центральная»

3.4.1 Общие данные

Вопрос расчета показателей структурной надежности систем электроснабжения в достаточной степени сложен и занимает значительное количество времени при ручном расчете. Данные обстоятельства вынуждают прибегать к использованию математического программного комплекса, например: программный комплекс расчета показателей надежности [13], основанный на использовании приближенных формул.

Программный комплекс разработан Степкиной Юлией Васильевной и включает в себя основные результаты исследований диссертации [13]:

- уточнены существующие классы сечений (15 известных типов) благодаря учету новых типов отказов элементов, за счет учета текущего и капитального ремонтов; также получены формулы для вычисления вклада полученных сечений в показатели структурной надежности систем электроснабжения (вероятность отказа системы и средний параметр потока отказов);

- разработаны дополнительно 4 класса сечений с учетом отказов срабатываний коммутационных аппаратов и планово-предупредительных ремонтов и, также разработаны формулы для вычисления вклада в результирующие показатели структурной надежности новых классов сечений;

- введен дополнительный новый класс сечения, который учитывает отказ срабатывания автоматического включения резерва, что расширяет уже известную классификацию с 19 до 20 классов сечений;

- произведена разработка алгоритма вычисления 5 новых классов сечений, что позволило получить инженерную методику определения показателей структурной надежности систем электроснабжения. Данная методика позволяет решать задачи расчета показателей структурной надежности систем электроснабжения с меньшими вычислительными затратами.

В основу программного комплекса для оценки показателей структурной надежности систем электроснабжения заложены такие понятия как «сечение» и «разрез».

Сечение – совокупность элементов, которые в определенных условиях могут обеспечить состояние отказа системы, другими словами – минимальный набор элементов при которых схема в некоторых случаях будет неработоспособна. Данное понятие введено в целях облегчения работы с состояниями системы (метод пространства состояний), из множества состояний выделяются именно сечения, удобные для работы. Причем каждое сечение

уникально и нет такого второго сечения, в котором будет точно такой же набор элементов, обеспечивающий состояние отказа системы. Переход к сечениям обладает таким преимуществом как сокращений возможных рассматриваемых конфигураций системы электроснабжения, к тому же сечения состоят из реальных элементов системы электроснабжения (выключатель, трансформатор и т.д.), положение которых в системе электроснабжения обладает некоторыми структурными свойствами [12, 13].

Разрез – минимальная конструкция, обеспечивающая отказ системы, т.е. гарантированный отказ при любых условиях (главное отличие от сечений) [13].

3.4.2 Процесс расчета. Графы. Результаты

Расчет выполняется с применением таких программ как: «Формирование классов сечений для вычисления результирующих показателей надежности» [15] и «Расчет результирующих показателей надежности систем электроснабжения» [14]. Программы зарегистрированы в Отраслевом фонде алгоритмов и программ за номерами 5030 и 5031. Программы нашли применение в таких организациях как ПАО «АВТОВАЗ», ПАО «МРСК Волги». Программы выдают достоверные результаты, что подтверждено тестовым расчетом, на основе уже имеющегося, который выполнен по другим методикам и представлен в книге Фокина Ю.А. [13].

Расчет показателей структурной надежности будет вестись для схемы в нормальном режиме функционирования и в послеаварийном. Послеаварийным режимом будем считать ситуацию отключения одной из питающих воздушных линий.

Необходимо представить схемы до и после реконструкции в виде графа. Вершинами графа будут выступать абсолютно надежные элементы. Дугами – оборудование подстанции «Центральная».

Упрощенная электрическая схема подстанции «Центральная» до реконструкции в нормальном режиме представлена на рисунке 3.3. Фрагмент электрической схемы с нумерованными элементами и обозначенными связями

до реконструкции в нормальном режиме, для составления графа и граф, составленный на основе фрагмента электрической схемы до реконструкции в нормальном режиме, представлены на рисунке 3.4.

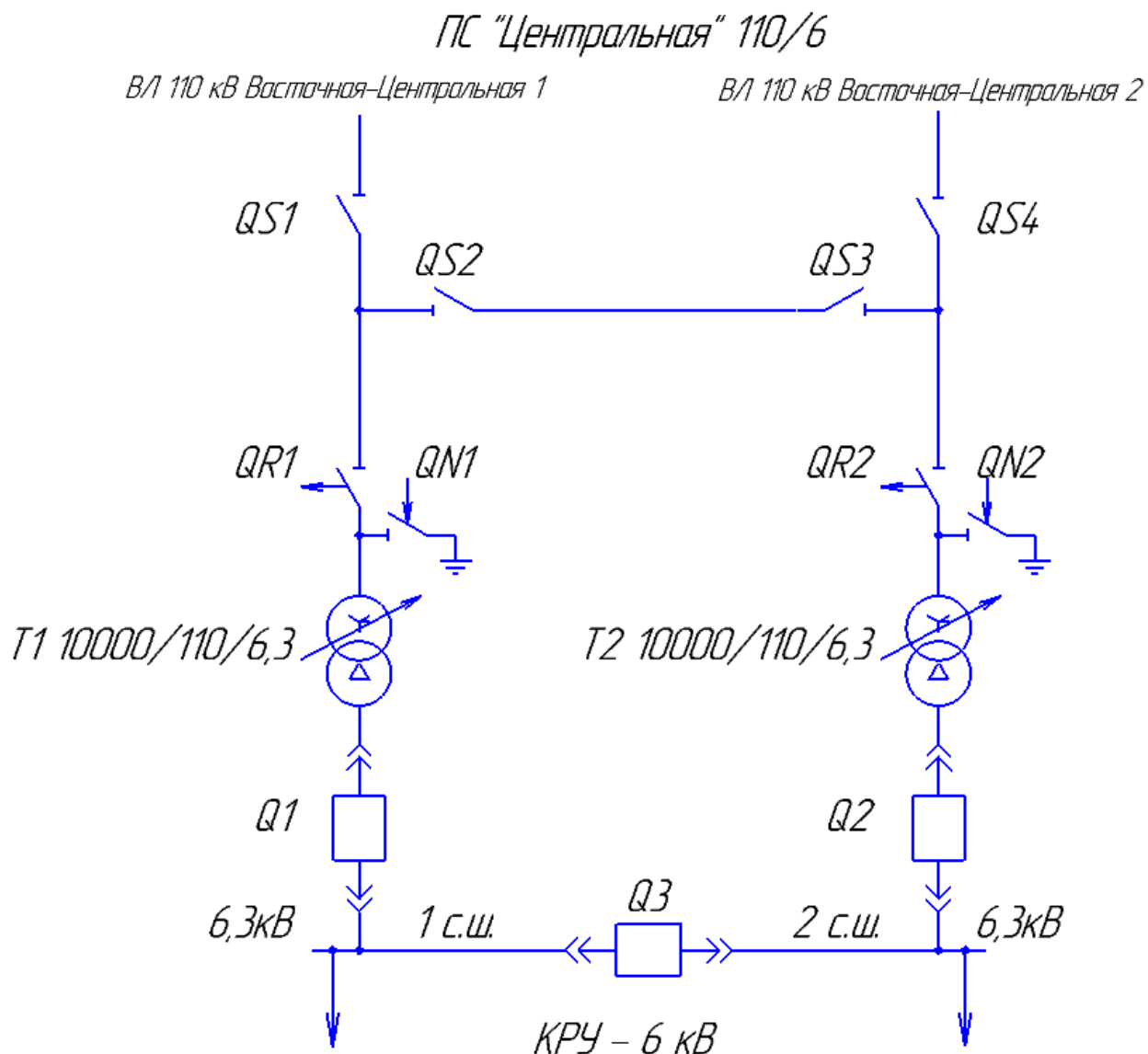


Рисунок 3.3 – Упрощенная электрическая схема подстанции «Центральная» до реконструкции в нормальном режиме

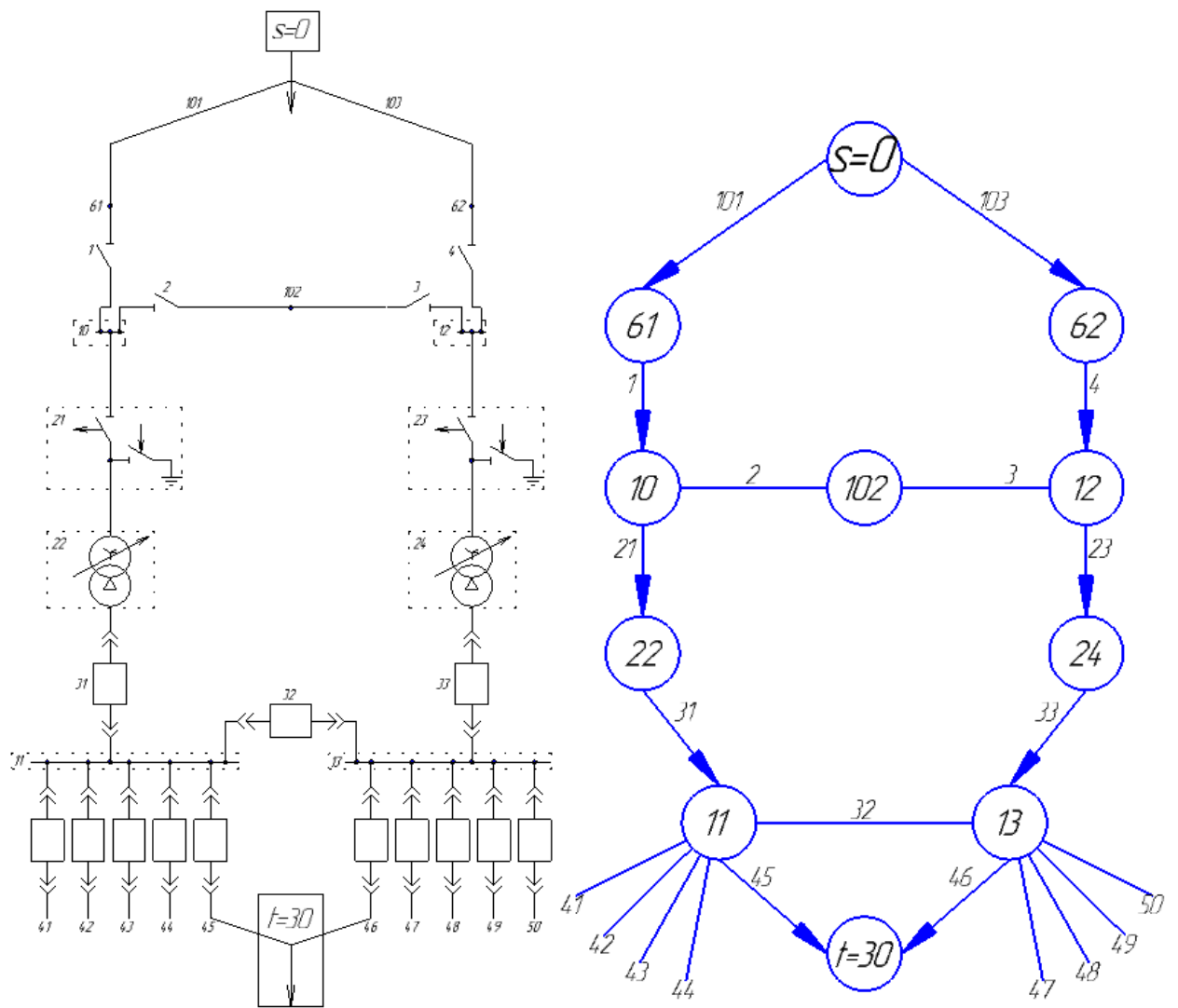


Рисунок 3.4 – Фрагмент электрической схемы подстанции «Центральная» до реконструкции в нормальном режиме и граф

Фрагмент электрической схемы с нумерованными элементами и обозначенными связями до реконструкции в послеаварийном режиме, для составления графа и граф, составленный на основе фрагмента электрической схемы до реконструкции в послеаварийном режиме, представлены на рисунке 3.5.

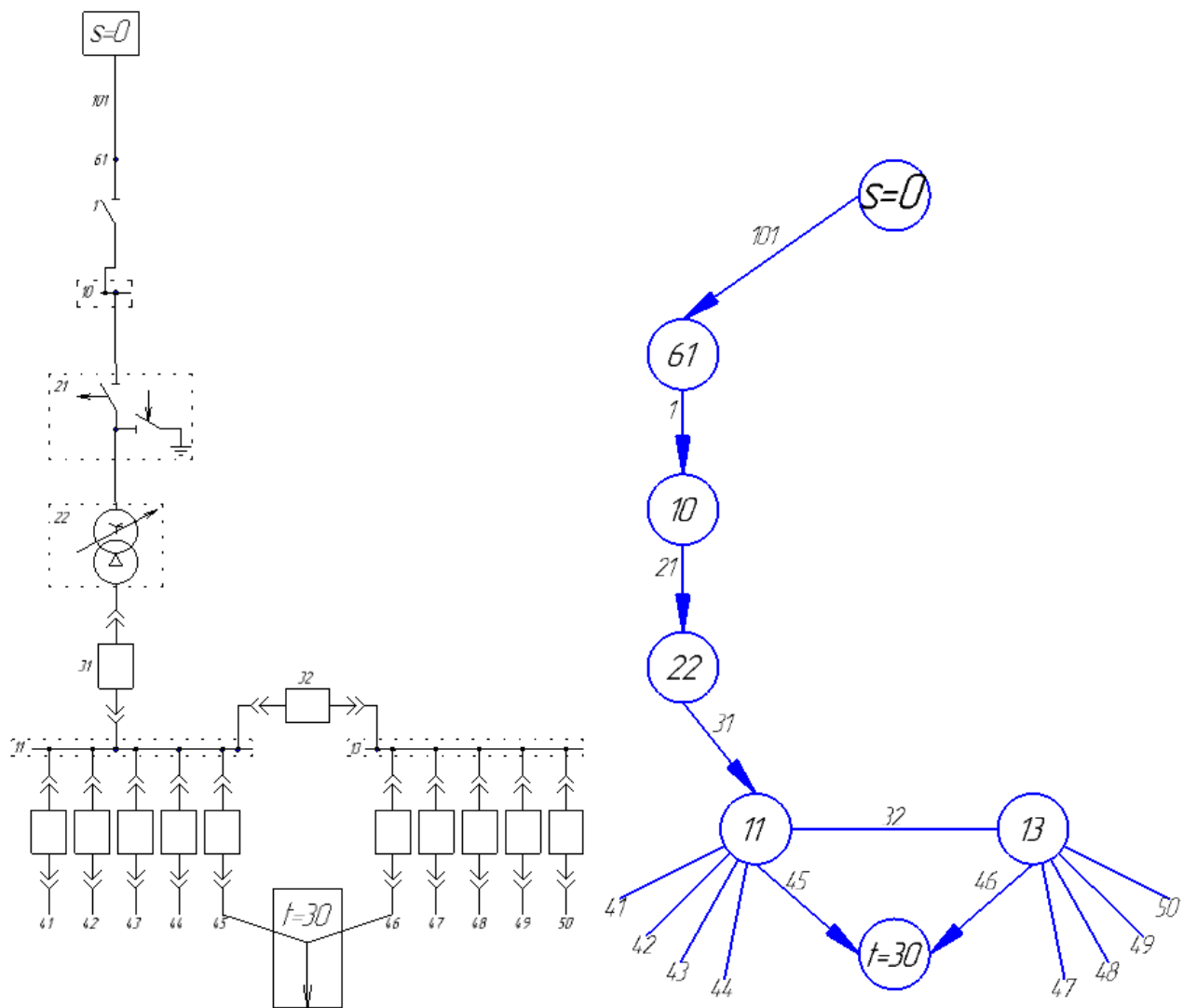


Рисунок 3.5 – Фрагмент электрической схемы подстанции «Центральная» до реконструкции в послеаварийном режиме и граф

Перечень элементов и данные о показателях надежности элементов схемы электроснабжения [12,17,21,24,29] представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень элементов и соответствующие им показатели надежности

№	Элемент	Интенсивность отказов λ_{NS} , 1/год	Время оперативных переключений T_{SR} , ч/ремонт	Среднее время аварийного ремонта T_{RN} , ч/ремонт	Интенсивность текущего ремонта λ_{NV} , 1/год	Интенсивность капитального ремонта λ_{NC} , 1/год	Среднее время текущего ремонта T_{CN} , ч/ремонт	Среднее время капитального ремонта T_{VN} , ч/ремонт
1-4	Разъединитель 110 кВ	0,01	2,0	12,0	0,834	0,166	5,0	6,1
10, 12	Секция шин 110 кВ (3 присоединения)	0,048	2,0	5,0	2,502	0,498	3,0	4,0
11, 13	Секция шин 6 кВ (5 присоединений)	0,15	2,0	5,0	4,17	0,83	2,0	5,0
21, 23	Короткозамыкатель+отделитель 110 кВ	0,013	2,0	7,0	0,667	0,33	5,0	8,5
22, 24	Силовой трансформатор 110/6 кВ	0,014	2,0	76,0	0,75	0,166	28,0	28,0
31, 33	Выключатель масляный 6 кВ	0,015	2,0	9,0	0,86	0,14	8,0	6,8
32	Выключатель секционный масляный 6 кВ	0,015	2,0	9,0	0,86	0,14	8,0	6,8
41-50	Выключатель масляный 6 кВ (отходящих присоединений)	0,015	2,0	9,0	0,86	0,14	8,0	6,8
61, 62, 102	Абсолютно надежные элементы	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0	1,0
101, 103	Воздушная линия 110 кВ (11 км)	0,143	2,0	6,9	0,7	0,231	5,0	15

Выполним полный расчет показателей надежности на примере графа, составленного на основе электрической схемы подстанции «Центральная» до реконструкции в нормальном режиме функционирования.

Сначала расчет выполняется в программе «Формирование классов сечений для вычисления результирующих показателей надежности» [15].

Необходимо определить минимальные разрезы графа, согласно определению, представленному в п. 3.4.1. Минимальные разрезы – двух и трехэлементные, для программного восприятия, записывают в файл «1_cuts.txt». Файл с минимальными разрезами представлен на рисунке 3.6.

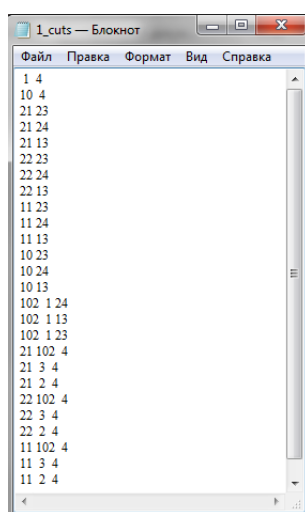


Рисунок 3.6 – Минимальные разрезы

Для каждого элемента схемы описывают зоны влияния. Зоны влияния ограничиваются выключателями. Зоны влияния, описанные для программного восприятия в файле «зона влияния.txt», представлены на рисунке 3.7.

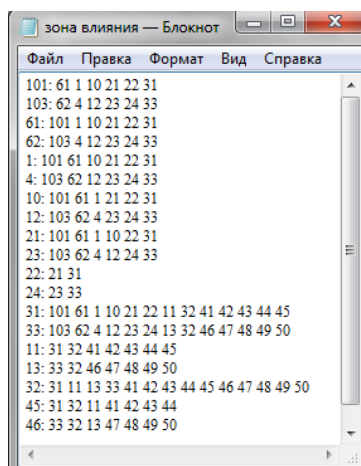


Рисунок 3.7 – Зоны влияния элементов схемы

Затем, используя результаты описаний минимальных разрезов «l_cuts.txt» и зон влияния элементов «зона влияния.txt» в программе «Калькулятор сечений» (SectCalc) произвели расчет сечений. Вид программы с частью расчетных данных представлен на рисунке 3.8.

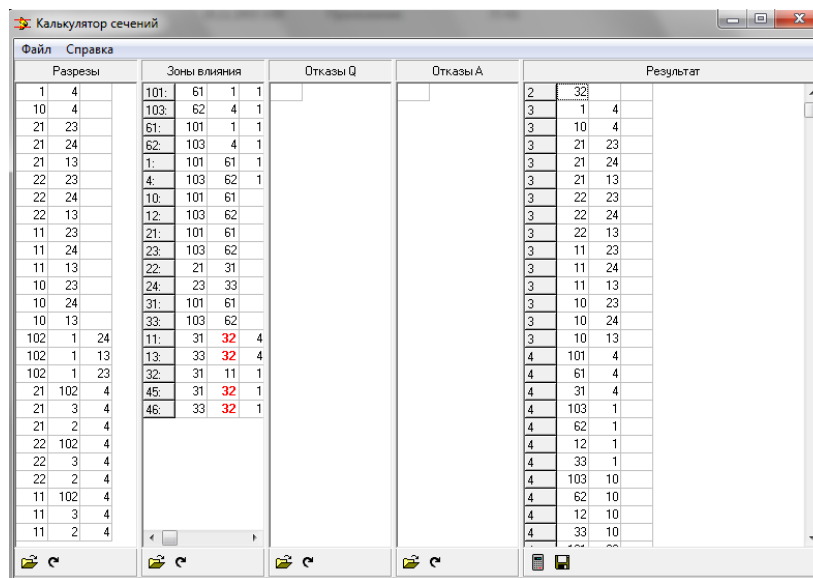


Рисунок 3.8 – Вычисление данных о сечениях

Расчетные данные представлены в таблице 3.2. Программа создает файл «section.txt».

Таблица 3.2 – Сечения, разбитые по классам

Класс	Сечение (элементы класса)
1	2
2	32
3	1 4, 10 4, 21 23, 21 24, 21 13, 22 23, 22 24, 22 13, 11 23, 11 24, 11 13, 10 23, 10 24, 10 13
4	101 4, 61 4, 31 4, 103 1, 62 1, 12 1, 33 1, 103 10, 62 10, 12 10, 33 10, 101 23, 61 23, 31 23, 103 21, 62 21, 12 21, 33 21, 101 24, 61 24, 31 24, 101 13, 61 13, 1 13, 31 13, 46 21, 47 21, 48 21, 49 21, 50 21, 103 22, 62 22, 12 22, 33 22, 46 22, 47 22, 48 22, 49 22, 50 22, 41 23, 42 23, 43 23, 44 23, 45 23, 103 11, 62 11, 4 11, 12 11, 33 11, 41 24, 42 24, 43 24, 44 24, 45 24, 41 13, 42 13, 43 13, 44 13, 45 13, 46 11, 47 11, 48 11, 49 11, 50 11, 46 10, 47 10, 48 10, 49 10, 50 10
5	101 103, 101 62, 101 12, 101 33, 61 103, 61 62, 61 12, 61 33, 31 103, 31 62, 31 12, 31 33, 101 46, 101 47, 101 48, 101 49, 101 50, 61 46, 61 47, 61 48, 61 49, 61 50, 1 46, 1 47, 1 48, 1 49, 1 50, 31 46, 31 47, 31 48, 31 49, 31 50, 41 103, 41 62, 41 4, 41 12, 41 33, 42 103, 42 62, 42 4, 42 12, 42 33, 43 103, 43 62, 43 4, 43 12, 43 33, 44 103, 44 62, 44 4, 44 12, 44 33, 45 103, 45 62, 45 4, 45 12, 45 33, 41 46, 41 47, 41 48, 41 49, 41 50, 42 46, 42 47, 42 48, 42 49, 42 50, 43 46, 43 47, 43 48, 43 49, 43 50, 44 46, 44 47, 44 48, 44 49, 44 50, 45 46, 45 47, 45 48, 45 49, 45 50
6	21 4, 22 4, 23 1, 24 1

Продолжение таблицы 3.2

1	2
7	102 1 24, 102 1 13, 102 1 23, 21 102 4, 21 3 4, 21 2 4, 22 102 4, 22 3 4, 22 2 4, 11 102 4, 11 3 4, 11 2 4
8	46 102 1, 47 102 1, 48 102 1, 49 102 1, 50 102 1, 41 102 4, 42 102 4, 43 102 4, 44 102 4, 45 102 4, 41 3 4, 42 3 4, 43 3 4, 44 3 4, 45 3 4, 41 2 4, 42 2 4, 43 2 4, 44 2 4, 45 2 4

После вычисления сечений осуществили расчет по программе «Расчет результирующих показателей надежности систем электроснабжения» [14]. Данные о показателях надежности элементов представляются в файле «Tip-reli2с.txt», сведения о соответствии элемента схемы типу показателя надежности представляются в файле «Elem-tip2с.txt». На рисунке 3.9 представлен вид данных файлов.

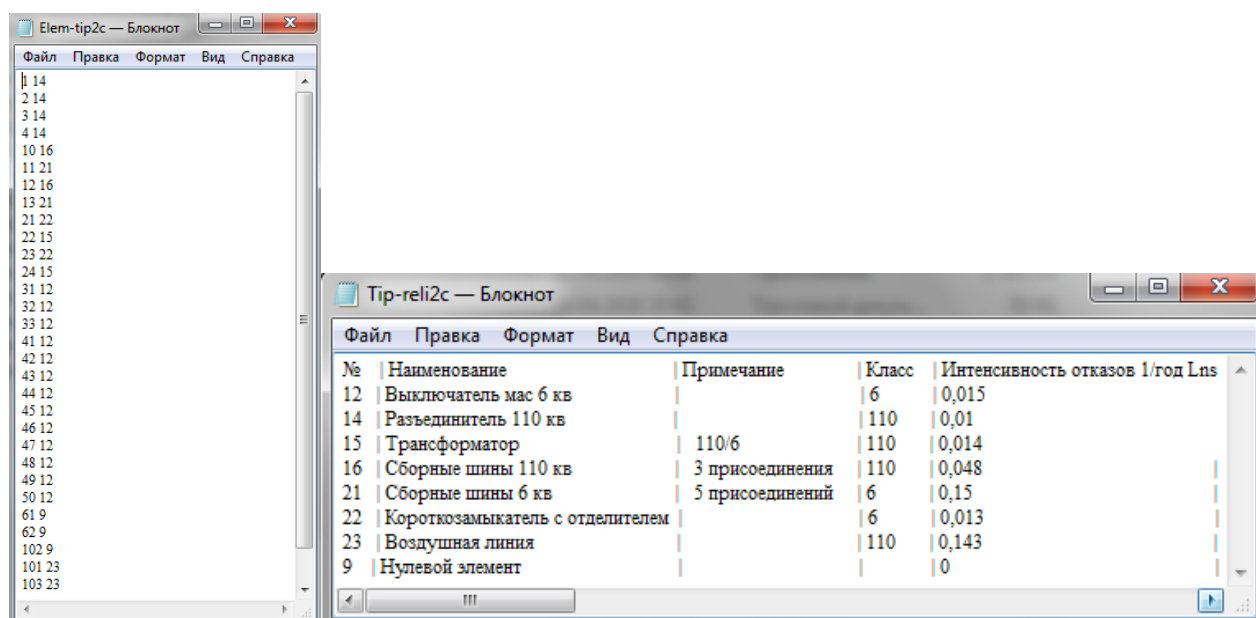


Рисунок 3.9 – Данные о надежности и соответствие их элементам схемы в программной формализации

Затем на основании входных данных о показателях надежности элементов, файл «Tip-reli2с.txt», о соответствии элемента схемы типу показателя надежности, файл «Elem-tip2с.txt», о сечениях, файл «section.txt», программа расчета показателей надежности вычисляет результирующие показатели надежности, и выдает результат в виде табличных данных по классам сечений, а также производит подсчет итогов по всем классам.

Результаты расчетов для данного режима, а также для трех последующих отражены в таблице 3.4

Для схемы до реконструкции в послеаварийном режиме функционирования, а также для схем после реконструкции в нормальном и послеаварийном режиме функционирования расчет выполняется аналогично. Электрическая схема подстанции после реконструкции приведена на рисунке 2.6 пункта 2.3 главы 2 настоящей магистерской диссертации. Фрагменты схемы после реконструкции в нормальном и послеаварийном режиме, а также графы, составленные на основе фрагментов, представлены на рисунках 3.10 и 3.11 соответственно для нормального и послеаварийного режима. Перечень элементов и данные о показателях надежности элементов схемы электроснабжения [12,17,21,24,29] представлены в таблице 3.3. Результаты расчетов результирующих показателей надежности для всех схем представлены в таблице 3.4.

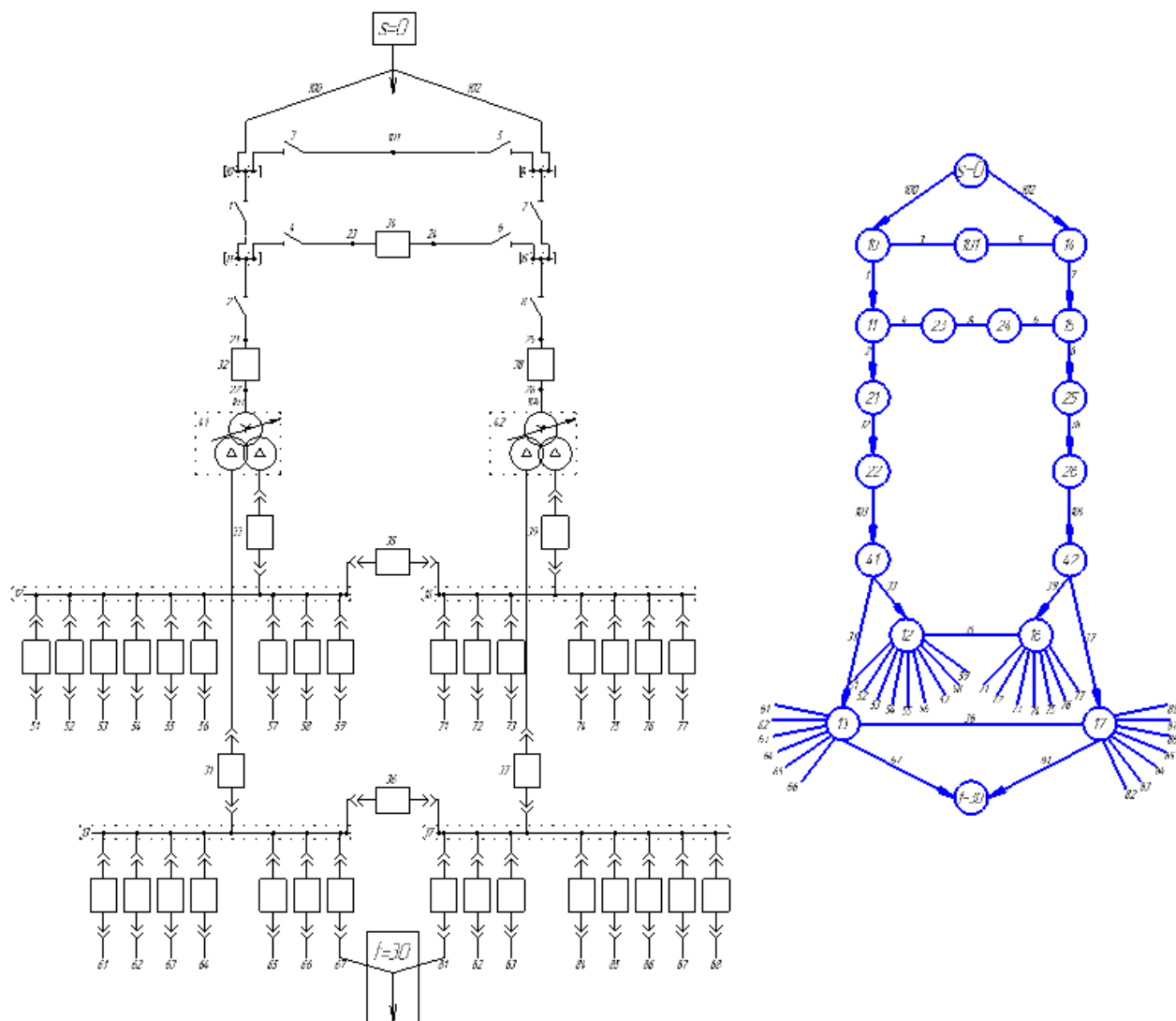


Рисунок 3.10 – Фрагмент схемы после реконструкции и граф схемы в нормальном режиме

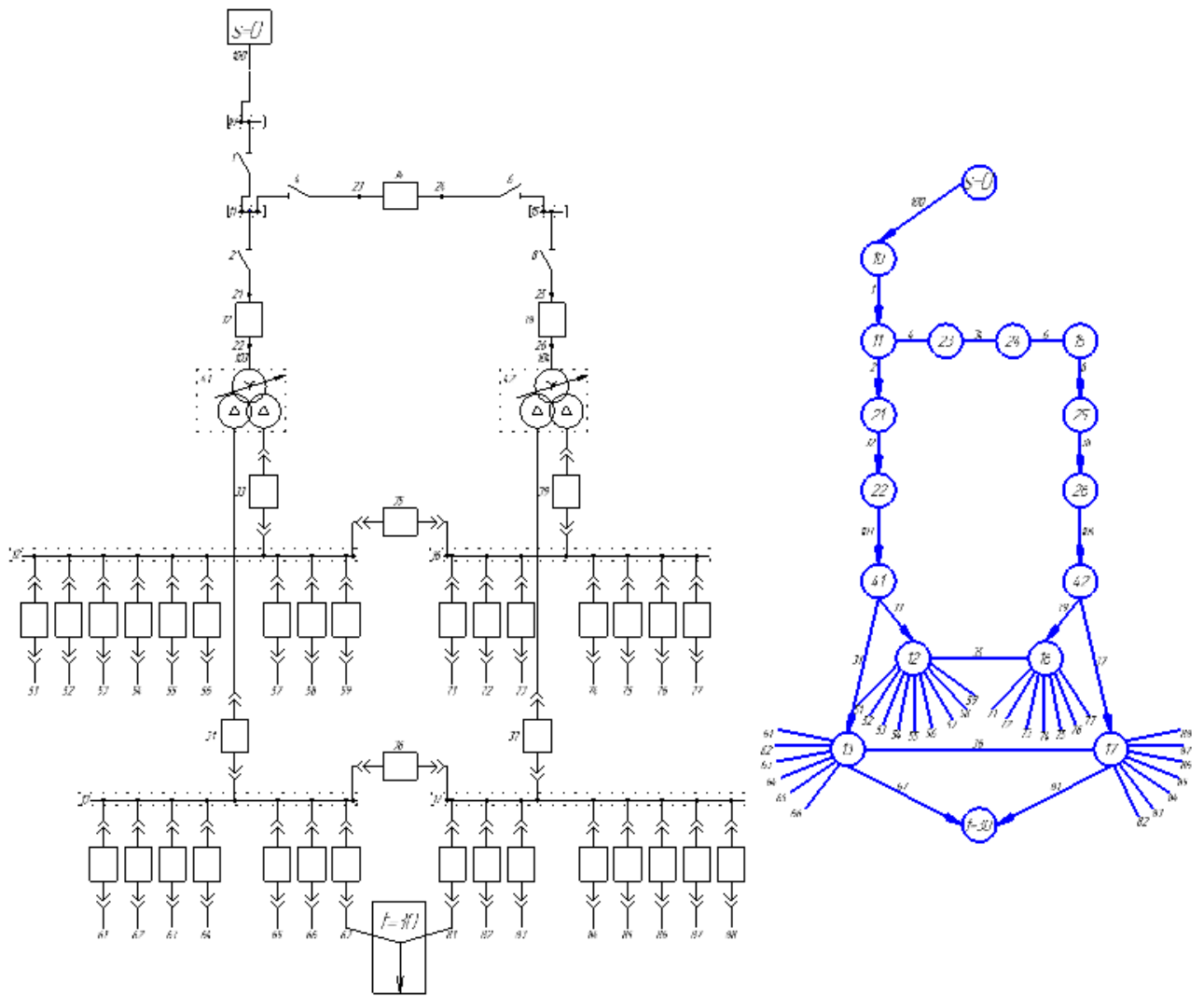


Рисунок 3.11 – Фрагмент схемы после реконструкции и граф схемы в послеаварийном режиме

Таблица 3.3 – Перечень элементов и соответствующие им показатели надежности

№	Элемент	Интенсивность отказов λ_{NS} , 1/год	Время оперативных переключений T_{SR} , ч/ремонт	Среднее время аварийного ремонта T_{RN} , ч/ремонт	Интенсивность текущего ремонта λ_{NV} , 1/год	Интенсивность капитального ремонта λ_{NC} , 1/год	Среднее время текущего ремонта T_{CN} , ч/ремонт	Среднее время текущего ремонта T_{VN} , ч/ремонт
1-8	Разъединитель 110 кВ	0,01	2,0	12,0	0,834	0,166	5,0	6,1
3, 5	Разъединители 110 кВ в ремонтной перемычке (уточненные показатели для схемы в нормальном режиме)	0,001	2,0	12,0	0,0834	0,0166	5,0	6,1
10, 11, 14, 15	Секция шин 110 кВ (3 присоединения)	0,048	2,0	5,0	2,502	0,498	3,0	4,0
12	Секция шин 6 кВ (11 присоединений)	0,33	2,0	5,0	9,174	1,826	2,0	5,0
13, 16	Секция шин 6 кВ (9 присоединений)	0,27	2,0	5,0	7,506	1,494	2,0	5,0
17	Секция шин 6 кВ (10 присоединений)	0,3	2,0	5,0	8,34	1,66	2,0	5,0
32, 34, 38	Выключатель элегазовый 110 кВ	0,0072	2,0	24,6	0,7	0,2	10,0	105,4
41, 42	Силовой трансформатор 110/6 кВ	0,014	2,0	76	0,75	0,166	28,0	28,0
31, 33, 35, 36, 37, 39, 51-88	Выключатель элегазовый 6 кВ	0,00491	2,0	6	0,7	0,199	8,0	24,75
21, 22, 23, 24, 25, 26, 101, 103, 104	Абсолютно надежные элементы	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100, 102	Воздушная линия 110 кВ (11 км)	0,143	2,0	6,9	0,7	0,231	5,0	15,0

Таблица 3.4 – Результирующие показатели надежности схем во всех режимах

№	Режим	Суммарная интенсивность аварийных отказов и преднамеренных отключений (текущий и капитальный ремонт), раз/год	Среднее время простоя (включая аварийные отказы и преднамеренные отключения), ч	Суммарная вероятность аварийных отказов и преднамеренных отключений (текущий и капитальный ремонт)
1	До реконструкции в нормальном режиме	$2,22 \cdot 10^{-2}$	2,17	$5,48 \cdot 10^{-6}$
2	После реконструкции в нормальном режиме	$1,70 \cdot 10^{-2}$	1,92	$3,73 \cdot 10^{-6}$
3	До реконструкции в послеаварийном режиме	$1,35 \cdot 10$	4,98	$7,65 \cdot 10^{-3}$
4	После реконструкции в послеаварийном режиме	7,29	3,45	$2,87 \cdot 10^{-3}$

По результатам расчета показателей структурной надежности системы электроснабжения подстанции видно, что решения, принятые при реконструкции подстанции «Центральная» (изменение схемы и замена оборудования), значительно увеличивают надежность электроснабжения потребителей подстанции как в нормальном режиме, так и в послеаварийном при отключении одной из питающих воздушных линий.

Ввиду отсутствия статистики по показателям надежности оборудования «цифровых подстанций», на данный момент, не удалось осуществить расчет надежности с учетом введения цифровых технологий и оценить их влияние на надежность. Поэтому расчет производился исходя из изменений конфигурации схемы подстанции и замены оборудования.

3.5 Выводы по третьей главе

Рассмотрены основные методики расчета показателей надежности. Расчетным методом выбран метод пространства состояний. Преимущество метода – описание переходов между состояниями в соответствии с моделью Маркова, которая позволяет оценить надежность объекта, произвести сравнение различных вариантов схемы и найти оптимальное решение по вопросам обеспечения надежности на раннем этапе проектирования. Расчет выполнен в программном комплексе. Результаты расчета являются показателем корректности принятых для реконструкции решений:

- в нормальном режиме функционирования, суммарная вероятность отказа подстанции снижается в 1,46 раза; время простоя уменьшается в 1,13 раза; суммарная интенсивность аварийных отказов и преднамеренных отключений снижается в 1,3 раза;

- в послеаварийном режиме, при отключении одной из питающей воздушной линии, суммарная вероятность отказа снижается в 2,66 раза; время простоя уменьшается в 1,44 раза; суммарная интенсивность аварийных отказов и преднамеренных отключений снижается в 1,85 раза.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Произведен анализ существующей схемы РУ-110 кВ и РУ-6 кВ подстанции «Центральная», первичного электрооборудования. Выяснено, что существующие схемы РУ-110 кВ и РУ-6 кВ требуют модернизации, а основное электрооборудование 110 кВ и 6 кВ требует замены в силу устаревания, значительного увеличения нагрузок подстанции и необходимости повышения надежности электроснабжения. На основании анализа сделан вывод о необходимости реконструкции подстанции «Центральная».

2. Анализ существующей ситуации в области электроэнергетики республики Мордовия выявил, что темпы роста потребления электроэнергии продолжают расти, регион развивается и нуждается в значительном увеличении мощностей. Росту способствует увеличение объемов промышленного производства по различным причинам, в том числе по причине проведения Чемпионата Мира по футболу в 2018 году (Футбольный стадион – «Мордовия Арена» и соответствующая инфраструктура).

Для удовлетворения планируемых уровней потребления электроэнергии, произведен выбор основного электрооборудования на основании данных о перспективной нагрузке подстанции «Центральная» к 2020 г.

Для выяснения существующего состояния силовых трансформаторов проведен расчет допустимых нагрузок и износа, в результате которого выявлено удовлетворительное состояние трансформаторов. Однако, вне зависимости от существующего состояния трансформаторов принято решение об их замене, в связи с расширением сети и значительным увеличением нагрузок подстанции.

Электрическая схема выбрана в соответствии с типом подстанции, планируемым после реконструкции сетей 110 кВ «Мордовэнерго» – проходная.

Оборудование проверено по техническим параметрам и выбрано в соответствии с реестром инновационных решений ПАО «Россети». Следует

отметить направленность в выборе оборудования в сторону концепции «цифровой подстанции» - подстанции будущего.

3. Рассмотрены основные методики расчета показателей надежности. Расчетным методом выбран метод пространства состояний. Преимущество метода – описание переходов между состояниями в соответствии с моделью Маркова, которая позволяет оценить надежность объекта, произвести сравнение различных вариантов схемы и найти оптимальное решение по вопросам обеспечения надежности на раннем этапе проектирования. Расчет выполнен в программном комплексе. Результаты расчета являются показателем корректности принятых для реконструкции решений:

- в нормальном режиме функционирования, суммарная вероятность отказа подстанции снижается в 1,46 раза; время простоя уменьшается в 1,13 раза; суммарная интенсивность аварийных отказов и преднамеренных отключений снижается в 1,3 раза;

- в послеаварийном режиме, при отключении одной из питающей воздушной линии, суммарная вероятность отказа снижается в 2,66 раза; время простоя уменьшается в 1,44 раза; суммарная интенсивность аварийных отказов и преднамеренных отключений снижается в 1,85 раза.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики республики Мордовия до 2016 года [Электронный ресурс] : офиц. портал Мин. Энергетики респ. Мордовия. Саранск, 2011. URL: <http://temnikov.e-mordovia.ru/content/view/382> (дата обращения: 01.01.2017).

2. Схема и программа развития электроэнергетики Республики Мордовия на период 2018-2022 [Электронный ресурс] : офиц. портал Мин. Энергетики респ. Мордовия. Саранск, 2018. URL: http://www.e-mordovia.ru/otkrytye-dannye/normativnye-akty/teksty-proektov/ministerstvoenergetiki-i-tarifnoy-politiki-rm/proekt-rasporyazheniya-glavy-respubliki-mordoviya-ob-utverzhdanii-skhemy-i-programmy-razvitiya-elekt/?sphrase_id=301043 (дата обращения: 01.01.2018).

3. ГОСТ 7.1–2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления [Электронный ресурс]. Взамен ГОСТ 7.1-84, ГОСТ 7.16-79, ГОСТ 7.18-79, ГОСТ 7.34-81, ГОСТ 7.40-82 ; введен постановлением № 332-ст от 25.11.2003. М. : Изд-во стандартов, 2004. 169 с. (Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу). URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/1560> (дата обращения: 02.04.2018).

4. ГОСТ Р 7.0.5–2008. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления [Электронный ресурс]. Утв. и введ. приказом № 95-ст от 28.04.2008. М. : Стандартинформ, 2008. 27 с. URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/44298> (дата обращения: 02.04.2018).

5. ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия [Электронный ресурс]. Утв. и введ. приказом № 170-ст от 23.08.2006. М. : Стандартинформ, 2007. 86 с. URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/691/> (дата обращения: 23.01.2017).

6. ГОСТ 29176-91. Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в электроустановках постоянного тока [Электронный ресурс]. Утв. и

введ. приказом № 2000 от 19.12.91. М. : Издательство стандартов, 2005. 34 с. URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/10476/> (дата обращения: 5.03.2017).

7. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных [Электронный ресурс]. Взамен ГОСТ 14209-85 ; введ. постановлением № 158-ст от 02.04.2001. М. : Стандартиформ, 2008. 76 с. URL: <http://www.internet-law.ru/stroyka/text/9244/> (дата обращения: 25.02.2017).

8. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В [Электронный ресурс]. Взамен ГОСТ 721-74 ; утв. введ. приказом № 1376 от 27.05.1977. М. : Изд-во стандартов, 2013. 6 с. URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/24856/> (дата обращения: 30.11.2017).

9. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. Взамен ГОСТ 14209-69 ; утв. и введ. приказом № 236 от 31.01.85. М. : Стандартиформ, 2009. 36 с. URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/44357/> (дата обращения: 25.02.2017).

10. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия [Электронный ресурс]. Взамен ГОСТ 7746-89 ; введ. постановлением № 92-ст от 13.03.2002. М. : Стандартиформ, 2009. 29 с. URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/507/> (дата обращения: 20.02.2017).

11. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции [Электронный ресурс]. Введ. постановлением № 110 от 7.04.1998. М. : Изд-во стандартов, 1999. 50 с. URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/18657/> (дата обращения: 15.02.2017).

12. Бурмутаев А. Е. Оценка структурной надежности электротехнических комплексов и систем электроснабжения : дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03. Саратов, 2012. 141 с.

13. Степкина Ю. В. Влияние отказов защитно-коммутационной аппаратуры на надежность систем электроснабжения предприятий

промышленного комплекса : дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03. Саратов, 2006. 132 с.

14. Степкина Ю. В. Расчет результирующих показателей надежности систем электроснабжения // Ю.В. Степкина, А.А. Гришкевич / Государственный координационный центр информационных технологий, 2005. № ОФАП (инвентарный номер Отраслевого фонда алгоритмов и программ) 5031, № госрегистрации (инвентарный номер ВНТИЦ) 50200501166).

15. Стёпкина Ю. В. Формирование классов сечений для вычисления результирующих показателей надежности // Ю. В. Степкина, А. А. Гришкевич / Государственный координационный центр информационных технологий. 2005. № ОФАП (инвентарный номер Отраслевого фонда алгоритмов и программ) 5030, № госрегистрации (инвентарный номер ВНТИЦ) 50200501165).

16. Абрамова Е. Я., Алешина С. К., Чиндяскин В. И. Расчет понизительной подстанции в системах электроснабжения : учеб. пособ. по проектир. 2-е изд., перераб. и доп. Оренбург : Изд-во ГОУ Оренбургского государственного университета, 2014. 91 с.

17. Анищенко В. А., Колосова И. В. Основы надежности систем электроснабжения : пособие для студентов. Минск : Изд-во Белорусского национального технического университета, 2012. 151 с. ISBN 978-985-479-537-9.

18. Афонин В. В., Набатов К. А., Зарандия Ж. А. Силовые коммутационные аппараты : учебное пособие. Тамбов : Изд-во ГОУ ВПО Тамбовского государственного технического университета, 2011. 100 с. 100 экз. ISBN 978-5-8265-0995-1.

19. Гайсаров Р. В., Лисовская И. Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов : учеб. пособие к курсов. и дипломн. проектированию. Челябинск : Изд-во Южно-Уральского государственного университета, 2012. 59 с.

20. Герасименко А. А., Федин В. Т. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие для вузов. 4-е изд., стер. М. : КНОРУС, 2014. 648 с. : ил. (Для бакалавров). ISBN 978-5-406-00284-1.

21. Гук Ю. Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. [отд-е изд-е]. Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 2010. 224 с. : ил. (Надежность и качество). ISBN 5-283-04387-8.

22. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций : учеб. пособ. для вузов. [отд-е изд-е]. Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 2012. 312 с. : ил.

23. Гук Ю. Б., Карпов В. В., Лapidус А. А. Теория надежности. Введение : учеб. пособие. СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2009. 171 с.

24. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем. Часть I. Теоретические основы : учебное пособие. Новосибирск : Изд-во Новосибирского государственного технического университета, 2013. 256 с. (Серия «Учебники НГТУ»). ISBN 5-7782-0309-8.

25. Лазин А. И. Короткозамыкатели и отделители : справочник для электромонтеров. [отд-е изд-е]. М. ; Л. : Госэнергоиздат, 2013. 40 с. : с черт.

26. Лисовский Г. С., Хейфиц М. Э. Главные схемы и электрическое оборудование подстанций 35-750 кВ : [учебник для вузов]. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Энергия, 2014. 464 с. : ил.

27. Ломоносов В. Ю., Поливанов К. М. Электротехника. Основные понятия : учеб. пособие. 9-е изд., перераб. М. ; Л. : Госэнергоиздат, 2012. 392 с. : ил.

28. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ : учебн.-производств. изд. М. : Папирус Про, 2005. 624 с. 5 т.

29. Надежность систем электроснабжения : учебное пособие / В. В. Зорин, В. В. Тисленко, Ф. Клеппель, Г. Адлер. Киев : Высшая школа. Головное изд-во, 2009. 192 с.

30. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций : учебник для вузов. [отд-е изд-е]. СПб. : БХВ-Петербург, 2013. 608 с. : ил. ISBN 978-5-9775-0833-9.

31. Обоскалов В. П., Кокин С. Е., Кирпикова И. Л. Применение вероятностно-статистических методов и теории графов в электроэнергетике : учебное пособие. Екатеринбург : Изд-во Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, 2016. 271 с. ISBN 978-5-321-02507-9.

32. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения : учеб. пособие. М. : ФОРУМ ; ИНФРА-М, 2006. 480 с. (Высшее образование). ISBN 5-8199-0254-8 (ФОРУМ). ISBN 5-16-002581-2 (ИНФРА-М).

33. Пилипенко О. И. Выбор силовых трансформаторов : метод. указания к расчетн.-графич. заданию. Оренбург : Изд-во ГОУ ВПО Оренбургского государственного университета, 2008. 15 с.

34. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) : справочное издание / Э. А. Киреева, С. Н. Шерстнев. 3-е изд., стер. М. : КНОРУС, 2016. 862 с. ISBN 978-5-406-02971-8.

35. Родштейн Л. А. Электрические аппараты : учебник для техникумов. [отд-е изд-е]. Л. : Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 2011. 304 с. : ил.

36. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для студ. учреждений. 10-е изд., стер. М. : Издательский центр «Академия», 2013. 448 с. : ил. ISBN 978-5-4468-0290-6.

37. Свиридов Ю. П., Пестов С. М. Проектирование электрических станций и подстанций : методические указания к курсовому проектированию. Ульяновск : Изд-во Ульяновского государственного технического университета, 2011. 26 с.

38. Сергеенков Б. Н., Киселев В. М., Акимова Н. А. Электрические машины. Трансформаторы : учеб. пособие для вузов. М. : Высш. шк., 2009. 352 с. : ил. ISBN 5-06-000450-3.

39. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / Г. К. Вишняков, Е. А. Гоберман, С. Л. Гольцман, Г. М. Кантор, Г. С. Лисовский, Я. С. Самойлов, М. Э. Хейфиц. [отд-е изд-е]. М. : Энергоиздат, 2008. 352 с. : ил.

40. Справочник по проектированию электроснабжения : справочник / под ред. Ю. Г. Барыбиной. [отд-е изд-е]. М. : Энергоатомиздат, 2009. 576 с. (Электроустановки промышленных предприятий). ISBN 5-283-01032-5.

41. Справочник по электроизмерительным приборам / К. К. Илюнин, Д. И. Леонтьев, Л. И. Набебина, В. В. Орешников, С. Н. Строкач, Э. И. Цветков, В. Д. Шаповалов. [отд-е изд-е]. Л. : Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 2013. 784 с. : ил.

42. Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового проектирования и дипломного проектирования. Тольятти : Изд-во Тольяттинского государственного университета, 2007. 124 с.

43. Схемы электрических соединений подстанций : учеб. пособие / А. И. Хальясмаа, С. А. Дмитриев, С. Е. Кокин, Д. А. Глушков. Екатеринбург : Изд-во Уральского федерального университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, 2015. 100 с. ISBN 978-5-7996-1457-5.

44. Файбисович Д. Л., Карапетян И. Г., Шапиро И. М. Справочник по проектированию электрических сетей. М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. 320 с. : ил. ISBN 5-93196-542-4.

45. Чунихин А. А. Электрические аппараты. Общий курс : учебник для вузов. отд-е изд-е. М. : Альянс, 2013. 720 с. : ил. ISBN 978-5-91872-040-0.

46. Шевченко Н. Ю., Бахтиаров К. Н. Электроснабжение : учебное пособие. Волгоград. : Изд-во Волгоградского государственного технического университета, 2015. 92 с. ISBN 978-5-9948-1726-1.

47. Шеметов А. Н. Надежность электроснабжения : уч. пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение». Магнитогорск : Изд-во ГОУ ВПО Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, 2006. 141 с. : ил.

48. Юриков П. А. Вентильные разрядники для электроустановок : пособие для электромонтеров. [отд-е изд-е]. М. : Энергия, 2015. 96 с. : ил. (Библиотека электромонтера : вып. 425).

49. Кудряков А. Г., Сазыкин В. Г. Причины появления изношенного электрооборудования // The Third International Conference on Eurasian scientific development». Proceedings of the Conference (December 10, 2014). «East West» Association for Advanced Studies and Higher Education GmbH : сборник материалов. Vienna, 2014. № 3. P. 153-156. ISBN–13 978-3-902986-31-3.

50. Панибратец А. Н., Федотов А. И. Перспективные требования к обмоточным проводам для трансформаторов и реакторов // Наука и техника. 2008. № 5. С. 12–20.

51. Парфенов Е. Опыт замены масляных выключателей на выключатели с элегазовой изоляцией // Сети России. 2014. № 5. С. 98–99.

52. Сазыкин В. Г., Кудряшов А. Г. Проблема и виды износа электрооборудования // Путь науки. 2015. № 2. С. 36–38.

53. Федотов С. П. Погрешности трансформаторов тока // Электро. 2006. № 1. С. 24–27.

54. Якашев И. Н., Мышкина Н. П. Проблемы развития электроэнергетики республики Мордовия // Контентус. 2015. № 2. С. 6-10.

55. Baidak Yu., Matukhno V., Chaikovskiy V. Energy efficient transformers with various load graphics for the consumer of electric power // Холодильна техніка та технологія. 2016. № 2. P. 34-39.

56. Mirzai M., Gholami A., Aminifar F. Failures Analysis and Reliability Calculation for Power Transformers // Journal of Electrical System. 2006. № 2-1. P. 1-12.

57. Thomas T., Joseph V. Fault Diagnosis on Medium Voltage (MV) Electric Power Distribution Networks: The Case of the Downstream Network of the AES-SONEL Ngousso Sub-Station // Energies. 2009. № 2. P. 243-257.

58. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс] : утв. департаментом

стратегии развития и научно-технической политики ПАО «ЕЭС России» 30.09.99. М. : [б.и.], 2000. 36 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200080313> (дата обращения: 25.03.2017).

59. Методические указания по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ [Электронный ресурс] : утв. департаментов научно-техн. политики и развития ПАО «ЕЭС России» 27.04.01. М. : [б.и.], 2001. 75 с. URL: <http://files.stroyinf.ru/data2/1/4293850/4293850515.htm> (дата обращения: 25.03.2017).

60. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НПТ ПС) [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.10.028-2009 : утв. ОАО «ФСК ЕЭС» 13.04.09. М. : [б.и.], 2009. 96 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/NTP_PS.pdf (дата обращения: 1.02.2017).

61. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе [Электронный ресурс] : П-МРСК-ВНД-196.02-17 : утв. протоколом № 30 от 10.04.17 : введ. 10.04.2017. Саратов : [б. и.], 2017. 196 с. URL: http://www.mrsk-volgi.ru/i/files/2017/8/22/tehnicheskaya_politika.pdf (дата обращения: 24.01.2018).

62. Правила устройства электроустановок [Электронный ресурс] : ПУЭ шестое и седьмое издание (все действующие разделы). 500 с. URL: <http://electrica.pro/sites/default/files/%D0%9F%D0%A3%D0%AD.pdf> (дата обращения: 11.10.2016).

63. Предложение о размере цен (тарифов) на 2018 г. [Электронный ресурс] : сайт Энергетика и Связь Строительства. Тольятти, 2018. 5 с. URL: <http://zeiss.net.ru/rfiles/1329.pdf> (дата обращения 05.02.2018).

64. Реестр инновационных решений ПАО «РОССЕТИ» [Электронный ресурс] : сайт компании «Россети». М., 2017. 25 с. URL: http://www.rosseti.ru/investment/introduction_solutions/reestr_innovation/ (дата обращения: 10.02.2018).

65. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.30.047-2010. введ. 2010.06.16. М. : [б.и.], 2010. 128 с. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf> (дата обращения: 1.02.2017).

66. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений [Электронный ресурс] : РД 153-34.3-35.125-99 : утв. РАО ЕЭС России 12.07.1999. 2-е изд. СПб. : ПЭИПК, 1999. 227 с. URL: <http://www.tvn-moscow.ru/RD.153-34.3-35.125-99.Part.3.pdf> (дата обращения: 5.04.2017).

67. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс] : РД 153-34.0-20.527-98 : утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998. М. : НЦ ЭНАС, 2002. 131 с. URL: <https://www.elec.ru/files/013/000001404/attfile/rd-153-340-20527-98.pdf> (дата обращения: 5.04.2017).

68. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.30.010-2008 : введ. 2007-12-20. М. : [б.и.], 2007. 132 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения: 1.02.2017).

69. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.014-2008 : введ. 2008-04-18. М. : [б.и.], 2008. 12 с. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf> (дата обращения: 1.02.2017).

70. Вакуумные выключатели 110 кВ – ВРС110 [Электронный ресурс] : сайт компании «Высоковольтный Союз» ; общая информация о выключателе ВРС110. Екатеринбург, 2014. 16 с. URL: <http://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/cb110kv/vrs110-.htm> (дата обращения: 01.02.2018).

71. Выключатели вакуумные типа ВРС-110 [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Высоковольтный союз». Екатеринбург, 2014. 16 л. URL: http://www.vsoyuz.com/modules/pages/files/TI_VPC-110_edition10_c.pdf (дата обращения: 23.01.2017).

72. Выключатель вакуумный ВВП-110 III–31,5/2000 УХЛ1 [Электронный ресурс] : руководство по эксплуатации ; разработчик и изготовитель Научно-производственное предприятие «Контакт». Саратов, 2016. 34 л. URL: http://www.kontakt-saratov.ru/vakuumny/vakuumny_110/ (дата обращения: 23.01.2017).

73. Высоковольтные силовые выключатели 3AP1/2 на напряжения от 72,5 кВ до 550 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель Siemens. Германия, 2016. 12 л. URL: https://www.energy.siemens.com/ru/pool/ru/Power-Transmission/Downloads/High_voltage_cb_72-550kV_ru.pdf (дата обращения: 23.01.2017).

74. Жесткая ошиновка ОРУ 110-750 кВ [Электронный ресурс] : технический каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2016. 34 л. URL: http://www.zeto.ru/download/4269/ZETO_Zh_Osh.pdf (дата обращения: 27.01.2017).

75. Каталог: кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на 6-35 кВ с экраном из ТАС [Электронный ресурс] : офиц. сайт компании «ОКП «ЭЛКА-Кабель». Пермь, 2018. 64 с. URL: <http://elca-kable.ru/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3%20ELKACable%20%D0%A1%D0%9F%D0%AD%206-35%D0%BA%D0%92.pdf> (дата обращения: 1.03.2017).

76. Каталог масляных дугогасящих плавнорегулируемых реакторов типа РДМР [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель внедренческое предприятие «Наука, техника, бизнес в энергетике». Екатеринбург, 2016. 13 с. URL: http://ntbe.ru/UPLOAD/user/ntbe_catalog_2017.pdf (дата обращения: 01.02.2017).

77. Каталог проводов [Электронный ресурс] : офиц. сайт компании «ЭНЕРГОКомплект». Новосибирск, 2018. 19 с. URL: http://avatok.ru/images/product_catalog/cat_full.PDF (дата обращения: 01.03.2017).

78. Комплектное распределительное устройство высокого напряжения СЭЩ-70 на номинальные напряжения 6, 10, 20 кВ и номинальные токи от 630 до 4000 А [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Электрощит». Самара, 2017. 14 с. URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> (дата обращения: 31.01.2017).

79. Комплектные распределительные устройства напряжением 6(10) кВ «Классика» серии D-12P [Электронный ресурс] : руководство по эксплуатации ; разработчик и изготовитель электротехнический завод «Вектор». Воткинск, 2017. 90 с. URL: <https://www.tavrida.com/upload/iblock/58c/58c8243ccd87cfee7e788c14cde28943.pdf> (дата обращения: 31.01.2017).

80. Номенклатурный каталог Тольяттинский Трансформатор [Электронный ресурс] : каталог ООО «Тольяттинский Трансформатор». Тольятти, 2016. 126 с. URL: http://www.transformator.com.ru/docs/%D0%9D%D0%9A_%D0%A2%D0%A2,%D0%9E%D0%9E%D0%9E_2016%20%D0%B3.pdf (дата обращения: 01.02.2017).

81. Оптические трансформаторы тока и напряжения [Электронный ресурс] : презентация продукции ; разработчик и изготовитель «Профотек». М., 2016. 40 л. URL: <http://www.profotech.ru/upload/presentation-ru.pdf> (дата обращения: 25.01.2017).

82. Профотек – профессиональные волоконно-оптические технологии. [Электронный ресурс] : презентация продукции ; офиц. сайт компании «ПРОФОТЕК». М., 2018. 40 с. URL: <http://www.profotech.ru/upload/presentation-ru.pdf> (дата обращения: 12.02.2018).

83. Разъединители серии РГ на напряжение 35-500 кВ [Электронный ресурс] : технический каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2016. 70 л. URL:

http://www.zeto.ru/download/7305/%D0%97%D0%AD%D0%A2%D0%9E_%D0%A0%D0%93_35-500_2016.pdf (дата обращения: 01.02.2017).

84. Инновации и развитие [Электронный ресурс] : [книга об инновациях и развитии ПАО «Россети»]. М. : Изд. Электроэнергия. Передача и распределение, 2014. 93 с. URL: http://www.rosseti.ru/investment/policy_innovation_development/doc/innovation__program.pdf (дата обращения: 01.03.2018).

85. Концепция цифровой подстанции РСК и этапы ее реализации [Электронный ресурс] : концепция компании / утв. А. Н. Фроленко. Новосибирск, 2011. 109 с. URL: http://oldcpd.mrsksevzap.ru/517.pdf-t=Консерсија_CPS_RSK.pdf (дата обращения: 01.03.2018).

86. Цифровая подстанция [Электронный ресурс] : интернет сайт : Перс. сайт Дмитриева Н. В / сост. Дмитриев Н. В. URL: <http://mvdm.ru/wp-content/uploads/2016/04/Substation1.pdf> (дата обращения: 01.03.2018).

87. Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И. Методология проектирования цифровой подстанции в формате новых технологий [Электронный ресурс] : [учебное пособие]. М. : Изд. дом Спектр, 2014. 228 с. URL: <http://www.tstu.ru/book/elib/pdf/2014/glinkin.pdf> (дата обращения: 01.03.2018). ISBN 978-5-4442-0076-6.

88. ЗАР1FG-145/ЕК [Электронный ресурс] : Сайт Энергетика Оборудование Документация. URL: <http://forca.ru/vyklyuchateli/elegazovye/Zap1fg-145-ek.html> (дата обращения: 24.01.2017).

89. Конструкции вентиляных разрядников. Эксплуатация разрядников и ограничителей перенапряжения [Электронный ресурс] : Сайт Энергетика Оборудование Документация. URL: <http://forca.ru/knigi/arhivy/ekspluataciya-razryadnikov-i-ogranichiteley-perenapryazheniya-2.html> (дата обращения: 20.12.2016).

90. Многообъемные масляные выключатели [Электронный ресурс] : Сайт Энергетика Оборудование Документация. URL: <http://forca.ru/spravka/vysoko-voltnye-vyklyuchateli/mnogoobemnye-maslyanye-vyklyuchateli.html> (дата обращения: 20.12.2016).

91. ОПН-110 кВ [Электронный ресурс] : офиц. сайт компании «ФЕНИКС-88» ; каталог продукции. URL: <http://fenix88.com/products/productsall/opn110/> (дата обращения: 20.02.2017).

92. ОПН-3-6-10 кВ [Электронный ресурс] : офиц. сайт компании «ФЕНИКС-88» ; каталог продукции. URL: <http://fenix88.com/products/productsall/opn3-6-10/> (дата обращения: 20.02.2017).

93. Преимущества элегазового выключателя [Электронный ресурс] : Сайт школа для электрика. URL: <http://electricalschool.info/main/visokovoltny/1067-preimushhestva-jelegazovogo.html> (дата обращения: 21.01.2017).

94. Рекомендации по выбору выключателя [Электронный ресурс] : сайт ukrelektrik. URL: http://ukrelektrik.com/publ/rekomendacii_povyboru_vykljuchatelja/1-1-0-19 (дата обращения: 21.01.2017).

95. Справочные данные по трансформаторам с высшим напряжением 110 кВ [Электронный ресурс] : сайт Электрические сети. URL: <http://leg.co.ua/info/spravka/spravochnye-dannye-po-transformatoram-s-vysshim-napryazheniem-110-kv.html> (дата обращения: 21.01.2017).

96. Сравнительная характеристика масляных, вакуумных, элегазовых высоковольтных выключателей [Электронный ресурс] : сайт Школа для электрика. URL: <http://electricalschool.info/elstipod/1722-sravnitel'naja-kharakteristika.html> (дата обращения: 21.01.2017).

97. Элегазовые и вакуумные высоковольтные выключатели [Электронный ресурс] : сайт Центр промышленной комплектации. URL: http://www.cpk100.ru/info/articles.php?ELEMENT_ID=3011 (дата обращения: 21.01.2017).

98. Csanyi E. 9 Most Common Power Quality Problems [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2014. URL: <http://electrical-engineering-portal.com/9-most-common-power-quality-problems> (дата обращения: 05.12.2016)

99. Csanyi E. 34 Questions And Answers To Break the Myth About SF6 Gas In Electrical Equipment [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal.

2014. URL: <http://electrical-engineering-portal.com/34-questions-and-answers-to-break-the-myth-about-sf6-gas-in-electrical-equipment> (дата обращения: 05.12.2016)

100. Jignesh P. Types of electrical power distribution systems [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2011. URL: <http://electrical-engineering-portal.com/types-of-electrical-power-distribution-systems> (дата обращения: 05.12.2016).