

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

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ  
«Портовая»»

Студент

А.Г. Шаталин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, В.Н. Кузнецов

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

Тольятти 2020

## **Аннотация**

В выполненной бакалаврской работе представлена реконструкция электрической части подстанции «Портовая», которая находится в Центральном районе в городе Тольятти и обеспечивает электрическим питанием потребителей бытового сектора, а также ряд промышленных предприятий и коммерческих организаций.

В работе описан монтаж нового устанавливаемого оборудования на стороне 110 кВ и на низкой стороне 6 кВ с применением современных методик выбора. В пояснительной записке приводятся ежемесячные данные по полезному отпуску электроэнергии, которые позволяют выполнить грамотный выбор электрического оборудования, в частности, определить мощность силовых трансформаторов для установки на подлежащем реконструкции объекте. Для выполнения защиты устанавливаемого оборудования проведен расчет уставок релейной защиты силового трансформатора. Сделан расчет молниезащиты и защитного заземления подстанции.

Бакалаврская работа состоит из 77 страниц, 46 таблиц и 11 рисунков. Графическая часть работы выполнена на 6 листах формата А1.

## Содержание

Введение.....	5
1. Характеристика объекта реконструкции и анализ оборудования.....	9
1.1 Характеристика объекта реконструкции .....	9
1.2 Анализ оборудования на стороне 110 кВ ПС «Портовая» .....	10
2 Расчёт электрических нагрузок .....	16
3 Выбор силовых трансформаторов для установки на подстанции «Портовая» 110/6 кВ .....	24
3.1 Трансформатор силовой мощностью 6300 кВА .....	25
3.2 Трансформатор силовой мощностью 10000 кВА .....	29
3.3 Трансформатор силовой мощностью 16000 кВА .....	30
3.4 Трансформатор силовой мощностью 25000 кВА .....	31
4 Расчёт токов короткого замыкания .....	34
4.1 Расчёт токов короткого замыкания в точке К1 .....	34
4.2 Расчёт токов короткого замыкания в точке К2 .....	38
5 Выбор электрической схемы подстанции .....	40
6 Выбор оборудования.....	41
6.1 Выбор выключателя.....	41
6.2 Выбор разъединителя .....	43
6.3 Выбор трансформаторов тока.....	44
6.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	46
6.5 Выбор ОПН 110 кВ .....	47
6.6 Выбор портала .....	47
6.7 Выбор проходных изоляторов .....	48
6.8 Выбор гибких шин .....	49
6.9 Выбор ячеек .....	50
6.10 Выбор выключателя на стороне 6 кВ.....	52
6.11 Выбор трансформаторов тока на стороне 6 кВ.....	53
7 Релейная защита силового трансформатора.....	55

7.1 Выбор релейной защиты .....	55
7.2 Расчёт уставок ДЗТ «Сириус-Т».....	57
7.3 Дифференциальная отсечка ДЗТ-1.....	60
7.4 Дифференциальная отсечка ДЗТ-2.....	60
8 Выбор оперативного тока.....	64
9 Собственные нужды подстанции 110 кВ «Портовая» .....	66
10 Расчёт заземления на подстанции .....	68
11 Молниезащита на подстанции .....	72
Заключение .....	74
Список используемых источников.....	75

## Введение

Отрасль электроэнергетики несомненно является одной из самых значимых и фундаментальных в современной экономике, промышленности. При отсутствии электроэнергии фактически не возможна нормальная жизнедеятельность современного человека. Энергия электричества применяется в промышленном секторе для приведения в действие разнообразных механизмов и собственно в самих технологических операциях, процессах, а также на транспорте и в быту.

Если бы не было электрической энергии, то не было бы таких важных областей науки, как кибернетика, астрономия, нанотехнологии, не происходило бы развития электронно-вычислительной, космической техники и других сфер.

Главными свойствами, которые отличают электрическую энергию от других видов энергии являются:

- возможность ее передачи на протяженные расстояния;
- возможность преобразовать ее в совершенно другие виды энергии;

Для генерации, для передачи и распределения создаются крупные системы электрического снабжения. В их состав входят электростанции, которые производят электроэнергию, линии электропередачи, без которых невозможна передача энергии на протяженные расстояния, трансформаторные подстанции, преобразующие и распределяющие электрическую энергию.

Трансформаторная подстанция в электрической сети нужна для понижения или повышения напряжения. В распределительном устройстве подстанции происходит распределение энергии. В состав подстанции входят:

- силовые трансформаторы;
- распределительные устройства;
- вспомогательные электроприемники;

– устройства предназначенные для автоматического управления и защиты оборудования.

Существуют трансформаторные подстанции двух типов: повышающая и понижающая. Первые обычно строятся в непосредственной близости с электростанцией, либо даже на них, их предназначение состоит в преобразовании выработанного генераторами напряжения в более высокое, для того чтобы передать его по линиям электропередачи. Второй тип – это понижающие подстанции, строятся они вблизи потребителей электроэнергии, и предназначаются для понижения напряжения до уровня необходимого потребителям. Подстанции в зависимости от видов установленного на ней оборудования могут иметь несколько классов напряжения.

Важнейшей особенностью электрических систем, сетей несомненно является надежность электроснабжения потребителей. В электроэнергетике существует три группы потребителей и особая группа электроприемников.

«К I категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. В особую группу I категории включены электроприемники, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров. II категория – это электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей, а все остальные электроприемники включены в 3 категорию.

У каждой категории электроприемников в ПУЭ приняты требования по надежности электроснабжения. Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, а для электроприемников особой группы I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания, что обеспечивает еще более высокую надежность электроснабжения. Электроприемники II категории также должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, однако, если для потребителей I категории обязательно автоматическое восстановление питания, то для потребителей II категории допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Для III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток.

Следовательно, если для потребителей II и III категорий в ПУЭ допустимы значительные перерывы в осуществлении электроснабжения, зависящие от включения резервного питания в ручном режиме и времени устранения неисправности, то относительно потребителей I категории указано, что перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания» [1].

Надежное обеспечение потребителей электроэнергией напрямую зависит от оборудования, которое смонтировано на подстанции, поэтому необходимо строго соблюдать график плановых осмотров оборудования, выполнять работы, связанные с ремонтом, обслуживанием и заменой оборудования.

Работы по замене устаревшего оборудования на подстанции, которое устарело, как в моральном, так и в физическом плане, безусловно оказывают влияние на повышение надежности обеспечения электроэнергией потребителей, которые запитаны от данной подстанции. Эти работы позволяют увеличить мощность объекта, что позволит произвести подключение новых потребителей. Учитывая вышеперечисленное, с уверенностью можно сказать, что перспективы района, питающегося от данной подстанции, существенно возрастут.

Вопросы технического перевооружения и реконструкция подстанций в связи с их износом, являются в современной реальности главнейшими для обеспечения надежности электроэнергетики в целом.

Учитывая важность всего вышеперечисленного, целью бакалаврской работы является разработка проекта по реконструкции электрической части подстанции «Портовая» 110/6 кВ.

Для достижения поставленной цели нужно решить такие задачи:

- проанализировать действующую схему подстанции;
- провести детальный анализ оборудования смонтированного на подстанции;
- собрать данные по нагрузкам подстанции в часы зимнего и летнего максимума и провести их анализ;
- выбрать высоковольтное оборудование и необходимые проводники на реконструируемой подстанции;
- сделать правильный выбор и расчет релейной защиты оборудования подстанции.

Выполняя данную работу необходимо пользоваться современными нормами и правилами, соблюдать установленные требования и применять в проекте только современные виды электрооборудования.



# 1 Характеристика объекта реконструкции и анализ оборудования

## 1.1 Характеристика объекта реконструкции

Подстанция «Портовая» была построена и введена в эксплуатацию в 1969 году, находится она по адресу: Самарская область, город Тольятти, улица Санаторная 39. «Портовая» запитана от воздушной линии 110 кВ «Западная». Этот энергообъект имеет размеры 40 на 50 метров, включая открытое, и закрытое распределительное устройство и территорию от забора до ограждения ОРУ. На подстанции установлены два силовых трансформатора ТМ-10000/110 и ТДТН-16000/110. По низкой стороне 6 Кв есть два резервных фидера.



Рисунок 1 – Подстанция 110/6 «Портовая», вид со спутника

Основными потребителями подстанции являются:

– ЗАО «Квант». Основной род деятельности компании заключается в надежном и бесперебойном обеспечении населения, коммунально-бытовых

объектов, а также инженерной инфраструктуры Центрального и Комсомольского районов городского округа Тольятти.

– ОАО «Тоаз». Крупный завод химической промышленности на территории города.

– ЗАО «ТЗА». Молодое предприятие с современными технологиями, которое занимается изготовлением комплектующих для автомобилей Волжского автозавода, а также занимается поставкой запасных частей по территории России, и за рубеж.

## **1.2 Анализ оборудования на стороне 110 кВ ПС «Портовая»**

### **1.2.1 Разъединители**

На площадке подстанции «Портовая» со стороны 110 кВ установлены разъединители типа РЛНД-110 кВ, в конструкции которых предусмотрены заземляющие ножи.

Задача разъединителей заключается в разъединении и переключении участков электрической схемы подстанции;

Разъединители позволяют создать видимый разрыв в электрической цепи, который необходим по требованиям условий эксплуатации.

### **1.2.2 Ограничители перенапряжения**

Для электрического оборудования подстанции наиболее опасным будет импульсный скачок, который может возникнуть во время атмосферных явлений, при схлестывании проводов, при коммутировании. Перенапряжение может в несколько раз превысить, номинальную величину, поэтому опасности подвергается все оборудование и компоненты электрической сети. Для предотвращения больших финансовых затрат на восстановление электрического оборудования подстанции применяются ограничители перенапряжения. Технические характеристики ограничителей перенапряжения подстанции «Портовая» приводятся в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики ОПН – 110 кВ

Номинальное напряжение, кВ	110,0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	100
Остающееся напряжение при импульсном токе 1,2/2,5 мс с амплитудой 420 А, не более, кВ	180,0
Остающееся напряжение при импульсном токе, 8/20 мкс с амплитудой 5000 А не более, кВ	222,0
Пропускная способность: 20 воздействий импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой, А 1,2/2,5 мс с амплитудой, А	10000 400;550;850
Масса не более, кг	100
Обозначение технических условий	ТУ 3414-004-31911579-2007
Высота, мм	1110
Длина пути утечки внешней изоляции, см	235

### 1.2.3 Короткозамыкатели

Короткозамыкатель (КЗ-110 кВ), это аппарат коммутации, который необходим для получения искусственного короткого замыкания, если произошли повреждения внутри силового трансформатора. В результате КЗ, отработывают линейные защиты на подстанциях обеспечивающих питание, ВЛ обесточивается, трансформатор который имеет внутренний дефект отсоединяется от сети путем отключения отделителя, а линия вводится в работу системой АПВ. В сетях 110-220 кВ применяют короткозамыкатели с одним полюсом, в сетях 35 кВ - два. Подвижный нож приводится действием

предварительно взведенных запускающих пружин аппарата. Характеристики короткозамыкателей подстанции «Портовая» приводятся в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики КЗ-110 кВ

Амплитуда предельного сквозного тока, кА	51
Ток термической стойкости, кА	20
Время включения (до касания контакта), с:	
без гололеда	0,14
с гололедом до 20 мм	0,20
Угол отклонения ножа, град	73
Допустимое тяжение провода, Н	784
Длина пути утечки, см	190
Габаритные размеры без привода, м :	
высота	1,43
глубина (вдоль плоскости ножа)	1,25
ширина	0,3
Вес без привода, кг	150

#### 1.2.4 Отделители

На подстанции из оборудования смонтированы отделители. Конструктивно отделитель представляет из себя разъединитель который оперативно отключает цепь без тока, после получения команды на привод отделителя. В простом разъединителе скорость отключения является низкой, в отделителе данный процесс происходит в течении от 0,5 до 1 с. Основные технические характеристики отделителей, установленных на объекте реконструкции представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные параметры отделителя 110 кВ

Номинальный ток, А	800
Полное время отключения, с:	
без гололеда	0,32
Допустимое тяжение провода. Н	490
Длина пути утечки, см	280
Сопротивление цепи, мкОм	150
Габариты (без привода), м:	
длина (вдоль полюса)	1,65
ширина не менее	1,8
высота	2,04
Масса полюса без привода, кг	106

### 1.2.5 Силовые трансформаторы

На реконструируемой подстанции установлены два силовых трансформатора ТДТН-16000/110-У1 и ТМ-10000/110. Технические характеристики трансформаторов представлены в таблицах 4 и 5. Для осуществления одновременной параллельной работы двух трансформаторов требуется выполнение следующих условий:

- группы соединения обмоток силовых трансформаторов должны быть идентичными;
- коэффициенты трансформации должны быть одинаковыми, либо отличаться не более чем  $\pm 0,5 \%$ ;
- разница в параметре напряжения короткого замыкания составлять не более чем  $\pm 10 \%$ ;
- трансформаторы обязательно должны быть сфазированы;
- соотношение номинальных параметров мощности трансформаторов не должно быть более чем 1:3.

ТДТН-16000/110 - трансформатор с тремя обмотками классом напряжения 110 кВ. Трансформатор позволяет проводить регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали обмотки высокого напряжения в диапазоне без возможности регулирования напряжения на стороне СН с системой охлаждения вида «М», «Д», «ДЦ» предназначены для эксплуатации на электрических сетях с нейтралью которая глухозаземлена.

Таблица 4 - Основные параметры трансформатора ТДТН-16000/110-У1

Тип	S, кВА	U, кВ			Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %			I <sub>хх</sub> , %	Габаритные размеры, мм (ДхШхВ)	Масса, т, не более	
		ВН	СН	НН		$\Delta P_{xx}$	$\Delta P_{k3}$	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			масла	полная
ТДТН-16000/110	16000	115	38,5	6,6	УН/УН/ D- 0-11	15,8	90	10,5	17,5	6,5	0,33	6340 х 4230 х 5390	14,3	51,1

Таблица 5 – Основные параметры ТМ-10000/110

S <sub>ном</sub> , кВА	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>к.з.</sub> , %	I <sub>х.х.</sub> , %	Потери к.з., кВт	Потери х.х., кВт	Материал обмоток	Схема соединений
10000	110 кВ/38,5	10.5	0.9	p =60	p =14	медь	Y/D - 11

Задачей по выполнению работы бакалавра является разработка проекта по реконструкции электрической части подстанции «Портовая» 110/6 кВ. Важность вопроса реконструкции заключается физическом, и моральном устаревании оборудования подстанции. На протяжении многих лет на объекте производились работы только по техническому обслуживанию, капитальных вложений не производилось, в результате установленное оборудование достигло критического уровня износа. При продолжении

эксплуатации подстанции в подобном режиме увеличивается вероятность возникновения аварий и критических ситуаций, а в результате этого и нарушение обеспечения электричеством потребителей. Помимо этого, морально и физически изношенное оборудование будет требовать больших затрат для поддержания его в надлежащем состоянии.

При монтаже нового оборудования следует учитывать перспективное развитие инфраструктуры окружающего района. При проектировании замены оборудования на подстанции следует брать в расчет последние разработки и образцы отечественных производителей. Оборудование, произведенное иностранным производителем, должно применяться только при отсутствии аналогов, выпускаемых на наших заводах.

В работе учитываются перспективы дальнейшего развития питаемого района, учитывается вероятность постройки новых объектов, жилых и производственных. При этом осуществляется выбор заменяемого оборудования на подстанции.

Вывод. В разделе описано расположение подстанции, технические данные объекта, а также проведен анализ оборудования, установленного на подстанции. Показана необходимость в проведении работ по реконструкции.

## 2 Расчет электрических нагрузок ПС «Портовая» 110/6 кВ

На начальном этапе разработки проекта реконструкции электрической части ПС следует выполнить расчет электрических нагрузок для определения загруженности силовых трансформаторов. В таблице 6 показаны данные замерочных дней, по месяцам для 2019 года.

Таблица 6 – Данные счетчика по месяцам

Месяц	Р 1сш-6кВ, Вт	Р 2сш-6кВ, Вт	Q 1сш-6кВ, вар	Q 2сш-6кВ, вар
1	2	3	4	5
Январь	1 853 687,48	1 321 192,50	699 299,40	591 649,86
Февраль	1 770 441,60	1 406 449,38	663 776,52	623 198,28
Март	1 748 732,28	1 181 783,58	771 314,64	610 236,66
Апрель	1 427 870,64	1 088 177,16	690 627,36	618 507,60
Май	1 095 936,72	878 344,26	623 288,64	593 971,68
Июнь	1 104 604,68	880 606,44	609 479,16	547 199,88
Июль	1 156 885,92	980 308,98	647 781,84	612 432,60
Август	1 175 170,20	937 862,64	599 688,24	552 946,14
Сентябрь	1 113 722,40	908 436,66	548 595,24	554 630,52
Октябрь	1 471 454,40	1 175 439,72	630 905,64	595 224,12
Ноябрь	1 670 023,08	1 122 972,18	695 917,08	527 711,10
Декабрь	1 795 815,60	1 333 814,34	705 864,48	577 264,98

Данные по месяцам, внесенные в таблицу, дают возможность рассчитать полную мощность подстанции «Портовая» 110/6 кВ для обеих секций шин и разработать график нагрузок.

Для того, чтобы определить полную мощность, воспользуемся выражением:



$$S = \sqrt{Q^2 + P^2},$$

где  $Q$  – реактивная мощность;

$P$  – активная мощность.

Учитывая формулу полной мощности, требуется второй столбец возвести в квадрат, суммировать с возведенным в квадрат четвертым столбцом и из получившейся суммы извлечь корень квадратный. В результате получим полную мощность для первой секции шин. Точно такие же действия требуется провести с третьим и пятым столбцом.

Полученные результаты расчета полученной полной мощности приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов полной мощности для секции шин 1 и секции шин 2

Месяц	S, на сш1, ВА	S, на сш2, ВА
1	2	3
Январь	1981205,927	1447618,451
Февраль	1890783,628	1538335,449
Март	1911279,901	1330038,049
Апрель	1586121,28	1251671,356
Май	1260779,926	1060325,891
Июнь	1261592,781	1036771,629
Июль	1325898,316	1155889,002
Август	1319337,328	1088731,264
Сентябрь	1241504,862	1064364,683
Октябрь	1601005,927	1317554,662
Ноябрь	1809220,183	1240784,237
Декабрь	1929559,103	1453373,851

Для проведения расчетов необходимо первый столбец в котором указаны месяцы, перевести в часы, а параметры второго и третьего столбца необходимо перевести в часы и расставить их в порядке, это выполняется для построения ступенчатого графика полной мощности.

Результаты полученных расчетов сведем в таблицу 8

Таблица 8 – Результаты, необходимые для создания ступенчатого графика

Время, ч	$S_{сш1}+S_{сш2}$ , ВА
672	3429119,077
744	3428824,378
744	3382932,954
720	3241317,95
720	3050004,42
744	2918560,589
744	2837792,636
720	2481787,318
744	2408068,592
720	2321105,818
720	2305869,545
744	2298364,41

Построим ступенчатый график используя данные таблицы 8, показанный на рисунке 2.

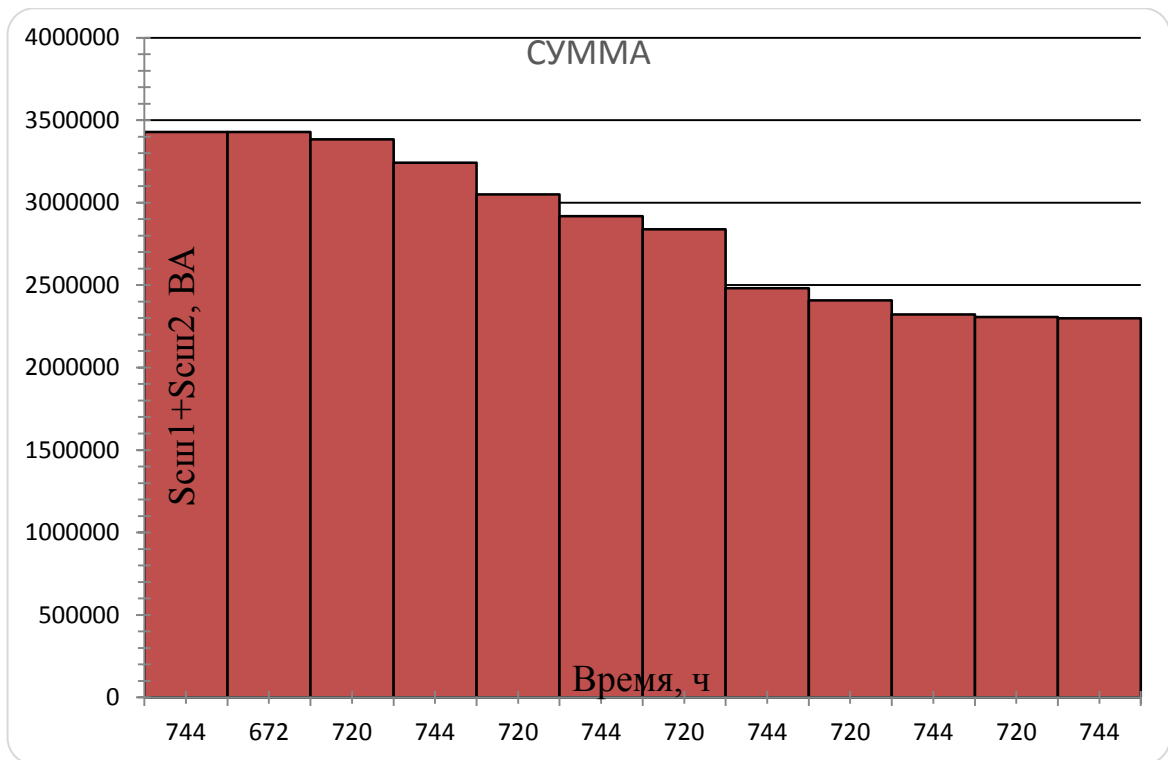


Рисунок 2 - График полной мощности подстанции

Так как отдельные ступени имеют практически одинаковые значения, мы можем привести усреднение графика нагрузки, это позволит нам уменьшить количество ступеней, расположенных на графике. Результаты, которые получили, сведем в таблицу 9 и отобразим на рисунке 3.

Таблица 9 – Усредненные данные полученной полной мощности

Время, ч	Scш1+Scш2, ВА
1	2
1416	3428971,727
744	3382932,954
720	3241317,95
720	3050004,42
1488	2878176,613
1464	2444927,955
2184	2308446,591

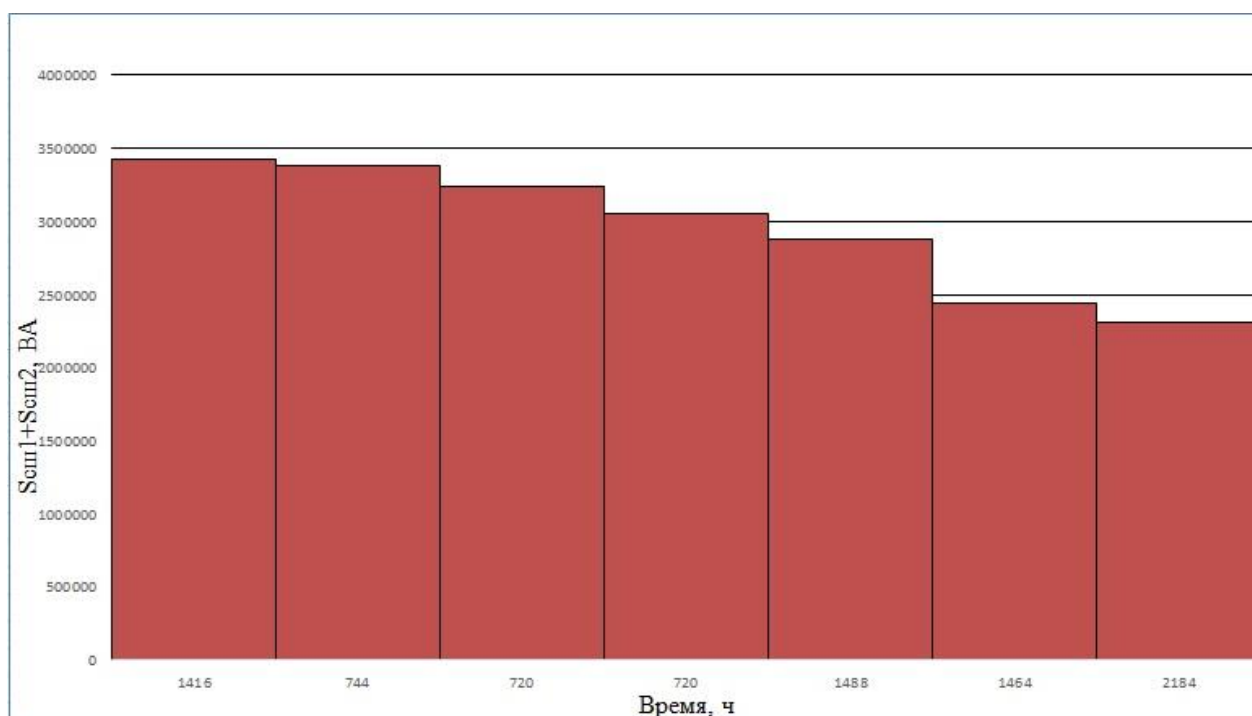


Рисунок 3 - График полной мощности с уменьшенным числом ступеней

Для того, чтобы рассчитать количество электроэнергии, которую потребила подстанция, нужно использовать формулу:

$$W = \sum_{i=1}^n P \cdot t.$$

Таблица 10 – Данные для расчета суммарного потребления энергии

Время, ч	P 1сш-6кВ, Вт	Время, ч	P 2сш-6кВ, Вт
1	2	3	4
744	1 853 687,48	672	1 406 449,38
744	1 795 815,60	744	1 333 814,34
672	1 770 441,60	744	1 321 192,50
720	1 748 732,28	720	1 181 783,58
720	1 670 023,08	744	1 175 439,72
744	1 471 454,40	720	1 122 972,18

Продолжение таблицы 10

744	1 427 870,64	744	1 088 177,16
744	1 175 170,20	720	980 308,98
720	1 156 885,92	744	937 862,64
720	1 113 722,40	720	908 436,66
744	1 104 604,68	744	880 606,44
720	1 095 936,72	720	878 344,26

Порядок расчета суммарного потребления электроэнергии будет заключаться в следующем: нужно значения первого столбца умножить на значения второго столбца, и так же поступить с третьим и четвертым столбцами. Полученные значения сводятся в таблицу, и результаты переводятся в МВт·ч (таблицы 11, 12).

Таблица 11- Потребление электрической энергии для трансформатора Т1

Время, ч	W, эл потр, Т1-10, МВт·ч
744	1379,143485
744	1336,086806
672	1189,736755
720	1259,087242
720	1202,416618
744	1094,762074
744	1062,335756
744	874,3266288
720	832,9578624
720	801,880128
744	821,8258819
720	789,0744384
Сумма	12643,63368

Таблица 12- Потребление электрической энергии для трансформатора Т2

Время, ч	W, эл потр, Т2-16, МВт·ч
672	945,1339834
744	992,357869
744	982,96722
720	850,8841776
744	874,5271517
720	808,5399696
744	809,603807
720	705,8224656
744	697,7698042
720	654,0743952
744	655,1711914
720	632,4078672
Сумма	9609,259902

Общее суммарное потребление электроэнергии для трансформаторов Т2 и Т1:

$$W=22252,89, \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Длительность максимальной годовой нагрузки ПС для Т1:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} = \frac{22252,893}{1,85} = 6820,9 \text{ ч.}$$

Длительность максимальной годовой нагрузки ПС для Т2:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} = \frac{22252,893}{1,41} = 6832,38 \text{ ч.}$$

Показатель заполнения графика нагрузки T1:

$$K_{зап} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6820,8}{8760} = 0,76.$$

Показатель заполнения графика нагрузки T2:

$$K_{зап} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6832,89}{8760} = 0,76.$$

При выполнении работы по сбору помесечных данных пришлось обратиться за помощью к специалистам «МРСК Волги», на балансе которой и состоит реконструируемый объект. Выполнив необходимые расчёты, получили годовое суммарное потребление электрической энергии потребителями подстанции, а также длительность максимальной годовой нагрузки подстанции для трансформаторов, показатели заполнения графика нагрузки трансформаторов.

Вывод. Во втором разделе был выполнен расчёт электрических нагрузок для определения загруженности силовых трансформаторов. Подготовлены таблицы и построены графики полной мощности.

### **3 Выбор силовых трансформаторов для установки на подстанции «Портовая» 110/6 кВ**

Осуществляя реконструкцию подстанции, очень важно рассчитать рациональную мощность силовых трансформаторов.

При выборе трансформаторов нужно учитывать режимы их работы, также требуется учитывать возможность обеспечения взаимного резервирования питания потребителей при отказе одного трансформатора.

Мощность любого из трансформаторов должна обеспечивать питание электроэнергией всех потребителей в течении продолжительного времени.

Питание от подстанции «Портовая» получают потребители первой категории, поэтому требуется установка двух трансформаторов.

До момента реконструкции на территории открытого распределительного устройства смонтированы трансформаторы мощностью 16000 кВА 10000 кВА.

Чтобы получить корректный расчет нужно брать в сравнение трансформаторы большей и меньшей мощности, чем те, которые установлены на «Портовой» до реконструкции.

В данной работе берем в сравнение четыре трансформатора различной мощности 6300 кВА; 1000 кВА; 16000 кВА; 25000 кВА.

Смонтированные на подстанции трансформаторы имеют довольно низкий коэффициент загрузки.

Установленные трансформаторы имеют различные вводы. В проекте реконструкции решено установить 2 одинаковых трансформатора с двумя обмотками.

На примере трансформатора мощностью 6300 кВА, рассмотрим более подробный детальный выбор с описанием и формулами.



### 3.1 Трансформатор силовой мощностью 6300 кВА

На примере силового трансформатора мощностью 6300 кВА рассмотрим технические и экономические характеристики трансформатора марки ТМН - 6300/110 - У1, УХЛ 1 СТО 15352615-001-2007.

Таблица 14 – Технические параметры трансформатора

SN, кВА	Потери хх, кВт	Потери к.з., кВт	U к.з, %	I хх, %	Стоимость К, р
6300	6,5	35	10,5	0,5	10900000

Техническо-экономический расчет трансформатора ТМН-6300/110 обеспечивает заблаговременную экономическую экспертизу альтернатив.

Расчет потерь реактивной мощности трансформатора работающего на холостом ходу:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,5}{100} \cdot 6300 = 31,5 \text{ кВАр},$$

где  $I_{\sigma}(\%)$  - параметр тока холостого хода силового трансформатора, %.

Значение приведенной потери мощности силового трансформатора при работе на холостом ходу:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{um} \cdot Q_x = 6,5 + 0,05 \cdot 31,5 = 8,075 \text{ кВт},$$

где  $\Delta P_{\sigma}$  - объем потерь мощности трансформатора работающего на холостом ходу, кВт;

$k_{um}$  - коэффициент который учитывает изменение потерь, на его значение удаленность потребителей от источников питания, кВт/кВАр.

Расчет коэффициента загрузки трансформатора:

$$k_3 = \frac{S_{\max}^{ПС}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{1,98}{6,3} = 0,3.$$

Нахождение значения потерь реактивной мощности силового трансформатора в режиме его короткого замыкания:

$$Q_k = \frac{U_{\text{кз}}(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{10,5}{100} \cdot 6300 = 661,5 \text{ кВАр},$$

где  $U_{\text{кз}}(\%)$  - значение напряжение короткого замыкания силового трансформатора, %..

Полученный расчет приведенных потерь активной мощности короткого замыкания силового трансформатора:

$$P_k' = \Delta P_{\text{кз}} + k_{\text{ин}} \cdot Q_k = 35 + 0,05 \cdot 661,5 = 68,075 \text{ кВт},$$

где  $\Delta P_{\text{кз}}$  - значение потерь мощности короткого замыкания силового трансформатора, кВт.

Расчет приведенных потерь мощности силового трансформатора:

$$P_T' = P_x' + k_3^2 \cdot P_k' = 8,075 + 0,3^2 \cdot 68,075 = 14,201 \text{ кВт}.$$

Расчет экономической нагрузки силового трансформатора:

$$S_{\text{э.пс}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P_x'}{P_k'}} = 6300 \cdot \sqrt{2 \cdot 1 \cdot \frac{8,075}{68,075}} = 3058,64 \text{ кВА}.$$

Таблица 15 – Результаты технико-экономического расчета для силового трансформатора марки ТМН-6300/110

Qх, кВАр	Р штрих х, кВт	Р штрих к, кВт	Р штрих т, кВт	Кз
1	2	3	4	5
31,5	8,075	68,075	14,201	0,54

Для силовых трансформаторов, имеющих две обмотки параметр потерь электроэнергии рассчитывается из общих потерь при коротком замыкании и при работе на холостом ходу на всех ступенях просчитанного графика нагрузки.

Таблица 16 – Расчет потерь КЗ и холостого хода на всех ступенях

i	S <sub>вi</sub> , ВА	n <sub>i</sub>	T, ч	Δ W <sub>х</sub> , кВт·ч	Кз.в <sub>i</sub>	Δ W <sub>к.в<sub>i</sub></sub> ,
1	2	3	4	5	6	7
1	3 428 971,727	2	1416	22 868,4	0,5442812	14 278,007
2	3 382 932,954	2	744	12 015,6	0,5369734	7 301,906
3	3 241 317,95	2	720	11 628	0,5144949	6 487,1 258
4	3 050 004,42	2	720	11 628	0,4841276	5 743,941
5	2 878 176,613	2	1488	24 031,2	0,4568534	10 570,958
6	2 444 927,955	2	1464	23 643,6	0,3880838	7 504,9838
7	2 308 446,591	2	2184	35 271,6	0,3664209	9 980,88
				141 086,4		61 867,804

Для получения значения результата потерь на холостой ход следует четвертый столбец умножить на третий столбец, а после этого умножить на второй столбец таблицы 15. Расчет потерь короткого замыкания проводится таким же образом, третий столбец следует умножить на четвертый столбец и умножить на третий столбец таблицы 15. Коэффициент загрузки обмоток

получим следующим действием: данные второго столбца делим на мощность трансформатора, полученные результаты заносим в шестой столбец.

Общая сумма всех сложенных потерь для этого составит трансформатора 202,95 МВт\*ч.

Далее следует вычислить экономическую нагрузку для выбранного трансформатора.

Для этого используем формулу:

$$S_{\text{э.лс}} = S_{\text{ном.т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{24,87}{413,74}} = 8,668 \text{ МВА.}$$

Стоимость одного Мегаватт·часа электрической энергии:

$$C_{\text{э}} = 417,26 \text{ (руб / МВт} \cdot \text{ч)},$$

где  $C_{\text{э}}$  – утвержденный единый тариф на услуги по передаче электрической энергии по сетям Самарской области на 2020 год.

Экономическая составляющая годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$И_{\text{э}} = \Delta W_{\text{нн}} \cdot C_{\text{э}} = 770,514 \cdot 4417,26 = 321504,67 \text{ руб.}$$

Сумма отчислений за год:

$$И_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 15700000 = 1475800 \text{ руб.},$$

где  $p_{\text{сум}}$  -является коэффициентом который учитывает амортизацию, затраты на ремонт, текущее обслуживание силового электрического оборудования 35-150 кВ составляет значением коэффициента будет 0,094.

Расчет по остальным трансформаторам производится таким же образом, результаты будут отражены в итоговых таблицах, по каждому расчету.

### 3.2 Трансформатор силовой мощностью 10 000 кВА

Проанализируем силовой трансформатор мощностью 10 000 кВА, марки ТДН-10 000 / 110 - У1, УХЛ 1 СТО 15352615-001-2007. Его технические параметры приводятся в таблице 17.

Таблица 17 – Технические параметры трансформатора

$S_H$ , кВА	Потери хх, кВт	Потери к.з., кВт	$U_{к.з.}$ , %	$I_{хх}$ , %	Стоимость К, р
10 000	10	56	10,5	0,26	12 300 000

Таблица 18 – Результаты технико-экономического расчета для силового трансформатора марки ТДН-10 000 / 110

$Q_x$ , кВАр	$P_{штрих х}$ , кВт	$P_{штрих к}$ , кВт	$P_{штрих т}$ , кВт	Кз
1	2	3	4	5
26	11,3	108,5	24,05	0,34

Таблица 19 – Итоговые значения потерь, учитывающие короткое замыкание и холостой ход на каждой ступени

I	$S_{вi}$ , ВА	$n_i$	T, ч	$\Delta W_x$ , кВт·ч	Кз.вi	$\Delta W_{к.вi}$ ,
1	3 428 971,727	2	1 416	32 001,6	0,3428971	9 032,1429
2	3 382 932,954	2	744	16 814,4	0,3382932	4 619,1222
3	3 241 317,95	2	720	16 272	0,3241317	4 103,6 990
4	3 050 004,42	2	720	16 272	0,3050004	3 633,567
5	2 878 176,613	2	1 488	33 628,8	0,2878176	6 687,0959
6	2 444 927,955	2	1 464	33 086,4	0,2444927	4 747,5872
7	2 308 446,591	2	2 184	49 358,4	0,2308446	6 313,8177
				197 433,6		39 137,032

Таблица 20 –Итог расчета экономической нагрузки

Экон. нагрузка трансформатора. Для ПС, S э, пс, МВА	4,563956
Цена одного МВт энергии за 2020 год. Сэ (руб/МВт)	417,26
Стоимость потерь электроэнергии в тр-ре за год, Иэ, руб.	59942,269
Отчисления за год, Ио , руб.	1 005 800
Понесенные приведенные затраты, Зн, руб.	2 135 742,289

### 3.3 Трансформатор силовой мощностью 16000 кВА

Проанализируем силовой трансформатор имеющий мощность 16000 кВА, марки ТДН - 16 000 / 110-У1, УХЛ 1 СТО 15 352 615-001-2007

Таблица 21 – Технические параметры силового трансформатора

S <sub>н</sub> , кВА	Потери хх, кВт	Потери к.з., кВт	U к.з., %	I хх, %	Стоимость К, р
16 000	12	80	10,5	0,23	14 200 000

Таблица 22 – Результаты технико-экономического расчета для силового трансформатора марки ТДН-16 000 / 110

Q <sub>х</sub> , кВар	Р штрих х, кВт	Р штрих к, кВт	Р штрих т, кВт	Кз
1	2	3	4	5
36,8	13,84	164	21,37	0,21

Таблица 23 - Итоговые значения потерь, учитывающие короткое замыкание и холостой ход на каждой ступени

i	S <sub>Bi</sub> , ВА	n <sub>i</sub>	T, ч	Δ W <sub>х</sub> , кВт·ч	K <sub>з, Bi</sub>	Δ W <sub>к. Bi</sub> ,
1	3 428 971,727	2	1 416	39 194,88	0,2143107	5 332,9185
2	3 382 932,954	2	744	20 593,92	0,3382932	6 981,8991

Продолжение таблицы 23

3	3 241 317,95	2	720	19 929,6	0,3241317	6 202,8262
4	3 050 004,42	2	720	19 929,6	0,3050004	5 492,2119
5	2 878 176,613	2	1 488	41 187,84	0,2878176	10 107,684
6	2 444 927,955	2	1 464	40 523,52	0,2444927	7 176,0765
7	2 308 446,591	2	2 184	60 453,12	0,2308446	9 543,4663
				241 812,48		50 837,082

Таблица 24 –Итог расчета экономической нагрузки

Экон. нагрузка трансформатора. Для ПС, S э, пс, МВА	6,573264
Цена одного МВт энергии за 2020 год. Сэ (руб./МВт)	417,26
Стоимость потерь электроэнергии в тр-ре за год, Иэ, руб.	74151,54625
Годовые отчисления, Ио, руб.	1165600
Приведенные затраты, Зн, руб.	2479751,546

### 3.4 Трансформатор силовой мощностью 25000 кВА

Рассмотрим силовой трансформатор мощностью 25000 кВА, марки ТДН-25000 / 110 - У1, УХЛ 1 СТО 15352615-001-2007

Таблица 25 – Технические параметры трансформатора

Sн, кВА	Потери хх, кВт	Потери к.з., кВ	U к.з., %	I хх, %	Стоимость К, р
25 000	19	120	10,5	0,23	17 250 000

Таблица 26 – Результаты технико-экономического расчета для силового трансформатора марки ТДН-25000/110

$Q_x$ , кВАр	Р штрих х, кВт	Р штрих к, кВт	Р штрих т, кВт	Кз
1	2	3	4	5
57,5	21,87	251,25	26,6	0,13

Таблица 27- Итоговые значения потерь учитывающие короткое замыкание и холостой ход на каждой ступени

i	$S_{bi}$ , ВА	$\eta_i$	T,ч	$\Delta W_x$ , кВт·ч	$K_{z.bi}$	$\Delta W_{k.bi}$
1	3 428 971,727	2	1 416	61 950	0,1371588	3 346,4714
2	3 382 932,954	2	744	32 550	0,1353173	1 711,4167
3	3 241 317,95	2	720	31 500	0,1296527	1 520,4488
4	3 050 004,42	2	720	31 500	0,1220001	1 346,2617
5	2 878 176,613	2	1488	65 100	0,1151270	2 477,6152
6	2 444 927,955	2	1 464	64 050	0,0977971	1 759,0138
7	2 308 446,591	2	2 184	95 550	0,0923378	2 339,3131
				382 200		14 500,540

Таблица 28 –Итог расчета экономической нагрузки

Экон. нагрузка трансформатора. Для ПС, S э, пс, МВА	10,4322
Цена одного МВт энергии за 2020 год. Сэ, руб / МВт	417,26
Стоимость потерь электроэнергии в тр-ре за год, Иэ, руб.	100515,9831
Годовые отчисления, Ио, руб	1410000
Приведенные затраты, Зн, руб	3010515,983



Рассмотрев данные трансформаторов, принимаем решение установить два трансформатора имеющих мощность 6300 кВА, марки ТМН – 6300 / 110 – У 1. Параметр коэффициента загрузки составит  $K_z = 0,54$ , это выше, чем у прочих рассматриваемых вариантов трансформаторов. Цена данного трансформатора  $K_p = 9500000$  руб., так что этот вариант является самым экономичным. Полученный результат рассчитываемых потерь на холостом ходу  $\Delta W_x = 141\ 086,4$  кВт·ч и при коротком замыкании,  $\Delta W_{к.в.і} = 61\ 867,804$  кВт·ч объясняют эффективное применение данного трансформатора.

Вывод. В данном разделе описывается важность выбора силовых трансформаторов, так как подстанция обеспечивает энергией потребителей первой категории. Было проведено сравнение различных вариантов установки на основе четырех трансформаторов различной мощности.

## 4 Расчёт токов короткого замыкания

### 4.1 Расчёт токов короткого замыкания в точке К1

Для выбора и проверки электрических аппаратов, для выбора проводников, для создания проектов и настройки релейной защиты и автоматики, для верного выполнения заземляющих устройств следует рассчитать ток КЗ.

В этой работе определим однофазный и трехфазный токи короткого замыкания в точках К1 и К2.

На представленных рисунках 4 и 5 показаны расчётная схема и ниже схема замещения.

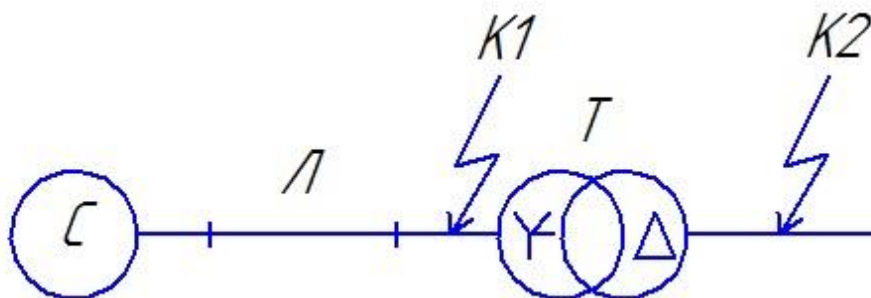


Рисунок 4 – Расчётная схема

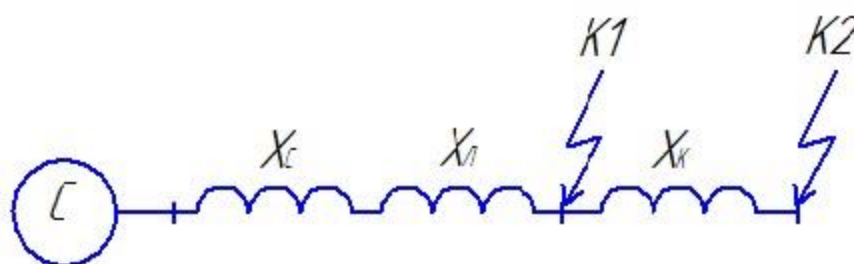


Рисунок 5 - Схема замещения

Будем выполнять расчеты токов короткого замыкания на стороне выше 1000 В в относительных единицах.

Возьмем в расчет базисную мощность  $S_b=1000$  МВА.

Расчет сопротивления системы:

$$x_{*cb} = \frac{S_b}{S_k} = \frac{1000}{2500} = 0,4 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления линии:

$$x_{*Lb} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_b}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 15 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,45 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивления трансформатора:

$$x_{*Tb} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{НОМ.Т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 16,6 \text{ о.е.}$$

Производя расчёты токов короткого замыкания в точке К1, значение сопротивления трансформатора берём во внимание лишь при однофазном коротком замыкании.

Выполним расчёт 3-х фазного тока КЗ:

Суммарно-результатирующее сопротивление, полученное до точки К1:

$$x_{*резб} = x_{*cb} + x_{*лб} = 0,4 + 0,45 = 0,85 \text{ о.е.}$$

Проведем расчет тока КЗ:

$$I_{3,0}^{(3)} = \frac{E_{*б}''}{x_{*резб}} \cdot \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} = \frac{1}{0,85} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,88 \text{ кА.}$$

Выполним подсчет ударного тока короткого замыкания:

$$i_{3,0,yd}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{yd} \cdot I_{3,0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,88 = 14,98 \text{ кА.}$$

где  $k_{yd}$  - применяемый ударный коэффициент.

Выполним вычисление однофазного тока КЗ:

Для вычисления несимметричных токов КЗ требуются сопротивления прямой, обратной, а также нулевой последовательности.

Учитывая, что анализируем однофазное КЗ, то для расчета сопротивления шунта следует получить нулевое и обратное сопротивление.

Схема обратной последовательности системы и ВЛ показана на рисунке 6.

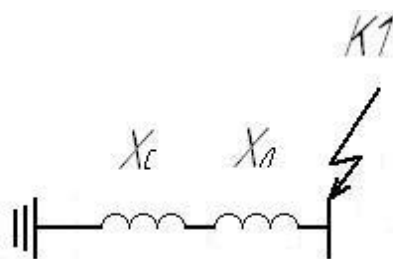


Рисунок 6 – Схема обратной последовательности системы и ВЛ

Исходя из расчета трехфазного короткого замыкания, значение сопротивления обратной последовательности будет равно значению прямой последовательности, а оно в свою очередь будет равным результирующему сопротивлению:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = x_{* \text{резб}} = 0,85 \text{ о.е.}$$

На рисунке 7 показана схема нулевой последовательности системы и воздушной линии.

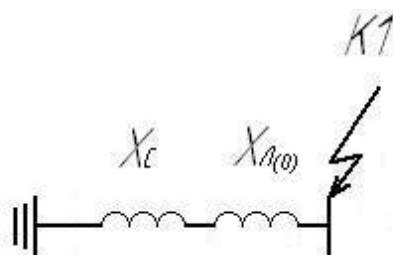


Рисунок 7 – Схема нулевой последовательности системы и воздушной линии

С отдельными дополнениями следует определить значение нулевой последовательности: следует учесть сопротивление трансформатора, а значение сопротивления линии требуется умножить на коэффициент, который учитывает вид ВЛ.

$$x_{\Sigma 0} = x_{*cб} + x_{*лб} + x_{*Тб} = 0,4 + 0,45 + 16,6 = 17,5 \text{ о.е.}$$

Расчет шунтового сопротивление :

$$\Delta x^{(1)} = x_{\Sigma 2} + x_{\Sigma 0} = 0,85 + 17,5 = 18,37 \text{ о.е.}$$

Расчет тока короткого замыкания:

$$I_{1,0}^{(1)} = m \cdot \frac{E_{*б}''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(1)}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}} = 3 \cdot \frac{1}{0,85 + 18,37} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,82 \text{ кА.}$$

где  $m$  - коэффициент, его параметр находится в зависимости от вида короткого замыкания.

Расчет ударного тока короткого замыкания:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{1,0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,82 = 2,08 \text{ кА.}$$

## 4.2 Расчет токов короткого замыкания в точке К2

Выполним расчёт 3-х фазного тока КЗ:

Расчет результирующего сопротивления:

$$x_{*резб} = x_{*сб} + x_{*лб} + x_{*Гб} = 0,4 + 0,45 + 16,5 = 17,52 \text{ о.е.}$$

Расчет тока короткого замыкания:

$$I_{3,0}^{(3)} = \frac{E_{*б}''}{x_{*резб}} \cdot \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} = \frac{1}{17,52} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5,2 \text{ кА.}$$

Расчет ударного тока короткого замыкания:

$$i_{1,0,y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{3,0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,93 \cdot 5,2 = 14,25 \text{ кА.}$$

где  $k_{\delta\ddot{a}}$  - является ударным коэффициентом.

Произведём расчёт однофазного тока короткого замыкания:

Исходя из расчета трехфазного короткого замыкания, значение сопротивления обратной последовательности будет равно значению прямой последовательности, а оно в свою очередь будет равным результирующему сопротивлению:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = x_{*резб} = 0,85 \text{ о.е.}$$

В этом примере сопротивление нулевой последовательности будет равным бесконечности, потому что обмотка низкой стороны трансформатора соединена в треугольник. Следовательно ток однофазного КЗ на низкой стороне будет равным нулю.

Полученные данные токов КЗ занесем в таблицу 29.

Таблица 29 – Данные токов короткого замыкания

Местоположение короткого замыкания	$I_{3,0}^{(3)}$ , кА	$i_{3,0\ y0}^{(3)}$ , кА	$I_{1,0}^{(1)}$ , кА	$i_{1,0\ y0}^{(1)}$ , кА
К1	5,88	14,98	0,82	2,08
К2	5,2	14,25	0	0

Вывод. В разделе были рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки электрических аппаратов, а также для выбора проводников. Были определены токи однофазного и трехфазного короткого замыкания в точках К1 и К2.

## 5 Выбор электрической схемы подстанции

Учитывая перспективы дальнейшего развития, обеспечение надежной и безопасной эксплуатации, а также удобство обслуживания оборудования, принимаются основные решения по схеме подстанции.

Подстанция «Портовая» 110/6 которая рассматривается в данной работе, является тупиковой.

На рисунке 8 показана схема ОРУ подстанции, планируемая к внедрению. Основным отличием этой схемы от схемы, которая существует на данный момент, будет внедрение по высокой стороне высоковольтных выключателей взамен короткозамыкателей. Такое решение увеличит срок службы оборудования ОРУ, а также повысит уровень надежности подключенных к подстанции потребителей.

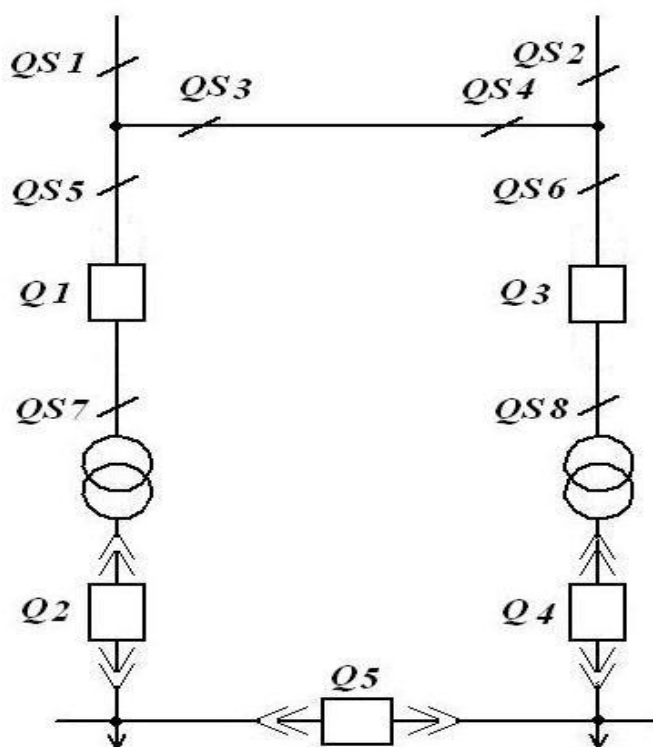


Рисунок 8– Проектируемая схема распределительного устройства на высокой стороне подстанции

Вывод. В разделе показана схема распределительного устройства на высокой стороне подстанции, планируемая к внедрению.



## 6 Выбор оборудования

### 6.1 Выбор выключателя

Для правильного выбора устанавливаемого оборудования на реконструируемой подстанции следует определить расчетные условия по заданной электрической схеме: конкретно токи КЗ и расчетные рабочие токи присоединений.

В процессе выбора аппаратов следует иметь в виду тип установки, условия загрязнения среды вокруг объекта, габаритные размеры аппаратов, массу оборудования, его стоимость, удобство его обслуживания в распределительном устройстве.

Наиболее современными и прогрессивными для установки на подстанциях сейчас являются элегазовые выключатели. Основными их преимуществами являются простая и надежная конструкция, высокоинтенсивная скорость срабатывания, незначительная нагрузка на фундаментные опоры, большой коммутационный ресурс, отличное гашение дуги в физико-химических свойствах газа SF<sub>6</sub>.

Элегаз не имеет возможность воспламениться, его химическое состояние стабильное. При распаде газа его продукты не взрывоопасны, поэтому нет рисков по возгоранию и взрыву.

На реконструируемом объекте ПС «Портовая» монтируем элегазовый выключатель модели LW 36 A (B) BEL – 126, так как его характеристики являются наиболее подходящими.

Установим время полного цикла срабатывания выключателя:

$$\tau = t_{pz} + t_{cv} = 0,01 + 0,03 = 0,04(\text{с}).$$

где  $t_{pz}$  - время за которое отработала релейная защита, с;

$t_{cv}$  - количество секунд отключения выключателя, с.

Параметры, характеризующие подбор выключателя, занесены в таблицу 30.

Таблица 30 – Сверка расчетных данных выключателя LW 36A (B) BEL-126 с каталожными

Параметр	Формула	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	-	110	126
Номинальный ток, А	$I_n = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,6$	2000
Симметричный ток отключения, кА	$I_{n,0}^{(3)} = \frac{E_{* \delta}''}{x_{* рез \delta}} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}$	$\frac{1}{0,85} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,88$	40
Отключение апериодической составляющей тока, кА	$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ $T_a = 0,05 \text{ с.}$	$\sqrt{2} \cdot 6,44 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 4,09$	$(\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100) \cdot I_{откл.ном} =$ $= \left( \frac{\sqrt{2} \cdot 47}{100} \right) \cdot 40 = 23,2$
Действующее значение предельного сквозного тока короткого замыкания, кА	$I_{n,0}^{(3)} = \frac{E_{* \dot{a}}''}{x_{* \delta \dot{a} \dot{a}}} \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\dot{a}}}$	$\frac{1}{0,78} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 6,44$	80
Амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания, кА	$i_{n,0 \delta \dot{a}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\delta \dot{a}} \cdot I_{n,0}^{(3)}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,44 = 16,39$	100

Продолжение таблицы 30

Термическая стойкость, $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$	$B_k = I_{n,0}^{(3)2} \cdot t_t$ $t_t = 0,04$	$6,64^2 \cdot 0,04 = 1,76$	$40^2 \cdot 0,04 = 64$
---	---	----------------------------	------------------------

Учитывая то, что все данные расчетов меньше либо равны каталожным, то коммутационный аппарат LW 36A (B) BEL - 126 компании АЭС-комплект годен для установки.

## 6.2 Выбор разъединителя

В таблице 31 предоставлен вариант выбора разъединителей.

Таблица 31 – Проверка параметров и характеристик разъединителя РН СЭЩ-110 / 1250

Параметр	Формула	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	-	110	110
Номинальный ток, А	$I_n = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,6$	1250
Действующее значение предельного сквозного тока КЗ, кА	$I_{n,0}^{(3)} = \frac{E_{*б}''}{x_{*резб}} \cdot \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b}$	$\frac{1}{0,78} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 6,44$	50
Амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ, кА	$i_{n,0,yd}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{yd} \cdot I_{n,0}^{(3)}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,44 = 16,39$	80
Термическая стойкость, $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$	$B_k = I_{n,0}^{(3)2} \cdot t_t$ $t_t = 0,04$	$6,64^2 \cdot 0,04 = 1,76$	$31,5^2 \cdot 0,04 = 39,7$

Учитывая, что все данные расчетов меньше либо равны каталожным, то коммутационный аппарат РН СЭЩ – 110 / 1250 группы компаний Электрощит годен для установки.

### 6.3 Выбор трансформаторов тока

С высокой стороны 110 кВ подстанции «Портовая», трансформаторы тока монтируют для того, чтобы подключить цепи релейной защиты и автоматики. Данные по подбору трансформаторов тока для установки на подстанции показаны в таблице 32.

Таблица 32 – Проверка параметров и характеристик трансформатора тока ТВТ-110

Параметр	Формула	Расчётные данные	Данные оборудования
Номинальное напряжение, кВ	-	110	110
Номинальный ток, А	$I_n = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,6$	300
Электродинамическая стойкость, кА	$i_{n,0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\delta\ddot{a}} \cdot I_{n,0}^{(3)}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,88 = 14,92$	50
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = I_{n,0}^{(3)2} \cdot t_t$ $t_t = 0,05$	$5,88^2 \cdot 0,04 = 1,38$	$40^2 \cdot 0,04 = 1,38$

Продолжение таблицы 32

Вторичная нагрузка, Ом	$Z_{2ном}$	1,2	-
Полная мощность, потребляемая приборами, ВА	$S_{приб}$	8,2	-
Сопротивление подключенных приборов, Ом	$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}$	$\frac{8,2}{5^2} = 0,32$	-
Сопротивление соединительных проводов, Ом	$R_{np} \leq Z_{2ном} - R_{приб} - R_{\kappa}$ $R_{\epsilon} = 0,1$	$R_{np} < 1,2 - 0,32 - 0,01 = 0,78$	-
Сечение соединительных проводов, мм <sup>2</sup>	$s = \frac{\rho \cdot l_{np}}{R_{np}}$ $\rho = 0,0175,$ $l_{\dot{\nu}} = 90 \text{ м}$	2,01 $\Rightarrow$ выбираем провода КВВГ 2,5	-

С учетом того, что все данные расчетов меньше, либо равны каталожным, получаем, что коммутационный аппарат ТВТ-110 производителя ЭТК Оникс годен для установки.

Таким образом, выбор трансформаторов тока выполнен.

## 6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Для определения типа трансформаторов напряжения, следует определиться с выбором, типом устанавливаемых измерительных приборов, которые будут смонтированы во вторичную обмотку трансформаторов напряжения.

Таблица 33 – Установление вторичной нагрузки ТН

№	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВАр
1	Вольтметр E350M	1,5	1	1	0	1	1,5	-
2	Ваттметр Д8002	5	2	1	0	1	10	-
3	Счетчик активной энергии МЕРКУРИЙ 236 ART-01	2,2	2	0,38	0,92	1	1	2
Итого							12,5	2

Таблица 34 - Подбор трансформатора напряжения НТМИ-6

Параметр	Формула	Расчётные данные	Данные оборудования
Номинальное напряжение, кВ	-	6	6
Вторичная нагрузка, ВА	$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}$	$\sqrt{12,5^2 + 2^2}$ =12,65	630

Учитывая то, что все данные расчетов меньше либо равны каталожным, то коммутационный аппарат НТМИ-6 фирмы ЭТК-Оникс устраивает нас для установки.

### 6.5 Выбор ОПН 110 кВ

Для защиты от опасных аварийных режимов электрической сети, от импульсных разрядов, переклестов, для минимизации последствий убытков и затрат на восстановление применяются ограничители перенапряжения.

Ограничитель будем подбирать учитывая напряжение сети.

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ.}$$

Номинал ограничителя перенапряжения составляет 110 кВ. Выбранный ОПН-110 по своим параметрам соответствует условиям эксплуатации.

### 6.6 Выбор портала

Для реконструкции на подстанции будут применяться порталы, изготовленные из стали. В ОРУ порталы предназначены для подвешивания шин.

Технологически порталы подразделяются на трансформаторные, ячейковые, шинные, переключечные.

Таблица 35 – Подтипы порталов

Наименование	Маркировка	Назначение
Шинный	Ш	Подвешивание проводов сборных шин
Ячейковый	Я	Подвешивание проводов верхнего яруса

Продолжение таблицы 35

Перемычный	П	Подвешивание проводов ошиновки перемычек
Трансформаторный	Т	Крепёж проводов ошиновки трансформаторов

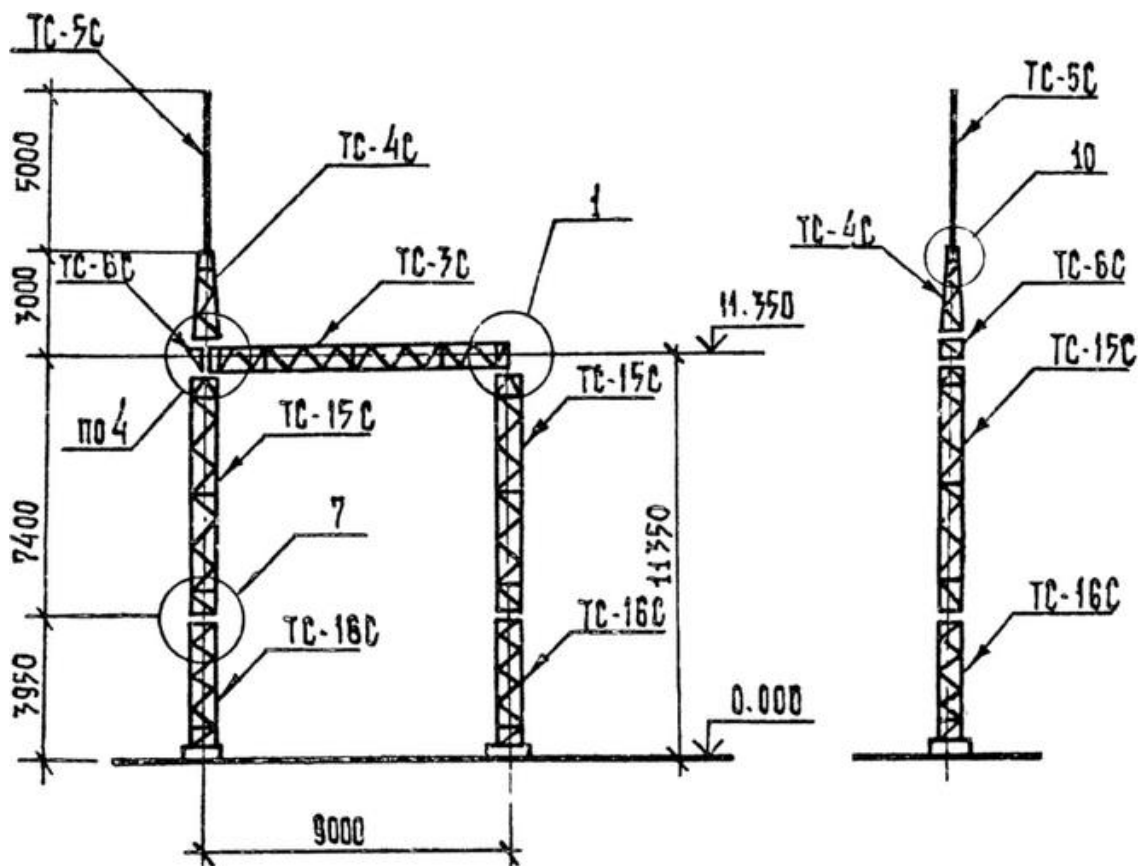


Рисунок 9 - Ячейковый портал ПСЛ - 110 Я2

### 6.7 Выбор проходных изоляторов

Данные элементы необходимы для прохождения токопроводящих частей сквозь разнообразные преграды, конструкции с обеспечением изоляции от земли. Также проходные изоляторы используются при



строительстве РУ на подстанциях, монтаже вводов трансформаторов, КРУ КТП и пр.

Для правильного выбора проходных изоляторов, вместо заменяемых устаревших, следует вычислить номинальный ток низкой стороны:

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 578,03 \text{ А.}$$

Подберем изолятор проходной типа ИП-10 / 630 - 7.5 УХЛ2.

Таблица 36 - Технические параметры ИП-10 / 630 - 7.5

Номинальный ток, А	630
Номинальное напряжение, кВ	10
Сопротивление на излом, кгс	7,5

Изолятор этого типа был избран потому, как значение максимального тока проходных изоляторов класса напряжения 6 кВ менее значения номинального тока по низкой стороне.

## 6.8 Выбор гибких шин

Шины в электроустановках являются токоведущими элементами. В основном гибкие токопроводы исполняются проводом АС. Для определения сечения провода необходимо провести расчет, используя методику, которая будет учитывать следующие технические параметры:

- 1) Значение экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{31,6}{1,1} = 28,72 \text{ мм}^2$$

Округлим значение, которое получилось в результате расчета до стандартного сечения провода, будет АС-35.

2) Параметр длительно - допустимого тока:

$$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{дл. доп.}},$$
$$31,6 \text{ A} \leq 175 \text{ A}.$$

3) Подбор параметров по условиям короны:

– Максимально возможное значение начальной критической напряженности:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 (1 + 0,12) = 27,95 \text{ кВ/см};$$

– Значение напряженности электрического поля вблизи провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср.з}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{6,2 \cdot \lg \frac{300}{6,2}} = 3,72;$$

– Параметр условия отсутствия короны:

$$1,07E \leq 0,9E_0.$$

Подобранные гибкие токопроводы марки АС-35 соответствуют всем требованиям.

## 6.9 Выбор ячеек

Комплектное распределительное устройство это площадка которая состоит из шкафов, содержащих коммутационные аппараты, устройства автоматики и защиты, закрытых полностью, либо частично. От

производителя шкафы поставляются собранными, либо в подготовленном к сборке виде. По способу установки аппаратов и приборов, комплектные РУ напряжением шесть-десять киловольт, делятся на КСО и КРУ.

Распределительные устройства в КРУ служат для приема и распределения электрической энергии среди единичных присоединений, изготавливаются в виде отдельных шкафов. Шкафы КРУ изготавливают серийно. Каждая серия отличается от другой габаритными размерами, особенностями конструкции, номенклатурой встраиваемой аппаратуры ее параметрами, а также способом выполнения ошиновки и обвязки вторичных цепей каждого шкафа. В шкафы монтируют разъединители, выключатели, предохранители, разрядники высокого напряжения, устанавливается аппаратура релейной защиты, приборы учета, и измеряющие приборы.

До реконструкции на подстанции были смонтированы КРУ КВ – 02 – 104 состоящие из двух ячеек. Учитывая положительные отзывы ПАО «Межрегиональная сетевая компания Волги», которая имеет многолетний опыт эксплуатации данных ячеек, выберем для установки ячейки этого же типа.

Таблица 37 – Технические параметры КВ – 02 – 104

1	Номинальное напряжение КРУ, кВ	6; 10
2	Наибольшее рабочее напряжение КРУ, кВ	7,2; 12
3	Номинальный ток главных цепей шкафов КРУ с вакуумным выключателем, А	630; 1000; 1600; 2000; 3150
4	Номинальный ток сборных шин КРУ, А	1000; 1600; 2000; 3150
5	Номинальные токи отключения выключателей КРУ, кА	20; 31,5
6	Ток термической стойкости КРУ для промежутка времени 1с, кА	34,5; 54,5

Продолжение таблицы 37

7	Ток термической стойкости КРУ для промежутка времени 3с, кА	20; 31,5
8	Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафа КРУ, кА	51; 81
9	Номинальная мощность трансформаторов КРУ СН, кВА	До 40
10	Величина тока холостого хода КРУ, отключаемая разъединяющими контактами выдвижных элементов, А	0,4 (10кВ); 0,6 (6кВ)

### 6.10 Выбор выключателя на стороне 6 кВ

Из вариантов, которые предлагает завод-изготовитель, выберем выключатель ВЭ/TEL. Выкатные элементы такого же типа уже установлены в шкафах, установленных на подстанции. Расчет подбора выключателя показан в таблице 38.

В таблице 39 отражены технические данные выключателя 6 кВ.

Таблица 38 – Данные для подбора модели выключателя

Наименование параметра	Расчетное значение
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток с учетом 40% перегрузки, А	$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 404,6$
Термическая стойкость, кА·с <sup>2</sup>	$B_{\kappa} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 5,88^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 11,06$
$-I_{\text{но}}$ , кА	5,88
$-i_{\text{а.т}}$ , кА	0,82

Таблица 39 – Техничко-эксплуатационные характеристики

Параметры КРУ	КВ-02-104
Применяемый тип выключателя	ВЭ/TEL 10-20/1000
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	1000
Номинальный ток отключения, кА	20

Выбранный выключатель ВЭ/TEL 10-20/1000 удовлетворяет требуемым параметрам.

### 6.11 Выбор трансформаторов тока на стороне 6 кВ

Из продукции, которую предлагает изготовитель, выберем трансформатор тока ТОЛ-10, трансформаторы тока такого же типа уже смонтированы на подстанции. Параметры трансформаторов тока для выбора представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Характеристики для выбора трансформатора тока

Наименование параметра	Расчетное значение
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток с учетом 40% перегрузки, А	$I_{\text{макс}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 578,034$
$-I_{\text{но}}$ , кА	5,88
$-i_{\text{а,т}}$ , кА	0,82

Таблица 41 - Технические параметры ТОЛ – 10

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10 или 11
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота переменного тока, Гц	50-60
Номинальный вторичный ток, А	1;5
Номинальный первичный ток, А	10, 20, 30, 40, 50, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000
Количество вторичных обмоток	2 или 3

Таблица 42– Нахождение значения вторичной нагрузки трансформатора тока

№	Типы приборов	Потребляемая мощность, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	Амперметр EQ 34	0,7	-	-
2	Ваттметр Д8003	5	5	5
3	Счетчик активной энергии МЕРКУРИЙ 236 ART-01	2,2	2,2	2,2
Итого		7,9	7,2	7,2

Подобранный трансформатор тока типа ТОЛ-10 соответствует требованиям и условиям выбора.

Подобранные выключатель и трансформатор тока монтируются в ячейки ввода и резерва. На отходящие линии устанавливаются такие же, только в расчет берется потребляемая мощность.

Вывод. В этом разделе проведен выбор электрического оборудования, планируемого для установки на подстанции с учетом того, что подстанция является тупиковой.

## **7 Релейная защита силового трансформатора**

### **7.1 Выбор релейной защиты**

Для обеспечения защиты трансформатора следует монтировать быстрореагирующую очень чувствительную защиту, как с низкой стороны так и с высокой стороны. Следовательно, от срабатывания такой защиты оборудование отключается.

Защита электрического оборудования подразделяется на два класса, основная и резервная. К классу основной защиты будет относиться дифференциальная и газовая защита.

Преимущество дифференциальной защиты заключается в том, что она срабатывает мгновенно без задержки по времени, селективная работа, защита отрабатывает все виды двухфазных и трехфазных коротких замыканий в обслуживаемой зоне. Область работы дифференциальной защиты отсекается трансформаторами тока со стороны высокого и низкого напряжения.

Защита газовая тоже является основным видом защиты, она также отрабатывает мгновенно, но выполняет защиту только силового трансформатора. Защита размещается в трубе между основным баком трансформатора и расширительным баком, она оберегает только бак трансформатора.

Резервные виды защит:

– Максимальная токовая защита, ее действие заключается в том, что при увеличении тока элемента на который устанавливается защита, превышает ток срабатывания (уставки) происходит отключение.

– Токовая резервная защита, отключает силовой трансформатор. Задача этого устройства, который построен на основе блоков ПР 4700 либо РЗТ, состоит в осуществлении резерва основных защит в случае не срабатывания, либо при отсутствии оперативного тока.

– Защита малого напряжения (ЗМН) действует при отсутствии минимального тока силового трансформатора и отключает выключатель со стороны низкого напряжения перед срабатыванием АВР.

Занимаясь подбором релейной защиты следует принимать во внимание продукцию отечественных производителей цифровых устройств РЗА.

Параметры отечественных производителей, в отдельных позициях даже показывают лучшие результаты.

На сегодняшний день на нашем рынке РЗА главенствующую позицию занимает компания «Радиус Автоматика».

В перечне продукции которые компании имеются блоки которые осуществляют защиту 2-х обмоточных силовых трансформаторов.

Таблица 43 – Технические характеристики «Сириус-Т»

Наименование параметра	Значение
Входные аналоговые сигналы:	
число входов по току	6
номинальный ток фаз ( $I_a, I_b, I_c$ ), А	5 (1)'
максимальный контролируемый диапазон токов, А	0,2-500 (0,04 - 100)
рабочий диапазон токов, А	1,0-200 (0,2-40)
основная относительная погрешность измерения токов в фазах, % термическая стойкость токовых цепей, А, не менее:	$\pm 3$
Длительно	15 (3)'
кратковременно (2 с)	500(100)
Частота переменного тока, Гц	$50 \pm 0,5$
потребляемая мощность входных цепей для фазных токов в номинальном режиме, В-А, не более:	0,01



Продолжение таблицы 43

Входные дискретные сигналы (220/110 В)	
число входов	21
входной ток, мА, не более	20
напряжение надежного срабатывания, В (исполнение 220 В)	160-264
(исполнение 110 В)	80-132
напряжение надежного несрабатывания, В (исполнение 220 В)	0-120
(исполнение 110 В)	0-60
длительность сигнала, мс, не менее	20
Выходные дискретные сигналы управления (220 В)	
количество выходных реле	12
коммутируемое напряжение переменного или постоянного тока,	
В, не более	300
коммутируемый постоянный ток замыкания/размыкания при активно-индуктивной нагрузке с постоянной времени $L/R = 50$ мс, А, не более	
реле «Откл.1(2)», «УРОВ», «Реле 3»	6/0,5
остальные реле	6/0,15
коммутируемый переменный ток замыкания/размыкания при активно	
индуктивной нагрузке с постоянной времени $L/R = 50$ мс. А, не более	6/6

## 7.2 Расчет уставок ДЗТ «Сириус-Т»

Проведем расчет значения уставки защиты трансформатора «Сириус-Т», исходя из методики которую предлагает изготовитель.

Выполним расчет по всем параметрам регулирования трансформатора ТМН– 6300 кВА.

Таблица 44 – Выполнение расчета по всему диапазону регулирования

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны	
		115 кВ	6,6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_{ном} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 32,2$	$I_{ном} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 561,5$
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_I$	25	400
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном,в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	$I_{ном,в} = \frac{32,2}{25} = 1,3$	$I_{ном,в} = \frac{561,5}{400} = 1,4$
Принятые значения	$I_{ном} ВН, I_{ном} НН$	1,1	1,5
Размах РПН, %	Размах РПН	16	

За фактически приемлемый диапазон регулировки считаем диапазон от 95,5 кВ до 127 кВ. Следовательно, среднее значение диапазона регулирования будет:

$$96,5 + (126 - 96,5) / 2 = 112,34 \text{ кВ.}$$

Значение 112,34 кВ будем считать, как  $U_{\text{опт}}$ .

Таблица 45 – Выполнение расчет по диапазону регулирования в котором будет использоваться защита

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны	
		115 кВ	6,6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	$I_{\text{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 111,25} = 33,31$	$I_{\text{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 561,5$
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_1$	25	400
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном,в}} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_1}$	$I_{\text{ном,в}} = \frac{33,31}{25} = 1,3$	$I_{\text{ном,в}} = \frac{561,5}{400} = 1,4$
Принятые значения	$I_{\text{ном ВН}}, I_{\text{ном НН}}$	1,11	1,5
Размах РПН, %	Размах РПН	13	

### 7.3 Дифференциальная отсечка ДЗТ-1

Данный вид защиты предназначен для оперативного отключения повреждений, при возникновении которых создается большой дифференциальный ток. Эта защита работает без всякого рода блокировок, и она не имеет торможения.

Выбирать следует взаимосвязь дифференциального тока к номинально-относительному значению уставки, отработки отсечки.

Учитывая расчет токов КЗ, самое большое значение тока будет равным 5890 А, его относительный параметр вычислим используя отношение:

$$I_{\text{кз.вн.макс.}} = \frac{5880}{150} = 39,25 \text{ А.}$$

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}} \geq K_{\text{отс}} K_{\text{нб}} I_{\text{кз.вн.макс.}}$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,19$

$K_{\text{нб}} = 0,71$

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}} \geq 33,12$$

Значение уставки примем равной 40, это значение возьмем из паспортных параметров защиты «Сириус-Т».

#### **7.4 Дифференциальная отсечка ДЗТ-2**

Эта ступень служит для обеспечения защиты 2-х обмоточного трансформатора, от повреждений связанных с высокими значениями токов, а также от замыканий между витков, при возникновении которых значение аварийного тока будет менее номинально-положенного тока обмотки трансформатора.

Параметр срабатывания ступени годен для трансформаторов с одним или двумя питанием.

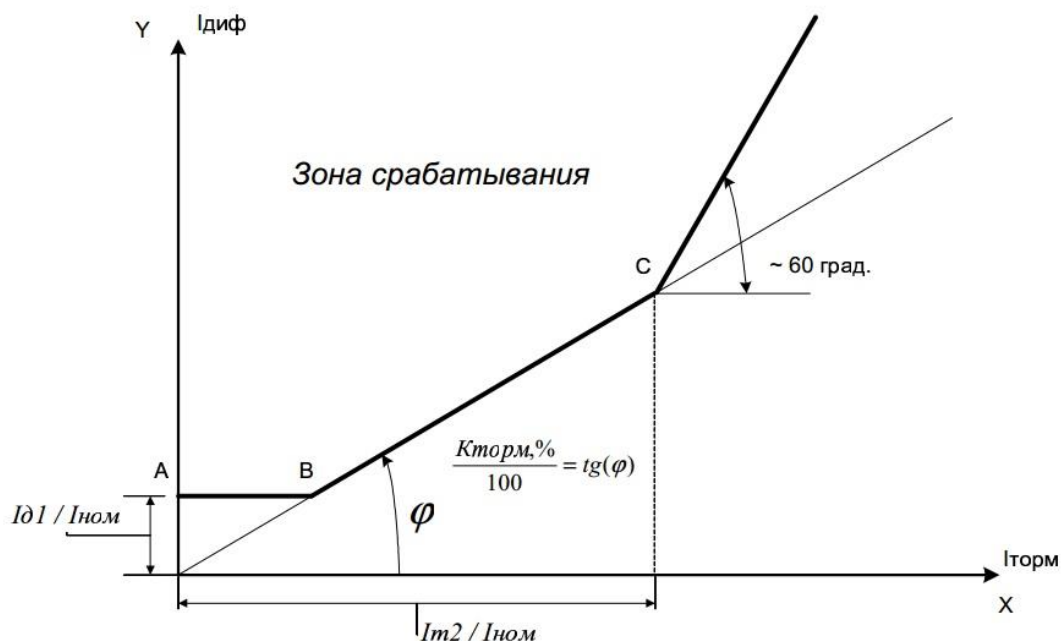


Рисунок 10 – Параметр тормозной характеристики дифференциальной защиты

Ток тормозной складывается из половины суммы модулей токов с низкой и высокой сторон трансформатора на который устанавливается защита.

Следует определить:

1)  $I_{д1}/I_{ном}$  – значение базовой уставки ступени, которое показывает чувствительность выбранной ступени защиты, предлагается выбор 0,3 - 0,5., в расчет примем  $I_{д1}/I_{ном} = 0,5$ ;

2)  $K_{торм}$  – коэффициент торможения, не позволяет сработать защите при прохождении сквозных токов. Вычисляем:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f) I_{скв} =$$

$$= 1,3(2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,76 I_{скв}$$

$$K_{торм} \geq 100 \cdot K_{отс} (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f) / K_{снт},$$

где  $K_{отс}=1,32$

$$K_{пер}=2,51$$

$$K_{одн}=1,1$$

$$\varepsilon=0,12$$

$$\Delta f=0,05$$

$$K_{торм} \geq 99,1.$$

3)  $I_{T1}/I_{ном}$  – Начальная (первая) точка излома находится автоматически по формуле:

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = \frac{\left(\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}}\right) \cdot 100}{K_{торм}} = \frac{(0,5) \cdot 100}{98,7} = 0,517$$

4)  $I_{T2}/I_{ном}$  – вторая точка излома тормозной характеристики, находит значение размера второго участка тормозной характеристики. Будем считать равной  $I_{T2}/I_{ном}=1,69$ .

5)  $I_{\partial 2}/I_{\partial 1}$  – значение уставки блокировки от отношения второй гармоники. Будем считать равной  $I_{\partial 2}/I_{\partial 1} = 0,16$ .

Вычислим ток срабатывания защиты по высокой стороне и по низкой стороне.

На стороне 110 кВ:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_{\varepsilon}} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,3}{0,95} = 1,6 \text{ А.}$$

На стороне 6 кВ:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_{\varepsilon}} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,5}{0,95} = 1,81 \text{ А.}$$

Выполнено вычисление уставок дифференциальной защиты силового трансформатора на подстанции «Портовая» 110/6 кВ марки ТДН – 6300 / 110. На объекте будет установлена релейная защита модели «Сириус-Т» изготовленная фирмой «РАДИУС Автоматика», работа которой осуществляется на микропроцессорной основе. Для работы трансформатора, который имеет мощность 6300 кВА, дифференциальной защита считается основной, вместе с газовой. Силовой трансформатор считается одним из самых дорогих типов оборудования на подстанции, поэтому необходимо уделять пристальное внимание его защите. Газовая защита трансформатора устанавливается изготовителем, поэтому в этой работе ее рассматривать не будем.

Вывод. В седьмом разделе описывается выбор релейной защиты силового трансформатора, самого дорогостоящего оборудования подстанции. Были предложены дифференциальная, газовая, максимальная токовая, токовая резервная защиты, защита малого напряжения.

## 8 Выбор оперативного тока

В энергетике есть два вида оперативного тока, это постоянный и переменный. На подстанциях от 110 до 220 киловольт со сборными шинами используется постоянный оперативный ток. Переменный применяется на подстанциях от 35 до 220 киловольт при отсутствии выключателей со стороны высокого напряжения.

Наш реконструируемый объект: подстанция 110 киловольт «Портовая» тупиковая, работа электроприводов выключателей LW 36 А (В) ВЕL - 126, разъединителей РН – СЭЩ – 110 / 1250 по высокой стороне 110 киловольт и электропривод выключателя ВЭ / ТЕL по низкой стороне 6 киловольт осуществляется на постоянном токе.

Следует определиться с выбором постоянного оперативного тока.

Для монтажа на объекте возьмем шкаф оперативного тока ШОТ-01. Его основные технические данные сведены в таблицу 46.

Таблица 46- Технические данные ШОТ-01

Номинальное входное напряжение	220В 1 фаза или 380В 3 фазы
Диапазон входного напряжения	± 20%
Частота	47 - 63 Гц
Номинальный выходной ток ШОТ	10, 20, 30, 40А
Номинальное выходное напряжение	220 В
Пульсации выходного напряжения	< 200 мВ
Статическая стабильность выходного напряжения	< ± 0,1%
Тип защитных устройств	Автоматические выключатели
Степень защиты оболочки	IP 30
Рабочая температура	0 ...+40°C



Продолжение таблицы 46

Высота над уровнем моря	до 1000 м.
Обслуживание персоналом	Одностороннее
Подведение кабелей	снизу
Габаритные размеры (ВхШхГ)	2000х800х600 мм.

Для монтажа на подстанции 110/6 «Портовая», будет установлен шкаф оперативного тока ШОТ-01.

Вывод. В разделе проведен выбор оперативного тока, необходимого для нормальной работы оборудования подстанции; приводятся технические данные шкафа оперативного тока.

## 9 Собственные нужды подстанции 110 кВ «Портовая»

В систему собственных нужд подстанции входят электродвигатели, охлаждающие трансформаторы, синхронные компенсаторы, двигатели компрессоров, создающих сжатый воздух для воздушных выключателей и приводов пневматики, для систем тушения пожаров.

Для обеспечения нормальной работы электрооборудования подстанции на ней необходимо установить вспомогательное оборудование, которое потребляет электричество. Для этого на подстанциях монтируются трансформаторы собственных нужд, которые берут питание от сборных шин РУ 6 киловольт, но у такой схемы есть недостаток, он состоит в том, что при аварийных ситуациях в распределительном устройстве системы собственных нужд останутся обесточенными.

Более эффективным подключением ТСН будет: присоединение к выводам низкого напряжения главных трансформаторов на участке до выключателя. Напряжение по низкой стороне ТСН составляет 220-380 вольт.

В случае установки 2-х трансформаторов значение мощности считается методом сложения всех мощностей собственных нужд.

Таблица 47 – Выбор трансформатора для обеспечения собственных нужд подстанции, с учетом мощности которая будет использоваться

№ п/п	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность Pс.н., кВт, при установленной мощности трансформаторов ПС
		2х6,3 МВА
1	Электродвигатели для охлаждения трансформаторов	1,5
2	Подогреватели выключателей и их приводов	3

Продолжение таблицы 47

3	Подогреватели приводов разъединителей	8,4
4	Отопление релейного шкафа	1
5	Отопление, освещение, вентиляция	
	ЗРУ	7
	КРУ 10/6 кВ	6
	ОПУ	70
6	Освещение ОРУ 110 кВ	10
7	Ремонтные и эксплуатационные нагрузки.	20
Итого		126,9 кВт
С учетом коэффициента загрузки $K_z=0,7$		
Всего		88,83 кВт

Учитывая данные таблицы, для реконструируемой подстанции выбираем трансформаторы для обеспечения собственных нужд в количестве 2 штук мощностью 2хТСН-50 кВА.

Вывод. В разделе рассчитана мощность потребителей собственных нужд подстанции. Определен тип трансформаторов собственных нужд.

## 10 Расчет заземления на подстанции

«Все металлические элементы электроустановок, которые не находятся под напряжением в нормальном режиме работы, должны обязательно заземляться.

Защитное заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землёй частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением.

Согласно ПУЭ расчёт заземляющих устройств в установках 110 кВ и выше производится по допустимому сопротивлению заземления  $R_3 = 0,5$  Ом»[1].

Однако это нецелесообразно, так как перерасходуется материал для изготовления проводника.

«Заземляющее устройство для электрических установок напряжением от 110 киловольт и выше, изготавливается из металлических, вертикально погруженных заземлителей, которые свариваются между собой полосой, также размещенных вдоль рядов электрического оборудования выравнивающих полос, которые прокладываются поперек, создавая заземляющую сетку, которая имеет не одинаковый шаг»[1].

Время воздействия прикосновения:

$$\tau = t_{pz} + t_{os} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с,}$$

где  $t_{pz}$  - время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{os}$  - общее время затраченное на отключения выключателя, с.

По времени воздействия  $\tau = 0,05$  с найдем самое большое допустимое значение напряжения прикосновения  $U_{np.\dot{\delta}on} = 500$  В.

Значение коэффициента сопротивления организма человека:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_{bc}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 20} = 0,98$$

Значение коэффициента напряжения прикосновения человека:

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_a \cdot L_a}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{5 \cdot 877}{5 \cdot \sqrt{40 \cdot 50}}\right)^{0,45}} = 0,128$$

где  $M$  - параметр, который изменяется от степени однородности грунта;

$l_a$  - длина расположенных вертикально заземлителей, м;

$L_a$  - длина расположенных горизонтально заземлителей, м;

$a$  - расстояние от одного до другого вертикального заземлителя, м;

$S$  - общая площадь всего заземляющего устройства, м<sup>2</sup>.

Напряжение, находящееся на подстанционном заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\delta}on}}{k_n} = \frac{500}{0,127} = 3948 \text{ В.}$$

Необходимое значение сопротивления подстанционного заземляющего устройства:

$$R_{3.\dot{\delta}on} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{3937}{5880} = 0,71 \text{ Ом,}$$

где  $I_3$  - значение расчётного тока одной фазы короткого замыкания в установке которую мы осматриваем, А.

Предлагаемая модель расчета заземлителя будет выглядеть в виде квадрата имеющего размер стороны:

$$\sqrt{S} = \sqrt{40 \cdot 50} = 44,81 \text{ м.}$$

Количество ячеек по стороне квадрата будет равным:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{877}{2 \cdot 44,7} - 1 = 8,8 \Rightarrow 9.$$

Размер длины полос в проектируемой расчётной модели:

$$L'_2 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 44,7 \cdot 10 = 889 \text{ м.}$$

Размер длины стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{44,7}{9} = 4,8 \text{ м.}$$

Количество вертикально расположенных заземлителей:

$$n_6 = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_6} = \frac{44,7 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 35,76 \Rightarrow 36.$$

Общая длина вертикально расположенных заземлителей:

$$L_6 = l_6 \cdot n_6 = 5 \cdot 36 = 179 \text{ м.}$$

Значение относительной глубины на которую закопаны электроды, расположенные вертикально:

$$\frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{44,7} = 0,131 > 0,11 \text{ м.}$$

Значение коэффициента, который учитывает глубину на которую закапывается вертикально расположенный электрод:

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_e + t}{\sqrt{S}}\right) = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{44,7} = 0,41,$$

где  $t$  - глубина закапывания вертикальных заземлителей, м.

Общее значение сопротивление сложного устройства заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6} = 0,35 \cdot \frac{20}{44,7} + \frac{20}{877 + 180} = 0,181 \text{ Ом.}$$

Значение напряжения прикосновения:

$$U_{np} = k_n \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,127 \cdot 5880 \cdot 0,175 = 131,72 \text{ В} < 500 \text{ В.}$$

Учитывая, что значение напряжения прикосновения получилось менее допустимо положенного значения, получаем, что расчёт произведен правильно.

Вывод. В данном разделе показан расчёт защитного заземления подстанции, приведены габаритные размеры контура заземления, количество заземлителей, глубина закапывания.

## 11 Молниезащита подстанции

Для обеспечения надежно работающей защиты зданий и сооружений подстанции от повреждения грозовыми разрядами применяются молниеотводы.

По типу исполнения они бывают стержневыми и тросовыми. Задача стержневых молниеотводов заключается в обеспечении защиты зданий и сооружений от прямых попаданий грозовых разрядов.

Тросовые молниеотводы обеспечивают защиту воздушных линий, от 35 киловольт, и выше.

Выбор молниезащиты зависит от зоны защиты, от ее типа, и параметров.

На реконструируемой подстанции смонтируем двойной стержневой молниеотвод, учитывая, что расстояние от одного стержневого молниеотвода до другого не превосходит предельного значения, т.е.  $L \leq 4 \cdot h$ .

В расчет возьмем размер высоты молниеотвода равной  $h=31$  м с надежностью защиты 0,92. В таком случае расстояние между молниеотводами  $L = 34$  м:

$$L_C = 2,5 \cdot h = 2,5 \cdot 30 = 76 \text{ м.}$$

Тогда граница зоны повеса иметь не будет, потому что  $L \leq L_C$ , тогда  $h_C = h_0$ .

Габаритные размеры зоны защиты характеризуются 2 параметрами:

– размер высоты конуса:

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 26,1 \text{ м;}$$

– размер радиуса конуса находящийся на уровне земли:



$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 30 = 37 \text{ м.}$$

Самый большой размер зоны на высоте  $h_x = 7 \text{ м}$  в горизонтальном сечении:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{36 \cdot (25,5 - 7)}{25,5} = 26,43 \text{ м.}$$

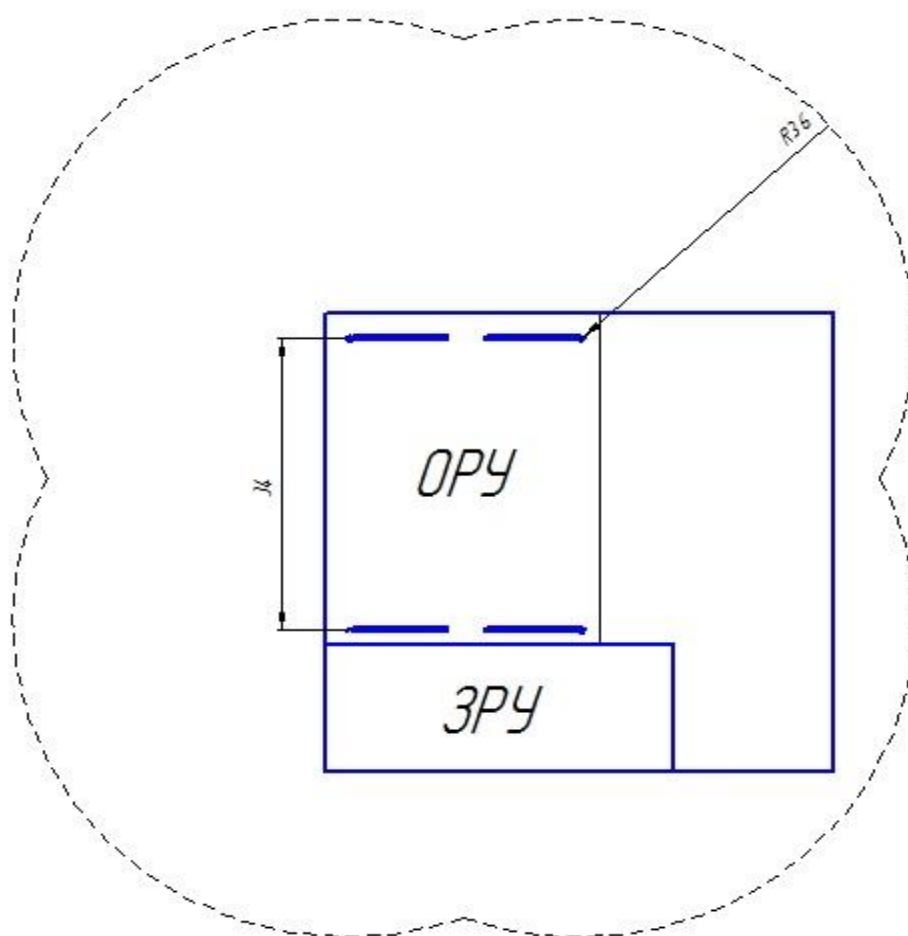


Рисунок 11 – Графическое изображение молниезащиты подстанции

Вывод. В разделе описана конструкция двойного стержневого молниеотвода, планируемого для установки на подстанции, с расчётом конструктивных элементов молниезащиты.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе бакалавра выполнен технико-экономический расчет для осуществления реконструкции электрической части понизительной тупиковой подстанции 110/6 килвольт «Портовая».

Важное значение работы заключается в смене установленного несколько десятков лет назад электрического оборудования на современное, более высокого класса надежности.

Вновь смонтированное оборудование значительно повысит, качество электрической энергии которую получит конечный потребитель, от проведенной работы появится и экономический эффект – снизятся потери. Вновь монтируемое оборудование целиком соответствует всем параметрам выбора.

Силовые трансформаторы подстанции являются самыми дорогими элементами в оборудовании подстанции. Учитывая проведенные расчеты, для установки выбираем ТДН-6300/110 в количестве 2 штук. Для обеспечения защит трансформаторов была рассчитана дифференциальная защита фирмы «Радиус Автоматика», имеющую марку «Сириус-Т». По высокой стороне 110 килвольт для монтажа выберем высоковольтный выключатель LW 36 A (B) BEL-126.

Для обеспечения надежной и безопасной работы оборудования подстанции, а также для защиты обслуживающего персонала на объекте будет смонтировано защитное заземление, а также выполнена молниезащита подстанции.

В результате после проведения реконструкции подстанция «Портовая» 110/6 килвольт будет на протяжении многих лет надежно и без перебоев обеспечивать электрической энергией промышленных и бытовых потребителей обслуживаемого района.

Реконструкции была проведена с учетом последних разработок и методик по выбору электрического оборудования.

## Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок. 6 и 7-е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2019. 555 с.
2. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200052838> (дата обращения: 03.05.2020).
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н.. Проектирование систем электроснабжения. [Электронный ресурс]. URL: [https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko\\_EUMI\\_Z.pdf](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf) (дата обращения: 03.05.2020)
4. Мельников М.А.. Внутрицеховое электроснабжение. [Электронный ресурс]. URL: [https://portal.tpu.ru/SHARED/k/KLADIEV/uch\\_deyat/Tab1/MelnikovVnutrtsehelsnab2007.pdf](https://portal.tpu.ru/SHARED/k/KLADIEV/uch_deyat/Tab1/MelnikovVnutrtsehelsnab2007.pdf) (дата обращения: 03.05.2020).
5. Расчет и проектирование систем электроснабжения: справочные материалы по электрооборудованию [Электронный ресурс]. URL: <https://www.c-o-k.ru/images/library/cok/355/35545.pdf> (дата обращения: 03.05.2020).
6. Единая система конструкторской документации. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.robot.bmstu.ru/files/GOST/gost-eskd.html> (дата обращения: 24.02.2020).
7. ГОСТ Р 50571. Электроустановки зданий. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.sonel.ru/ru/biblio/standards/gost-50571/> (дата обращения: 24.02.2020).
8. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение (с Изменением N 1) [Электронный ресурс]. URL: <http://www.sonel.ru/ru/biblio/standards/gost-50571/> (дата обращения: 24.02.2020).

9. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.sonel.ru/ru/biblio/standards/gost-50571/> (дата обращения: 24.02.2020).
10. Полуянович Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий. М.: Издательство «Лань», 2019г. 396 с.
11. Вахнина, В. В. Положение о выпускной квалификационной работе бакалавров : учеб.-метод. пособие для студентов направления 140200 "Электроэнергетика" / В. В. Вахнина, О. В. Самолина; ТГУ ; Электротехн. фак. ; каф. "Электроснабжение и электротехника". Тольятти : ТГУ, 2009. 15 с.
12. Вахнина, В. В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров : учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, Ю. В. , О. В. Самолина; ТГУ ; Ин-т энергетики и электроники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". Тольятти : ТГУ, 2016. 31 с.
13. Общая номенклатура изделий. ОАО «Электрощит» г. Чехов. 2019 г. [Электронный ресурс]. URL: <http://tolyatti.transformator.me/upload/iblock/13f/13fa46e015aadeb3c17ff4529c0777b1.pdf> (дата обращения: 24.02.2020).
14. Селектор-конфигуратор Schneider Electric [Электронный ресурс]. URL: <https://www.se.com/ru/ru/work/support/product-selector/> (дата обращения: 24.02.2020).
15. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-28249-93> (дата обращения: 24.02.2020).
16. Selecting Energy Efficient Distribution Transformers. [Электронный ресурс]. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/res/Selecting-Energy-Efficient-Distribution-Transformers.pdf> (дата обращения: 24.02.2020).

17. Electrical project plan. [Электронный ресурс]. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/design-documentation> (дата обращения: 24.02.2020).

18. Power transformer maintenance and acceptance testing [Электронный ресурс]. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/res/Power-Transformer-Maintenance-And-Acceptance-Testing.pdf> (дата обращения: 24.02.2020).

19. Medium Voltage Switching Devices Selection for application and purpose [Электронный ресурс]. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/res/MV-Switching-devices-selection-for-application.pdf> (дата обращения: 24.02.2020).

20. Guide to Forms of Separation – Low Voltage Switchgear and Controlgear Assemblies to BS EN 61439-2 [Электронный ресурс]. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/res/Guide-to-forms-of-separation-final.pdf> (дата обращения: 24.02.2020).

21. Best Practice Manual For Transformers. [Электронный ресурс]. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/res/Best-Practice%20Manual-Transformers.pdf> (дата обращения: 24.02.2020).

22. Protection of Electrical Networks. [Электронный ресурс]. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/res/Protection-of-Electrical-Networks.pdf> (дата обращения: 24.02.2020).

23. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. -URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200105707> (дата обращения: 26.04.2020)