

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
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)

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

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий,
организаций и учреждений
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Реконструкция электрооборудования 6 кВ подстанции "Портовая"

Студент	<u>И.Е. Болонova</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>А.А. Терентьев</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультанты	<u>И.Ю. Усатова</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор, В.В.Вахнина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)

« _____ » _____ 20 _____ г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе рассмотрена в качестве объекта реконструкции тупиковая подстанция 110/6 кВ «Портовая». В рамках проекта проведен анализ электрической части 6 кВ и электрохозяйства подстанции.

В ходе тщательного исследования выявлены предметы несоответствия современным требованиям и стандартам. На основании чего составлен план реконструкции и определены задачи по устранению несоответствий.

На основании перспективного повышения электрических нагрузок, выбраны силовые трансформаторы. Произведен расчет токов коротких замыканий и приняты меры по их ограничению. Осуществлена замена морально и физически устаревшего оборудования. Рассчитана система современной микропроцессорной релейной защиты, определены уставки для рассмотренных типов защиты. Принята система оперативного постоянного тока и дополнена система собственных нужд. Проведен сбор информации о пригодности систем заземления и молниезащиты подстанции.

Пояснительная записка выполнена на 59 листах, включает в себя 13 таблиц, 3 рисунка. Графическая часть выполнена на 6 чертежах формата А1.

ABSTRACT

This graduation work deals with partial reconstruction of 6 kV side's electrical part of substation 110/6 kV «Portovaya».

The aim of this work is supplying of consumers with uninterruptible electrical energy.

The object of the graduation project is one-end substation 110/6 kV «Portovaya», located in the city of Togliatti, district Portoviy.

The subject of the work is 6 kV side's electric part of the main step-down substation.

The issues of the project are calculating of capacity, short circuit currents, characteristics and setpoints of relay protection and automatic equipment; selecting of power transformers of the required power, modern equipment instead of morally and physically outdated, checking of lightning protection and grounding systems' efficiency.

To solve the issues the analysis was carried out. It includes learning of the project on renovating of the district, supplying by the substation, thanks to what perspective power of consumers is determined. It turned out that most of equipment is outdated and needs to be exchanged. Present capacity will not be enough in the future too.

Some manufacturers were compared during equipment selecting to install the most reliable and economically profitable. Special attention was paid to calculating of transformer relay protection and checking of selected equipment.

The results of the study showed that 6 kV switchgear reconstruction had a positive impact on the substation work.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Предпроектное обследование	6
2 Расчет электрических нагрузок	11
3 Выбор основных конструктивных решений по стороне 10 кВ	13
4 Электрическая схема подстанции «Портовая»	17
5 Расчет коротких замыканий	18
6 Выбор токоограничивающих реакторов подстанции «Портовая»	22
7 Выбор электрооборудования ЗРУ 6 кВ подстанции «Портовая»	25
8 Релейная защита подстанции «Портовая».....	40
9 Собственные нужды и оперативный ток подстанции «Портовая».....	52
10 Расчет заземления и молниезащиты подстанции «Портовая»	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	56

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика России представляет собой одну из ключевых отраслей экономики, осуществляющую процессы производства, передачи, преобразование и сбыта энергии. Важнейшую роль в энергетике играет электроэнергетический комплекс, затрагивающий все сферы человеческой деятельности, а именно: производственные процессы в отраслях промышленности, сельское хозяйство, транспорт, обслуживание населения страны. К слову, представить жизнь современного человека без электрической энергии практически невозможно.

Передача электроэнергии, особенно на дальние расстояния осуществляется под высоким напряжением, что позволяет снизить потери в линии электропередач. При этом необходимо учитывать, что класс напряжения, который используют потребители, в разы ниже передаваемого. Посредниками между источниками электроэнергии и потребителями служат главные понизительные подстанции (ГПП), осуществляющие преобразование энергии до необходимого уровня. [15]

Пожалуй, к самому крупному и дорогостоящему электрооборудованию на подстанциях относятся силовые трансформаторы. Они осуществляют переход с одного класса напряжения на другой в соответствии с коэффициентом трансформации. Количество трансформаторов на подстанции определяется категорией надежности электроснабжения потребителей, которых она снабжает. Согласно ПУЭ категория определяет – возможен ли перерыв в электроснабжении того или иного потребителя и, если – да, то на какое время, чтобы это не повлекло за собой опасность для жизни населения, угрозу безопасности государства, нанесение серьезного материального ущерба и поломку оборудования.

Распределительные устройства на ГПП чаще всего открытые. Такие хороши тем, что для них нет необходимости строить помещение, в котором будут располагаться электроустановки, что, в свою очередь, позволяет

экономить на строительстве, кроме того для высоковольтных установок необходимо было бы строить помещения огромных размеров, минусом является, разве что, сложность монтажа и работ на электроустановках при неблагоприятных погодных явлениях.

Немаловажную роль среди электроустановок на подстанциях играют устройства коммутации, осуществляющие включение и отключение цепей питания, как при нормальных режимах работы, так и при коротких замыканиях (выключатели).

Управляющие сигналы на устройства коммутации передают аппараты релейной защиты и автоматики, контролирующие величины тока, напряжения, частоты и др.

Наиболее сильный скачок в развитии электроэнергетики нашей страны произошел в послевоенный период, а, если говорить точнее, в 50е – 60е года 20го века, именно тогда была построена и введена в эксплуатацию немалая часть ныне функционирующих объектов электроснабжения. Сфера электроэнергетики постоянно развивается, появляется усовершенствованное оборудование, внедряются инновационные технологии, обеспечивающие бесперебойность, надежность и качество электроэнергии, проблема лишь в том, что сейчас огромное множество энергообъектов это развитие никоим образом не коснулось. Модернизация энергетического комплекса создаст прочную базу для развития экономики всей страны и позволит ее энергосистеме функционировать в полной мере.

Целью бакалаврской работы является обеспечение потребителей электрической энергией, соответствующей всем, присущим ей, нормам качества.

1 Предпроектное обследование

1.1 Описание объекта проектирования

В качестве объекта реконструкции выбрана подстанция «Портовая» 110/6 кВ, филиала ПАО «МРСК Волги» "Самарские распределительные сети".

Подстанция расположена в мкр-не «Портпоселок», который является частью Центрального района г. Тольятти, улица Санаторная 39. (рисунок 1).

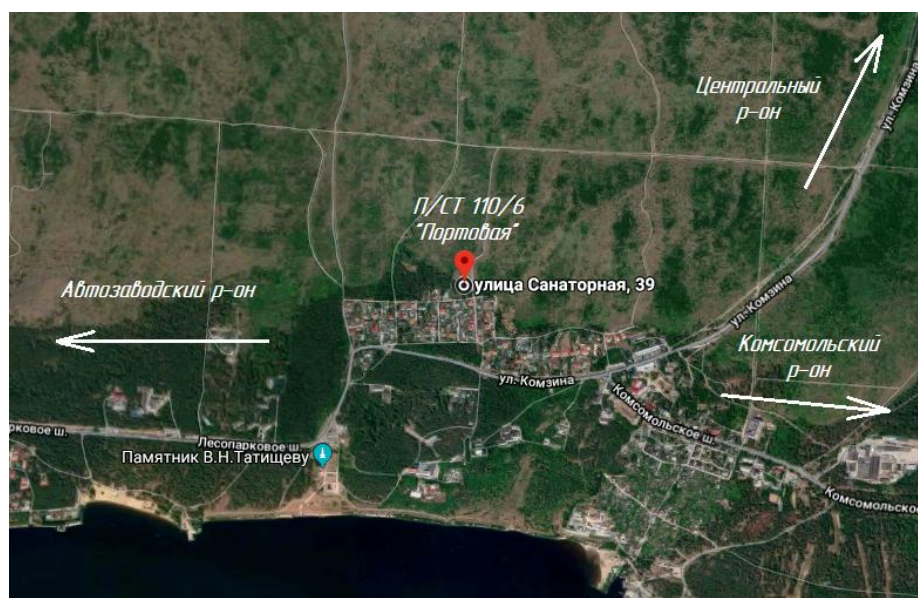


Рисунок 1 – Расположение подстанции



Рисунок 2 – Расположение подстанции относительно жилых построек

Подстанция «Портовая» введена в эксплуатацию в 1969 году. Ею обеспечивается питание объектов таких организаций как ПАО «Тольяттиазот», ЗАО «ТЗА», санаторий «Надежда», АО «ОРЭС – Тольятти», последняя, в свою очередь, обеспечивает электроэнергией более 5 тысяч жителей мкр-на Портовый.

Площадь территории ПС «Портовая» составляет 2000 м², в нее входят: площадка открытых распределительных устройств 110 кВ (ОРУ – 110 кВ), площадка установки главных трансформаторов, а также здание закрытого распределительного устройства 6 кВ (ЗРУ – 6кВ). Электроснабжение подстанции осуществляется двумя воздушными линиями: ВЛ 110 кВ «Западная – 1» и ВЛ 110 кВ «Западная – 2».

ПС имеет 2 силовых трансформатора с масляной изоляцией: двухобмоточный ТМН–10000/110 и трехобмоточный ТДТН–16000/110, причем сторона среднего напряжения 35 кВ не используется.

В ходе работы рассматривается электрическая часть на стороне низкого напряжения и собственные нужды подстанции.

Сторона 6 кВ представляет собой секционированную систему шин с секционным выключателем, находящуюся в здании ЗРУ, планировка которого предполагает размещение ячеек КРУ в 2 ряда. Здесь установлено 10 масляных выключателей типа ВМП-10К, а также 5 вакуумных выключателей ВВУ–СЭЩ–10 и ВВ/TEL–10/20/1000.

Собственные нужды подстанции обеспечивают питанием два ТСН марки ТМ –100/6/0,4. Собственные нужды включают в себя: освещение ОРУ и ЗРУ, обогрев электрооборудования, а также помещений обслуживающего персонала в зимнее время, питание систем управления подстанции и охлаждения силовых трансформаторов.

Согласно данным, предоставленным в МРСК «Волги», средняя потребляемая мощность за зимний период составляет 11,45 МВт, за летний период – 5,1 МВт.

Чтобы обеспечить максимальную надежность, бесперебойность и качество электроэнергии, передаваемой потребителям, необходимо, чтобы во всех частях энергосистемы применялись технологии и оборудование, соответствующие всем современным стандартам [29]. В случае ПС 110/6 «Портовая» для достижения поставленной цели необходимо произвести оценку состояния имеющегося оборудования, выявить недостатки и исправить их.

В ходе предварительной оценки инфраструктуры подстанции выявлено, что по большей части она находится в удовлетворительном состоянии. Обслуживающий персонал производит регулярный мониторинг состояния объектов ПС и осуществляет надлежащий уход за ними. Несмотря на то, что здесь установлены не металлические, рекомендуемые в настоящее время, а бетонные порталы – нет необходимости в их замене. Это обусловлено в первую очередь экономическими соображениями, причем экономия в данном случае не подразумевает никакого неоправданного риска. Устройства молниезащиты подстанции также установлена на конструкции порталов. Здание ЗРУ в хорошем состоянии, его площадь составляет 250 м², есть перспектива для расширения. Исправны, также, маслоприемники трансформаторов и резервуар-маслосборник, рельсы для вывода трансформаторов в ремонт. Созданы комфортные условия для работы персонала, на территории имеется стационарный биотуалет. Имеются в достаточном количестве и надлежащем состоянии все необходимые средства пожаротушения, так же подстанция оснащена соответствующими знаками электробезопасности, применяемыми в зависимости от назначения в той или иной ситуации.

Наружное освещение подстанции выполнено одним светодиодным прожектором мощностью 500Вт.

1.2 Анализ проблем

В первую очередь нужно произвести замену силовых трансформаторов. Нельзя не отметить ничем не обоснованную установку трансформатора ТДТН 16000/110/35/6 на подстанции класса напряжения 110/6 кВ. На территории ПС и в ее окрестности нет соответствующего ресурса в виде площадки ОРУ 35 кВ, более того-нет возможности для ее строительства ввиду близкого расположения подстанции к жилому массиву.

Согласно данным организации, коей принадлежит рассматриваемая ПС, объем свободной трансформаторной мощности составляет 2 МВт, а коэффициент загрузки объекта – 78%. Так как потребители подстанции в основном имеют вторую и третью категорию надежности электроснабжения – условия по допустимой нагрузке силовых трансформаторов выполняются, но стоит учесть тот факт, что имеются так же потребители первой категории и для них такие условия недопустимы. Кроме того, трансформаторы имеют различную мощность и, в случае выхода из строя одного из них, оставшийся в работе не сможет взять на себя полную нагрузку, а это в свою очередь приведет к отключению наименее ответственных потребителей. Также в микрорайоне «Портовый» планируется расширение инфраструктуры: строительство жилых и общественных объектов, в том числе физкультурно-оздоровительный комплекса и имеющейся, на данный момент, мощности будет недостаточно.

В целях предотвращения пожаров и взрывов, которые могут возникать при авариях и повлечь за собой непредвиденные последствия, следует заменить оборудование с масляной изоляцией на оборудование с более надежной изоляцией. Речь идет непосредственно о выключателях на стороне 6 кВ в ячейках КРУ. Помимо пожарной безопасности стоит, также, учесть их ограниченную способность к быстрдействию и частоте осуществления АПВ, да и эксплуатация таких выключателей обходится дороже, в нее

входит: замена и периодическая доливка масла, износ дугогасящих контактов, текущие ремонты.

Учитывая все недостатки существующей схемы, для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- Рассчитать нагрузки и произвести выбор силовых трансформаторов;
- Рассчитать токи к.з. и произвести выбор современного оборудования, взамен морально и физически устаревшему;
- Рассчитать параметры релейной защиты и автоматики;
- Проверить работоспособность систем молниезащиты и заземления подстанции.

2 Расчет электрических нагрузок

Для расчета электрических нагрузок подстанции воспользуемся исходными данными, приведенными в таблице 2.1:

Таблица 2.1 – Исходные данные по мощностям

Наименование присоединения		1 СШ-6 кВ (НН1)	2 СШ-6 кВ (НН2)
Средняя мощность	Зима	7,95	2,55
	Лето	3,5	2,55

При условии, что $\operatorname{tg}\varphi \leq 0,4$ [2].

Произведем расчет полной мощности по формуле 2.1:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{P}{\cos \operatorname{arctg} \varphi}. \quad (2.1)$$

Таким образом, для шин НН:

$$S_{CH1} = \frac{7,95}{0,93} = 8,55 = 8548 \text{ кВА},$$

$$S_{CH2} = \frac{2,55}{0,93} = 2,74 = 2742 \text{ кВА}.$$

Помимо рассчитанной, необходимо учесть резервную мощность для того, чтобы нынешняя реконструкция не потеряла своей актуальности в ближайшем будущем. Для этого стоит оценить перспективы развития района, в котором находятся потребители электроэнергии, передаваемой подстанцией.

Микрорайон Портовый является одним из самых престижных в Центральном районе. Это место привлекательно своим географическим расположением: близостью к живописному волжскому берегу с юга и к лесному массиву со всех остальных сторон. С экологической точки зрения район также является самым благоприятным для проживания, так как,

относительно других районов, он является наиболее удаленным от промышленных предприятий, мусорных полигонов и других источников загрязнения атмосферного воздуха. Также, маловероятно привнесение загрязнённого воздуха с ветром, во-первых, из-за того, что движение воздушных масс происходит с запада на восток и Портпоселок, в данном случае, не попадает в зону риска. Во-вторых, воздух сохраняется чистым благодаря высокому и достаточно плотному лесонасаждению.

Вышеописанные факторы не могут не привлекать соискателей комфортного жилья. А в связи с постоянно растущим притоком населения необходимо совершенствовать инфраструктуру.

В этих целях, в 2017 году был разработан проект планировки и межевания территории микрорайона «Портовый» с целью дальнейшей застройки. Согласно этому проекту, на территории посёлка планируется построить трёхэтажные многоквартирные дома в квартале 206 и кварталах, прилегающих с севера к Комсомольскому шоссе; амбулаторию; пристрой к существующему детскому саду для увеличения количества мест до 200; к школе отдельно стоящее здание со столовой и актовым залом, соединенного теплым переходом с основным зданием; офисный комплекс на территории бывшего АТП; физкультурно-оздоровительный комплекс с бассейном на участке бывшей грязелечебницы общей площадью 5 тыс. кв. м; развлекательный комплекс с кафе в районе памятника Татищеву; набережную на отрезке от Итальянского пляжа до пляжа Портпоселка; торговый комплекс с объектами общественного питания в районе яхт-клуба «Дружба» общей площадью 0,5 тыс. кв. м. [3]

В технико-экономических показателях проекта планировки территории указан ожидаемый прирост мощности электропотребления на 2968 кВт. По сему, объем принимаемой резервной мощности принимается равным 3 МВт, то есть 3,23 МВА.

3 Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов на ПС «Портовая»

В любой системе энергоснабжения ключевое значение имеют силовые трансформаторы. Именно эти устройства осуществляют преобразование напряжения из одного класса в другой, повышающие применяются для последующей передачи электроэнергии по высоковольтным линиям электропередач на дальние расстояния, а понижающие – осуществляют преобразование напряжения до необходимой потребителю величины.

Выбор силовых трансформаторов должен быть технически и экономически обоснован для наиболее рационального построения схем и обеспечения надежности электроснабжения. Должна бесперебойно осуществляться передача мощности в необходимом потребителю объеме.

3.1 Выбор типа и числа трансформаторов

Для определения типа трансформатора стоит учесть условия его установки и условия окружающей среды. Так, основным распространением получили двухобмоточные трансформаторы, трехобмоточные применяются в случае наличия удаленных потребителей, получающих питание со стороны среднего напряжения, трансформаторы с расщепленной обмоткой применяют, как правило, для электроснабжения предприятий с напряжениями 6 и 10 кВ для снижения тока короткого замыкания и отдельного подключения потребителей, имеющих ударные нагрузки и нестандартные режимы работы. [1]

Количество трансформаторов должно соответствовать условиям обеспечения надежности электроснабжения, описанным в правилах устройства электроустановок. Так для потребителей I категории необходимо наличие двух независимых источников питания с возможностью мгновенного автоматического резервирования при выходе из строя одного из

них. Снабжение потребителей II категории обеспечивается резервом, вводимым автоматически или действиями дежурного персонала, и может осуществиться в течении нескольких часов после отключения. А питание потребителей III категории может осуществляться от однострансформаторной подстанции и перерыв в электроснабжении у таких потребителей возможен, соответственно, на более длительный отрезок времени. [1]

При выборе числа трансформаторов на подстанции необходимо учитывать, что двухтрансформаторные подстанции экономически более целесообразны, чем подстанции с одним или большим числом трансформаторов.

Согласно вышеописанным критериям к установке принимается два двухобмоточных трансформатора с возможностью резервирования.

3.2 Выбор мощности трансформаторов

На выбор номинальной мощности трансформатора влияет ряд существенных факторов, среди них: температура окружающей среды, место установки трансформатора и его удаленность от потребителя, изменение нагрузки в течении суток, недели, месяца, сезона и года. Но самым главным критерием является осуществление энергоснабжения потребителей в необходимом объеме, даже в условиях допустимой перегрузки.

Отсюда номинальная мощность каждого трансформатора с учетом 40% перегрузки:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max\text{ис}}}{k_{пер} \cdot n - 1}, \quad (3.1)$$

где $k_{пер} = 1,4$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки; n – количество параллельно работающих трансформаторов ПС.

Отсюда, необходимое номинальное напряжение трансформаторов:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{14520}{1,4} = 10371 \text{ МВА.}$$

Стоит, также, учесть, что в будущем возможно появление дополнительных потребителей, информации о которых пока нет в публичном доступе. Ближайшая по шкале номинальная мощность трансформатора – 16000 кВА.

3.3 Выбор способа охлаждения трансформаторов

При прохождении тока через сопротивление за единицу времени, согласно закону Джоуля-Ленца, выделяется некое количество теплоты:

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t. \quad (3.2)$$

Обмотки трансформатора испытывают значительный нагрев, ввиду прохождения по ним больших величин тока. Изоляция трансформатора ограничивает их предельный нагрев, который варьируется в зависимости от его мощности. Чем выше мощность, тем более интенсивным должно быть охлаждение.

В соответствии с заданными параметрами сети к установке принимается трансформатор с естественным масляным охлаждением. Подходящими по всем вышеописанным критериям является трансформатор ТМН-16000/110/6 производства «Тольяттинский трансформатор». [9]

4 Электрическая схема подстанции «Портовая»

Действующим документом, регламентирующим типовые решения по подстанциям, является СТО 56947007-29.240.30.010-2008, утвержденный ПАО «ФСК ЕЭС» [5].

Схема распределительного устройства 6 кВ должна соответствовать ряду критериев:

- Обеспечивать надежность электроснабжения потребителей, с учетом категории, которой они принадлежат;
- должна быть гибкой к перспективам развития энергосистемы;
- должна быть максимальна простой и наглядной для безопасности работы обслуживающего персонала.

Существующую схему электроснабжения типа №10(6)–2 «Две, секционированные выключателями, системы шин» целесообразно оставить без изменений, ибо она соответствует всем вышеизложенным критериям.

5 Расчет коротких замыканий

Короткое замыкание представляет собой электрическое соединение различных фаз, которые являются нетипичными для нормального режима работы. Вследствие этого в проводнике резко увеличивается сила тока, что приводит к неблагоприятным последствиям. Рассмотрим, что такое короткое замыкание, классификацию явления, потенциальные угрозы и способы предотвращения КЗ. Это явление сопровождается резким увеличением тока. Его значение превышает максимально-допустимое при длительном режиме работы. [11]

За исключением тех устройств, конструкция которых предполагает намеренное возникновение короткого замыкания, явление провоцирует нарушение нормальной работы электроустановок, может привести к выходу их из строя и возгораниям.

К причинам возникновения КЗ относят:

- Нарушение изоляции;
- внешние воздействия;
- перегрузка сети.

Расчет КЗ необходим на этапе выбора оборудования, чтобы принять к установке устройства, способные выдержать кратковременные скачки тока при заданных параметрах сети, также эта величина определяет чувствительность релейной защиты.

В сетях 6-10 кВ для расчета обеспечения необходимой термической и электродинамической стойкости оборудования расчетным принимается значения тока трехфазного короткого замыкания. [8]

5.1 Расчет симметричных КЗ

Исходные данные для расчета токов короткого замыкания представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1 - Исходные данные для расчета

Участок сети	Параметр	Значение
Система	Сверхпереходная ЭДС $E''_{*6,c}$, о.е.	1
	Базисная мощность $S_б$, МВА	1000
	Мощность КЗ $S_{кз}$, МВА	2000
Линия	Среднее номинальное напряжение $U_{ср.ном.}$, кВ	115
	Длина l , км	10
	Кол-во цепей n , шт	2
	Погонное сопротивление $x_{уд}$, Ом/км	0,4

Расчетная схема и эквивалентная схема замещения представлены на рисунке 5.1.

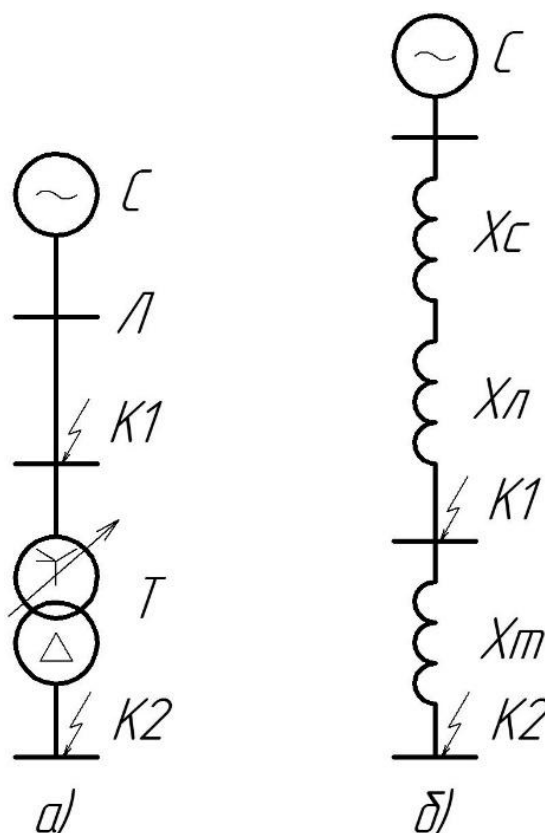


Рисунок 5.1 – Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

Произведем расчет параметров эквивалентной схемы:

$$x_{*\delta,c} = \frac{S_{\delta}}{S_k} = \frac{1000}{2000} = 0,5; \quad (5.1)$$

$$x_{*\delta,T} = \frac{U_k, \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номT}} = \frac{6,3}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 3,94; \quad (5.2)$$

$$x_{*\delta,T} = x_{y\delta} \cdot I_l \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot \frac{10}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,16. \quad (5.3)$$

Рассчитаем КЗ в точке К1.

Результирующее сопротивление рассчитаем по формуле 5.4:

$$x_{резл \delta} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} = 0,5 + 0,16 = 0,66. \quad (5.4)$$

Базисный ток найдем по формуле 5.5:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03. \quad (5.5)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ найдем по формуле 5.6:

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{E_{\delta}''}{x_{рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0,66} \cdot 5,03 = 7,62. \quad (5.6)$$

Ударный ток КЗ определим по формуле 5.7:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,62 \cdot 1,8 = 19,4, \quad (5.7)$$

где $k_{y\delta}$ – ударный коэффициент, принимаемый на первичной стороне $k_{y\delta} = 1,8$.

Найдем КЗ в точке К2.

Определим результирующее сопротивление по формуле 5.8:

$$x_{рез2(\delta)} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,m} = 0,5 + 0,16 + 3,94 = 4,6. \quad (5.8)$$

Базисный ток найдем по формуле 5.5:

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ найдем по формуле 5.6:

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{1}{4,6} \cdot 91,75 = 19,95 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ определим по формуле 5.8:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 19,4 \cdot 1,92 = 54,17,$$

где $k_{y\delta}$ – ударный коэффициент, принимаемый на вторичной стороне $k_{y\delta} = 1,92$.

Результаты расчетов в п.5 переносим в сводную таблицу.

Таблица 5.2 – Расчет токов коротких замыканий

Место короткого замыкания	Токи КЗ	
	$I_{п,о}^{(3)}$, кА	$i_{уд}^{(3)}$, кА
К1	7,62	19,4
К2	19,95	54,17

Выбор электрооборудование производится по максимальному значению тока короткого замыкания, чтобы в аварийной ситуации скользящего характера выключатель смог разорвать цепь, предотвратив дальнейшее распространение короткого замыкания на электрооборудование и шины подстанции.

6 Выбор токоограничивающих реакторов подстанции «Портовая»

Значение ударного тока при трехфазном коротком замыкании составляет 54,17 кА, это превышает пиковое значение тока электродинамической стойкости для большинства выключателей. Для повышения надежности необходимо принять меры по ограничению тока короткого замыкания.

Принцип действия токоограничивающих реакторов заключается в повышении реактивного сопротивления, в случае возникновения короткого замыкания, это позволяет ограничить токи КЗ в сети и обеспечить поддержание значения напряжения на неповрежденных линиях близким к номинальному. Также, реакторы устанавливаются для ограничения номинальных токов отключения выключателей и удовлетворения параметрам термической стойкости электрооборудования и отходящих кабелей. [12]

Для принятой схемы электроснабжения целесообразна установка одинарных групповых реакторов.

Одним из критериев выбора является индуктивное сопротивление реактора, оно задается исходя из типа предполагаемого к установке выключателя. К установке предлагается выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 У2 производства компании «Таврида Электрик». Соответственно, необходимо ограничить ток КЗ так, чтобы обеспечить возможность установки заданного выключателя с номинальным током отключения $I_{откл.ном.} = 20$ кА.

Результирующее сопротивление цепи короткого замыкания до места установки реактора:

$$x_{рез} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{н.о}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 19,95} = 0,18 \text{ кОм.} \quad (6.1)$$

Наименьшее значение требуемого тока к.з. за реактором вычисляем по формуле 6.2:

$$I_{n,o,тр\text{еб}} = \frac{I_{откл.ном} (1 + \beta_{ном})}{1 + e^{-\frac{\tau}{T_a}}}, \quad (6.2)$$

$$\tau = t_{pz} + t_{св} = 0,01 + 0,03 = 0,04;$$

t_{pz} – время действия релейной защиты, принимаемое 0,01;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя;

$\beta_{ном}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе (%), определяемое по известным кривым, $\tau = 0,04$ соответствует значение $\beta_{ном} = 40\%$;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, принимается $T_a = 0,23$.

$$I_{n,o,тр\text{еб}} = \frac{20 \cdot 1,4}{1 + e^{-\frac{0,04}{0,23}}} = 15,22 \text{ кА.}$$

Требуемое сопротивление цепи КЗ, для снижения тока до величины $I_{n,o,тр\text{еб}}$ определим по формуле 6.3:

$$x_{рез} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{n,o,тр\text{еб}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 15,22} = 0,24 \text{ кОм.} \quad (6.3)$$

Требуемое сопротивление реактора по формуле 6.4:

$$x_{реакт} = x_{рез,тр\text{еб}} - x_{рез} = 0,24 - 0,18 = 0,06 \text{ кОм} \quad (6.4)$$

К установке предлагается токоограничивающий реактор РТОС 6-1000-Ω УХЛ1(У3) [13] производства ООО «НИПО РусЭнерго». Осуществим проверку выбранного реактора.

Рассчитаем ток короткого замыкания за реактором по формуле 6.5:

$$I_{n,o} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез} + x_{реакт}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot (0,18 + 0,06)} = 15,16 \text{ кА.} \quad (6.5)$$

Ударный ток КЗ за реактором соответственно:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 15,16 \cdot 1,92 = 41,16 \text{ кА.}$$

Расчет рабочего тока осуществим по формуле 6.6:

$$I_p = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10371}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 950,45 \text{ А.} \quad (6.6)$$

Проверку на термическую стойкость выполним по формуле 6.7:

$$B_k = I_{n,o}^{(3)2} \cdot t_{откл.p} + T_a = 15,16^2 \cdot 0,03 + 0,23 = 59,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (6.7)$$

Проверка по остаточному напряжению осуществляется по формуле 6.8:

$$U_{ост} = x_{реакт} \frac{\sqrt{3} \cdot I_{n,o}}{U_{ном}} \cdot 100 = 0,18 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 15,16}{6} \cdot 100 = 78,77 \text{ В.} \quad (6.8)$$

Результаты проверки отображены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Проверка токоограничивающего реактора РТОС 6-1000-Ω УХЛ1(У3)

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные данные
По номинальному напряжению	$U_{ном} \leq U_{ном.сети}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$
По номинальному току	$I_p \leq I_{ном}$	$I_p = 0,95 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1 \text{ кА}$
По индуктивному сопротивлению реактора	$x_{рез.треб} \leq x_{рез}$	$x_{рез} = 0,24$	$x_{рез.треб} = 0,18 \text{ кОм}$
На электродинамическую стойкость	$i_{уд}^3 \leq i_{дин}$	$i_{уд}^3 = 41,16 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63,8 \text{ кА}$
На термическую стойкость	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 59,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 3901 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
По остаточному напряжению	$U_{ост} \geq 65 - 70\%$	78,77%	–

7 Выбор электрооборудования ЗРУ 6 кВ подстанции «Портовая»

Выбор электрооборудования является одним из ключевых пунктом проекта, так как здесь решаются важнейшие задачи и достигаются цели запланированной реконструкции. На рассматриваемом объекте ранее уже производились работы по замене устаревшего оборудования, так на первой секции шин в 6, 8 и 10 ячейках установлены вакуумные выключатели ВВУ-10-20/1000, резервные ячейки на обеих секциях (14 и 26 ячейки), а также секционная перемычка (ячейка 17) оснащены вакуумными выключателями ВВ/TEL-10-20/1000 У2, вывод о их пригодности будет сделан после расчетов в пункте 7.1. Исходя из этого, станет ясно, несет проект характер комплексной реконструкции или же только частичной.

7.1 Выбор ячеек КРУ 6кВ

В настоящее время, разумно проводить замену оборудования распределительного устройства комплексно, то есть всей ячейки целиком. Производители предлагают ряд готовых решений комплектации ячеек КРУ в

зависимости от имеющихся параметров сети. Использование решений, разработанных компаниями, которые имеют многолетний опыт в области проектирования и монтажа электрооборудования позволяют оптимизировать процесс распределения электроэнергии. Вот лишь некоторые преимущества, которые можно выделить:

- Надежность, которая обеспечивается совместимостью работы оборудования, произведенного одним производителем;
- эргономичность, обусловленная рациональным использованием пространства и компактностью ячейки;
- безопасность персонала, заключающаяся в изолированности компонентов и простоте их компоновки.

Для дальнейшего сравнения выбраны два производителя, отвечающие запрошенным требованиям и находящиеся в пределах 100 км от места непосредственной установки, а значит, колоссальных затрат на транспортировку не предвидится. Рассматриваться будет продукция компаний «Электрощит Самара» и «Таврида Электрик», расположенных в г.о. Самары.

От компании «Электрощит Самара» к установке предлагается ячейка КРУ-СЭЩ-70-10, от «Таврида Электрик» – КРУ D-12P. В таблице 7.1 приводится технико-экономическое сравнение этих устройств.

Таблица 7.1 – Технические данные ячеек КРУ-СЭЩ-70 и КРУ D-12P

Наименование параметра	КРУ-СЭЩ-70-10	КРУ D-12P-L-10-20/1000
Номинальное напряжение, кВ	6,10	6,10
Номинальный ток, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	20; 31,5; 40; 50	20; 25; 31,5; 40; 50
Климатическое исполнение	У3	У3
Габаритные размеры, мм		
ширина	650; 750; 1000;	600; 750; 900; 1000
глубина	1349;	1300; 1450;

высота	2415; 2650	2150 – 2470
--------	------------	-------------

Характеристики предполагаемых к установке ячеек оказались весьма схожими, за исключением отличий габаритных размеров, этот аспект является немаловажным, так как площадь здания ЗРУ ограничивает возможность ставить сколь угодно громоздкое оборудование. Более компактной, при тех же технических параметрах, является ячейка КРУ D-12P-L-10-20/1000 производства «Таврида Электрик» она и принимается к установке. [14]

7.2 Выбор выключателей 6кВ

При выборе выкатного выключателя в составе ячейки КРУ возникает необходимость решить какой тип привода использовать: пружинно-моторный или электромагнитный. Предпочтение отдается электромагнитному, так как их применение позволяет упростить кинематическую схему движения контактной системы и исключить большое количество вращающихся и трущихся деталей. Благодаря последнему, нет необходимости производить регулярную смазку элементов привода, замену вакуумных камер, регулировку механизма поджатия и проведение различного вида ремонтов на протяжении, как правило, всего срока службы.

К рассмотрению принимаются вакуумные выключатели с электромагнитным приводом ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-20/1000У2 и ВВ/TEL-10-20/1000 У2. Техническое сравнение и проверка их параметров представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Выбор выключателей для ячейки КРУ

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные данные	
			ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-20/1000 У2	ВВ/TEL-10-20/1000 У2
По номинальному напряжению	$U_{ном} \leq U_{ном.сети}$	$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	6,10 кВ	6,10 кВ
По номинальному току	$I_p \leq I_{ном}$	$I_p = 0,95 \text{ кА}$	1 кА	1 кА
По отключающей способности: а) на симметричный ток отключения б) на отключение апериодической составляющей тока к.з.	$I_{n,0}^3 \leq I_{откл.ном}$	$I_{n,0}^3 = 15,16 \text{ кА}$	50 кА	40 кА
	$i_{\alpha,\tau} \leq i_{\alpha,ном}$	$i_{\alpha,\tau} = 18,01 \text{ кА}$	20 кА	20 кА
На электродинамическую стойкость	$I_{n,0}^3 \leq I_{n,pc}$	$I_{n,0}^3 = 15,16 \text{ кА}$	20 кА	20 кА
	$i_{y\delta}^3 \leq i_{n,pc}$	$i_{y\delta}^3 = 41,16 \text{ кА}$	50 кА	51 кА
На термическую стойкость	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 59,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Количество циклов включения-отключения при номинальном токе	–	–	50000	50000
Количество операций отключения при номинальном токе отключения	–	–	100	100

Проверка по отключающей способности осуществляется по формуле 7.1

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^3 \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 15,16 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,23}} = 18,01 \quad (7.1)$$

В данном пункте сравнения выявить существенную разницу не удалось, оба рассматриваемых аппарата прошли проверку. Чтобы сохранить производственную целостность и, как говорилось ранее, обеспечить максимальную совместимость электрооборудования, принимаем к установке

выключатель того же производителя, что и ячейки, а именно ВВ/TEL-10-20/1000 У2. [15]

7.3 Выбор разъединителей 6кВ

Разъединители служат для создания видимого разрыва цепи и обеспечения, тем самым, безопасности работы персонала. Кроме того, используется в качестве коммутационного аппарата, но только обесточенной линии, так как его конструкцией не предусмотрено наличие дугогасящих устройств. Так как был произведен выбор ячеек с выкатными выключателями необходимости установки разъединителей в каждой ячейке нет, ибо выключатели берут их функции на себя. Необходимо установить разъединители в ячейках трансформаторов тока и напряжения.

К установке предлагается разъединитель с двумя заземляющими ножами РВ 10/1000 УХЛ2 производства «Уральский завод трансформаторных технологий» г. Екатеринбург. Проверка соответствия его параметров отображена в таблице 7.3. [16]

Таблица 7.3 – Проверка разъединителя РВ 10/1000 УХЛ2

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные данные
По номинальному напряжению	$U_{ном} \leq U_{ном.сети}$	10 кВ	10 кВ
По номинальному току	$I_p \leq I_{ном}$	0,95 кА	1кА
На электродинамическую стойкость	$I_{n,0}^3 \leq I_{n,pc}$	$I_{n,0}^3 = 15,16$ кА	30 кА
	$i_{y0}^3 \leq i_{n,pc}$	$i_{y0}^3 = 41,16$ кА	81 кА
На термическую стойкость	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 59,75$ кА ² ·с	2976,75 кА ² ·с

Аппарат прошел проверку и допускается к установке.

Что касается имеющихся на подстанции выключателей ВВУ-10-20/1000 и ВВ/TEL-10-20/1000 У2, их замена не требуется, так как их параметры совпадают с устанавливаемым оборудованием.

7.4 Выбор трансформаторов тока

7.4.1 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформатор тока служит для преобразования величины первичного тока до значений допустимых для подачи сигнала на измерительные приборы и устройства релейной защиты. Преобразование должно осуществляться максимально точно для корректного отображения параметров сети.

Производитель ячейки КРУ рекомендует к установке трансформаторы тока нескольких производителей, из них, для сравнения выбраны два устройства: ТОЛ-10-I-1 производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» [17] и ТОЛ-СЭЩ-10 производства «Электроцит Самара». [18] Произведено сравнение и проверка выбранных трансформаторов тока, результат которых отображен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Проверка трансформаторов тока ТОЛ-I-1 и ТОЛ-СЭЩ-10

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные данные	
			ТОЛ-I-1	ТОЛ-СЭЩ-10
По номинальному напряжению	$U_{ном} \leq U_{ном.сети}$	$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	10 кВ	10 кВ
По номинальному току	$I_p \leq I_{ном1}$	$I_p = 0,95 \text{ кА}$	1 кА	1 кА
На электродинамическую стойкость	$i_{п,о}^{(3)} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном1}$	$i_{п,о}^{(3)} = 18,01 \text{ кА}$	102кА	100 кА
На термическую стойкость	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 59,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Как видно из таблицы 7.4, параметры взятых для сравнения устройств рознятся незначительно и оба из них прошли проверку. По сему принимаются во внимание географическое местоположение заводов изготовителей от рассматриваемой подстанции «Электроцит Самара» находится значительно ближе, что предполагает экономию на

транспортировке оборудования. К дальнейшему рассмотрению принимается трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10.

7.4.2 Выбор трансформаторов тока нулевой последовательности

В сетях с изолированной нейтралью нет альтернативного способа защиты отходящих линий от однофазных коротких замыканий, кроме как установка трансформаторов тока нулевой последовательности. Такие замыкания происходят от старения или повреждения изоляции кабельных линий.

К установке принимается один из рекомендованных производителем ячейки КРУ трансформаторов тока нулевой последовательности, это устройство ТЗРЛ производства ОАО "СЗТТ" г. Екатеринбург.

7.5 Выбор измерительных приборов и питающих их кабелей

В ячейках необходима установка измерительных приборов для осуществления контроля параметров сети и выявления неполадок в работе системы в режиме реального времени. Подобным критериям соответствуют цифровые электроизмерительные приборы с возможностью передачи данных на расстоянии. Такие устройства позволяют упростить работу обслуживающего персонала, в виду отсутствия необходимости частых выездов на объект.

К установке предлагается многофункциональный измерительный прибор PD194PQ производства группы компаний «К-С». [19] Они предназначены для измерения электрических параметров в трехфазных сетях переменного тока, выполнения функций телеизмерений, телесигнализации и телеуправления. Используются в системах телемеханики, АСУ ТП, АИИС подстанций и электростанций. Прибор PD194PQ серии Т соответствует характеристикам и рекомендуется для применения на объектах ОАО «Россети».

Принятый к установке прибор является вторичной нагрузкой измерительных трансформаторов тока, он должен соответствовать параметрам системы, в которой он устанавливается. Производится проверка на соответствие этим параметрам.

Определяется сопротивление приборов по формуле 8.1:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I_2^2} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом.} \quad (7.2)$$

Далее производится проверка на соответствие условию 8.2:

$$R_{\text{нр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{к}} - R_{\text{приб}}, \quad (7.3)$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки,
 $R_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$.

$$R_{\text{нр}} = 1 - 0,1 - 0,2 = 0,7$$

Величина нагрузки известна из паспорта прибора далее производится выбор проводников, осуществляющих питание устройств, принятых к установке в пункте 7.4. Общую протяженность проводников примем равной 50м.

Минимальное, но достаточное сечение проводников определяется по формуле 7.4

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{нр}}}{R_{\text{нр}}} = \frac{0,018 \cdot 50}{0,7} = 1,29 \text{ мм}^2. \quad (7.4)$$

Подходящим является силовой провод ПуГВВ 3х2,5 ТРТС.

7.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения, предназначенные для питания катушек напряжения измерительных приборов и реле, устанавливаются на каждой секции сборных шин. [8] Точность их работы влияет на корректность коммерческого учета и селективность срабатывания релейной защиты и устройств противоаварийной автоматики.

Прежде, чем определиться с маркой выбираемого устройства, в соответствии с одним из критериев его проверки, необходимо определить мощность, подключаемой к нему, вторичной нагрузки. Нагрузкой трансформатора напряжения является, описанный ранее, многофункциональный измерительный прибор, а также счетчик активной и реактивной энергии. В качестве счетчика выбирается один из рекомендуемых [20] для применения на объектах оптового и розничного рынка ПАО «Россети» счетчик модификации Меркурий 236 [21].

Общая составляющая потребляемой активной мощности определяется по формуле 7.1

$$P_{\text{приб}} = \sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi. \quad (7.1)$$

Составляющая потребляемой реактивной мощности рассчитывается по формуле 7.2

$$Q_{\text{приб}} = \sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi. \quad (7.2)$$

Результаты расчета нагрузки представлены в таблице 7.5

Таблица 7.5 – Расчет мощности вторичной нагрузки трансформатора напряжения

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, вар	
Измерительный прибор	PD194PQ	4	1	1		20	80		
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 236	0,1	2	0,38	0,925	20	1,52	1,85	
Итого							81,52	1,85	

Определяется суммарная мощность по формуле 7.3

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (7.3)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{81,52^2 + 1,85^2} = 81,54.$$

Одним из рекомендуемых производителем ячейки КРУ, трансформатором напряжения является НАЛИ-СЭЩ-6-1 производства «Электроцит Самара» [21], он предлагается к установке. Производится проверка устройства, результат которой приведен в таблице 7.6

Таблица 7.6 – Проверка трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ-6-1

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные данные
По номинальному напряжению	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.сети}}$	$U_{\text{ном.сети}} = 6 \text{ кВ}$	6 кВ
Класс точности		-	0,5
Вторичная нагрузка	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$	$S_{2\Sigma} = 81,54 \text{ ВА}$	90 ВА

Выбранный трансформатор напряжения допускается к установке в связи с удовлетворением всех критериев проверки. Полное серийное наименование НАЛИ-СЭЩ-6-1-0,5-90-УХЛ 2.

Трансформатор комплектуется съёмными предохранительными устройствами на высокой стороне для защиты от повреждений и выхода оборудования из строя при ненормальных режимах работы. А именно при – однофазных коротких замыканиях на землю, коротких замыканиях в первичной обмотке трансформатора напряжения, а также в случае возникновения феррорезонансных явлений в сети.

7.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН), устанавливаемые в ячейках КРУ служат для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений и обязательны к применению на подстанциях с классом низкого напряжения 6 кВ.

Производитель ячейки рекомендует к установке ОПН собственного производства двух серий, а именно ОПН-КР/TEL и ОПН-РТ/TEL. Данные устройства включают в себя последовательно соединенные металлооксидные варисторы, размещенные внутри трекингостойкого полимерного корпуса. Для того, чтобы определиться с серией ограничителя производится сравнение характеристик, представленных в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Характеристики ОПН серии КР и РТ

Определяющий параметр	ОПН-КР/TEL	ОПН-РТ/TEL
Класс напряжения	6-10 кВ	3-10кВ
Область применения	Рекомендуются для использования в распределительных сетях для защиты трансформаторов и двигателей	Рекомендуется применять в условиях частых и интенсивных воздействий перенапряжений для защиты трансформаторов электродуговых печей, изоляции кабельных сетей, электрических генераторов, двигателей и другого ответственного оборудования

Так как основная часть потребителей относится ко 2 классу надежности электроснабжения, принимается решение остановить выбор на серии КР. К установке принимается ограничитель марки ОПН-КР/TEL-6/6.0 УХЛ 2.

7.7 Выбор гибких шин

Электрическая связь между высоковольтными аппаратами ОРУ и ЗРУ осуществляется посредством применения неизолированных проводников различного сечения, в данном проекте к рассмотрению принимаются гибкие шины. Они представляют собой пучки токопроводов, которые по окружности закрепляются кольцами-обоймами. Используются сталеалюминиевые провода для увеличения механической прочности.

Сечение предполагаемых проводников определяется по формуле (7.4)

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{950,45}{1,1} = 864,05 \text{ мм}^2. \quad (7.4)$$

Полученное значение округляется до стандартного, предлагаемого производителями проводников. К рассмотрению принимаются три провода АС-300/39, тогда общее сечение проводника составляет 900 мм^2 .

$$864,05 < 900.$$

Выбранный провод проверяется на нагрев по длительно допустимому току, должно соблюдаться условие

$$I_{\text{раб.ном}} \leq I_{\text{дон}},$$

где $I_{\text{дон}}$ – допустимый ток выбранного сечения проводов, А.

Для АС-300/39 это значение составляет 701 А, для трех проводов, соответственно – 2103 А.

$$950,45 \leq 2103$$

Условие выполняется, проверка прошла успешно.

Гибкие шины с расщепленными фазами, коими и являются выбранные, также проходят проверку по электродинамическому воздействию одной фазы. Определяется усилие, которое испытывает каждый провод от взаимодействия с остальными по формуле 7.5

$$f_u = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{(-7)} \cdot \frac{I_{n,o}^{(3)2}}{d} \text{ Н/м}, \quad (7.5)$$

где n – число проводов в фазе; d – диаметр фазы; $I_{n,o}^{(3)2}$ – действующее значение тока трехфазного КЗ, А.

$$f_u = \frac{3-1}{3^2} \cdot 2 \cdot 10^{(-7)} \cdot \frac{19,96^2}{58,65} = 3,02 \text{ Н/м}.$$

Провода фиксируются между собой внутрифазными распорками для уменьшения в них импульсных усилий. Расстояние между распорками определяется по формуле 7.6

$$l_p = k \cdot \sigma_{\max} \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{k-1 \cdot \sigma_{\max} \cdot 24 \cdot \beta}{\gamma_k + k \cdot \gamma_1 \quad \gamma_k - k \cdot \gamma_1}} \text{ м}, \quad (7.5)$$

где $k=1,8$ – коэффициент допустимого увеличения механического напряжения в проводе при коротком замыкании; σ_{\max} – максимальное напряжение в проводе при нормальном режиме, МПа; $\beta = 159 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2/\text{Н}$ – коэффициент упругого удлинения для алюминия; γ_1 – удельная нагрузка от

собственной массы провода, МПа/м; γ_k – удельная нагрузка от сил взаимодействия при КЗ, МПа/м:

$$\gamma_k = \frac{f_y}{q} = \frac{3,02}{300} = 0,01 \text{ МПа/м,}$$

где q – сечение провода мм²;

$$\gamma_1 = \frac{G_n}{q} = \frac{1,26}{300} = 0,0042 \text{ МПа/м,}$$

где G_n – вес одного метра алюминиевого провода, выбранного сечения;

$$\sigma_{\max} = \frac{T_{\phi.\max}}{n \cdot q} = \frac{10 \cdot 10^3}{3 \cdot 300} = 11,11 \text{ МПа,}$$

где $T_{\phi.\max}$ – максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме, принимается равным $100 \cdot 10^3$ Н.

$$l_p = 1,8 \cdot 11,11 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{1,8 - 1 \cdot 11,11 \cdot 24 \cdot 159 \cdot 10^{-13}}{0,01 + 1,8 \cdot 0,0042} \quad 0,01 - 1,8 \cdot 0,0042}} = 1,8 \text{ м.}$$

Следующим шагом выполняется проверка по условиям коронирования. Это явление возникает при достижении разрядом максимального значения начальной критической напряженности электрического поля, которое определяется по формуле 7.6

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{16,93}} \right) = 26,22 \text{ кВ/см,} \quad (7.6)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$); r_0 – радиус провода, см.

Рассчитывается напряженность электрического поля вблизи проводника по формуле 7.7

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 6,3}{16,93 \cdot \lg \frac{50}{16,93}} = 1,86 \text{ кВ/см}, \quad (7.7)$$

где U – линейное напряжение, кВ; D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Явление коронирования исключается при:

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

$$2 \leq 23,6$$

Условие выполняется, что свидетельствует о том, что выбранные провода допускаются к установке.

8 Релейная защита подстанции «Портовая»

Основной целью применения систем РЗ является обеспечение стабильности работы энергетического оборудования. Комплекс релейных устройств в постоянном режиме отслеживает эксплуатационные параметры системы, выявляя и отделяя поврежденные компоненты. Так работает простейшая РЗ, однако существуют и более сложные устройства, функционирующие в разных режимах в зависимости от текущего состояния аппаратуры. Многофункциональные средства релейной защиты и автоматики выполняют также сигнальные функции, на основе которых принимаются команды об изменении параметров энергоснабжения или коррекции настроек оборудования [30].

В качестве такого средства к установке на подстанции принимается устройство «Сириус-Т». Расчет параметров, которого, необходимо выполнить для защиты трансформатора ТМН-16000/110/6 со схемой соединения обмоток Y/Δ-11.

8.1 Исходные данные для расчета

Расчёты основных величин произведем по следующим формулам с использованием полученных в п.5 данных по токам КЗ:

Приведение токов КЗ в точке К2 стороне ВН выполняются по формуле 8.1:

$$I_{K2}^{(3)ВН} = \frac{I_{K2}^{(3)НН}}{k_T}. \quad (8.1)$$

Таким образом, приведенный ток трехфазного КЗ в максимальном режиме:

$$I_{K2\max}^{(3)BH} = \frac{15160}{115/6,6} = 870 \text{ А.}$$

Приведенный ток трехфазного КЗ в максимальном режиме:

$$I_{K2\min}^{(3)BH} = \frac{14970}{115/6,6} = 859 \text{ А.}$$

8.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора

Рассматриваемая защита является основной для трансформатора и служит для защиты его от междуфазных и межвитковых замыканий, а также замыканий одной и более фаз на землю. Различают следующие виды ДЗТ: дифференциальная токовая отсечка, ДЗТ с насыщающимися трансформаторами тока, ДЗТ с реле с наличием торможения.

Таблица 8.1 – Расчет параметров ТТ на сторонах защищаемого трансформатора

Величина	Расчетная формула	Результат расчета для стороны	
		ВН (115 кВ)	НН (6,6 кВ)
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.ном}}$	80,3 А	1400 А
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	100/5	1500/5
Вторичный ток в плечах защиты	$I_{ном,в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	4,02 А	4,67 А
Ближайшие значения с точностью до 0,1 А, принимаемые для ввода в терминалы	$I_{ном\ вн}, I_{ном\ нн}$	4,0	4,7
Диапазон РПН		±16%	

Осуществим выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1):

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ выбирается по условию, приведенному в формуле 8.2:

$$I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{НОМ}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{*КЗвнеш}^{\text{max}}, \quad (8.2)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{\text{нб}(1)}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ.

Для выбранных трансформаторов тока принимается равным 0,7;

$I_{*КЗвнеш}^{\text{max}}$ – отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора, определяется по формуле 8.3:

$$I_{*КЗвнеш}^{\text{max}} = \frac{I_{К2\text{max}}^{(3)ВН}}{I_{НОМ}^{ВН}} = \frac{870}{80,3} = 10,83. \quad (8.3)$$

Таким образом отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 10,83 = 9,1.$$

Действительная величина срабатывания дифференциальной отсечки находится по формуле 8.4:

$$I_{\text{ДИФ}} = 9,1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 9,1 \cdot 80,3 = 730,73 \text{ А}. \quad (8.4)$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН по формуле 8.5. Согласно [1] $k_{\text{ч}} \geq 2$.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{К1\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{ДИФ}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К1\text{min}}^{(3)}}{I_{\text{ДИФ}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7270}{730,73} = 8,6 > 2. \quad (8.5)$$

Как видно из расчета, дифференциальная отсечка терминала «Сириус-Т» удовлетворяет требования по величине коэффициента чувствительности.

Осуществим выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2):

Базовая уставка $I_{01}/I_{ном}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты в пределах 0,3–0,5. Примем базовую уставку 0,3. Она обеспечивает чувствительность защиты к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям. [10]

Ток срабатывания дифференциальной защиты при прохождении сквозного тока определим по формуле 8.6:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot I_{нб\ расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{доб}) \cdot I_{скв}, \quad (8.6)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки. $K_{отс} = 1,3$;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим. $K_{пер} = 2,5$;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. $K_{одн} = 1,0$;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ – погрешность, обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{доб}$ – погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВВ и НН.

Таким образом, ток срабатывания защиты равен:

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 0,59 \cdot I_{скв}$$

Коэффициент снижения тормозного тока найдем по формуле 8.7:

$$K_{сн.т} = I_{торм} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{доб}). \quad (8.7)$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,775.$$

Чтобы избежать ложных срабатываний, коэффициент торможения (%) определяется по выражению 8.8:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}}) / K_{\text{сн.м.}} \quad (8.8)$$

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot 1,3 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) / 0,775 = 75,5\%.$$

Определим параметры тормозной характеристики ДЗТ-2.

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{m2} / I_{\text{ном}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. Для высокой чувствительности Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T2} / I_{\text{ном}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится.

Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T / I_{\text{ном}} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T / I_{\text{ном}} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей). Поэтому рекомендуется уставка $I_{T2} / I_{\text{ном}} = 1,5 - 2$. Принимаем $I_{m2} / I_{\text{ном}} = 2$. [10]

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется автоматически, но необходимо убедиться, что первая точка не заходит за вторую. Первую точку определим по формуле 8.9:

$$I_{m1} / I_{\text{ном}} = (I_{\text{д1}} / I_{\text{ном}}) \cdot 100 / K_{\text{торм}} = 0,3 \cdot 100 / 75,5 = 0,4 \quad (8.9)$$

Таким образом, условие $I_{m2} / I_{\text{ном}} > I_{m1} / I_{\text{ном}}$ выполняется.

Уставка блокировки от второй гармоники в соответствии с рекомендацией производителя принимается $I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15$.

Получили следующие данные для построения тормозной характеристики ДЗТ-2:

Базовая уставка ступени $I_{Д} / I_{НОМ} = 0,3$

Наклон тормозной характеристики на втором участке $\varphi = 38^{\circ}$
 $\varphi = \text{tg}\left(\frac{K_{\text{торм}}}{100}\right)$

Первая точка излома тормозной характеристики $I_{m1} / I_{НОМ} = 0,4$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{m2} / I_{НОМ} = 2$.

Тормозная характеристика приведена на рисунке 3.

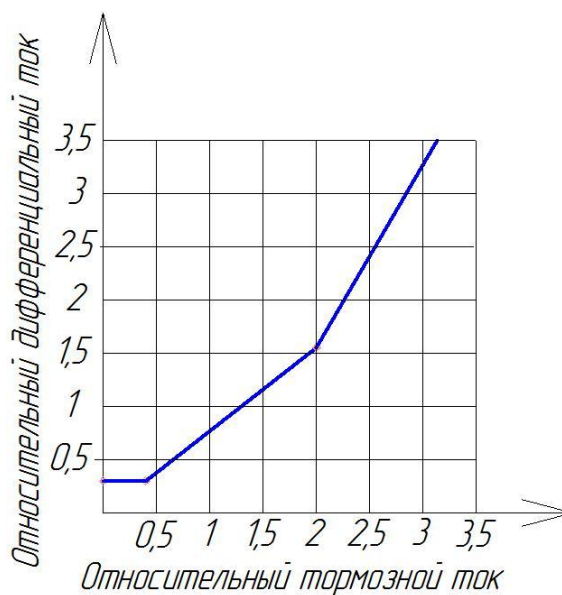


Рисунок 3 – Тормозная характеристика ДЗТ-2

Выполним проверку защиты по коэффициенту чувствительности.

Определяем первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения по формуле 8.10:

$$I_{cз} = I_{ном} \cdot \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} = 80,3 \cdot 0,3 = 24,09 \text{ А.} \quad (8.10)$$

Определим коэффициент чувствительности при КЗ на стороне НН по формуле 8.11:

$$k_{ч} = \frac{I_{K2min}^{(2)}}{I_{cз}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2min}^{(3)}}{I_{cз}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 859}{24,09} = 30,8 > 2. \quad (8.11)$$

Следовательно, степень ДЗТ-2 (дифференциальная защита) удовлетворяет требованиям [1].

Произведем выбор уставок сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3).

В соответствии с рекомендациями раздела «Выбор уставок сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)» уставка по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{д1}/I_{ном}$), а уставка по времени - порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок: $I_{д1}/I_{ном} = 0,1$; $T = 10 \text{ с.}$ [10]

8.3 Расчет уставок токовой отсечки (МТЗ ВН-1)

Токовая отсечка служит для контроля высокой стороны трансформатора и защищает от любого вида короткого замыкания [32].

Ток отстройки с учетом коэффициента отстройки, учитывающий ошибку в определении токов и необходимый запас $k_{отс} = 1,3$ найдем по формуле 8.12:

$$I_{TO} \geq k_{omc} \cdot I_{K2max}^{(3)} = 1,3 \cdot 870 = 1131 \text{ A.} \quad (8.12)$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки найдем по формуле 8.13. Трансформаторы тока соединены в звезду, поэтому коэффициент схемы $k_{cx} = 1$

$$I_{cp.TO} \geq \frac{I_{TO} \cdot k_{cx}}{k_{TT.BH}} = \frac{1131 \cdot 1}{100/5} = 56,55 \text{ A.} \quad (8.13)$$

На терминалах «Сириус-Т» ток срабатывания может выставляться с дискретностью 0,01 А. Ток срабатывания ТО принимаем равным расчетному, 56,55 А.

Выполним проверку по коэффициенту чувствительности при КЗ по формуле 8.14:

$$k_{\chi} = \frac{I_{K1min}^{(2)}}{I_{cз}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1min}^{(3)}}{I_{TO}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7270}{1131} = 5,6 > 1,2. \quad (8.14)$$

Следовательно, ступень МТЗ ВН-1 (токовая отсечка) удовлетворяет требованиям [1].

Определим время срабатывания токовой отсечки. Данная защита сработает только при повреждениях в трансформаторе, поэтому выдержка времени принимается 0,1 с.

8.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты

8.4.1 Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны НН трансформатора (МТЗ НН)

Резервная максимальная токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-Т» [10].

8.4.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

Для двухобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-Т».

Вычислим максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле 8.15:

$$I_{нагрВН}^{\max} = \frac{S_{нагрВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{14520}{\sqrt{3} \cdot 115} = 73 \text{ А.} \quad (8.15)$$

Ток МТЗ-2 ВН определим по формуле 8.16:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зан}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{нагр.ВН}^{\max} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 73 = 142,83 \text{ А,} \quad (8.16)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки. $K_{отс} = 1,2$

$k_{\text{зап}}$ – коэффициент самозапуска двигателей. $k_{\text{зап}} = 1,5$;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата блока защит. $k_{\text{в}} = 0,92$;

Максимальная токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимальной токовой защиты (МТЗ-2 ВН) найдем по формуле 8.17:

$$I_{\text{ср.МТЗ}} \geq \frac{I_{\text{МТЗ}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = \frac{142,83 \cdot 1}{100/5} = 7,141 \text{ А.} \quad (8.17)$$

На терминалах «Сириус-Т» ток срабатывания может выставляться с дискретностью 0,01 А. Ток срабатывания МТЗ принимаем равным 7,15 А.

Определим действительный ток срабатывания МТЗ по формуле 8.18:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{I_{\text{срМТЗ}} \cdot k_{\text{ТТ.ВН}}}{k_{\text{сх}}} = \frac{7,15 \cdot 100/5}{1} = 143 \text{ А.} \quad (8.18)$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ-2 при КЗ на стороне НН по формуле 8.19:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К}2\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{К}2\text{min}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 859}{143} = 5,2 > 1,5. \quad (8.19)$$

Получено значение, которое удовлетворяет требованиям [10].

Определим время срабатывания МТЗ исходя из максимального времени защит линий, отходящих от НН (t_{max}) и ступени селективности ($\Delta t = 0,5$) по формуле 8.20:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.} \quad (8.20)$$

Полученную выдержку времени будем использовать для терминалов «Сириус-Т».

8.5 Расчет уставок защиты от перегрузок трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН [10].

Уставку сигнала перегрузки определим по формуле 8.21:

$$I_{пер} \geq \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном.в}, \quad (8.21)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки. $k_{отс} = 1,05$

$k_{в}$ – коэффициент возврата токового реле. $k_{в} = 0,92$;

$I_{ном.в}$ – вторичный ток в плечах защиты из таблицы 8.1. Учтем его с коэффициентом увеличения на 5% при регулировании.

Для сторон ВН и НН соответственно:

$$I_{перВН} \geq \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 4,0 = 4,79 \text{ А.}$$

$$I_{перНН} \geq \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 4,7 = 5,63 \text{ А.}$$

Время действие защиты принимается большим, чем время действия всех защит. Таким образом, оно рассчитывается по формуле 8.22:

$$T_{пер} = t_{МТЗ} + \Delta t = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с.} \quad (8.22)$$

Таким образом, для обеспечения предельной точности срабатывания релейной защиты, определены уставки дифференциальной отсечки ДЗТ-1 и ДЗТ-2, проведена проверка их коэффициента чувствительности, а для предотвращения ложных срабатываний определен коэффициент торможения и параметры тормозной характеристики. Для контроля высокой стороны и защиты ее от коротких замыканий определены уставки и рассчитаны параметры токовой отсечки. Для защиты от междуфазных коротких замыканий и резервирования основных защит рассчитаны уставки максимальной токовой защиты высокой стороны и определены параметры устройства «Сириус-Т» для низкой стороны. Предусмотрена защита трансформатора от перегрузок и рассчитаны соответствующие уставки.

По итогам, заключено, что терминал «Сириус Т» соответствует всем требованиям касательно релейной защиты трансформатора, соответственно, устройство допускается к применению на рассматриваемой подстанции.

9 Собственные нужды и оперативный ток подстанции «Портовая»

9.1 Выбор оперативного тока

Решение о том, какой род тока будет использоваться для питания элементов подстанции принимается на основании того, какой род тока заявлен в паспорте принимаемых к установке аппаратов.

Для подстанции «Портовая» принимается к рассмотрению система постоянного оперативного тока, так как приводы выключателей и разъединителей как на высокой, так и на низкой стороне приводятся в действие постоянным током.

К установке предлагается шкаф оперативного тока ШОТ-МТ-1 производства «Микропроцессорные технологии» г. Новосибирск [27]. В комплектации шкафа: Два взаимно резервируемых зарядно-выпрямительных устройства, аккумуляторные батареи, система распределения оперативного тока. Система позволяет одновременно контролировать питание потребителей и поддерживать уровень заряда аккумуляторных батарей.

9.2 Расчет мощности и выбор трансформатора собственных нужд

Систему, обеспечивающую нормальное функционирование элементов подстанции и комфортное пребывание на ней оперативного персонала, относят к системе питания собственных нужд. В данном случае, важно рассмотреть вопрос о том, необходима ли замена трансформаторов собственных нужд, в связи с принятыми мерами по модернизации подстанции.

На данный момент установлены два трансформатора ТМ-100 кВА. Для определения целесообразности замены, осуществляется расчет суммарной мощности потребителей собственных нужд. Перечень этих элементов с указанием мощности представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень потребителей собственных нужд с указанием мощности

Наименование потребителя	Потребляемая мощность, кВт
Приводы РПН силовых трансформаторов	2,2
Подогрев приводов элементов ОРУ-110 кВ	12
Обогрев шкафов КРУ	16
Отопление ЗРУ	20
Отопление ЗВН (здание вспомогательного назначения)	7
Щит постоянного тока	18
Освещение ОРУ	6
Освещение ЗРУ	8
Эксплуатационные нагрузки	20
Итого	109,2
С учетом коэффициента загрузки $K_z = 0,7$	76,44

К установке предлагается два трансформатора собственных нужд марки, рекомендованной производителем ячейки КРУ, а именно ТЛС-100 производства ОАО «СЗТТ». [28]

9 Заземление и молниезащита подстанции «Портовая»

Система заземления подстанции представляет собой сложный заземлитель, осуществляющий намеренное соединение с землей электроустановок и аппаратов для обеспечения безопасной работы персонала и нормальной работы подстанции.

Потенциальной угрозой нарушения безаварийной работы подстанции является прямое попадание молнии в электроустановки и токопроводящие элементы. Для защиты от подобного рода природных явлений подстанцию оснащают системой молниезащиты, состоящей из группы молниеотводов с зоной действия полностью покрывающей и даже превышающей площадь подстанции и высоту ее электрооборудования и сооружений [31].

По данным «МРСК-Волги» в 2018 году на подстанции проводилась проверка, рассматриваемых в данном пункте систем, на соответствие требованиям по обеспечению безопасной эксплуатации энергообъекта. Согласно проверке, каких-либо нарушений обнаружено не было, то есть и при нормальном режиме работы, и в случае возникновения внештатной ситуации системы выполняют свои функции в полном объеме.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнена частичная реконструкция электрической части 6кВ подстанции 110/6 «Портовая».

Для этого определены ожидаемые электрические нагрузки подстанции, в том числе перспективные, выбраны типы, число и мощность силовых трансформаторов. К установке приняты 2 силовых трансформатора ТМН-16000/110/6. Рассчитаны симметричные и несимметричные токи КЗ, а также предприняты меры по их ограничению путем установки токоограничивающих реакторов РТОС 6-1000-Ω УХЛ1(У3).

Также выбрано оборудование для поддержания надежности и качества электроснабжения потребителей подстанции, а именно: выключатели вакуумные ВВ/TEL-10-20/1000 У2 в составе ячеек КРУ D-12P-L-10-20/1000, разъединители марки РВ 10/1000 УХЛ2, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 и трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-6-1-0,5-90-УХЛ 2, ограничители перенапряжения ОПН-КР/TEL-6/6.0 УХЛ 2.

Электрическое соединение ЗРУ с силовыми трансформаторами осуществляется с помощью гибких шин.

Произведен расчет системы релейной защиты и автоматики на базе терминала «Сириус-Т» и определены уставки защит.

Обновлена система постоянного оперативного тока путем установки шкафа ШОТ-МТ-1, с учетом изменения потребителей собственных нужд, выбран трансформатор собственных нужд ТЛС(З)-160.

Произведена оценка состояния систем заземления и молниезащиты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330 с.
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".
3. Проект планировки с проектом межевания территории микрорайона «Портовый» и Центральной зоны отдыха Центрального района. Тольятти: ООО «М-Строй», 2016. 191 с.
4. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для среднего профессионального образования. Москва: Издательский центр «Академия», 2004. 448 с.
5. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-1150 кВ. Типовые решения. ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 131 с.
6. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.
7. Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: НЦ ЭНАС, 2001. 163 с.
8. Кудрин Б.И. Системы электроснабжения: учеб. пособие для студ. Учреждений высш. проф. образования. М.: Издательский центр «Академия», 2011. 352 с.
9. Королев А.П. Проведение материалов в электрическом поле. Учебное пособие. М.: Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2012. 80 с.
10. Шестаков Д.Н. Релейная защита трансформаторов с использованием микропроцессорного устройства «Сириус-Т». Методические указания для

дипломного проектирования защит трансформаторов. Курган: Кафедра «Энергетика и технология металлов», 2011. 352 с.

11. Системы охлаждения трансформаторов. [Электронный ресурс] URL:http://www.gigavat.com/transformator_sistemi_ohlazhdeniya.php (дата обращения 15.12.18)

12. Номенклатурный каталог. Тольяттинский трансформатор. [Электронный ресурс] URL: http://toltrans.ntrt.ru/images/showcase/catalogue_toltrans.pdf%20 (дата обращения 15.02.19)

13. Короткое замыкание – краткая характеристика процесса, меры защиты в электроустановках. Причины возникновения и последствия коротких замыканий. [Электронный ресурс] URL: <https://electricschool.ru/ground/short-circuit-a-short-characteristic-of-the-process-protection-measures-in-electrical-installations-causes-and-consequences-of-short-circuits/> (дата обращения 12.02.19)

14. Расчетные условия для выбора и проверки токоограничивающих реакторов. [Электронный ресурс] URL: <http://leg.co.ua/knigi/ucheba/vybor-kommutacionnyh-apparatov-i-tokoveduschih-chastey-raspredelitelnyh-ustroystv-11.html> (дата обращения 18.03.19)

15. Реактор РТОС 6-1000-Ω УХЛ1(У3) [Электронный ресурс] URL: <https://nipo-rusenergo.ru/reaktornoe-oborudovanie/rtos-6-1000> (дата обращения 18.03.19)

16. Российская группа компаний «Таврида Электрик». Презентация продукции. [Электронный ресурс] URL: <https://www.tavrida.com/upload/iblock/d7d/d7d2ed3628522f4bed161f7896bb0905.pdf> (дата обращения 18.03.19)

17. Выключатели вакуумные среднего класса напряжения 6-10 кВ. [Электронный ресурс] URL: https://www.tavrida.com/upload/iblock/1db/ter_vcb15_booklet.pdf (дата обращения 18.03.19)

18. Разъединитель РВ, класс напряжения 6 (10кВ). [Электронный ресурс] URL: [http://uztt.ru/klass_napryajeniya_6_\(10kv\)](http://uztt.ru/klass_napryajeniya_6_(10kv)) (дата обращения 18.03.19)
19. Опорные трансформаторы тока ТОЛ-10-I [Электронный ресурс] URL: http://www.czt.ru/tol_10_I.html (дата обращения 9.04.19)
20. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ. Электрощит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения 9.04.19)
21. PD194PQ Многофункциональные приборы исполнения на DIN-рейку URL: https://www.ksrv.ru/catalog/products/t_ru_pd194pq_mnogofunktsionalnye_pribor_u_ispolneniya_na_din_reyku/ (дата обращения 9.04.19)
22. Оборудование, материалы и системы, допущенные к применению на объектах ПАО "Россети" [Электронный ресурс] URL: https://www.rosseti.ru/investment/science/attestation/doc/razdel_2_02.03.2018.pdf (дата обращения 15.04.19)
23. Счетчики электрической энергии и дополнительное оборудование «Меркурий» [Электронный ресурс] URL: http://russvet.ru/upload/iblock/54c/Инкотекс_katalog.pdf (дата обращения 15.04.19)
24. ТИ ОПТ.135.006 НАЛИ-СЭЩ-6(10) кВ [Электронный ресурс] URL: https://electroshield.ru/upload/iblock/1c5/ORT.135.006-ТИ_-NALI_SESHCH_6_10_-ТЕКХНИЧЕСКАЯ-INFORMATSIYA.pdf (дата обращения 9.04.19)
25. Ограничители перенапряжений нелинейные серий ОПН-КР/TEL, ОПН-РТ/TEL [Электронный ресурс] URL: <https://www.tavrida.com/upload/iblock/95a/95a1cc016e5abad36f885319902f3a39.pdf> (дата обращения 9.04.19)

26. Экологический атлас г.о. Тольятти, Единая муниципальная геоинформационная система [Электронный ресурс] URL: <http://emgis.mfc63.ru/atlas/#down> (дата обращения 9.04.19)
27. Система оперативного постоянного тока [Электронный ресурс] URL: <http://i-mt.net/lavr-sopt-shot-mt-1> (дата обращения 15.04.19)
28. Трехфазный силовой трансформатор с литой изоляцией ТЛС [Электронный ресурс] URL: <http://www.cztt.ru/TLS.html> (дата обращения 15.04.19)
29. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2005. 338 p.
30. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2011. 368 p.
31. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. 290 p.
32. Power Supply Devices and Systems of Relay Protection [electronic resource] / URL: <http://www.ebook777.com/power-supply-devices-systems-relay-protection/> (date of the application 15.04.19)