

ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ



И.В. Наумов  
Т.Б. Лещинская  
Д.А. Иванов

# **РАСЧЕТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РАЙОННЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ**



ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

И.В.Наумов  
Т.Б.Лещинская  
Д.А.Иванов

# **РАСЧЕТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РАЙОННЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ**

*Учебное пособие*

Иркутск  
ИрГСХА  
2012

УДК 621.314/316

Рецензенты:

Загинайлов В.И. – д.т.н., профессор, декан энергетического факультета ФГБОУ ВПО Московского государственного агроинженерного университета им. В.П. Горячкина

Балышев О.А. – д.т.н., профессор, ведущий научный сотрудник института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН

**Расчет и выбор оборудования районных трансформаторных подстанций:** учебное пособие / И.В.Наумов, Т.Б.Лещинская, Д.А.Иванов – Иркутск: Иркутск. гос. сельхоз. акад., 2012. – 96 с.

В пособии представлен теоретический и справочный материал для расчёта и выбора электрического оборудования районных трансформаторных подстанций 35-110/6-10 кВ. Предназначено для самостоятельной работы студентов очного и заочного отделений направления «Агроинженерия» (110800.62), а также специальности «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства» (110302.65).

В пособии приведен справочный материал, необходимый для выполнения индивидуальных заданий, курсовых и выпускных квалификационных работ.

Учебное пособие может быть использовано студентами других электроэнергетических специальностей. Может быть полезно для специалистов в области электроэнергетики.

Рекомендовано Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по агроинженерному образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению «Агроинженерия» № 07-08а/12 от 27.03.2012.

ISBN 978-5-91777-071-0

© И.В. Наумов, Т.Б. Лещинская, Д.А.Иванов, 2012

© Иркутская государственная  
сельскохозяйственная академия, 2012

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1. Выбор электрической схемы главных соединений подстанции.....	5
1.1. Общие сведения.....	5
1.2. Основные требования к главным схемам электроустановок...	6
1.3. Структурные схемы подстанций.....	8
2. Определение мощности и выбор силового трансформатора.....	10
3. Расчёт токов короткого замыкания.....	13
3.1. Общие сведения.....	13
3.2. Составление расчётной схемы и схемы замещения.....	17
3.3. Определение параметров схемы замещения.....	20
3.3.1. Система относительных величин при расчете токов короткого замыкания.....	20
3.3.2. Определение параметров схемы электроснабжения.....	22
3.4. Расчёт токов короткого замыкания в цепях электрических соединений подстанции.....	26
4. Выбор оборудования распределительной подстанции.....	33
4.1. Общие сведения.....	33
4.2. Коммутационные аппараты.....	34
4.3. Выбор вспомогательного оборудования.....	40
5. Выбор заземления и молниезащиты.....	49
5.1. Общие сведения.....	49
5.2. Расчет заземляющего устройства.....	50
5.3. Расчет молниезащиты. Выбор средств защиты от перенапряжений.....	53
Приложение 1. Схемы главных соединений подстанций.....	59
Приложение 2. Справочные данные по выбору электрооборудования.....	68
Список литературы.....	95

## **ВВЕДЕНИЕ**

Сельские электрические сети имеют свои особенности, по сравнению с электрическими сетями иной хозяйственной принадлежности. Проектирование и выбор оборудования распределительных сетей в структуре системы сельского электроснабжения основано на использовании методов расчетов элементов, категорийности электроприемников, требований к качеству электрической энергии. Структурно сельские распределительные сети получают питание от районных трансформаторных подстанций.

Поэтому правильный выбор оборудования, схемы главных соединений и средств защиты этих подстанций, являются основой надежного и качественного электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

Данное учебное пособие поможет студентам овладеть следующими профессиональными компетенциями: способностью осуществлять сбор и анализ исходных данных для расчета и проектирования, способностью проведения инженерных расчетов для проектирования систем и объектов.

Использование учебного пособия для решения инженерных задач при проектировании систем электроснабжения и отдельных элементов районных трансформаторных подстанций будет способствовать развитию у студентов практических навыков при изучении различных видов схем подстанций, а также обоснованию и выбору их основного оборудования.

# 1. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ГЛАВНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ

## 1.1. Общие сведения

Главная схема электрических соединений электростанции (подстанции) – это совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции (подстанции), так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.

На чертеже главные схемы изображаются в однолинейном исполнении при отключенном положении всех элементов установки. В некоторых случаях допускается изображать отдельные элементы схемы в рабочем положении.

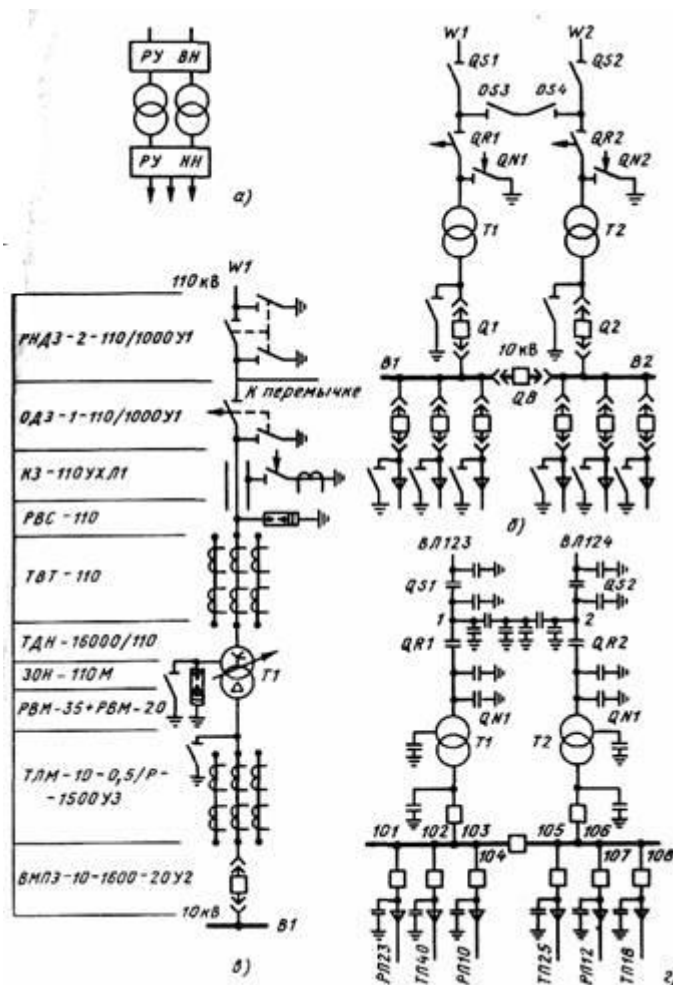


Рисунок 1.1 – Виды схем (на примере подстанции 110/10 кВ)

Все элементы схемы и связи между ними изображаются в соответствии со стандартами единой системы конструкторской документации.

В условиях эксплуатации, наряду с принципиальной, главной схемой, применяются упрощенные оперативные схемы, в которых указывается только основное оборудование. Дежурный персонал каждой смены заполняет оперативную схему и вносит в нее необходимые изменения в части положения выключателей и разъединителей, происходящие во время дежурства.

При проектировании электроустановки до разработки главной схемы составляется структурная схема выдачи электроэнергии (мощности), на которой показываются основные функциональные части электроустановки (распределительные устройства, трансформаторы, генераторы) и связи между ними. Структурные схемы служат для дальнейшей разработки более подробных и полных принципиальных схем, а также для общего ознакомления с работой электроустановки. На чертежах этих схем функциональные части изображаются в виде треугольников или условных графических изображений (рис. 1.1,а). При этом никакой аппаратуры (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и т.д.) на схеме не показывают.

На рисунке 1.1,б показана главная схема этой же подстанции без некоторых аппаратов - трансформаторов тока, напряжения, разрядников. Такая схема является упрощенной принципиальной схемой электрических соединений. На полной же принципиальной схеме (рис.1.1,в) указывают все аппараты первичной цепи, заземляющие ножи разъединителей и отделителей, указывают также типы применяемых аппаратов. В оперативной схеме (рис. 1.1,г) условно показаны разъединители и заземляющие ножи. Действительное положение этих аппаратов (включено, отключено) показывается на схеме дежурным персоналом каждой смены. Основные виды схем главных соединений подстанции представлены в Приложении 1.

## **1.2. Основные требования к главным схемам электроустановок**

При выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы.

### **1. Значение и роль подстанции для энергосистемы.**

Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или крупного района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем. Роль подстанций определяет ее схему.

**2. Положение подстанции в энергосистеме. Схемы и напряжения прилегающих сетей.**

Шины высшего напряжения подстанций могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких подстанций. В этом случае через шины происходит переток

мощности от одной подстанции энергосистемы в другую - транзит мощности. При выборе схем таких электроустановок в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности.

Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными; схемы таких подстанций будут различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности.

Схемы распределительных устройств 6–10 кВ зависят от схем электроснабжения потребителей: питание по одиночным или параллельным линиям, наличие резервных вводов у потребителей и т. п.

### 3. Категория потребителей по степени надежности электроснабжения.

Все потребители с точки зрения надежности электроснабжения разделяются на три категории. Поэтому формирование структуры схемы должно учитывать особенности и требования, предъявляемые к приемникам соответствующих категорий.

### 4. Перспектива расширения и промежуточные этапы развития, подстанции и прилегающего участка сети.

Схема и компоновка распределительного устройства должны выбираться с учетом возможного увеличения количества присоединений при развитии электросетевого района. Поскольку строительство крупных подстанций ведется очередями, то при выборе схемы электроустановки учитывается количество агрегатов и линий, вводимых в первую, вторую, третью очереди и при окончательном развитии ее.

Для выбора схемы подстанции важно учесть количество линий высшего и среднего напряжения, степень их ответственности, а поэтому на различных этапах развития энергосистемы схема подстанции может быть разной.

Поэтапное развитие схемы распределительного устройства подстанции не должно сопровождаться коренными переделками. Это возможно лишь в том случае, когда при выборе схемы учитываются перспективы ее развития.

При выборе схем электроустановок учитывается допустимый уровень токов КЗ. При необходимости решаются вопросы секционирования сетей, деления электроустановки на независимо работающие части, установки специальных токоограничивающих устройств. Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить основные требования к схемам:

1. Надежность электроснабжения потребителей.
2. Приспособленность к проведению ремонтных работ.
3. Оперативная гибкость электрической схемы.
4. Экономическая целесообразность.

Надежность – свойство электроустановки, участка электрической сети или энергосистемы в целом обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией нормированного качества. Повреждение



электрооборудования в любой части схемы по возможности не должно нарушать электроснабжение, выдачу электроэнергии в энергосистему, транзит мощности через шины. Надежность схемы должна соответствовать характеру (категории) потребителей, получающих питание от данной электроустановки.

Надежность можно оценить частотой и продолжительностью нарушения электроснабжения потребителей и относительным аварийным резервом, который необходим для обеспечения заданного уровня безаварийной работы энергосистемы и ее отдельных узлов.

Приспособленность электроустановки к проведению ремонтов определяется возможностью проведения ремонтов без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей. Есть схемы, в которых для ремонта выключателя надо отключать данное присоединение на все время ремонта, в других схемах требуется лишь временное отключение отдельных присоединений для создания специальной ремонтной схемы; в-третьих, ремонт выключателя производится без нарушения электроснабжения даже на короткий срок. Таким образом, приспособленность для проведения ремонтов рассматриваемой схемы можно оценить количественно частотой и средней продолжительностью отключений потребителей и источников питания для ремонтов оборудования.

Оперативная гибкость электрической схемы определяется ее приспособленностью для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений.

Наибольшая оперативная гибкость схемы обеспечивается, если оперативные переключения в ней производятся выключателями или другими коммутационными аппаратами с дистанционным приводом. Если все операции осуществляются дистанционно, а еще лучше средствами автоматики, то ликвидация аварийного состояния значительно ускоряется.

Оперативная гибкость оценивается количеством, сложностью и продолжительностью оперативных переключений.

Экономическая целесообразность схемы оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки, ее эксплуатацию и возможный ущерб от нарушения электроснабжения.

### **1.3. Структурные схемы подстанций**

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

Согласно ГОСТ 2.710-81, буквенно-цифровое обозначение в электрических схемах состоит из трех частей: 1-я указывает вид элемента, 2-я – его порядковый номер, 3-я – его функцию. Вид и номер являются обязательной частью условного буквенно-цифрового обозначения и должны

присваиваться всем элементам и устройствам объекта. Указание функции элемента (3-я часть обозначения) необязательно.

В 1-й части записывают одну или несколько букв латинского алфавита (буквенные коды для элементов электрических схем приведены в таблице приложения к лекции 1), во 2-й части – одну или несколько арабских цифр, характеризующих порядковый номер элемента. Например, QS1 – разъединитель №1, Q2 – выключатель № 2; QV – секционный выключатель.

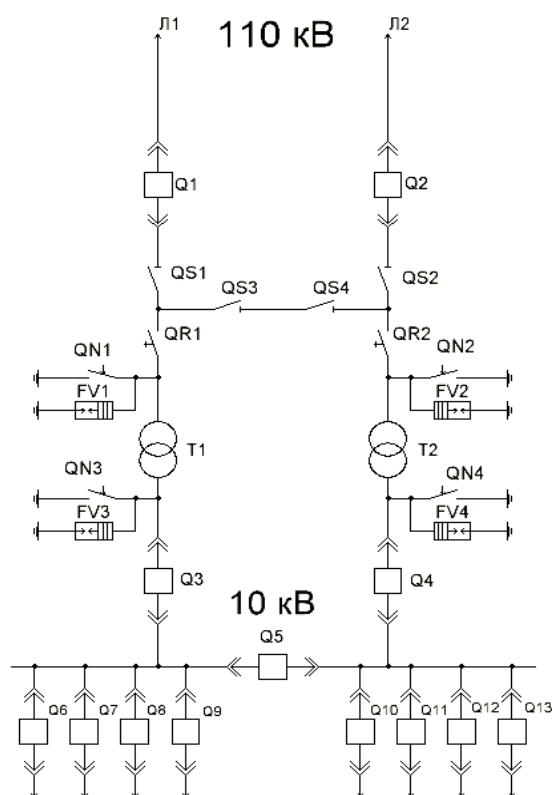
После того, как схема главных соединений выбрана, а также приняты соответствующие элементы и электрооборудование этой схемы, необходимо письменно дать объяснение работы этой схемы и соответствующего оборудования в нормальном и аварийном режимах.

Рассмотрим выбранную для одного из заданий схему главных соединений и её работу.

Пример.

Схема представляет собой схему двух блоков трансформатор – линия, которые для большей гибкости соединены неавтоматической перемычкой из двух разъединителей QS3, QS4. В нормальном режиме один из разъединителей перемычки должен быть отключен, в противном случае при КЗ в любой линии релейной защитой отключаются обе линии, нарушая электроснабжение всех подстанций, присоединенных к этим линиям.

При устойчивом повреждении на линии Л1 отключаются Q1 или Q3 и действием АВР на стороне 10кВ включается секционный выключатель Q5, обеспечивая питание потребителей от Т2. Если линия выводится в ремонт,



то действиями дежурного персонала подстанции или оперативной выездной бригадой отключается выключатель Q1 со стороны ВН и линейный разъединитель QS1(служит для создания видимого разрыва цепи), включается разъединитель в перемычке(QS3 или QS4) и трансформатор Т1 ставится под нагрузку включением выключателя со стороны НН (Q3) с последующим отключением секционного выключателя. В этой схеме возможно питание Т1 от линии Л2 при ремонте линии Л1 (или питание Т2 от линии Л1). Вентильные разрядники FV1 – FV4 служат для защиты трансформатора от перенапряжений. Короткозамыкатели (QN1–QN4) и отделители (QR1–QR2) вместе с релейной защитой отключают трансформатор от сети при его повреждении. Выключатели (Q6–Q13) служат для отключения нагрузок потребителей

## 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ И ВЫБОР СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Определяющим фактором при выборе мощности трансформаторов РТП является расчетная нагрузка, которая подключается к шинам низкого напряжения силовых трансформаторов. Но, вместе с этим, существуют также и дополнительные критерии, влияющие на выбор мощности. К ним относятся суммарные потери мощности в элементах электрической сети (ЛЭП, трансформаторы), возможность влияния резервируемой нагрузки, подключаемой к шинам низкого напряжения подстанции, а также условие возможной компенсации реактивной мощности, которую можно осуществить централизованно на шинах низкого напряжения РТП. Но, поскольку, характер нагрузки подстанции по условиям задания на проектирование, не известен, в этом курсовом проекте компенсация реактивной мощности не рассматривается. Поэтому, при выборе мощности трансформаторов будем учитывать три основные величины: расчётную нагрузку, резервируемую нагрузку и потери в силовых трансформаторах и линиях электропередачи.

По условию проектирования в индивидуальном задании указывается расчётная нагрузка на шинах низкого напряжения –  $S_{p.зад.}$

На первом этапе определяем потери мощности, возникающие в элементах сети. Поскольку, поскольку нам не известны ни характер подключенной нагрузки к шинам низкого напряжения, ни её распределение по заданному количеству отходящих линий напряжением 6-10 кВ, мы не имеем возможности на этом этапе проектирования определить марку и сечение проводов отходящих линий электропередачи. Кроме того, нам не известны мощности трансформаторов потребительских трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ. Поэтому, на этом этапе, допускается определить возможные суммарные потери в элементах электрической сети по следующим приближённым выражениям:

$$\sum \Delta P_{л} \approx 0,03 \cdot S_{p.зад.}; \quad \sum \Delta Q_{тр.} \approx 0,1 \cdot S_{p.зад.}; \quad \sum \Delta P_{тр.} \approx 0,02 \cdot S_{p.зад.}, \quad (2.1)$$

где  $\Delta P_{л}, \Delta P_{тр.}, \Delta Q_{тр.}$  – активные потери, соответственно, в линиях электропередачи, силовых трансформаторах и суммарные потери реактивной мощности в силовых трансформаторах.

После этого определяются суммарные потери в элементах электрической сети:

$$\Delta S = \sqrt{(\Delta P_{л} + \Delta P_{тр.})^2 + \Delta Q_{тр.}^2}. \quad (2.2)$$

Общая расчётная нагрузка на шинах низкого напряжения РТП будет определяться:

$$S_p = S_{p.зад.} + \Delta S . \quad (2.3)$$

После этого определяем мощность трансформаторов проектируемой подстанции. При этом следует учитывать, что электроснабжение потребителей не должно нарушаться даже при аварийном отключении одного из трансформаторов. Вследствие этого, мощность трансформаторов выбирается из двух следующих условий:

1. При работе обоих трансформаторов и соответствующем резервировании этими трансформаторами заданной нагрузки:

$$S_{ном} \geq \frac{S_p + S_{рез.1}}{2 \cdot \kappa_{пер}} , \quad (2.4)$$

где  $S_p$  - расчётная нагрузка с учетом потерь в элементах сети, подсчитанная по выражению (2.3);  $S_{рез.1}$  – резервируемая нагрузка трансформаторами РТП при авариях на соседних подстанциях;  $\kappa_{пер}$  – коэффициент допустимой систематической перегрузки трансформатора, принимаемый равным 1,3-1,4.

2. При выходе из строя одного трансформатора и резервировании рабочего трансформатора от других ПС:

$$S_{ном} \geq \frac{S_p - S_{рез.2}}{\kappa_{пер}} , \quad (2.5)$$

где  $S_{рез.2}$  – резервируемая нагрузка трансформаторами соседних ПС при аварийных режимах, возникающих на проектируемой РТП.

По наибольшей из полученных мощностей выбирается ближайшая номинальная мощность трансформатора.

Таблица 2.1 – Трансформаторы двухобмоточные трехфазные на напряжение 110 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН)  
 $U_{ВН}=115$  кВ;  $U_{НН}=6,6$  или 11 кВ;  $U_{КЗ}=10,5$  %.

№ п/п	Тип, мощность и $U_{ВН}$ , кВ	Потери, кВт		Сопротивление, Ом	
		$\Delta P_{xx}$	$\Delta P_{КЗ}$	$R_T$	$X_T$
1	ТМН-2500/110	5,5	22	42,6	508
2	ТМН-6300/115	10	48	14,7	220
3	ТДН-10000/115	14	60	7,95	139
4	ТДН-16000/115	21	85	4,35	86,7
5	ТРДН-25000/115	25	120	2,54	55,9
6	ТРДН-32000/115	32	145	2,2	43,0
7	ТРДН-40000/115	42	160	1,46	38,4
8	ТРДН-63000/115	59	245	0,87	22,0

Далее выбирается по каталожным данным (см. табл. 2.1) ближайший по номинальной мощности трансформатор и выписываются его паспортные данные, которые фиксируются в специальной таблице.

Следует отметить, что на всех двух трансформаторных подстанциях напряжением 35...110 кВ необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд. К приемникам электрической энергии системы собственных нужд подстанции относятся: устройства обогрева выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них электрическими аппаратами и приборами; электрическое отопление и освещение; система сигнализации и пожаротушения. Номинальную мощность трансформаторов выбирают по расчетной мощности потребителей собственных нужд, составляющей порядка 5% расчетной мощности подстанции.

Пример. Для рассмотренной выбранной схемы (раздел 1) выберем номинальную мощность трансформатора. Исходные данные для расчёта: Расчетная нагрузка на шинах низкого напряжения 10,2 тыс. кВА; резервируемая нагрузка трансформаторами РТП при авариях на соседних подстанциях 4,3 тыс. кВА; резервируемая нагрузка трансформаторами соседних ПС при аварийных режимах, возникающих на проектируемой РТП 4,6 тыс. кВА.

1. Определяем потери в элементах электрической сети:

$$\Delta P_{\text{л}} = 0,03 \cdot S_{\text{р.зад.}} = 0,03 \cdot 10,2 = 0,306 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{тр.}} = 0,02 \cdot S_{\text{р.зад.}} = 0,02 \cdot 10,2 = 0,204 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{тр.}} = 0,1 \cdot S_{\text{р.зад.}} = 0,1 \cdot 10,2 = 1,02 \text{ МВАр.}$$

2. Определяем общую расчётную нагрузку на шинах низкого напряжения РТП с учетом суммарных потерь:

$$\Delta S = \sqrt{(\Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{тр.}})^2 + \Delta Q_{\text{тр.}}^2} = \sqrt{(0,306 + 0,204)^2 + 1,02^2} \approx 1,14 \text{ МВА},$$

$$S_{\text{р}} = S_{\text{р.зад.}} + \Delta S = 10,2 + 1,14 = 11,34 \text{ МВА}.$$

3. Определяем номинальную мощность трансформатора:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{р}} + S_{\text{рез.1}}}{2 \cdot \kappa_{\text{пер}}} = \frac{11,34 + 4,3}{2 \cdot 1,4} = 5,59 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.}} \geq \frac{S_{\text{р}} - S_{\text{рез.2}}}{\kappa_{\text{пер.}}} = \frac{11,34 - 4,6}{1,4} = 4,8 \text{ МВА}.$$

Из рассмотренных двух условий выбираем большую мощность и принимаем ближайшую номинальную мощность силового трансформатора, равную 6000 кВА.

Выбираем по таблице 2.1 трансформатор ТМН-6300/115 с паспортными данными:

$$S_{\text{ном}} = 6,3 \text{ МВА}; \quad U_{\text{номВН}} = 110 \text{ кВ}; \quad U_{\text{номНН}} = 10 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{\text{хх}} = 10 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{кз}} = 48 \text{ кВт}; \quad U_{\text{кз}} = 10,5 \text{ \%}.$$



Определим номинальные токи, соответственно в первичной и вторичной обмотках трансформатора:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33,11 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 364,16 \text{ А}.$$

### 3. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

#### 3.1. Общие сведения

При КЗ необходимо обеспечить быстрое отключение повреждённого элемента электрической сети, чтобы уменьшить зону повреждения. Это достигается путём правильного выбора электрооборудования, способного не только отключать электрическую сеть от повреждений, но и выдерживать самой кратковременное воздействие токов КЗ.

В результате КЗ резко снижается сопротивление электрической цепи, так как полные сопротивления фаз  $Z_A$ ,  $Z_B$ ,  $Z_C$  одной, двух или всех трёх фаз оказываются зашунтированными, вследствие соединения проводов "накоротко". В точке короткого замыкания сопротивление фаз источника в линии составляет лишь небольшую часть сопротивления нагрузки. Сила тока в короткозамкнутой цепи намного превышает силу рабочего тока. Наибольшая сила тока возникает при трёхфазном коротком замыкании, поэтому её определяют для выбора электрического оборудования.

Увеличение силы тока в цепи приводит к усилению механического воздействия электродинамических сил на электроаппараты и к повышению нагрева токоведущих частей пропорционально квадрату силы тока. Кроме того, снижается напряжение. При трёхфазном КЗ напряжение в точке КЗ снижается до нуля, а в смежных участках сети напряжение тем ниже, чем ближе этот участок сети к месту короткого замыкания.

В момент короткого замыкания ток в фазе был равен  $i_0$ , т.е. проходил нулевую отметку. В последующий момент (момент КЗ) в цепи возникают две составляющие тока КЗ:

- апериодическая составляющая  $i_0$
- и периодическая составляющая тока  $i_{п0}$ .

Апериодическая составляющая возникает потому, что ток в цепи с индуктивностью не сможет измениться скачкообразно с одного значения на другое (закон коммутации). Поэтому при КЗ появляется ток, затухающий по экспоненциальному закону через 0,1 – 0,2 с.

Периодическая составляющая тока КЗ возникает вследствие того, что к цепи приложено синусоидальное напряжение  $u = U_M \sin(\omega t)$ . Поэтому величина периодической составляющей тока КЗ будет определяться как

$$i_{\Pi 0} = \frac{U_M}{Z_K} \cdot \sin(\omega t - \varphi_K),$$

где  $\varphi_K$  - угол сдвига по фазе тока относительно напряжения.

Периодическая составляющая тока КЗ увеличивается по сравнению с током нормального рабочего режима вследствие уменьшения полного сопротивления цепи от первоначального значения  $(Z_{\text{сети}} + Z_{\text{нагр}})$  до  $Z_K$  – сопротивления цепи при коротком замыкании, включающем сопротивление источника и часть сопротивления сети до точки короткого замыкания. Кроме того, изменяется и сдвиг по фазе тока относительно напряжения:

- при нормальном режиме  $\varphi_K = \arctg \frac{x_H}{r_H} \approx 0 - 45^\circ$ ,
- при КЗ (т.к.  $x_K > r_K$ )  $\varphi_K = \arctg \frac{x_K}{r_K} \approx 90^\circ$ ,

где  $x_H, x_K$  - индуктивные сопротивления цепи соответственно при нормальном режиме и КЗ;  $r_H, r_K$  - активное сопротивление цепи соответственно при нормальном режиме и режиме КЗ.

Ток КЗ складывается из апериодической и периодической составляющих:  $i_K = i_a + i_{\Pi}$ . Амплитуда тока в первый же момент времени (в первый полупериод) КЗ получает наибольшее значение, когда  $i_{a0}$  и  $i_{\Pi 0}$  имеют одинаковый знак. Это значение называется ударным током короткого замыкания:

$$i_y = K_y \cdot i_{\Pi 0} = K_y \sqrt{2} I_{\Pi 0},$$

где  $i_{\Pi 0}, I_{\Pi 0}$  – соответственно амплитудное и действующее значения периодической слагающей тока КЗ.

В первый полупериод  $I_{\Pi 0}$  – называется сверхпереходным током короткого замыкания;  $K_y$  – ударный коэффициент. При трёхфазном КЗ на выводах трансформаторов и сборных шинах напряжением 6...10 кВ  $K_y = 1,8$ , а при КЗ на стороне 0,4 кВ  $K_y = 1,3$ .

Расчеты токов КЗ для выбора аппаратов и проводников, их проверки по термической и электродинамической стойкости при КЗ, для определения параметров срабатывания, проверки чувствительности и согласования действия устройств релейной защиты электроустановок 0,4-110 кВ производятся приближенным, так называемым практическим методом.

При выполнении расчетов не учитывают:

- сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных машин;
- ток намагничивания систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- емкостную проводимость ВЛ и КЛ;

- различие значений сверхпереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям синхронных машин;
- возможную несимметрию трехфазной системы;
- влияние неподвижной нагрузки на токи КЗ;
- подпитку места КЗ со стороны электродвигателей напряжением до 1000 В при расчете токов КЗ в сети выше 1000 В.

Для расчетов токов КЗ составляется расчетная схема. Она представляет собой однолинейную схему электрической сети с электрическими аппаратами и проводниками, подлежащими выбору и проверке по условиям КЗ. В расчетную схему вводятся все генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели выше 1000 В, имеющие небольшую электрическую удаленность расчетной точки КЗ, а также трансформаторы, реакторы, ВЛ и КЛ, связывающие источники питания с местом КЗ.

Расчетным видом КЗ при выборе и проверке аппаратов и проводников обычно является трехфазное, реже (в сетях 110 кВ и выше) – однофазное КЗ.

Расчетным видом КЗ при расчетах цепей релейной защиты, как правило, являются: в сетях 10 кВ двух- и трехфазное КЗ; в сетях 110 кВ трех- двух- и однофазное КЗ.

Проверка термической стойкости пучка, состоящего из двух и более параллельно включенных кабелей, производится по току КЗ непосредственно за пучком. В этом случае каждый кабель пучка проверяется по току  $\frac{I_k^{(3)}}{n}$ , где  $n$  – число кабелей в пучке.

В ПУЭ оговорены требования по выбору и применению по условиям короткого замыкания электрических аппаратов и проводников в электроустановках переменного тока частотой 50 Гц, напряжением до и выше 1 кВ.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ по режиму КЗ должны проверяться:

- а) электрические аппараты, токопроводы, кабели и другие проводники, а также опорные конструкции для них;
- б) воздушные линии электропередачи при ударном токе КЗ 50 кА и более для предупреждения схлестывания проводов при динамическом действии токов КЗ.

В электроустановках напряжением до 1 кВ – распределительные щиты, токопроводы и соединительные шкафы.

Аппараты, которые предназначены для отключения токов КЗ или могут по условиям своей работы включать короткозамкнутую цепь, должны, кроме того, выполнять эти операции при всех возможных токах КЗ.

В соответствии с ПУЭ допускается не проверять по режиму КЗ некоторые проводники и электрические аппараты, защищенные плавкими предохранителями, а также проводники и аппараты в цепях маломощных, неответственных потребителей, имеющих резервирование в электрической

или технологической части. При этом должны быть исключены возможности взрыва или пожара.

При выборе оборудования и проверке проводников по условию короткого замыкания рассчитываются следующие виды токов короткого замыкания:

- 1) начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ –  $I_{П0}$ ;
- 2) начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ –  $i_{a0}$ ;
- 3) ударный ток КЗ –  $i_{уд}$ ;
- 4) периодическая составляющая тока КЗ для заданного момента времени –  $I_{Пt}$ ;
- 5) аperiodическая составляющая тока КЗ для заданного момента времени –  $i_{at}$ .

Начальное действующее значение периодической составляющей  $I_{П0}$  и начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ  $i_{a0}$  используются для расчета и проверки проводников на термическую стойкость при КЗ; ударный ток короткого замыкания  $i_{уд}$  используется в расчетах электродинамического действия токов КЗ и проверке аппаратов на электродинамическую стойкость при КЗ; остальные – при выборе коммутационных аппаратов.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ необходимо учитывать:

1. Влияние на точки КЗ присоединенных к данной сети синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных электродвигателей.
2. Влияние источников энергии, удаленных от точки короткого замыкания.

Влияние асинхронных электродвигателей на токи КЗ не учитывается при мощности электродвигателей до 100 кВт в единице, если электродвигатели отделены от места КЗ одной ступенью трансформации, а также при любой мощности, если они отделены от места КЗ двумя или более ступенями трансформации.

Удаленность точки КЗ от электрической машины характеризуется отношением действующего значения периодической составляющей тока этой машины в начальный момент к номинальному току машины

$$I_{П0(ном)}^* = \frac{I_{П0}}{I_{ном}}.$$

Если это соотношение менее двух, то короткое замыкание следует считать удаленным.

Все удаленные источники энергии и соответствующие элементы электрической сети могут быть относительно точки КЗ или выбранного узла сети эквивалентированы одним источником неизменного напряжения и одним сопротивлением (далее такой источник называется «системой»).

В электроустановках напряжением до 1 кВ допускается не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной

нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ.

В случае питания электрических сетей до 1 кВ от понижающих трансформаторов при расчете токов КЗ следует исходить из условий, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно его номинальному напряжению.

### **3.2. Составление расчётной схемы и схемы замещения**

За расчётную принимается схема электроснабжения, выбранная на основании технико-экономического сопоставления вариантов схем, рассмотренного в предыдущих главах.

Расчетная схема должна включать в себя все элементы электроустановки и примыкающей части энергосистемы, исходя из условий, предусмотренных продолжительной работой электроустановки с перспективой не менее чем в 5 лет после ввода ее в эксплуатацию.

Для решения задачи проверки и выбора аппаратов и проводников по условиям КЗ, расчетную схему следует составлять так, чтобы ток КЗ в выбираемом или проверяемом элементе сети был бы наибольшим. Обычно этому соответствует максимальный режим работы питающей энергосистемы, наибольшее число электродвигателей, связанных с расчетной точкой КЗ. Если в схеме электроснабжения предусмотрена раздельная работа питающих источников на сборные шины 10 кВ, разделенные нормально отключенным секционным выключателем, то расчетным состоянием исходной схемы обычно является режим, когда один трансформатор отключен, а секционный выключатель включен.

При этом все электродвигатели должны находиться в работе. При изображении на расчетной схеме однотипных, одинаково соединенных с точкой КЗ электродвигателей, целесообразно показывать их в виде одного эквивалентного электродвигателя, номинальная мощность которого записывается как число объединенных электродвигателей, умноженное на номинальную мощность единичного электродвигателя. Пример расчётной схемы электроснабжения показан на рисунке 3.1.

На расчётной схеме электроснабжения необходимо отметить точки короткого замыкания, которые располагаются именно в том месте, где элементы электрической сети и электрическое оборудование в момент короткого замыкания будут находиться в наиболее тяжелых условиях. При этом расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для него создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ.

В закрытых распределительных устройствах проводники и электрические аппараты, расположенные до реактора на реактированных линиях, проверяются, исходя из того, что расчетная точка КЗ находится за реактором, если они отделены от сборных шин разделяющими полками, а



реактор находится в том же здании и все соединения от реактора до сборных шин выполнены шинами.

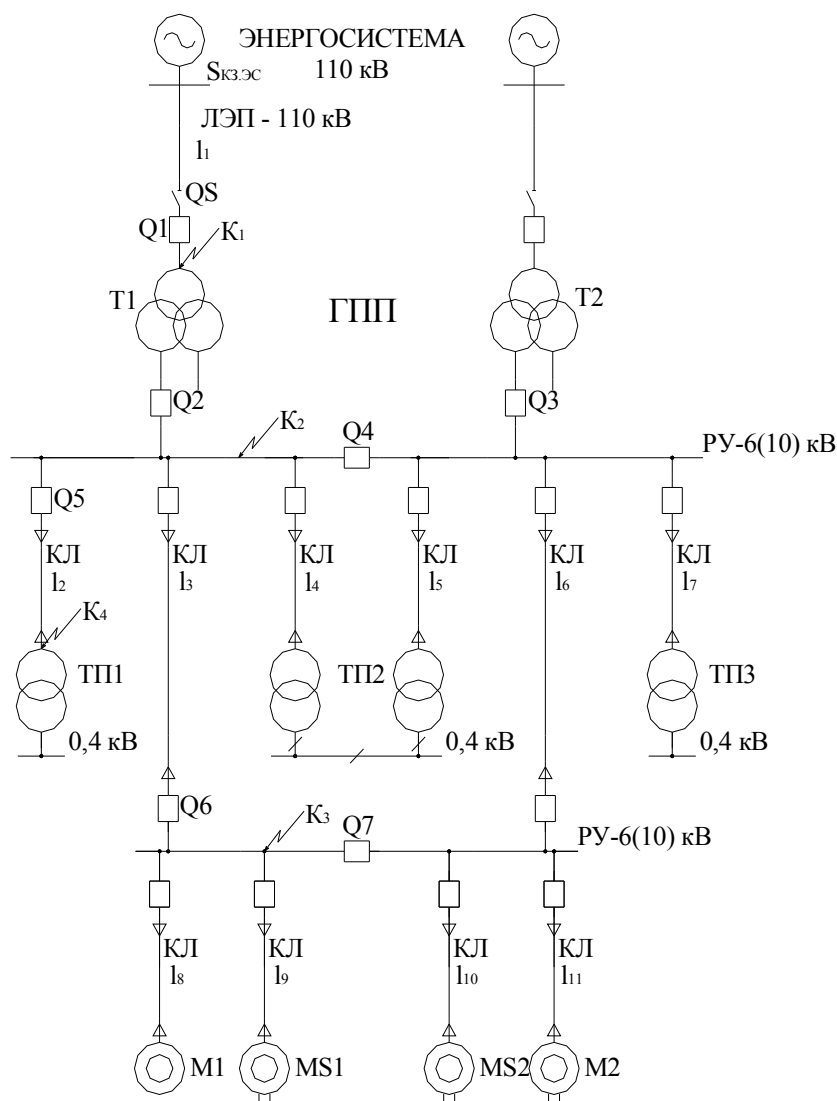


Рисунок 3.1 – Пример выполнения расчётной схемы электроснабжения для расчёта токов короткого замыкания

При проверке кабелей на термическую стойкость расчетной точкой  $KЗ$  является:

1. Для одиночных кабелей одной строительной длины – точка  $KЗ$  в начале кабеля.
2. Для одиночных кабелей со ступенчатым соединением по длине – точки  $KЗ$  в начале каждого участка нового сечения.
3. Для двух и более параллельно включенных кабелей одной кабельной линии – в начале каждого кабеля.

После того, как составлена расчетная схема, составляется схема замещения (рисунок 3.2). Схема замещения представляет собой расчетную схему, в которой все электрические и магнитные связи представлены электрическими сопротивлениями. При расчетах трехфазных токов  $KЗ$ , генерирующие источники (энергосистема, электродвигатели) вводятся в

схему замещения соответствующими ЭДС, а пассивные элементы, по которым проходит ток КЗ, индуктивными и, при необходимости, активными сопротивлениями.

Если активное сопротивление ветви не превышает 30% её индуктивного сопротивления, то определение периодической составляющей тока КЗ производится при условии  $R_{\Sigma} = 0$ . В электроустановках напряжением выше 1000 В условие  $R_{\Sigma} \leq 0,3 \cdot x_{\Sigma}$ , как правило выполняется.

В таблице 3.1 приведены ЭДС различных источников питания

Таблица 3.1 – ЭДС источников питания для расчёта токов короткого замыкания

Источник питания	ЭДС, о.е.	Условия работы до короткого замыкания
Энергосистема	1,0	–
Синхронный электродвигатель	1,05 – 1,07 0,9	перевозбуждение недовозбуждение
Асинхронный электродвигатель	0,9	–

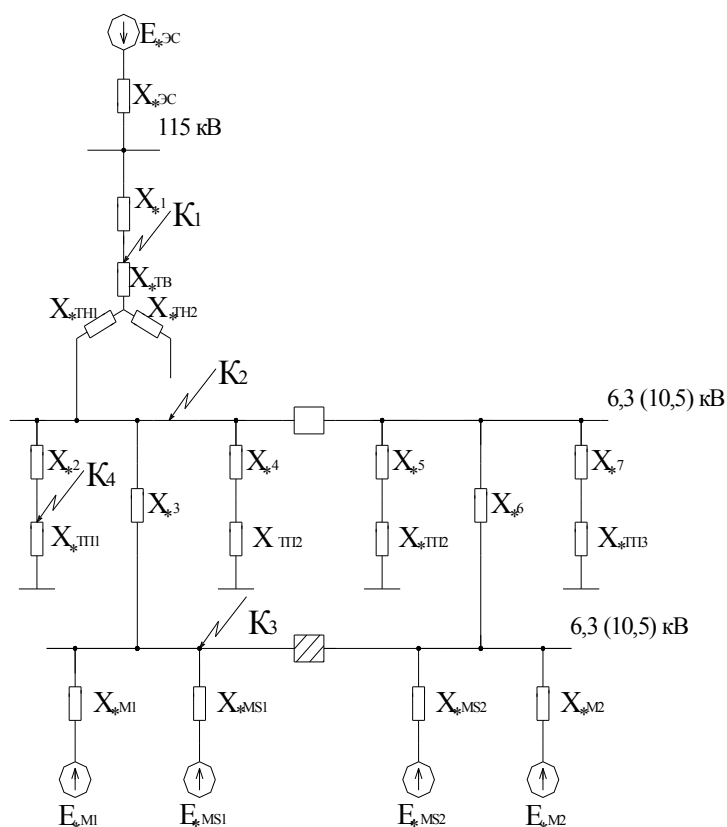


Рисунок 3.2 – Пример схемы замещения расчётной схемы электроснабжения

При составлении схемы замещения можно не учитывать сопротивление кабелей питающих электродвигатели, если длины кабельных линий не превышают 50 м.

На схему замещения переносятся те же самые расчётные точки, в которых надо определить токи короткого замыкания. Для расчета токов КЗ в характерных точках необходимы следующие исходные данные:

1. Мощность короткого замыкания на шинах источника питания  $S_{\text{кз.эс}}$ , МВА;
2. Параметры всех элементов схемы электроснабжения (воздушных и кабельных линий, трансформаторов, электродвигателей, реакторов и т.д.).

### **3.3. Определение параметров схемы замещения**

В целом, параметры элементов эквивалентных схем замещения могут быть определены:

1. В именованных единицах с приведением значений параметров расчетных схем к выбранной основной (базисной) ступени напряжения сети и с учетом фактических коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
2. В относительных единицах с приведением значений параметров расчетных схем к выбранным базисным условиям и с учетом фактических коэффициентов трансформации всех силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
3. В именованных единицах без приведения значений параметров расчетных схем к одной ступени напряжения сети и с учетом фактических коэффициентов трансформации всех силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

При отсутствии данных о фактических коэффициентах трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов допускается использовать приближенный способ их учета. Он состоит в замене фактических коэффициентов силовых трансформаторов и автотрансформаторов отношением средних номинальных напряжений сетей соответствующих ступеней напряжения. Рекомендуется использовать шкалу средних номинальных напряжений сетей: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515 кВ.

Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1000 В ГОСТ 27514-87 рекомендует выполнять в относительных единицах.

В электроустановках напряжением до 1000 В расчет токов короткого замыкания в соответствии с ГОСТ Р 28249-92 выполняется в именованных единицах.

#### **3.3.1. Система относительных величин при расчете токов короткого замыкания**

В качестве основных базисных величин при расчете токов короткого замыкания используются:

- линейное напряжение  $U_6$ , кВ,

- полная (кажущуюся) мощность  $S_{\delta}$ , МВА.

Производные базисные величины:

- базисный ток  $I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}$ , кА,

- базисное сопротивление  $Z_{\delta} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{\delta}} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{\delta}}$ , Ом.

При этом за базисную мощность рекомендуется принимать произвольное значение, но таким образом, чтобы базисные сопротивления были удобными для дальнейшего расчета (величины сопротивлений были бы не слишком малыми и не слишком большими числами). Как правило, это мощность, равная 10000 МВА. За основное базисное напряжение может быть выбрано напряжение любой ступени. Оно выбирается на 5% выше номинального, т.е. одно из средних номинальных значений напряжения соответствующей ступени системы электроснабжения: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515 кВ.

Любые величины при выбранных базисных условиях в относительных единицах (о.е.) будут определяться соотношением

$$P_{\delta}^* = \frac{P}{P_{\delta}},$$

где  $P_{\delta}^*$  – в относительных величинах,  $P$  – в именованных величинах,  $P_{\delta}$  – его базисное значение.

Если сопротивление элемента задано в именованных величинах, то его значение в о.е., выраженное через базисный ток, напряжение, мощность:

$$Z_{\delta}^* = \frac{Z}{Z_{\delta}} = Z \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\delta}}{U_{\delta}} = Z \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}.$$

Если сопротивление элемента задано в относительных (номинальных) величинах, то при других базисных величинах:

$$Z_{\delta}^* = Z_H^* \cdot Z_H \frac{1}{Z_{\delta}} = Z_H^* \frac{U_H^2}{S_H} \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}.$$

Пример. Синхронное индуктивное сопротивление  $X_d$  генератора мощностью 25 МВА напряжением 10,5 кВ равно 1,2 о.е. (относительно номинальных параметров генератора). Базисные величины схемы, в которой работает генератор:  $S_{\delta} = 50$  МВА,  $U_{\delta} = 10$  кВ.

Сопротивление генератора:

$$X_d = X_{dH}^* \frac{U_H^2}{S_H} = 1,2 \frac{10,5^2}{25} = 5,29 \text{ Ом.}$$

Сопротивление генератора в базисных величинах схемы:

$$X_{d\delta}^* = 1,2 \frac{U_H^2}{S_H} \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 1,2 \frac{10,5^2}{25} \frac{50}{10^2} = 2,64 \text{ о.е.}$$

### 3.3.2. Определение параметров схемы электроснабжения

Как было показано выше, на расчетной схеме электроснабжения и, соответствующей ей схеме замещения, указываются все элементы и оборудование, которые должны проверяться по действию токов КЗ. Причем на схеме замещения эти элементы заменяются соответствующими сопротивлениями, которые можно определять в относительных и именованных единицах.

В таблице 3.2 представлено обозначение различных элементов системы электроснабжения, а также определение их параметров в относительных и именованных единицах.

Таблица 3.2 – Индуктивные и активные сопротивления элементов сети

№ п/ п	Элемент электрической сети	Схема		Формула для определения сопротивлений в схеме замещения при $U_6 = U_{\text{ср,ном}}$	
		Расчётная	Замещения	отн. ед.	Ом
1	2	3	4	5	6
Индуктивные сопротивления сети					
1	Трансформатор двухобмоточный с напряжением НН выше 1 кВ			$x_{*T} = \frac{u_k \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}}$	$x_T = \frac{u_k \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}}$
2	Трансформатор двухобмоточный с напряжением НН до 1 кВ			-	$z_T = \frac{u_k \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$ $x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}$
3	Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой низшего напряжения			$x_{*B} = \frac{u_{kB} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right)$ $x_{*H1} = x_{*H2} = \frac{u_{kB} \cdot S_6 \cdot K}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}}$	$x_B = \frac{u_{kB} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right);$ $x_{H1} = x_{H2} = \frac{u_{kB} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2 \cdot K}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}} \cdot 2}$
4	Трансформатор трехобмоточный			$x_{*B} = \frac{u_{kB} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$ $x_{*C} = \frac{u_{kC} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$ $x_{*H} = \frac{u_{kH} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$	$x_B = \frac{u_{kB} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$ $x_C = \frac{u_{kC} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$ $x_H = \frac{u_{kH} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$
				$u_{kB} = (u_{kBC} + u_{kBH} - u_{kCH}), \%;$ где $u_{kC} = (u_{kBC} + u_{kCH} - u_{kBH}), \%;$ $u_{kH} = (u_{kBH} + u_{kCH} - u_{kBC}), \%$	
5	Реактор токоограничивающий одинарный			$x_{*L} = x_{\text{ном}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср,ном}}^2}$	$x_{*L} = x_{\text{ном}}$



Окончание таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6
6	Реактор токоограничивающий сдвоенный			$x_{*1} = -K_p \cdot x_{ном} \cdot \frac{S_6}{U_{ср,ном}^2};$ $x_{*2} = x_{*3} = (1 + K_p) \cdot x_{ном} \cdot \frac{S_6}{U_{ср,ном}^2}$	$x_{*1} = -K_p \cdot x_{ном} \cdot \frac{S_6}{U_{ср,ном}^2};$ $x_{*2} = x_{*3} = (1 + K_p) \cdot x_{ном} \cdot \frac{S_6}{U_{ср,ном}^2}$
7	Линия электропередачи			$x_{*WL} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ср,ном}^2}$	$x_{WL} = x_{уд} \cdot l$
8	Асинхронный электродвигатель			$x_{*M} = x_k'' \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}$	$x_M = x_k'' \cdot \frac{U_{ср,ном}^2}{S_{ном}}$
				где $x_k'' = 1/K_{п}$	
9	Синхронный электродвигатель			$x_{*MG} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}$	$x_{MG} = x_d'' \cdot \frac{U_{ср,ном}^2}{S_{ном}}$
10	Энергосистема			$x_{*GS} = \frac{S_6}{S_k}$	$x_{GS} = \frac{U_{ср,ном}^2}{S_k}$
Активные сопротивления сети					
1	Трансформатор двухобмоточный			$r_{*T} = \frac{\Delta P_k \cdot S_6}{S_{ном,Т}^2}$	$r = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ср,ном}^2}{S_{ном,Т}^2}$
2	Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой низшего напряжения			$r_{*B} = \frac{\Delta P_{kBH} \cdot S_6}{2 \cdot S_{ном,Т}^2}$ $r_{*H1} = r_{*H2} = 2 \cdot r_{*B}$	$r_B = \frac{\Delta P_{kBH} \cdot U_{ср,ном}^2}{2 \cdot S_{ном,Т}^2};$ $r_{H1} = r_{H2} = 2 \cdot r_B$
3	Трансформатор трехобмоточный			$r_{*B} = r_{*C} = r_{*H} = 0,5 \cdot r_{*},$ $\text{где } r_{*} = \frac{\Delta P_k \cdot S_6}{S_{ном,Т}^2}$	$r_B = r_C = r_H = 0,5 \cdot r,$ $\text{где } r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ср,ном}^2}{S_{ном,Т}^2}$
4	Реактор токоограничивающий одинарный			$r_{*L} = \frac{\Delta P_{ном} \cdot S_6}{I_{ном}^2 \cdot U_{ср,ном}^2}$	$r_L = \frac{\Delta P_{ном}}{I_{ном}^2}$
5	Реактор токоограничивающий сдвоенный			$r_{*2} = r_{*3} = \frac{\Delta P_{ном} \cdot S_6}{I_{ном}^2 \cdot U_{ср,ном}^2}$	$r_2 = r_3 = \frac{\Delta P_{ном}}{I_{ном}^2}$
6	Линия электропередачи			$r_{WL} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ср,ном}^2}$	$r_{WL} = r_{уд} \cdot l$
7	Асинхронный электродвигатель			$r_{*M} = \frac{x_{*M}}{\omega \cdot T_a}$	$r_M = \frac{x_M}{\omega \cdot T_a}$
8	Синхронный электродвигатель			$r_{*MG} = \frac{x_{*MG}}{\omega \cdot T_a}$	$r_{MG} = \frac{x_{MG}}{\omega \cdot T_a}$

Следует отметить, что, составленная на основе расчетной, схема замещения, как правило, подлежит эквивалентированию, то есть, приведения её к наиболее удобному для расчёта виду. В этом случае, эквивалентное сопротивление схемы замещения, характеризующее суммарное сопротивление прохождению тока короткого замыкания от расчётной точки КЗ в сторону источника питания, определяется правилами сложения последовательно-параллельных ветвей элементов рассматриваемого участка электрической сети.

Основные выражения для преобразования схемы замещения в эквивалентную схему представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Основные формулы преобразования схем

Вид преобразования	Исходная схема	Преобразованная схема	Сопротивление элементов преобразованной схемы
1	2	3	4
Последовательное соединение			$Z_{эк} = Z_1 + Z_2 + \dots + Z_n$
Параллельное соединение			$Z_{эк} = \frac{1}{Y_{эк}};$ <p>где <math>Y_{эк} = Y_1 + Y_2 + \dots + Y_n</math>;  <math>Y_1 = \frac{1}{Z_1}; Y_2 = \frac{1}{Z_2};</math>  <math>Y_n = \frac{1}{Z_n}</math>. При двух ветвях:  <math display="block">Z_{эк} = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}.</math></p>
Замена нескольких источников эквивалентным			$\dot{E}_{эк} = \frac{1}{Y_{эк}} \sum_{K=1}^n Y_K \dot{E}_K.$ <p>При двух ветвях  <math display="block">\dot{E}_{эк} = \frac{\dot{E}_1 Z_2 + \dot{E}_2 Z_1}{Z_1 + Z_2}.</math></p>
Преобразование треугольника в звезду			$Z_F = \frac{Z_{FG} Z_{HF}}{Z_{FG} + Z_{GH} + Z_{HF}};$ $Z_G = \frac{Z_{FG} Z_{GH}}{Z_{FG} + Z_{GH} + Z_{HF}};$ $Z_H = \frac{Z_{GH} Z_{HF}}{Z_{FG} + Z_{GH} + Z_{HF}}.$
Преобразование трехлучевой звезды в треугольник			$Z_{FG} = Z_F + Z_G + \frac{Z_F Z_G}{Z_H};$ $Z_{GH} = Z_G + Z_H + \frac{Z_G Z_H}{Z_F};$ $Z_{HF} = Z_H + Z_F + \frac{Z_H Z_F}{Z_G}.$

1	2	3	4
Преобразование многолучевой звезды в полный многоугольник			$Z_{FG} = Z_F Z_G \sum Y;$ $Z_{GH} = Z_G Z_H \sum Y$ <p>Аналогично и при большем числе ветвей</p>
Преобразование с использованием коэффициентов токораспределения			$X_{\Sigma} = \frac{1}{Y_{\Sigma}}; Y_{\Sigma} = \frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}$ $C_1 = \frac{X_{\Sigma}}{X_1}; C_2 = \frac{X_{\Sigma}}{X_2}; C_3 = \frac{X_{\Sigma}}{X_3}$ $X_{pez} = X_{об} + X_{\Sigma}$ $X_{1p} = \frac{X_{pez}}{C_1}; X_{2p} = \frac{X_{pez}}{C_2};$ $X_{3p} = \frac{X_{pez}}{C_3}$
Преобразование схемы замещения с равнопотенциальными точками			

### 3.4. Расчёт токов короткого замыкания в цепях электрических соединений подстанции

Для вычисления силы токов КЗ составляется расчётная схема, на которую наносят все данные, необходимые для расчёта, и точки, где следует определить токи КЗ. По расчётной схеме составляется схема замещения, в которой все элементы выражены в виде индуктивных и активных сопротивлений в относительных или именованных единицах.

При проектировании электрических установок схема питания от генератора до центра питания (ЦП) часто неизвестна, поэтому при выдаче технических условий на присоединение энергосистемы указывают величину сверхпереходного тока или индуктивного сопротивления до шин ЦП.

При расчёте токов КЗ в установках напряжением выше 1000 В в основном пользуются системой относительных единиц. Для этого все расчётные данные приводят к базисным напряжению и мощности.

За базисное напряжение ( $U_6$ ) принимают одно из следующих: 0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230 кВ (т.е. практически базисное напряжение определяется путём умножения номинального напряжения на 1,05). За базисную мощность ( $S_6$ ) принимается мощность системы, суммарная мощность генераторов электростанций, трансформаторов подстанций или удобное для расчёта число, кратное 10 (10, 100, 1000 МВА).

Для определения суммарного базисного сопротивления до точки КЗ определяются базисные сопротивления ( $x_6$ ) элементов системы электроснабжения по следующим выражениям.

1. Для системы:

а) если задана мощность короткого замыкания системы ( $S_{К.С.}$ ):

$$x_{6.с.} = \frac{S_6}{S_{К.С.}},$$

б) если задана мощность трансформаторов системы ( $S_{Н.Т.}$ ):

$$x_{6.с.} = x_{Т*} = \frac{u_{К\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Н.Т.}},$$

где  $x_{Т*}$  – индуктивное сопротивление трансформаторов в относительных единицах;  $u_{К\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;  $S_{Н.Т.}$  – номинальная мощность трансформатора.

2. Для трансформатора:

а) при  $S_{Н.Т.} \geq 630$  кВА базисное сопротивление ( $x_{Б.Т.}$ ) определяется по выражению:  $x_{Б.Т.} = x_{Т*} = \frac{u_{К\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Н.Т.}}$ ;

б) при  $S_{Н.Т.} < 630$  кВА, для которых учитывается активное сопротивление обмоток трансформатора:

$$x_{\text{Б.Т.}} = \sqrt{\left(\frac{u_{\text{К, \%}}}{100}\right)^2 - r_*^2}; \quad r_* = \Delta P_{\text{К}},$$

где  $\Delta P_{\text{К}}$  - потери короткого замыкания в трансформаторе, кВА;

$$r_{\text{Б.Т.}} = r_* \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Н.Т.}}}.$$

3. Для реактора:

$$x_{\text{Б.Р.}} = \frac{x_{\text{Р, \%}}}{100} \cdot \frac{I_{\text{Б}} \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\text{Н}} \cdot U_{\text{Б}}},$$

где  $x_{\text{Р, \%}}$  – индуктивное сопротивление реактора;  $I_{\text{Б}}, I_{\text{Н}}$  – соответственно базисный и номинальный токи реактора;  $U_{\text{Б}}, U_{\text{Н}}$  – базисное и номинальное напряжение реактора.

4. Для линии:

$$x_{\text{Б.Л.}} = x_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{Б}}^2}; \quad r_{\text{Б.Л.}} = r_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{Б}}^2},$$

где  $x_0, r_0$  - соответственно индуктивное и активное сопротивления 1 км длины линии, Ом/км;  $\ell$  - длина линии, км.

Следует отметить, что активное сопротивление линии необходимо учитывать в том случае, если  $r_{\text{Б}} \geq \frac{1}{3} x_{\text{Б}}$ , но, как правило, при расчёте токов КЗ в сетях выше 1000 В  $r_{\text{Б}}$  - не учитывается.

После определения сопротивлений всех элементов схемы замещения определяется сила тока трёхфазного короткого замыкания. Для этого составленную схему замещения следует преобразовать (свернуть) относительно места короткого замыкания по методу эквивалентных э.д.с. При этом определяются эквивалентная э.д.с. всей схемы ( $E_{\Sigma}$ ) и суммарное эквивалентное сопротивление  $x_{\Sigma}$ . Начальный сверхпереходный ток в месте КЗ находится по выражениям:

а) при расчёте в именованных единицах, кА:

$$I_{\text{К}} = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}},$$

где  $E_{\Sigma}$  - значение эквивалентной э.д.с. схемы замещения;  $x_{\Sigma}$  - суммарное эквивалентное сопротивление до точки КЗ, Ом;

б) при расчёте в относительных единицах:

$$I_{\text{К}} = I_{\text{К*}} \cdot I_{\text{Б}} = \frac{E_{\text{у*}}}{x_{\text{у*Б}}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.НОМ.}}},$$

где  $I_{\text{К*}}$  - ток в месте КЗ в относительных единицах;  $I_{\text{Б}}$  - базисный ток ступени короткого замыкания, кА;  $E_{\text{у*}}, x_{\text{у*Б}}$  - эквивалентная э.д.с. и суммарное сопротивление схемы замещения при принятых базисных



условиях, в относительных единицах;  $S_B$  - принятая базисная мощность, МВА;  $U_{CP.HOM.}$  - среднее номинальное напряжение ступени КЗ, кВ.

Эквивалентная э.д.с. в именованных единицах близка к номинальному напряжению  $U_{CP.HOM.}$ , а в относительных единицах – к единице. Поэтому в достаточно приближённых расчётах можно не определять эквивалентную э.д.с., а принимать её равной либо  $U_{CP.HOM.}$ , либо 1.

Тогда сила тока КЗ в именованных единицах принимает вид:

$$I_K = \frac{U_{CP.HOM.}}{\sqrt{3} \cdot x_\Sigma}, \text{ кА};$$

в относительных единицах:

$$I_K = \frac{I_B}{x_{y*Б}}.$$

Сила ударного тока короткого замыкания:  $i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K$ . Если не учитывается активное сопротивление, то  $i_y = 1,8 \cdot 1,42 \cdot I_K = 2,55 I_K$ .

Мощность короткого замыкания:  $S_K = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_R = \frac{S_B}{x_{yБ}}.$

При коротких замыканиях в удалённых от электростанций сетях принимается допущение о том, что напряжение в питающей сети остаётся неизменным. Тогда периодическая составляющая тока КЗ останется неизменной в течение всего процесса короткого замыкания и сила установившегося тока КЗ будет равна начальному значению периодической составляющей, т.е. силе сверхпереходного тока КЗ:

$$I_\infty = I_K = \frac{I_B}{x_{yБ}}.$$

Пример. Для принятой мощности трансформатора (см. примеры раздела 1, 2) рассчитать токи короткого замыкания. Длина ВЛ 110 кВ принята равной 12 км.

Составим расчётную однолинейную схему для расчета токов КЗ и соответствующую ей схему замещения (рисунок 3.1 а, б):

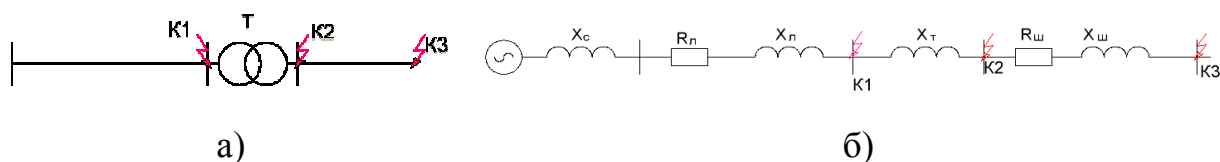


Рисунок 3.1 – Схемы для расчёта токов КЗ:

а) – расчётная, б) – замещения.

Пределы регулирования напряжения трансформатора с РПН:  $\Delta U_P = \pm 16\%$ ;

В зависимости от пределов регулирования напряжения, определяются максимальное и минимальное значение напряжения:

$$U_{\max} = U_{\text{НОМ}} (1 + \Delta U_P) = 110(1 + 0,16) = 127,6 \text{ кВ};$$

$$U_{\min} = U_{\text{НОМ}} (1 - \Delta U_P) = 110(1 - 0,16) = 92,4 \text{ кВ}.$$

Максимальное напряжение для изоляции обмотки высокого напряжения трансформатора 126 кВ. Поэтому и принимаем  $U_{\max} = 126$  кВ.

Далее определяем максимальное и минимальное значения напряжения короткого замыкания для найденных значений:

$$U_{K \min} = \frac{U_{Kcp} \cdot U_{BH \min}}{U_{BHcp}} = \frac{10,5 \cdot 92,4}{110} = 8,82; \quad U_{K \max} = \frac{U_{Kcp} \cdot U_{BH \max}}{U_{BHcp}} = \frac{10,5 \cdot 126}{115} = 11,5.$$

Эти значения имеют размерность, выраженную в относительных единицах.

Определяем параметры для схемы замещения (рисунок 3.1,б).

Сопротивления трансформатора для минимального, среднего и максимального режимов КЗ:

$$X_{Tcc} = Z_{cp} = \frac{U_{kcc}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{110^2}{6,3} = 201,67 \text{ Ом};$$

$$X_{Tmin} = Z_{Tmin} = \frac{U_{kmin}}{100} \cdot \frac{U_{мин}^2}{S_{ном}} = \frac{8,82}{100} \cdot \frac{92,4^2}{6,3} = 119,53 \text{ Ом};$$

$$X_{Tmax} = Z_{Tmax} = \frac{U_{kmax}}{100} \cdot \frac{U_{max}^2}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{126^2}{6,3} = 297,36 \text{ Ом}.$$

Расчет сопротивлений линии 110 кВ

Определим марку и сечение провода (от питающего центра до ГПП):

$$I_{раб.} = \frac{S_p + S_{рез.1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{11340 + 4300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 82,2 \text{ А};$$

$$F = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{82,2}{1,1} = 74,7 \text{ мм}^2,$$

где  $j_{эк}$  – экономическая плотность тока, принимаемая по таблице 3.5 в зависимости от числа часов использования максимума нагрузки.

Основные виды марок и сечения голых проводов ВЛ представлены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Сталеалюминевые голые провода ВЛ

Марка провода	Длительно допустимый ток, А	Сопротивление единицы длины, Ом/км	
		активное	индуктивное
АС 35	175	0,9	0,43
АС 50	210	0,65	0,42
АС 70	265	0,46	0,41
АС 95	330	0,33	0,40
АС 120	390	0,27	0,39
АС 150	450	0,21	0,38
АС 185	510	0,17	0,37
АС 240	610	0,13	0,36
АС 300	690	0,11	0,35

Из таблицы 3.4 принимаем провод АС 95 с параметрами  $r_0 = 0,33 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,40 \text{ Ом/км}$ .

Таблица 3.5 – Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А / мм <sup>2</sup> при $T_{\text{макс}}^H$ , ч/год		
	от 1000 до 3000	от 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевые	1,9	1,7	1,6

Принятый провод проверяем по допустимому нагреву из условия:

$$I_{\text{раб.}} \leq I_{\text{доп.}}; \quad 82,2 \leq 330.$$

Проверим сечение провода по допустимой потере напряжения:

Условие проверки:  $\Delta U_{\text{расч.}} \leq \Delta U_{\text{доп.}}$

Для проверки необходимо определить  $\cos \varphi$  и  $\sin \varphi$ .

$$z_0 = \sqrt{r_0^2 + x_0^2} = \sqrt{0,33^2 + 0,4^2} = 0,52 \text{ Ом.}$$

$$\cos \varphi = \frac{r_0}{z_0} = \frac{0,33}{0,52} = 0,63; \quad \sin \varphi = \frac{x_0}{z_0} = \frac{0,4}{0,52} = 0,77.$$

$$\Delta U = \frac{S_{\text{max}} \cdot l \cdot (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)}{U_n^2} \cdot 100 \% = \frac{11340 \cdot 12 \cdot (0,33 \cdot 0,63 + 0,4 \cdot 0,77)}{110^2} = 5,8 \%.$$

С учётом использования добавок напряжения, создаваемых устройством регулирования напряжения (РПН) данное значение может быть принято в пределах допустимого. Таким образом, проверка по потерям напряжения подтверждает обоснованность принятого сечения и марки провода ВЛ 110 кВ.

По условиям возникновения короны минимально допустимым сечением провода можно считать сечение  $70 \text{ мм}^2$ . Таким образом провод АС 95 соответствует всем критериям оценки его сечения для данной мощности нагрузки.

Сопротивления жестких шин примем, равными:

$$R_{\text{ш}} = 0,0155 \text{ Ом}; \quad X_{\text{ш}} = 0,0085 \text{ Ом.}$$

### Расчет токов короткого замыкания в точке K<sub>1</sub>.

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K_1}}$$

$$R_{\text{Л}} = r_0 \cdot l = 0,33 \cdot 12 = 3,96 \text{ Ом}; \quad X_{\text{Л}} = x_0 \cdot l = 0,4 \cdot 12 = 4,8 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление системы задается в исходных данных и равно 8 Ом.

$$Z_{K1} = \sqrt{R_{\text{Л}}^2 + (X_{\text{С}} + X_{\text{Л}})^2} = \sqrt{3,96^2 + (8 + 4,8)^2} = 13,4 \text{ Ом},$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{115,5}{\sqrt{3} \cdot 13,4} = 4,85 \text{ кА},$$

$$I_{K1}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K1}^{(3)} = 0,87 \cdot 4,85 = 4,22 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{K1}^{(3)} \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right),$$

где  $\kappa_y = \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right)$  – ударный коэффициент, зависящий в свою очередь от

постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания и равной:

$$T_a = \frac{X_{\text{Л}} + X_{\text{С}}}{314 \cdot R_{\text{Л}}} = \frac{8 + 4,8}{314 \cdot 3,96} = 0,0103,$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 4,85 \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0103}} \right) = 8,85 \text{ кА}.$$

### Расчет токов короткого замыкания в точке K<sub>2</sub>.

$$Z_{K2} = Z_{K1} + Z_{\text{Tmin}} = 13,4 + 119,53 = 132,93 \text{ Ом},$$

$$I_{K2\text{min}(110)}^{(3)} = \frac{U_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 132,93} = 0,476 \text{ кА},$$

$$I_{K2\text{min}(110)}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,476 = 0,414 \text{ кА},$$

$$I_{K2\text{max}(110)}^{(3)} = \frac{U_{\text{max BH}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{K1} + Z_{\text{Tmax}})} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot (13,4 + 297,36)} = 0,234 \text{ кА},$$

$$I_{K2\text{max}(110)}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,234 = 0,203 \text{ кА}.$$

Приведение к низшему напряжению

$$I_{K2\text{min}(10)}^{(3)} = I_{K2\text{min}(110)}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{Bmax}}}{U_{\text{HH}}} = 0,476 \cdot \frac{126}{10,5} = 5,71 \text{ кА},$$

$$I_{K2\text{max}(10)}^{(3)} = I_{K2\text{max}(110)}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{Bmin}}}{U_{\text{HH}}} = 0,234 \cdot \frac{92,4}{10,5} = 2,06 \text{ кА},$$

$$I_{K2min(10)}^{(2)} = 0,87 \cdot 5,71 = 4,97 \text{ кА},$$

$$I_{K2max(10)}^{(2)} = 0,87 \cdot 2,06 = 1,8 \text{ кА}.$$

Ударный ток

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{K2MAX(10)}^{(3)} \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right),$$

где  $\kappa_y = \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right)$  – ударный коэффициент, зависящий в свою очередь от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания и равной:

$$T_a = \frac{X_{\text{л}} + X_{\text{с}} + X_{Tmin}}{\omega \cdot R_{K1}} = \frac{8 + 4,8 + 119,26}{314 \cdot 5,04} = 0,084,$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 2,06 \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,084}} \right) = 5,5 \text{ кА}.$$

Расчет токов короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>.

$$\begin{aligned} Z_{K2} &= Z_{K1} + Z_{Tmin} + Z_{III}, \\ Z_{III} = Z_{\text{ш}} &= \sqrt{R_{III}^2 + X_{III}^2} = \sqrt{0,0155^2 + 0,0085^2} = 0,0177 \text{ Ом}, \\ Z_{K2} &= 13,76 + 119,53 + 0,0177 = 133,31 \text{ Ом}, \\ I_{K2min(110)}^{(3)} &= \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 133,31} = 0,476 \text{ кА}, \\ I_{K2min(110)}^{(2)} &= 0,87 \cdot 0,476 = 0,414 \text{ кА}, \\ I_{K2max(110)}^{(3)} &= \frac{U_{\text{max BH}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{K1} + Z_{Tmax} + Z_{III})} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot 311,14} = 0,234 \text{ кА}, \\ I_{K2max(110)}^{(2)} &= 0,87 \cdot 0,234 = 0,203 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Приведение к низшему напряжению

$$\begin{aligned} I_{K2min(10)}^{(3)} &= I_{K2max(110)}^{(3)} \cdot \frac{U_{Bmin}}{U_{\text{н}}}, \\ I_{K2min(10)}^{(3)} &= I_{K2min(110)}^{(3)} \cdot \frac{U_{Bmax}}{U_{\text{HH}}} = 0,476 \cdot \frac{126}{10,5} = 5,71 \text{ кА}, \\ I_{K2max(10)}^{(3)} &= I_{K2max(110)}^{(3)} \cdot \frac{U_{Bmin}}{U_{\text{HH}}} = 0,234 \cdot \frac{92,4}{10,5} = 2,06 \text{ кА}, \\ I_{K2min(10)}^{(2)} &= 0,87 \cdot 5,71 = 4,97 \text{ кА}, \\ I_{K2max(10)}^{(2)} &= 0,87 \cdot 2,06 = 1,8 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Ударный ток

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{K2MAX(10)}^{(3)} \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right),$$

$$T_a = \frac{X_{\text{л}} + X_{\text{с}} + X_{\text{Tmin}} + X_{\text{Ш}}}{\omega \cdot (R_{K1} + R_{\text{Ш}})} = \frac{8 + 4,8 + 119,53 + 0,0085}{314 \cdot (5,04 + 0,0155)} = 0,0832,$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 2,06 \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0832}} \right) = 5,5 \text{ кА}.$$

Полученные значения токов КЗ сводим в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Полученные значения токов К.З.

Параметр	Обозначение	Сторона ВН (110кВ)	Сторона НН (10кВ)
Ток короткого замыкания, кА	$I_{K2\text{max}}^{(3)}$	0,234	2,06
	$I_{K2\text{min}}^{(3)}$	0,476	5,71
	$I_{K2\text{min}}^{(2)}$	0,414	4,97
	$I_{K1\text{max}}^{(3)}$	4,85	-
	$I_{K1\text{min}}^{(2)}$	4,22	-

## 4. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

### 4.1. Общие сведения

К основному электрооборудованию распределительных устройств подстанций относятся сборные и соединительные шины, выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, токоограничивающие реакторы, батареи конденсаторов, разрядники, трансформаторы тока и напряжения.

Кроме перечисленного основного электрооборудования, на электрических станциях и подстанциях применяют многочисленные измерительные приборы, а также устройства релейной защиты, автоматики, сигнализации и др.

Измерительные приборы служат для контроля за работой агрегатов и отдельных частей установки, для контроля качества электроэнергии (напряжения и частоты) и для учета вырабатываемой и распределяемой электроэнергии.

Устройства релейной защиты и автоматики ускоряют ликвидацию возникающих аварий и нарушений режима работы установки и помогают быстрее восстановить ее нормальный режим.

## 4.2. Коммутационные аппараты

Одним из важнейших мероприятий, обеспечивающих безопасность проведения работ в электрических установках, является надежное отсоединение части установки, на которой предполагается производство работ, от других частей установки, находящихся под напряжением. Для предупреждения возможных ошибок необходимо, чтобы это отсоединение было выполнено аппаратом, обеспечивающим видимый разрыв цепи. Таким аппаратом и является **разъединитель**.

Разъединители не имеют дугогасительных устройств, поэтому ими нельзя отключать токи, при которых на их контактах образуется электрическая дуга. Такая открытая дуга весьма опасна, так как обычно не только разрушает разъединитель и ближайшее к нему оборудование, но, как правило, перекрывает фазы, т. е. приводит к короткому замыканию в электроустановке. Открытая дуга весьма опасна для обслуживающего персонала. Поэтому разъединители нормально используют для включения и отсоединения обесточенных частей установки, предварительно отключенных выключателем. Кроме того, разъединителями пользуются в целях изменения схемы установки путем переключения отдельных цепей, находящихся под напряжением, при условии, что эти переключения не сопровождаются образованием дуги на контактах разъединителя.

Разъединителями можно включать и отключать такие небольшие токи, при которых на их контактах не возникает электрическая дуга. Так, «Правила устройства электроустановок» допускают включение и отключение разъединителями:

1. Трансформаторов напряжения, зарядных токов сборных шин и электрооборудования.
2. Зарядного тока кабельных линий напряжением до 10 кВ длиной до 10 км.
3. Уравнительного тока линий при условии, что разность напряжений на разъединителе после отключения, составит не более 2% номинальной величины.
4. Тока однофазного замыкания на землю: 5 А – для линий напряжением 20-35 кВ и 30 А – для линий напряжением 10 кВ и ниже.

Разрешается также производство операций по:

- разземлению и заземлению разъединителями нейтрали трансформаторов;
- отключению и включению разъединителями дугогасящих катушек (при отсутствии в сети замыкания на землю);
- включению и отключению обходных разъединителей (при включенном шунтируемом ими выключателе).

По числу полюсов различают разъединители одно- и трехполюсные;

по роду установки – для внутренних и наружных установок;

по способу установки – с вертикальным или горизонтальным расположением ноже;

по конструкции различают разъединители рубящего типа – с вращением ножей в плоскости осей изоляторов; поворотного типа – с вращением ножей в плоскости, перпендикулярной осям изоляторов; штепсельного типа – с изоляторами, движущимися при включении и отключении вдоль своей оси. Кроме рабочих ножей, разъединители могут иметь еще заземляющие ножи, которые используют для закорачивания и заземления фаз частей установок при ремонтах (после полного их отключения от других частей, находящихся под напряжением).

**Отделители** по конструкции токоведущих частей не отличаются от разъединителей. Их контактная система не приспособлена для операций под рабочим током нагрузки. Основное назначение отделителей – быстрое автоматическое отключение поврежденного участка электрической сети в бестоковый период. Кроме того, допускаются операции отключения и включения участков линии или элементов схем, находящихся без напряжения или для отключения ёмкостных токов ненагруженных линий и тока холостого хода трансформаторов. Отделители изготавливают на напряжение 35, 110 и 220 кВ. Отделитель представляет собой двухколонковый аппарат с разворотом ножей в горизонтальной плоскости.

При автоматизации подстанций отделители используют не только для отключения электрических цепей, но и для переключения подстанций на резервный источник питания. Переключение производится в бестоковую паузу, когда прохождение тока КЗ прервано отключением соответствующих выключателей. Для автоматического выключения отделители заводского изготовления модернизируют следующим образом. Обе колонки изоляторов вместе с ножами снимают, поворачивают у основания на 90° против нормального их вращения и в таком положении крепят к раме. Привод и встроенные пружины остаются в прежнем исполнении. В таком виде при разведении ножей встроенные пружины отделителя будут заводиться и действовать на включение при освобождении защелки привода. Отделители применяют в основном на подстанциях без выключателей со стороны ВН. На таких подстанциях, кроме отделителей, устанавливают **короткозамыкатели**.

Назначение короткозамыкателей состоит в том, чтобы при внутренних повреждениях силовых трансформаторов быстро создавать мощные искусственные КЗ на питающих линиях, отключаемых затем выключателями.

После снятия напряжения с питающей линии поврежденный трансформатор отсоединяют отключением отделителя, а линию включают в работу действием АПВ выключателя питающей линии. В отключенном положении короткозамыкателя пружины привода заведены и он готов к действию. Для включения короткозамыкателя защита поврежденного трансформатора подает оперативный ток на электромагнит включения, боек которого через систему рычагов воздействует на защелку, и нож включается.



Время от момента подачи команды на электромагнит включения до полного замыкания контактов короткозамыкателя не превышает 0,35 с.

Паспортные данные разъединителей, короткозамыкателей и отделителей должны выбираться по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению:  $U_{ном} \geq U_{уст.расч}$ .
2. По длительно допустимому току:  $I_{ном} \geq I_{наиб.расч}$ .
3. По термической стойкости:  $I_{терм.р.}^2 \cdot t_{терм.} \geq B_k$ .
4. По электродинамической стойкости:  $i_{у.макс} \geq i_{у.расч}$ .

**Выключатель** – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока в нормальном и аварийном режимах.

Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т. е. наименьшее время отключения;
- возможность пофазного управления для выключателей 110 кВ и выше;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т. е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток  $I_{ном}$  и номинальное напряжение  $U_{ном}$ .

Выключатели характеризуются следующими параметрами:

1. Номинальный ток отключения  $I_{ном.откл}$  - наибольший ток короткого замыкания (действующее значение), который выключатель способен отключить при напряжении, равном наибольшему рабочему напряжению при заданных условиях восстановления напряжения и заданном цикле операций;

2. Допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения, в %, которое определяется, как:

$$\beta_n = \frac{i_{a ном}}{\sqrt{2}I_{отк ном}} 100\%.$$

Нормированное значение  $\beta_n$  определяется для момента расхождения контактов  $\tau$ . Если  $\tau > 0,09$  с, то принимают  $\beta_n = 0$

3. Цикл операций - выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними.

В эксплуатации выключатель может неоднократно включаться на существующее КЗ с последующим отключением, поэтому ГОСТ предусматривает для выключателей определенный цикл операций.

Если выключатели предназначены для автоматического повторного включения (АПВ), то должны быть обеспечены циклы:

О - 180 с - ВО - 180 с - ВО;

О -  $\tau_{\text{бт}}$  - ВО - 180 с - ВО.

(для случая  $U_{\text{ном}} \leq 220 \text{ кВ}$ , то следующий цикл: О -  $\tau_{\text{бт}}$  - ВО - 20 с - ВО;

О — операция отключения, ВО — включения и немедленного отключения, 20(180) с — промежутки времени в сек.

$\tau_{\text{бт}}$  — гарантируемая для выключателей бестоковая пауза при АПВ (для выключателей с АПВ эта величина находится в пределах (0,3-1,2) с, без АПВ — 0,3 с)

4. Стойкость при сквозных токах, характеризующаяся токами термической стойкости  $I_{\text{тер}}$  и электродинамической стойкости  $I_{\text{дин}}$  (действующее значение),  $I_{\text{дин}}$  — наибольший пик (амплитудное значение);

Эти токи выключатель выдерживает во включенном положении без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

Завод-изготовитель должен выдерживать соотношение  $i_{\text{дин}} = 2,55 I_{\text{отк ном}}$ .

5. Номинальный ток включения — ток КЗ, который выключатель с соответствующим приводом способен включить без приваривания контактов и других повреждений, при  $U_{\text{ном}}$  и заданном цикле. В каталогах приводится действующее значение этого тока  $I_{\text{вкл ном}}$  и его амплитудное значение  $i_{\text{вкл ном}}$ .

Выключатели конструируются таким образом, что соблюдаются условия:

$$I_{\text{вкл ном}} \geq I_{\text{отк ном}}; \quad i_{\text{вкл ном}} = 1,8 \sqrt{2 I_{\text{отк ном}}}.$$

6. Собственное время отключения  $t_{\text{св}}$  — интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасительных контактов.

Время отключения  $t_{\text{отк}}$  — интервал времени от подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

Время включения  $t_{\text{вкл в}}$  — интервал времени от момента подачи команды на включение до возникновения тока в цепи.

7. Параметры восстанавливающегося напряжения — в соответствии с нормированными характеристиками собственного переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН).

8. Выключатели, не предназначенные для АПВ, должны допускать не менее пяти операций ВО при токах КЗ  $(0,6 \div 1,0) \cdot I_{\text{отк ном}}$  без осмотра дугогасительного устройства. Выключатели, предназначенные для АПВ,

должны допускать в тех же условиях от 6 до 10 операций ВО в зависимости от  $I_{откл.ном.}$ .

Из выбранного типа выключателей (масляных, воздушных, вакуумных, элегазовых и пр.) выбирают для установки на подстанции выключатели, заводские данные которых удовлетворяют следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст,расч},$$

$$I_{ном} \geq I_{наиб.расч}.$$

При выборе выключателей по отключающей способности должно быть выполнено требование, чтобы действующее значение полного тока короткого замыкания  $I_{kt}$ , ожидаемое к моменту расхождения контактов, не превышало заданного заводом (для данного напряжения) тока отключения  $I_{откл}$ :

$$I_{откл} \geq I_{kt}.$$

Расчётное время  $t$  складывается из времени действия защиты  $t_3$  и собственно времени отключения выключателя  $t_{C.B.}$ .

$$t = t_3 + t_{C.B.}$$

Значения  $t_3$  и  $t_{C.B.}$  указываются в справочной литературе. Приблизительно  $t$  можно принимать порядка  $0,1 \div 0,2$  сек.

Таким образом, выбор и проверка выключателей всех типов должна производиться по следующим параметрам:

$$U_{ном.в.} \geq U_{ном.у.}$$

$$I_{ном.в.} \geq I_{п.а.}$$

$$I_{ном.отк.} \geq I_{нт.}$$

$$I_{терм.в.}^2 \cdot t_{терм.} \geq B_k.$$

$$i_{дин.} \geq i_y.$$

**Предохранитель** — это коммутационный и защитный аппарат, предназначенный для отключения электрической цепи при появлении в ней токов короткого замыкания или опасных токов перегрузки. Выпускаются на напряжения до 1 кВ, 6-10, 35 и 110 кВ.

Основным элементом плавкого предохранителя является плавкая вставка - искусственно ослабленное звено электрической цепи, которая расплавляется при появлении токов короткого замыкания или токов перегрузки.

Высоковольтные токоограничивающие предохранители - аппараты массового применения, предназначенные для защиты воздушных и кабельных линий, силовых трансформаторов от 10 до 1000 кВА при 6-10 кВ,

1600 кВА при 35 кВ, электродвигателей до 2000 кВт, конденсаторов до 150 кВАр и другого оборудования.

Достоинства предохранителей - малогабаритность, быстроедействие, способность отключать большие токи КЗ с существенным ограничением их максимального значения.

В установках напряжением 6-10 кВ устанавливаются:

- в комплектных распределительных устройствах в цепях линий, измерительных трансформаторов напряжения;

- в устройствах высокого напряжения цеховых и городских подстанций.

В установках напряжением 35-110 кВ могут устанавливаться в распределительных устройствах высшего напряжения трансформаторных подстанций с мощностью трансформатора до 4000 МВА.

В электрических сетях предохранители применяются в КТП, на открытых подстанциях, в КРУ, КРУН и КСО, в комбинации с выключателями нагрузки, способными заменять дорогостоящие силовые выключатели.

В работе распределительных сетей указанных объектов предохранители играют ключевую роль, поэтому от них требуется высокая надежность. Отказ предохранителя в отключении токов короткого замыкания приводит к повреждению дорогостоящего оборудования, перерыву в электроснабжении с соответствующими последствиями.

В установках напряжением до 1 кВ предохранители устанавливаются в различных низковольтных комплектных устройствах распределения: распределительных панелях, шкафах распределения, различных щитках и т.д.

Основные технические характеристики плавкого предохранителя:

номинальное напряжение предохранителя  $U_H$ ;

номинальный ток предохранителя  $I_H$ ;

номинальный ток плавкой вставки предохранителя  $I_{HB}$ , А;

номинальный ток отключения предохранителя  $I_{НОТК}$ , кА.

В один и тот же корпус предохранителя могут быть установлены плавкие элементы на различные номинальные токи, поэтому предохранитель характеризуется двумя параметрами -  $I_H$  и  $I_{HB}$ , при этом всегда выполняется условие  $I_H \leq I_{HB}$ .

Выбор предохранителей производится по следующим условиям:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \geq U_H.$$

2. По длительному току:

$$I_{раб\max} \leq I_{HB}.$$

По номинальному току плавкой вставки выбирается номинальный ток предохранителя.

3. По отключающей способности:

$$I_{n, o} \leq I_{нотк}.$$

Кроме того, предохранители должны отстраиваться от токов перегрузки, свойственных нормальной эксплуатации (пусковых токов двигателей, токов самозапуска и т. д.), обеспечивать отключение электроустановки при минимальных токах короткого замыкания, выполняя условие:  $I_k^{(1)} / I_{нв.} \succ 3$ . При этом должна обеспечиваться селективная работа устройств защиты, включенных последовательно в электрической цепи.

### 4.3. Выбор вспомогательного оборудования

Токоограничивающие реакторы:

$$U_{ном} \geq U_{уст, расч};$$

$$I_{ном} \geq I_{наиб. расч};$$

$$S_{ном} \geq S_{уст., расч};$$

$$i_{у. макс} \geq i_{у. расч};$$

$$I_{терм} \geq I_{\infty};$$

$$x_{p, ном} \approx x_{p. расч}.$$

Батареи конденсаторов:

$$U_{ном} \geq U_{уст, расч};$$

$$S_{ном} \approx S_{уст., расч}.$$

Разрядники:

$$U_{ном} = U_{уст, расч}.$$

Трансформаторы тока:

$$U_{ном} \geq U_{уст, расч};$$

$$I_{ном} \geq I_{наиб. расч};$$

$$k_n I_{ном} \geq I_{наиб., расч};$$

$$k_{дин} \sqrt{2} \cdot I_{ном} \geq i_{у.};$$

$$Z_{н. ном} \geq Z_{2 расч}.$$

Трансформаторы напряжения:

$$U_{ном} \geq U_{уст, расч}.$$

Пример. В качестве примера рассмотрим выбор электрооборудования для рассмотренных выше примеров (ч.ч. 1-3):

**Выбор разъединителей и отделителей производится:**

1. По напряжению

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМС} (110 \text{ кВ}).$$

2. По току нагрузки

$$I_{НОМ} \geq I_{P\max} (33,066 \text{ А}).$$

3. По конструкции и виду установки.

4. По электродинамической стойкости

$$i_{нр.с} \geq i_{ус} (8,85 \text{ кА}).$$

$i_{нр.с}$  – предельный сквозной ток.

5. По термической стойкости

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq (I_{кмах}^{(3)})^2 \cdot t_{\phi},$$

$$(I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq (4,85)^2 \cdot 2,555 = 60,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}).$$

$I_{тер}$  – предельный ток термической стойкости;

$t_{тер}$  – длительность протекания продольного тока термической стойкости;

$t_{\phi}$  – время действия тока короткого замыкания (время срабатывания защиты и полное время отключения выключателя).

$$t_{\phi} = t_{вн} + t_{вык};$$

$$t_{\phi} = 2,5 + 0,055 = 2,555 \text{ с}.$$

**Короткозамыкатели** выбирают по тем же условиям, но без проверки по току нагрузки.

Исходя из данных условий выбираем:

- Разъединитель (для наружной установки) РДЗ-110/1000 У1

Паспортные данные:

$$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}; I_{НОМ} = 1000 \text{ А}; i_{нр.с} = 80 \text{ кА}; I_{тер} = 31,5 \text{ кА}; t_{тер} = 3 \text{ с};$$

Тип привода: ПВ-20У2

Проверка:

$$1. 110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ};$$

$$2. 1000 \text{ А} > 33,066 \text{ А};$$

$$3. 80 \text{ кА} > 8,85 \text{ кА};$$

$$4. 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 > (4,85)^2 \cdot 2,555 = 60,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выполнены.

- Отделитель ОД-110/1000 У1

Паспортные данные:

$$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}; I_{НОМ} = 1000 \text{ А}; i_{нр.с} = 80 \text{ кА}; I_{тер} = 31,5 \text{ кА}; t_{тер} = 3 \text{ с};$$

Тип привода: ПРО-1У1

Проверка:

1. 110 кВ = 110 кВ;
2. 1000 А > 36,066 А;
3. 80 кА > 8,85 кА;
4.  $31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 > (4,85)^2 \cdot 2,555 = 60,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Условия выполнены.

- Короткозамыкатель КЗ-110 У1

Паспортные данные:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ}; i_{пр.с} = 42 \text{ кА}; I_{тер} = 12,5 \text{ кА}; t_{тер} = 3 \text{ с};$$

Тип привода: ПРК-1У1

Проверка:

1. 110 кВ = 110 кВ;
2. 42 кА > 8,85 кА;
3.  $12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 > (4,85)^2 \cdot 2,555 = 60,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Условия выполнены.

**Выбор выключателя** производится:

1. По напряжению

$$U_{ном} \geq U_{номс} (110 \text{ кВ}).$$

2. По току нагрузки

$$I_{ном} \geq I_{р\max} (33,066 \text{ А}).$$

3. По конструкции и виду установки

4. По отключающей способности

$$i_{отк} \geq i_y (8,85 \text{ аА}).$$

5. По электродинамической стойкости

$$i_{пр.с} \geq i_{ус} (8,85 \text{ кА}),$$

$i_{пр.с}$  – предельный сквозной ток.

6. По термической стойкости

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq (I_{к\max}^{(3)})^2 \cdot t_{\phi},$$

$$(I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq (4,85)^2 \cdot 2,555 = 60,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}),$$

$I_{тер}$  – предельный ток термической стойкости;

$t_{тер}$  – длительность протекания продольного тока термической стойкости;

$t_{\phi}$  – время действия тока короткого замыкания.

- Выключатель элегазовый ВГП-110 II- 40/2500 У1

Паспортные данные:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ}; I_{ном} = 2500 \text{ А}; I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}; i_{дин} = 100 \text{ кА}; I_{тер} = 40 \text{ кА};$$

$$t_{тер} = 3 \text{ с}; t_{сов} = 0,055 \text{ с}.$$

Проверка:

1. 110 кВ = 110 кВ;

2.  $2500 \text{ A} > 33,066 \text{ A}$ ;
4.  $40 \text{ кА} > 8,85 \text{ кА}$ ;
5.  $100 \text{ кА} > 8,85 \text{ кА}$ ;
6.  $(40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > (4,85)^2 \cdot 2,555 = 60,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с})$ .

### Преобразователи

#### Выбор трансформаторов тока:

1. По напряжению

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМС} (110 \text{ кВ}) .$$

2. По току нагрузки

$$I_{НОМ} \geq I_{P \max} (33,066 \text{ А}).$$

3. По конструкции и классу точности

4. По электродинамической стойкости

$$i_{отк} \geq i_y (8,85 \text{ кА}).$$

$i_{дин}$  – ток электродинамической стойкости.

5. По термической стойкости

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq (I_{кмах}^{(3)})^2 \cdot t_{ф},$$

$$(I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq (4,85)^2 \cdot 2,555 = 60,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}).$$

-Выбираем трансформатор тока ТФЗМ110Б-1У1

Паспортные данные:

$$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ} \quad I_{НОМ} = 100 \text{ А}; I_{2НОМ} = 5 \text{ А}; \text{класс точности} - 0,5; i_{дин} = 30 \text{ кА}$$

$$I_{тер} = 6 \text{ кА} \quad I_{тер} = 2 \text{ кА} \quad t_{тер} = 3 \text{ с}.$$

Проверка:

1.  $110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$ ;
2.  $100 \text{ А} > 33,066 \text{ А}$ ;
3.  $30 \text{ кА} > 8,85 \text{ кА}$ ;
4.  $6^2 \cdot 3 = 108 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > (4,85)^2 \cdot 2,62 = 61,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Условия выполнены.

#### Токоведущие части

В РУ 35кВ и выше принимаются токопроводы, выполненные проводами

АС. Примем провод АС 95/16 с  $I_{дон} = 330 \text{ А}$ :

$$I_{P \max} = \frac{\kappa_n \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,3 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 42,99 \text{ А}.$$

Проверка по экономической плотности тока:

$$F = \frac{I_{P \max}}{j_{ЭК}},$$

где  $j_{ЭК}$  – экономическая плотность тока,  $\frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$

$$j_{ЭК} = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2} - \text{от } 3000 \text{ до } 5000,$$



$$F = \frac{42,99}{1,1} = 39,1 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{(I_{K_0}^{(3)})^2 \cdot t_{omm}}}{C} = \frac{\sqrt{4850^2 \cdot 2,62}}{90} = 87,23 < 95,$$

$$t_{отк} = t_{вн} + t_{отк} = 2,5 + 0,12 = 2,62 \text{ с},$$

где  $t_{вн}$  – время срабатывания защиты на высокой стороне ПС;

$t_{отк}$  – время отключения выключателя на линии.

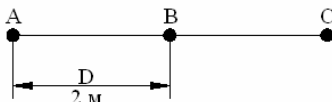
Условие выполнено.

Проверка на коронирование:

В соответствии с п.п. 1.3.33 ПУЭ проводники должны быть проверены по условиям образования короны при напряжении 35 кВ и выше.

АС 95/16;  $d=13,5\text{мм}$ ;  $r_0=6,75\text{мм}=0,675\text{см}$ .

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}}\right) = 33,8 \text{ кВ/см}.$$



$$D_{cp} = 1,26D = 1,26 \cdot 2,5 = 3,15 \text{ м} = 315 \text{ см}.$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U_H}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,675 \cdot \lg \frac{315}{0,675}} = 21,6 \text{ кВ/см}.$$

По условию:

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

$$1,07 \cdot 21,6 \leq 0,9 \cdot 33,8,$$

$$23,112 < 30,42.$$

Условие выполнено.

### Защитные аппараты

- Выбираем ограничители перенапряжений нелинейные типа ОПН-У-110 (Паспортные данные:  $U_{ном}=110 \text{ кВ}$ ;  $U_{наиб.раб}=102 \text{ кВ}$ ;  $I_{расч.ток.имп.пер}=100 \text{ А}$ ) – для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока.

Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих частей на стороне низшего напряжения.

Коммутационные аппараты

**Выбор выключателя** производится:

1. По напряжению

$$U_{ном} \geq U_{номс} (10 \text{ кВ}).$$

2. По току нагрузки

$$I_{ном} \geq I_{Pmax} (330,664 \text{ A}).$$

3. По конструкции и виду установки

4. По отключающей способности

$$i_{отк} \geq i_y (5,5 \text{ кА}).$$

5. По электродинамической стойкости

$$i_{отк} \geq i_y (5,5 \text{ кА}),$$

$i_{пр.с}$  – предельный сквозной ток.

6. По термической стойкости

$$I_{тер}^2 \cdot t_{\phi} \geq (2,06)^2 \cdot (2,1 + 0,045) = 9,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq (I_{к max}^{(3)})^2 \cdot t_{\phi}.$$

$I_{тер}$  – предельный ток термической стойкости;

$t_{тер}$  – длительность протекания продольного тока термической стойкости;

$t_{\phi}$  – время действия тока короткого замыкания.

- Вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 У2

Паспортные данные:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; I_{ном} = 1000 \text{ А}; I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}; i_{дин} = 51 \text{ кА}; I_{тер} = 20 \text{ кА};$$

$$t_{тер} = 4 \text{ с}; t_{сов} = 0,045 \text{ с}.$$

Проверка:

1.  $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ};$

2.  $1000 \text{ А} > 330,664 \text{ А};$

4.  $20 \text{ кА} > 5,5 \text{ кА};$

5.  $51 \text{ кА} > 5,5 \text{ кА};$

6.  $20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 2,06^2 \cdot 2,145 = 9,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Условия выполнены.

Преобразователи

**Выбор трансформаторов тока:**

1. По напряжению

$$U_{ном} \geq U_{номс} (10 \text{ кВ}).$$

2. По току нагрузки

$$I_{ном} \geq I_{Pmax} (330,664 \text{ А}).$$

3. По конструкции и классу точности

4. По электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_y (5,5 \text{ кА}),$$

$i_{дин}$  – ток электродинамической стойкости.

5. По термической стойкости

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq (I_{к\max}^{(3)})^2 \cdot t_{\phi},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{\phi} \geq (2,06)^2 \cdot (2,1 + 0,045) = 9,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

6. По вторичной нагрузке

$$Z_{2ном} \geq Z_2.$$

Выбираем трансформатор тока ТПОЛ-10УЗ.

Паспортные данные:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; \quad I_{1ном} = 600 \text{ А}; \quad I_{2ном} = 5 \text{ А}; \quad i_{дин} = 81,5 \text{ кА}; \quad I_{тер} = 32 \text{ кА};$$

$$t_{тер} = 3 \text{ с}; \text{ класс точности} - 0,5.$$

Проверка:

$$1. 10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ};$$

$$2. 600 \text{ А} > 330,664 \text{ А};$$

$$4. 81,5 \text{ кА} > 5,5 \text{ кА};$$

$$5. 32^2 \cdot 3 = 3072 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 2,06^2 \cdot 2,045 = 9,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

6. В качестве подключаемых измерительных приборов выбираем амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, устанавливаемые в РУ 10 кВ (таблица 4.1)

Таблица 4.1 – Измерительные приборы, устанавливаемые в РУ 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА
Амперметр	Э-335	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Счетчик электрической энергии (2 шт)	Меркурий 230	5
Итого:		6,0

$$Z_2 = R_{приб} + R_{пров} + R_{нк};$$

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом};$$

$$R_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,0175 \cdot 5}{2,5} = 0,035 \text{ Ом};$$

где  $l = 5 \text{ м}$  - длина провода, принимаем самостоятельно;

$$\rho_{cu} = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{м}}{\text{мм}^2} - \text{удельное сопротивление меди};$$

$$F_{min} = 2,5 \text{ мм}^2 - \text{минимальное сечение для меди.}$$

$$R_{нк} = 0,1 \text{ Ом (при подключении более трех приборов)};$$

$$Z_2 = 0,24 + 0,035 + 0,1 = 0,375 \text{ Ом};$$

$$Z_{2ном} \geq Z_2;$$

$$Z_{2_{ном}} = \frac{S_{ном}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$0,4 > 0,375.$$

Условия выполнены.

### Выбор трансформаторов напряжения:

1. По напряжению

$$U_{ном} \geq U_{номс} (10 \text{ кВ}).$$

2. По конструкции и схеме соединения обмоток.

3. По классу точности.

4. По вторичной нагрузке

$$S_{ном} \geq S_2.$$

Выбираем трансформатор напряжения НТМИ-10У3.

Паспортные данные:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; U_{ном 2} = 100 \text{ В}; \text{ класс точности} - 1;$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА}, S_{max} = 1000 \text{ ВА}.$$

Проверка:

5. В качестве подключаемых измерительных приборов выбираем вольтметр, счетчики активной и реактивной энергии, устанавливаемые в РУ 10 кВ (таблица 4.2):

Таблица 4.2 – Измерительные приборы, устанавливаемые в РУ 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во	$P_{ном}$ , Вт	$Q_{ном}$ , ВАр	$P_{\Sigma}$ , Вт	$Q_{\Sigma}$ , ВАр
Вольтметр	Э-335	2	2	-	4	-
Счетчик электрической энергии	Меркурий 230	5	10	24,2	50	121
Итого:					54	121

$$S_2 = \sqrt{P_{\Sigma I}^2 + Q_{\Sigma I}^2} = \sqrt{54^2 + 121^2} = 133 \text{ ВА},$$

$$S_{ном} \geq S_2,$$

$$200 \text{ ВА} > 133 \text{ ВА}.$$

Условие выполнено.

### Защитные аппараты

- Выбираем ограничители перенапряжения ОПН-РВ-10 (Паспортные данные:  $U_{ном}=12,6 \text{ кВ}$ ;  $U_{наиб.раб}=65 \text{ кВ}$ ;  $I_{расч.ток.имп.пер}=280 \text{ А}$ ) – для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока в сетях с любой системой заземления нейтралей.

### Токоведущие части.

В закрытых РУ 6-10кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

$$I_{p.max} = \frac{\kappa_n \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,3 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 472,85 \text{ А.}$$

Выбираем шину сечением  $F = 120 \text{ мм}^2$ ; (30х4) с  $I_{дон} = 475 \text{ А}$ .

Проверка на термическую стойкость:

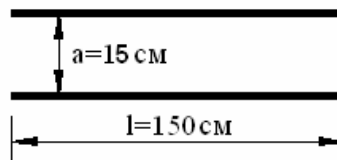
$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{(I_{K_2}^{(3)})^2 \cdot t_{отк}}}{C} = \frac{\sqrt{5710^2 \cdot 2,17}}{90} = 93,46 < 120, \text{ условие}$$

выполнено.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$f = \sqrt{3} \cdot \kappa_\phi \cdot i_y^2 \cdot \frac{1}{a} \cdot 10^{-7},$$

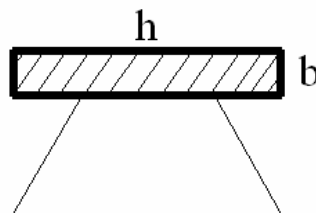
где  $\kappa_\phi$  – коэффициент формы,



$2(h + b) = 2(30 + 4) = 68 < a = 150$  – следует, что  $\kappa_\phi = 1$

$$f = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 5,5 \cdot \frac{1}{0,15} \cdot 10^{-7} \cdot 10^6 = 6,3 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Изгибающий момент:



$$\begin{aligned} b &= 4 \text{ мм}; \\ h &= 30 \text{ мм}. \end{aligned}$$

$$\sigma_p = \frac{M}{W},$$

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{6,3 \cdot 1,5^2}{10} = 1,42 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{4 \cdot 30^2}{6} = 600 \text{ мм}^3 = 0,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

$$\sigma_p = \frac{1,42}{0,6 \cdot 10^{-6}} = 2,4 \text{ МПа.}$$

Для алюминиевых шин:

$$\sigma_{дон} = 82 \text{ МПа},$$

$$\sigma_p \leq \sigma_{дон},$$

$2,4 < 82$  – условие выполнено.

## **5. ВЫБОР ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ**

### **5.1. Общие сведения**

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие под ним оказаться вследствие повреждения изоляции, должны быть надёжно соединены с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его задачей является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения. В электрических установках заземляются корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, вторичной обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы РУ, РП, ЩСУ, РЩ, ЩО, металлические корпуса кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений и другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

Кроме того, заземление, которое предназначено для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов, генераторов, дугогасительных катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки. Наконец, для защиты оборудования от повреждений ударом молнии применяется грозозащита с помощью разрядников, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство. Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы, металлические трубопроводы, проложенные в земле, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов, металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землей, свинцовые оболочки кабелей, заземлители опор ВЛ, соединенные с заземляющим устройством грозозащитным тросом, рельсовые подъездные пути при наличии перемычек между рельсами. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках. В качестве искусственных заземлителей применяют прутковую круглую сталь диаметром не менее 10 мм (стальной пруток), угловую сталь (40х40, толщиной не менее 4мм), стальные трубы (не кондиция) толщиной стенки не менее 4мм.

Количество заземлителей (вертикальных и горизонтальных) определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства, согласно требований ПУЭ.

Предполагается, что в месте установки выбранной подстанции естественных заземлителей нет. Требуется рассчитать размеры и параметры

искусственного заземлителя, полностью обеспечивающего необходимый уровень сопротивления заземления.

Молниезащита подстанции выполняется стержневыми молниеотводами. Требуется определить число молниеотводов, их размещение на территории подстанции и необходимую высоту.

Для защиты оборудования подстанции от перенапряжений (внешних и внутренних) выбираются разрядники: их тип, количество и места установки.

## 5.2. Расчет заземляющего устройства

Порядок расчёта устройства заземления на принятой подстанции можно осуществлять в следующей последовательности:

1. По ПУЭ устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства  $R_z$ . Если заземляющее устройство является общим для установок на различные напряжения, то за расчетное сопротивление заземляющего устройства принимают наименьшее из допустимых.

2. Предварительно с учетом занимаемой подстанцией территории намечают расположение заземлителей – в ряд, по контуру, в виде сетки и т.п.

3. Определяют расчетное удельное сопротивление грунта  $\rho_{cp}$  для вертикальных и горизонтальных электродов-заземлителей с учетом повышающего коэффициента  $k_n$  (коэффициент сезонности), учитывающего высыхание грунта летом и промерзание его зимой (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Значения коэффициента сезонности для различных климатических зон

Данные, характеризующие климатические зоны и тип применяемых электродов	Климатические зоны России			
	1	2	3	4
1. Климатические признаки зон				
Средняя многолетняя низшая температура (январь), °С	от – 20 до – 15	от – 14 до – 10	от – 10 до 0	от 0 до +5
Средняя многолетняя низшая температура (июль), °С	от + 16 до + 18	от + 18 до + 22	от + 22 до +24	от + 24 до + 26
Среднее количество осадков, см	40	50	50	30-50
Продолжительность замерзания в год, дни	190-170	150	100	0
2. Значение коэффициента				
При применении стержневых электродов длиной 2-3 м и при глубине заложения их вершины 0,5-0,8 м	1,8-2	1,5-1,8	1,4-1,6	1,2-1,4
При применении протяженных электродов и при глубине заложения 0,8 м	4,5-7,0	3,5-4,5	2,0-2,5	1,5-2,0

4. Определяют сопротивление растеканию (сопротивление, которое оказывает току грунт) одного вертикального электрода выбранного размера, профиля и сечения в соответствии с формулами:

- для трубы длиной  $l$  (см) и диаметром  $d$  (см) при глубине заземления  $t$  (см), (рисунок 5.1 а):

$$r_{mp} = \frac{0.366 \rho_{расч}}{l} \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right);$$

- для уголка длиной  $l$  (см) с полкой шириной  $b$  (см) при глубине заземления  $t$  (см)

$$r_{yz} = \frac{0.366 \rho_{расч}}{l} \left( \lg \frac{2l}{0.95b} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right),$$

где  $\rho_{расч} = k_n \rho_{гр}$  (значение  $\rho_{гр}$  принимается по таблице 5.2).

Таблица 5.2. – Удельные сопротивления различных видов грунта

Грунт	Удельное сопротивление
Песок	400 - 1000
Супесок	150 - 400
Суглинок	40 - 150
Глина	8 - 70
Садовая земля	40
Торф	20
Чернозём	10 - 50
Мергель, известняк	1000 - 2000
Скалистый грунт	2000-4000

5. Определяется предварительное число вертикальных заземлителей  $N$  при приближенном значении коэффициента использования  $k_{ИБ}$ :

$$N = \frac{r_{mp(yz)}}{k_{ИБ} R_3}.$$

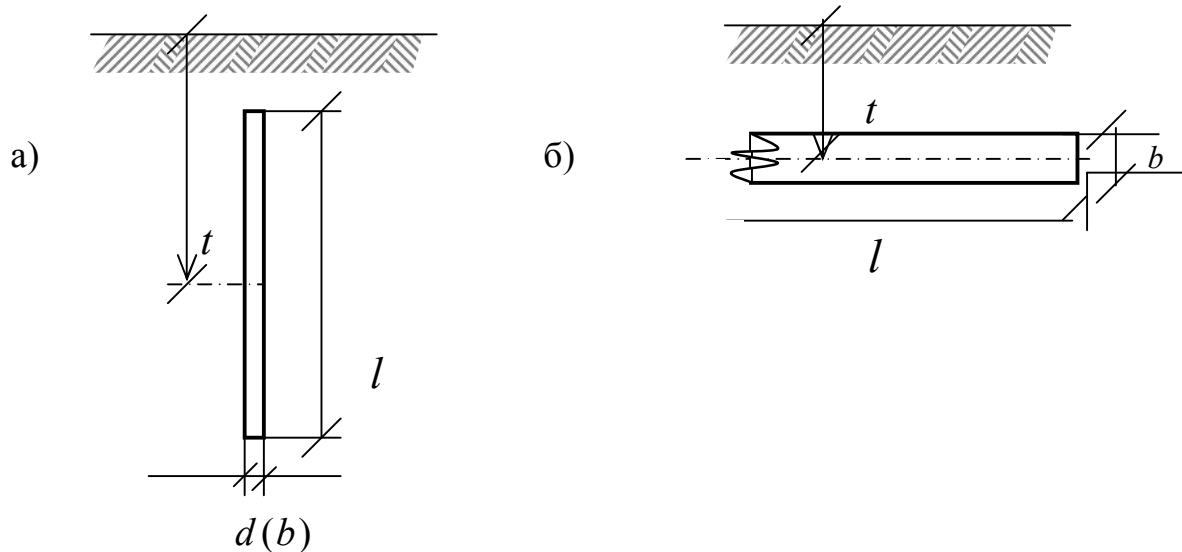


Рисунок 5.1 – Схема вертикального (а) и горизонтального (б) электродов заземления



Коэффициент использования заземлителя учитывает увеличение сопротивления заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов. Значение  $k_{ИВ}$  зависит от числа электродов  $N$  и расстояния  $a$  между ними ( $a/l$ ), его значения представлены в таблице 5.3. Число труб или уголков в заземлителе должно быть не менее двух.

Таблица 5.3 – Коэффициенты использования вертикальных заземлителей, размещенных по контуру без учёта влияния полосы связи

Отношение расстояния между заземлителями к их длине	Число вертикальных заземлителей $n_B$	Значение коэффициента $K_{ИВ}$
1	4	0,66 - 0,72
	6	0,58 - 0,65
	10	0,52 - 0,58
	20	0,44-0,5
	40	0,38-0,44
	60	0,36-0,42
2	4	0,76-0,8
	6	0,71-0,75
	10	0,66-0,71
	20	0,61-0,66
	40	0,55-0,61
	60	0,52-0,58
3	4	0,84-0,86
	6	0,78-0,82
	10	0,74-0,78
	20	0,68-0,73
	40	0,64-0,69
	60	0,62-0,67

6. Определяется расчетное сопротивление растеканию соединительных горизонтальных электродов по формуле:

$$R_{зг} = \frac{r_{n(k)}}{k_{ИГ}},$$

где  $r_{n(k)}$  – сопротивление растеканию горизонтальных электродов, определяемое после подсчета их общей длины  $l$  (см) и выбора профиля электрода (полоса П или круглый проводник К) в соответствии с рисунком 5.1 б:

- для полос:

$$r_{П} = \frac{0.366 \rho_{расч}}{l} \lg \frac{2l^2}{bt};$$

- для круглого проводника (стержня):

$$r_K = \frac{0.366 \rho_{расч}}{l} \lg \frac{l^2}{dt},$$

где  $d$  – диаметр стержня, см.

Значение коэффициента использования горизонтальных электродов  $k_{ИГ}$  зависят от ориентировочного числа вертикальных заземлителей и приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Коэффициент использования соединительной полосы в контуре из вертикальных электродов

Отношение расстояния между заземлителями к их длине	Число вертикальных заземлителей						
	4	6	8	10	20	30	50
1	0,45	0,40	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21
2	0,55	0,48	0,43	0,40	0,32	0,30	0,28
3	0,70	0,64	0,60	0,56	0,45	0,41	0,37

Примечание: Для выравнивания потенциала по территории подстанции из горизонтальных электродов делают сетку. Это надо учитывать при определении общей длины электродов  $l$ ;

7. Уточняется необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов:

$$R_{3B} = \frac{R_{3Г} \cdot R_3}{R_{3Г} + R_3}.$$

8. Определяется число вертикальных электродов с учетом  $R_{3Г}$  и уточненного коэффициента  $k_{ИБ}$ :

$$N_B = \frac{r_{mp(yг)}}{k_{ИБ} \cdot R_{3B}}.$$

9. Принимается окончательное число вертикальных электродов из условия их топологии.

### 5.3. Расчет молниезащиты.

#### Выбор средств защиты от перенапряжений

Подстанции небольших размеров, как правило, защищаются стержневыми молниеотводами одинаковой выбранной высоты (не более 40-50 м). Конструкция молниеотвода представлена на рисунке 5.2.

Радиус зон защиты стержневых молниеотводов и высоту расположения  $h_o$  минимальной зоны определяют по следующим формулам:

$$r_o = (1,1 - 0,002h)h;$$

$$r_x = (1,1 - 0,002h)(h - \frac{h_x}{0,85});$$

$$h_o = 0,85h.$$

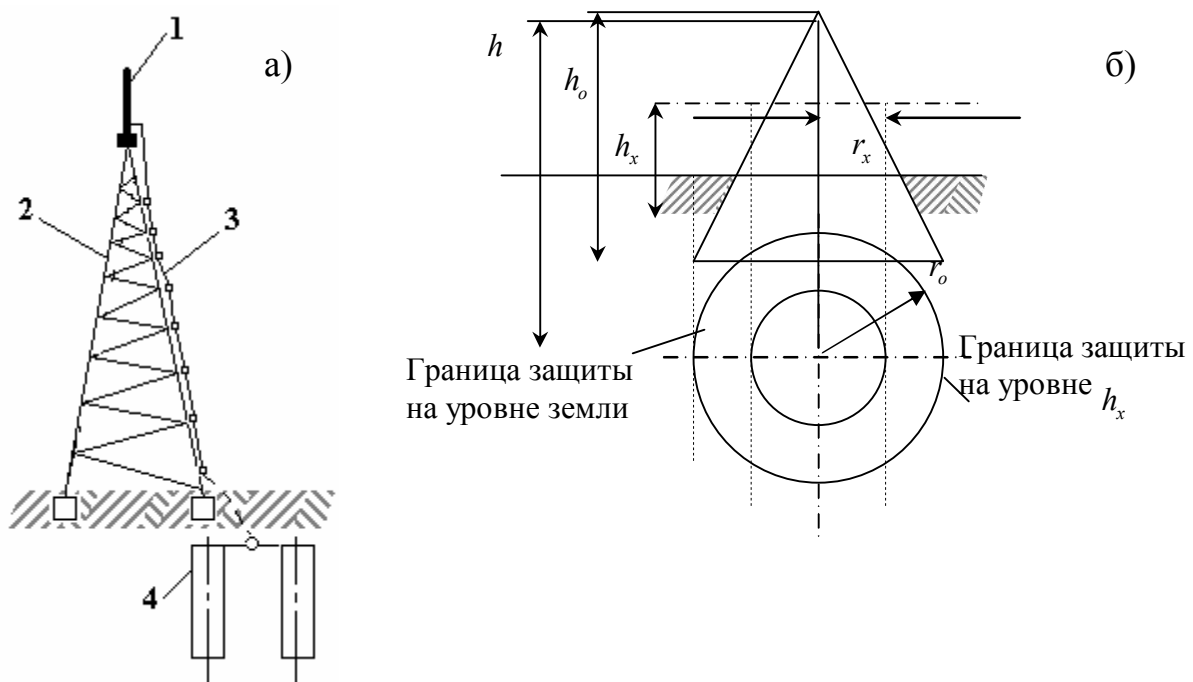


Рисунок 5.2 — Конструкция стержневого молниеотвода (а) и зона защиты одиночного стержневого молниеотвода (б)

1 — молниеприемник; 2 — несущая конструкция; 3 — токоотвод; 4 — заземлители.

Зная высоту защищаемых объектов  $h_x$  и их расположение в пространстве определяются высота  $h$  молниеотводов и их размещение на площади подстанции.

Защита от внешних (атмосферных) и внутренних (коммутационных) перенапряжений на подстанциях осуществляется с помощью разрядников.

Применяются следующие виды разрядников: искровые промежутки, трубчатые разрядники (РТ), вентильные разрядники (РВС, РВП, РВМГ, РВМК).

Выбор видов и расстановка разрядников на подстанции зависит от напряжения подстанции, числа и вида подходящих к подстанции ЛЭП, числа установленных трансформаторов и наличия систем (секций) сборных шин. Разрядники соответствующего вида устанавливают на вводах ЛЭП, сборных шинах и выводах высокого и среднего напряжения трансформаторов, если установки разрядников на сборных шинах оказывается недостаточно для защиты трансформаторов. Разрядники устанавливают в нейтралях силовых трансформаторов 110-220 кВ, если принята их работа с изолированной нейтралью.

Для защиты электроустановок от внутренних и грозовых перенапряжений разработаны и применяются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) на основе окиси цинка, имеющие лучшие характеристики, чем вентильные разрядники.

Пример. Для рассмотренного примера (см. разделы 1-4) осуществить расчёт заземляющего устройства РТП.

#### Расчет заземляющего устройства

Допустимое сопротивление на подстанции напряжением 110 кВ должно быть не более 0,5 Ом. На рисунке 5.3 представлена схема заложения вертикального заземлителя. На рисунке 5.4 – расположение оборудования подстанции.

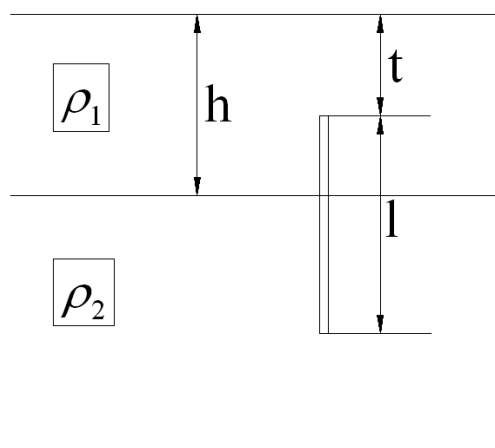


Рисунок 5.3 – Расположение вертикального заземлителя

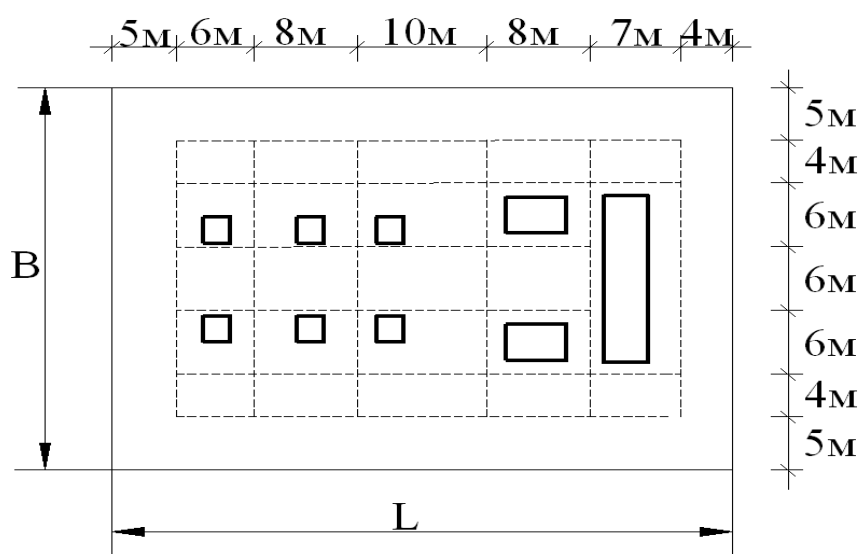


Рисунок 5.4 – Размещение оборудования подстанции

Дано:

$\rho_1 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – сопротивление верхнего слоя грунта;  
 $\rho_2 = 85 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – сопротивление нижнего слоя грунта;  
 $h = 0,7 \text{ м}$  – глубина верхнего слоя грунта;  
 $t = 0,5 \text{ м}$  – глубина прокладки горизонтального заземлителя;  
 $l = 3 \text{ м}$  – длина вертикального электрода (уголок равнополочный 50x50x5 мм);  
 горизонтальный заземлитель – стальная полоса 40x4 мм.  
 $L = 48 \text{ м}$  – длина территории подстанции;  
 $B = 36 \text{ м}$  – ширина территории подстанции.  
 6 продольных полос длиной 39 м;  
 6 поперечных полос общей длиной 26 м.

Сопротивление одной продольной полосы

$$R_{np} = \frac{0,366 \cdot \rho_1 \cdot \kappa_{сз}}{l_{ГП}} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2_{ГП}}{b \cdot t}$$

где  $\kappa_{сз} = 3,5$  – коэффициент сезонности для горизонтальной полосы

$$R_{nn} = \frac{0,366 \cdot 120 \cdot 3,5}{39} \cdot \lg \frac{2 \cdot 39^2}{0,04 \cdot 0,7} = 20,42 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление всех продольных полос

$$R_{nn\Sigma} = \frac{R_{nn}}{n_{np} \cdot \kappa_u},$$

где  $\kappa_u = 0,48$  – коэффициент использования;

$n_{np}$  – количество продольных полос.

$$R_{nn\Sigma} = \frac{20,42}{6 \cdot 0,48} = 7,1 \text{ Ом}.$$

Сопротивление одной поперечной полосы

$$R_{non} = \frac{0,366 \cdot 120 \cdot 3,5}{26} \cdot \lg \frac{2 \cdot 26^2}{0,04 \cdot 0,7} = 28,56 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление всех поперечных полос

$$R_{non\Sigma} = \frac{28,56}{6 \cdot 0,5} = 9,52 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление сетки

$$R_{сет} = \frac{1}{\kappa_u} \cdot \frac{R_{non\Sigma} \cdot R_{np\Sigma}}{R_{non\Sigma} + R_{np\Sigma}} = \frac{1}{0,8} \cdot \frac{9,52 \cdot 7,1}{9,52 + 7,1} = 4,1 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление естественных заземлителей и сетки

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{сет} \cdot R_T}{R_{сет} + R_T},$$

где  $R_T = 3 \text{ Ом}$  – сопротивление трос-опоры;

$$R_{\Sigma} = \frac{4,1 \cdot 3}{4,1 + 3} = 1,73 \text{ Ом}.$$

Определяем общее сопротивление вертикальных заземлителей

$$R_{\Sigma} = \frac{1,73 \cdot 0,5}{1,73 - 0,5} = 0,7 \text{ Ом}.$$

Определяем сопротивление одиночного вертикального заземлителя с учетом двухслойного грунта

$$\rho_{\Sigma} = \frac{\rho_1 \cdot \rho_2 \cdot K_{CF} \cdot K_{CB} \cdot l_B}{(l_B - h + t) \cdot \rho_1 \cdot K_{CF} + (h - t) \cdot \rho_2 \cdot K_{CB}},$$

где  $K_{CB}$  – коэффициент сезонности грунта для вертикальных заземлителей ( $K_{CB}=1,6$ )

$$\rho_{\Sigma} = \frac{120 \cdot 85 \cdot 3,5 \cdot 1,6 \cdot 3}{(3 - 0,7 + 0,5) \cdot 120 \cdot 3,5 + (0,7 - 0,5) \cdot 85 \cdot 1,6} = 142,4 \text{ Ом}.$$

Сопротивление одиночного заземлителя:

$$R_{\text{го}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\Sigma}}{l_B} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot l_B}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot l_B + 7 \cdot t}{l_B + 7 \cdot t} \right),$$

где  $d$  – диаметр вертикальных заземлителей (для уголка  $d=0,95$   $b=0,0475$  м);

$$R_{\text{го}} = \frac{0,366 \cdot 142,4}{3} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,0475} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3 + 7 \cdot 0,5}{3 + 7 \cdot 0,5} \right) = 39,79 \text{ Ом}.$$

Определяем количество вертикальных заземлителей

$$n_B = \frac{R_{\text{го}}}{R_{B\Sigma} \cdot K_{HB}},$$

где  $K_{HB}$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей

$$n_{\text{г}} = \frac{39,79}{0,7 \cdot 1} = 56,8,$$

$$K_{HB}=0,43,$$

$$n_{\text{г}} = \frac{39,79}{0,7 \cdot 0,43} = 132,2.$$

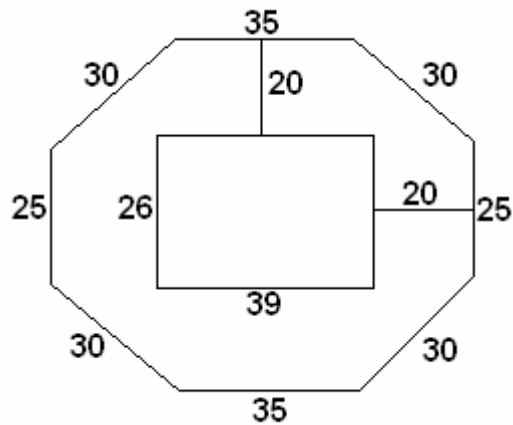
Периметр ЗУ  $P=2(39+26)=130$ м

Принимаем для внутреннего контура 60 уголков.

Сопротивление вертикальных заземлителей внутреннего контура

$$R_{\text{г.вн}\Sigma} = \frac{39,79}{60 \cdot 0,43} = 1,54 \text{ Ом}.$$

Принимаем дополнительный внешний контур восьмиугольной формы



Количество вертикальных заземлителей внешнего контура

$$n_{в.внешн} = 2 \cdot 11 + 2 \cdot 8 + 4 \cdot 10 = 78.$$

Общая длина горизонтальных заземлителей внешнего контура:

$$l_{\varepsilon} = 4 \cdot 30 + 2 \cdot 25 + 2 \cdot 35 + 2 \cdot 20 = 280 \text{ м.}$$

Сопротивление горизонтальных заземлителей внешнего контура

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 120 \cdot 3,5}{280 \cdot 0,21} \cdot \lg \frac{2 \cdot 280^2}{0,04 \cdot 0,5} = 18 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вертикальных заземлителей внешнего контура:

$$R_{в.внешн\Sigma} = \frac{39,79}{78 \cdot 0,43} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление ЗУ:

$$R_{3y} = \frac{1}{\frac{1}{1,73} + \frac{1}{1,54} + \frac{1}{18} + \frac{1}{1,2}} = 0,472 \text{ Ом,}$$

$$R_{3y} = 0,472 \text{ Ом} < R_{дон} = 0,5 \text{ Ом}$$

Условие выполнено.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. СХЕМЫ ГЛАВНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

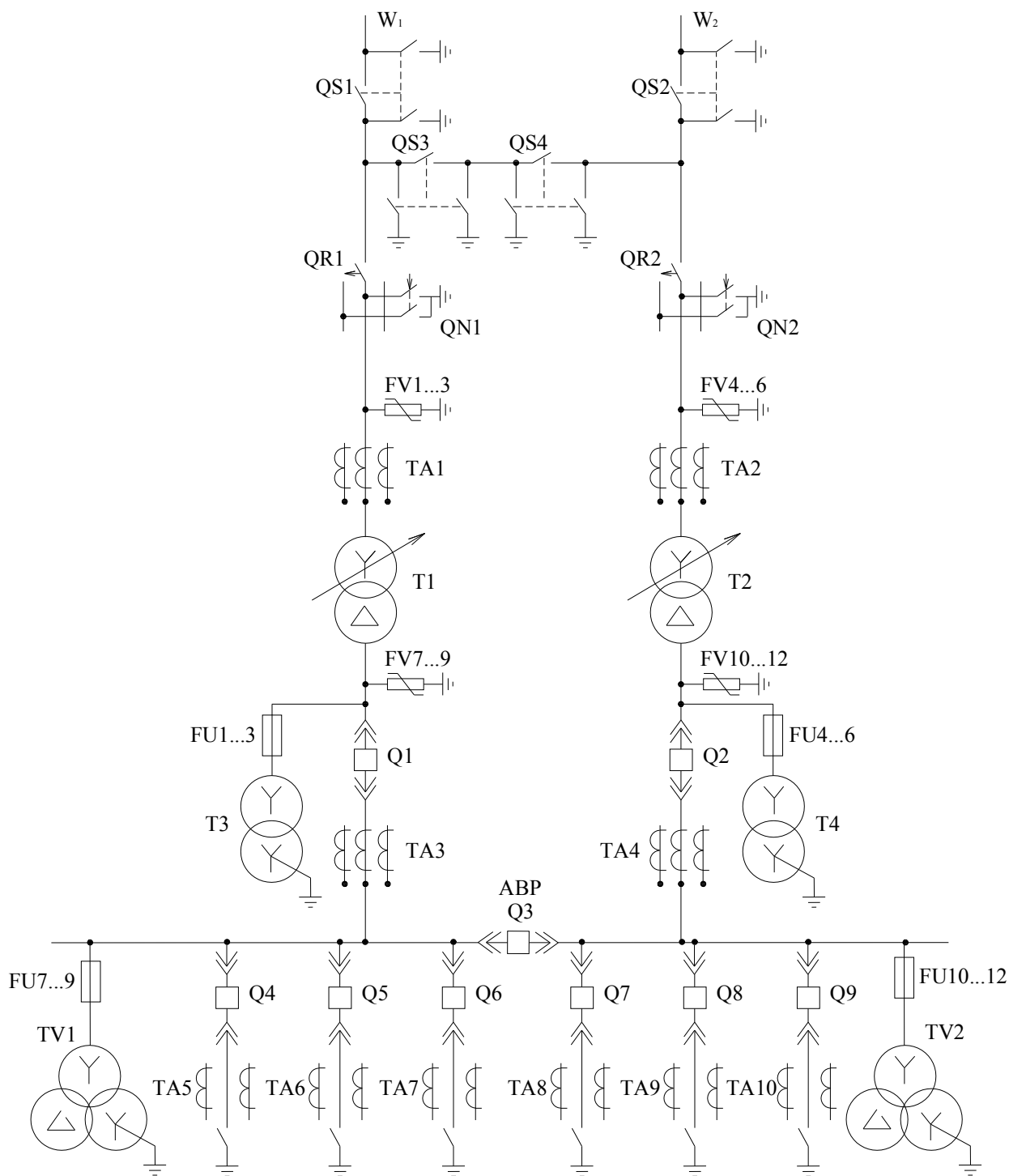


Рисунок П.1 – Вариант схемы главных соединений подстанции 110/10 кВ



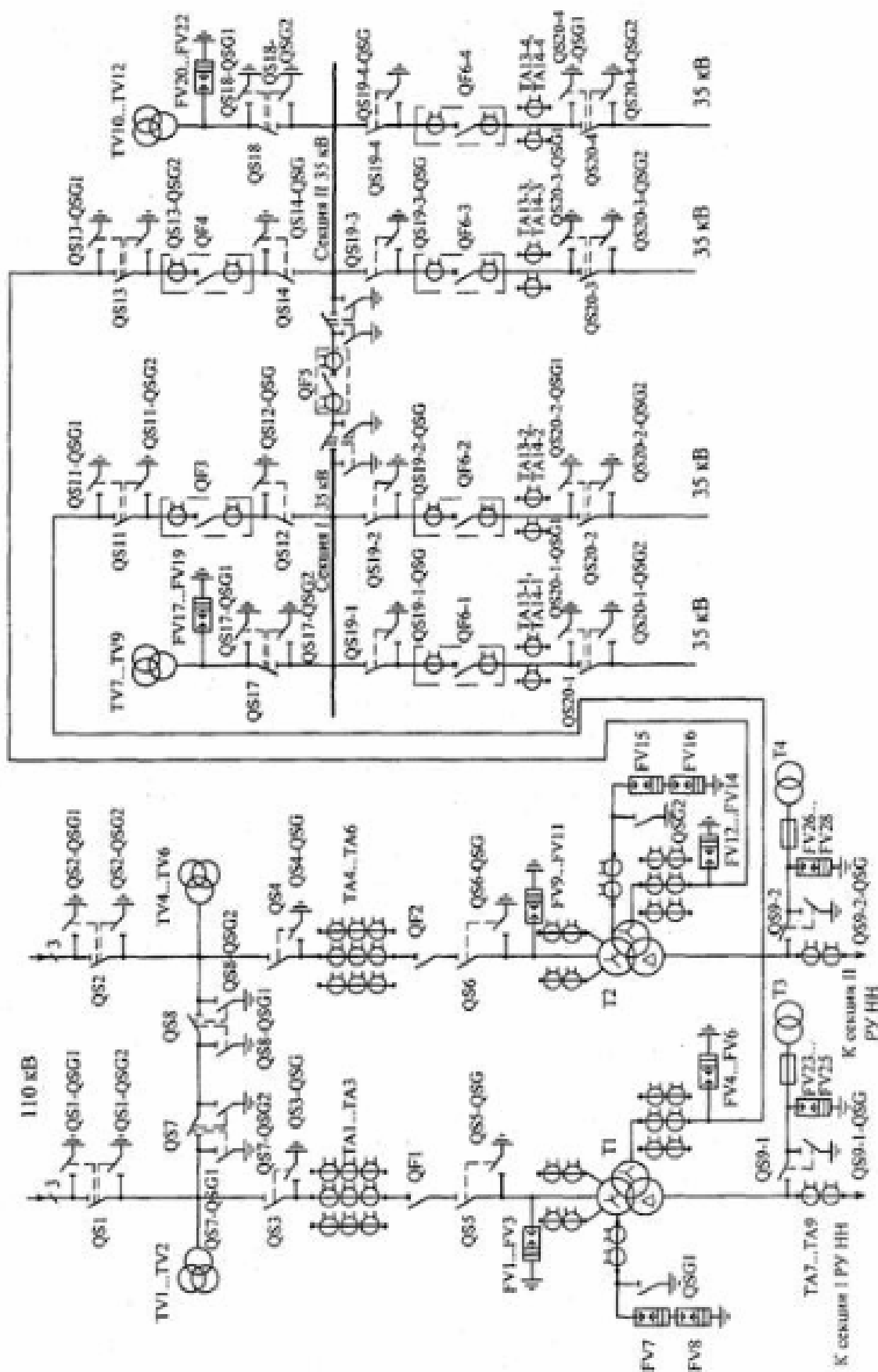
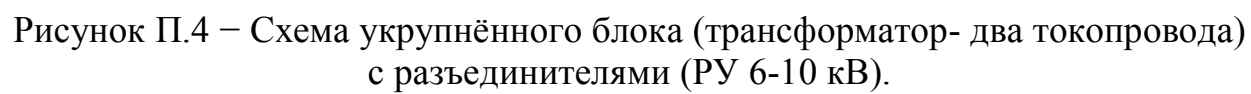
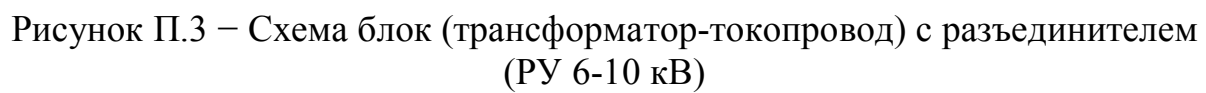


Рисунок П.2 – Схема электрическая принципиальная главных цепей КТПБ-10000, 16000/110/35/6(10) У1: QS1...QS20 - разъединители; QF1...QF6-4 - выключатели; TV1...TV12 - трансформаторы напряжения; FV1...FV28 - разрядники; TA1...TA14-4 - трансформаторы тока; T1, T2 - силовые трансформаторы; T3, T4 - трансформаторы собственных нужд; QS1-QSG...QS20-QSG - заземлители; А - РУНН



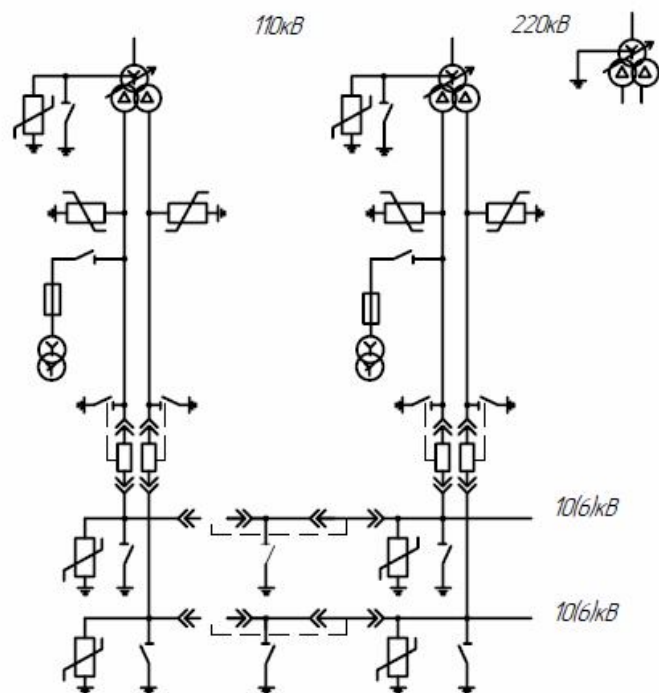


Рисунок П.5 – Две одиночные, секционированные выключателями системы шин РУ 6-10 кВ

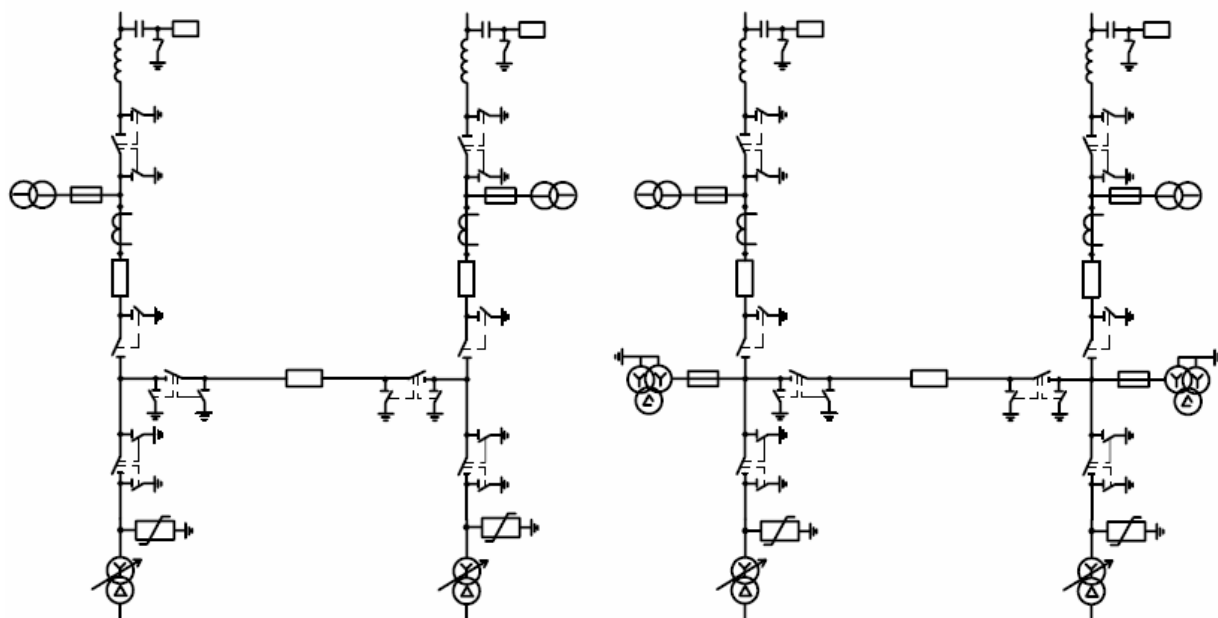


Рисунок П.6 – Схемы мостик с выключателями в цепях линии 35 кВ

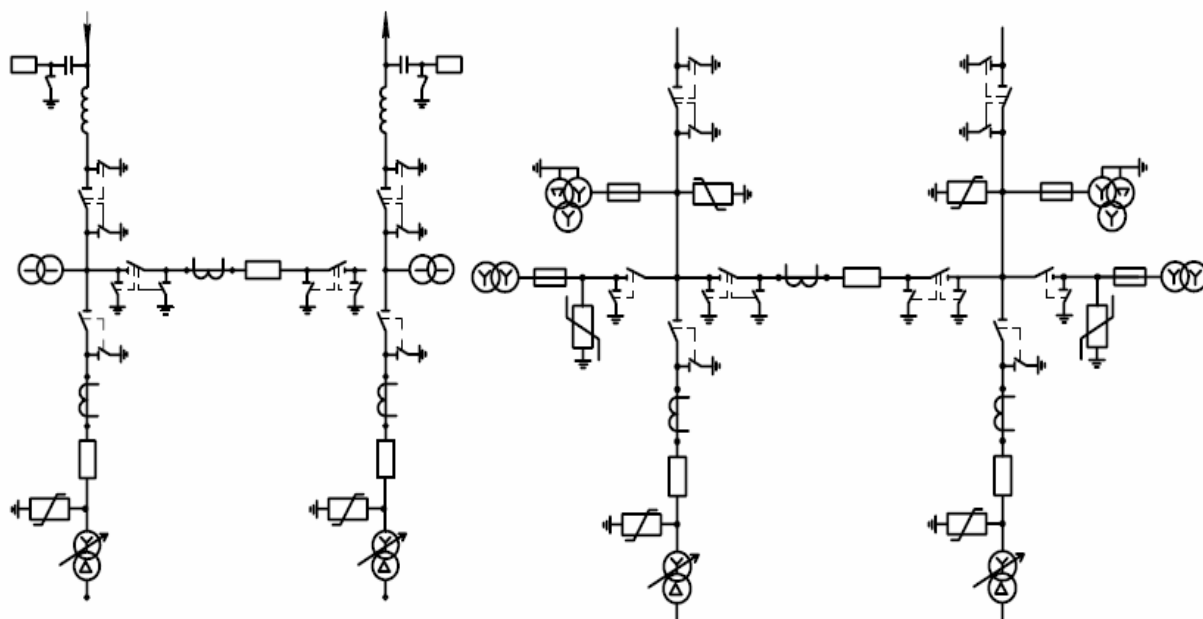
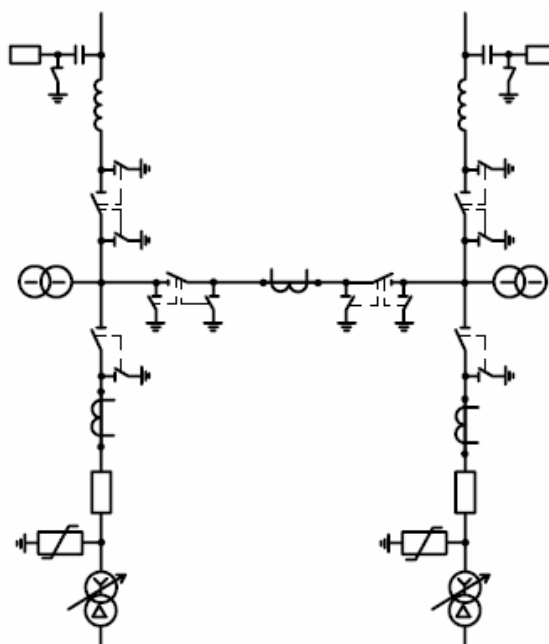


Рисунок П.7 – Схемы мостик с выключателями в цепях трансформаторов 35 кВ



а)



б)

Рисунок П.8 – Схемы на 35 кВ: а) блок «линия-трансформатор» с выключателем, б) два блока с трансформаторами и неавтоматической перемычкой со стороны линии

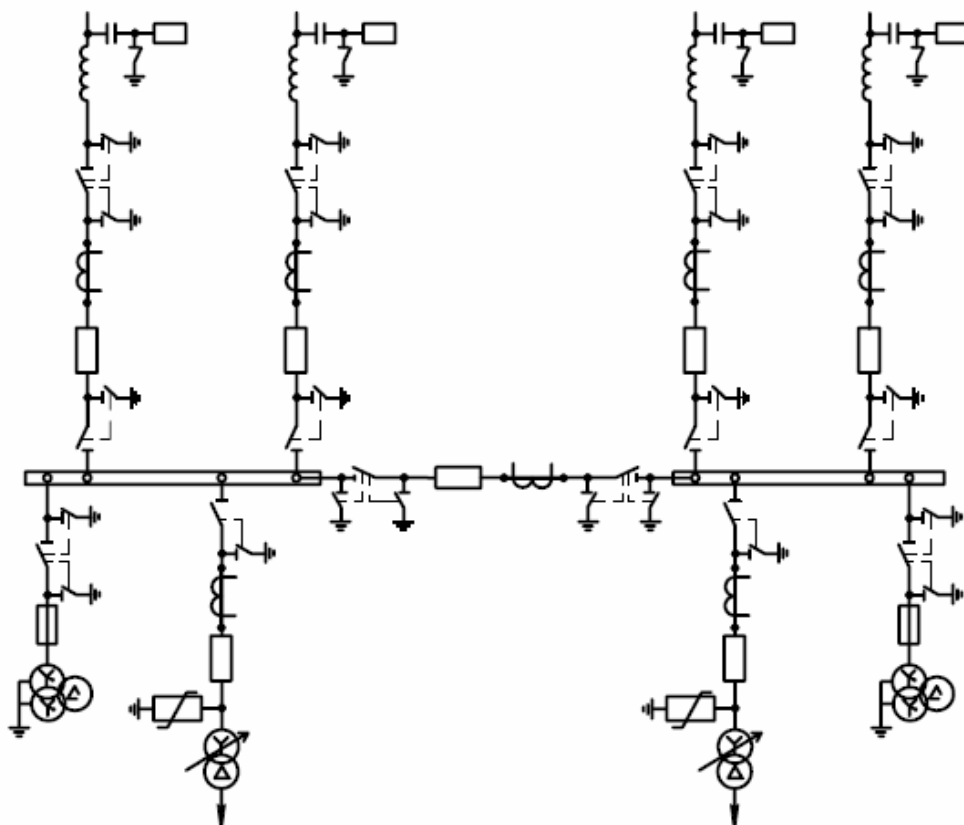


Рисунок П.9 – Схема: одна рабочая, секционированная выключателем система шин (35 кВ)

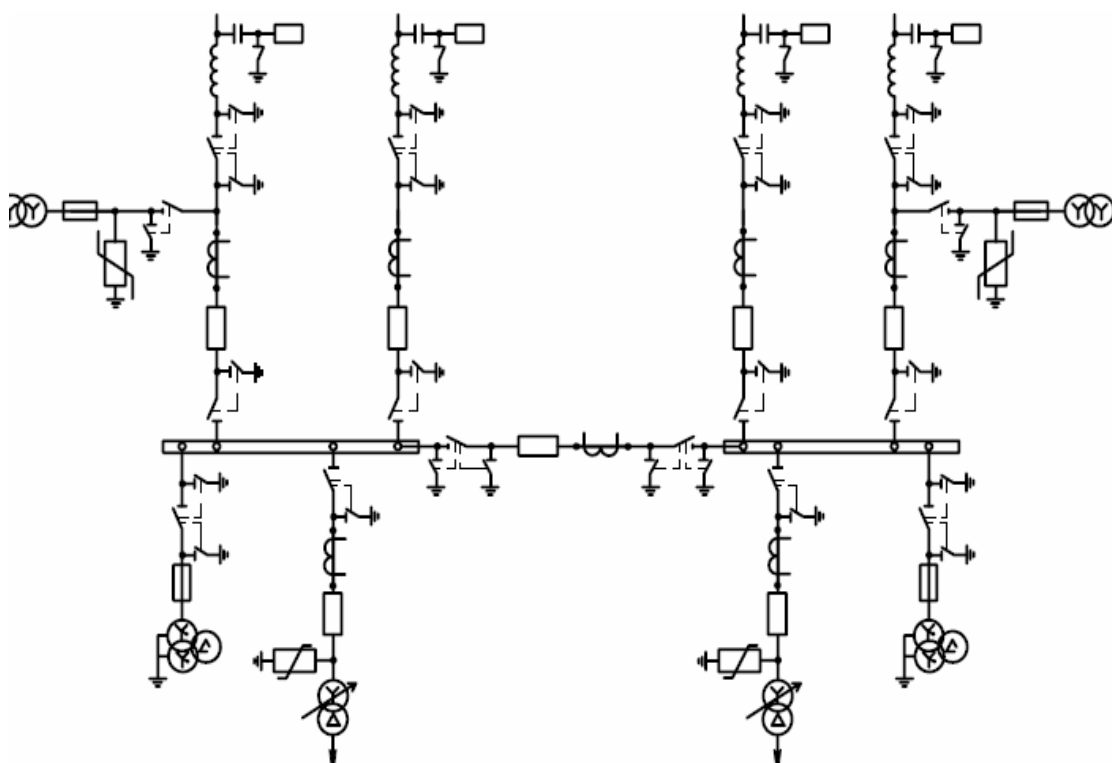


Рисунок П.10 – Схема на 35 кВ: одна рабочая, секционированная выключателем, система шин с ТСН в линиях

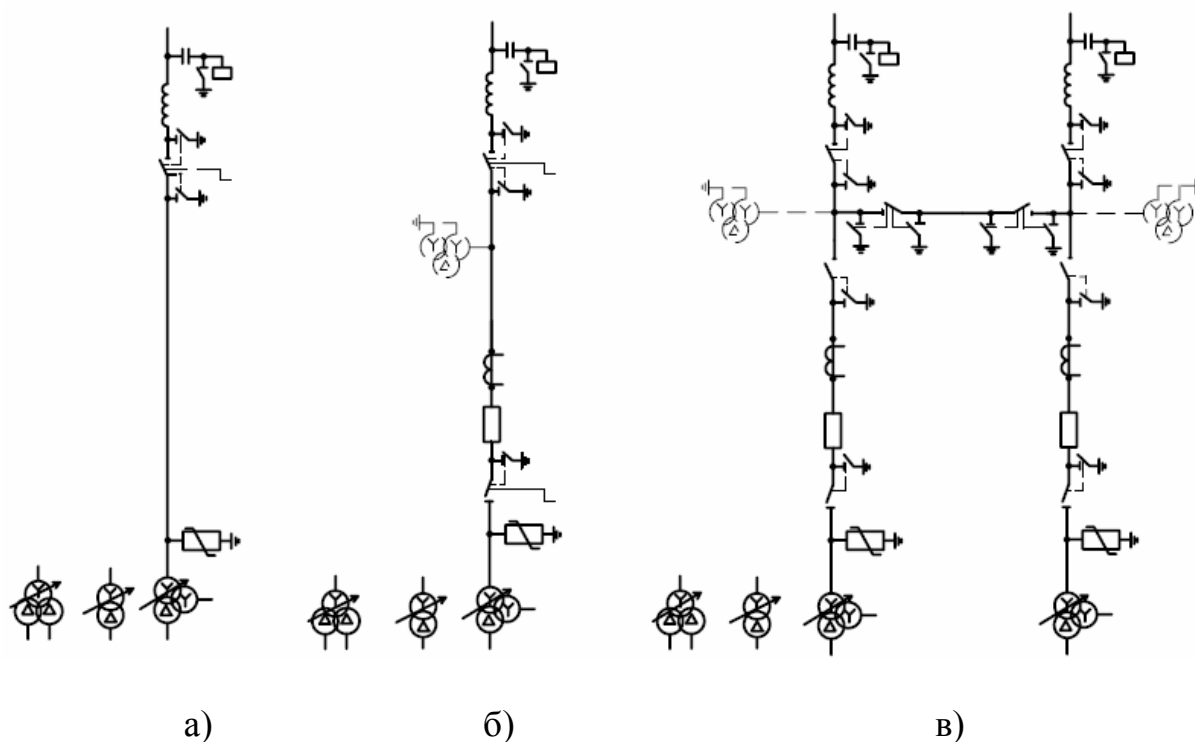


Рисунок П.11 – Схемы на 110 кВ: а) блок (линия-трансформатор) с разъединителем, б) блок (линия-трансформатор) с выключателем, в) два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

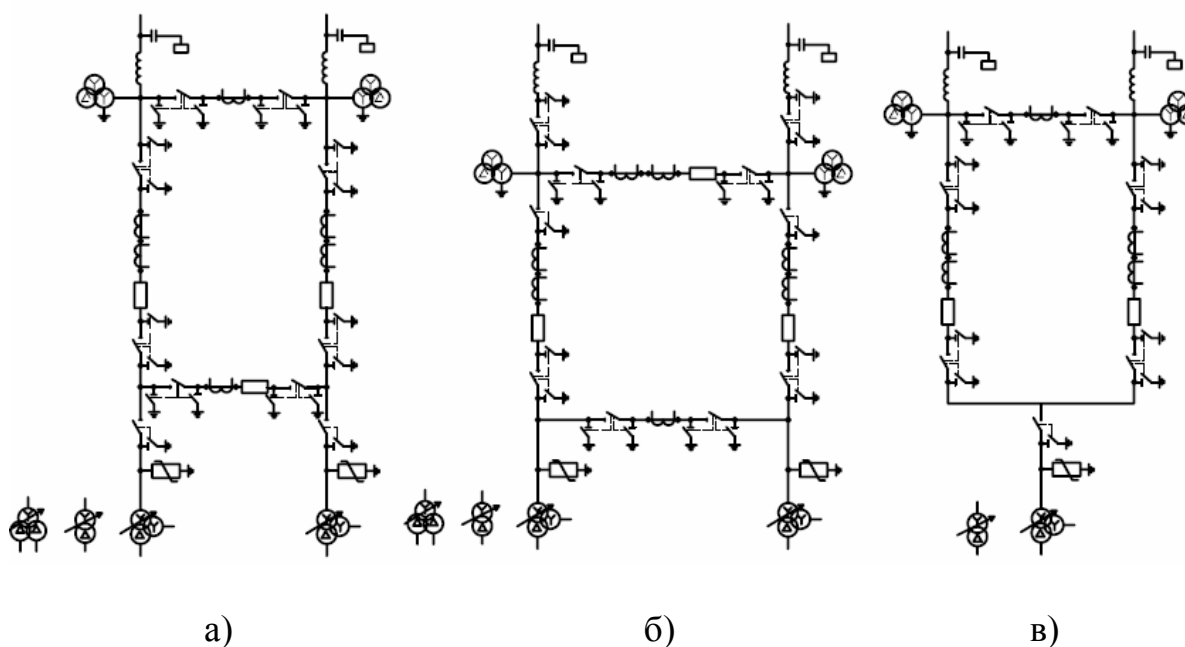
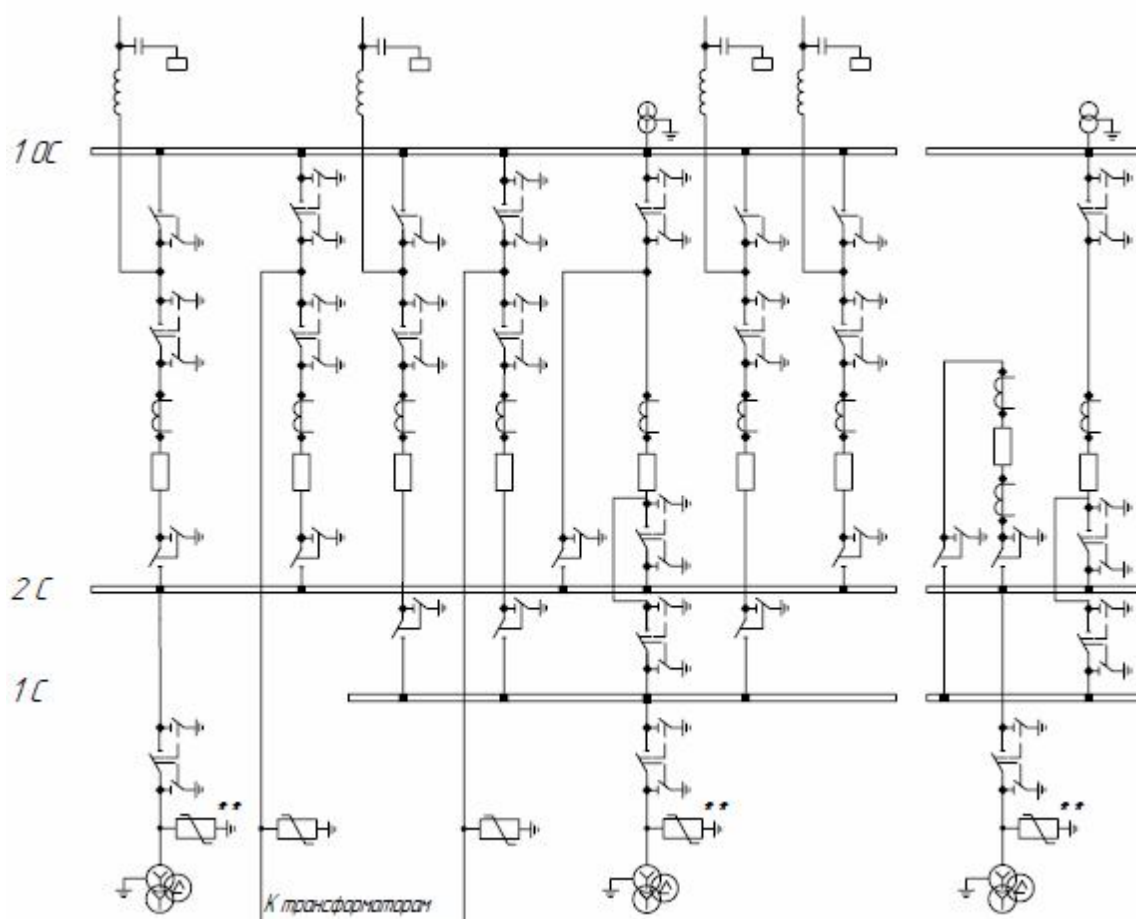


Рисунок П.12 – Схемы на 110 кВ: а) мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии; б) мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов; в) заход – выход



а)

б)

Рисунок П1.13 – а) вариант схемы 110 кВ, б) узел отдельного секционного и обходного выключателей

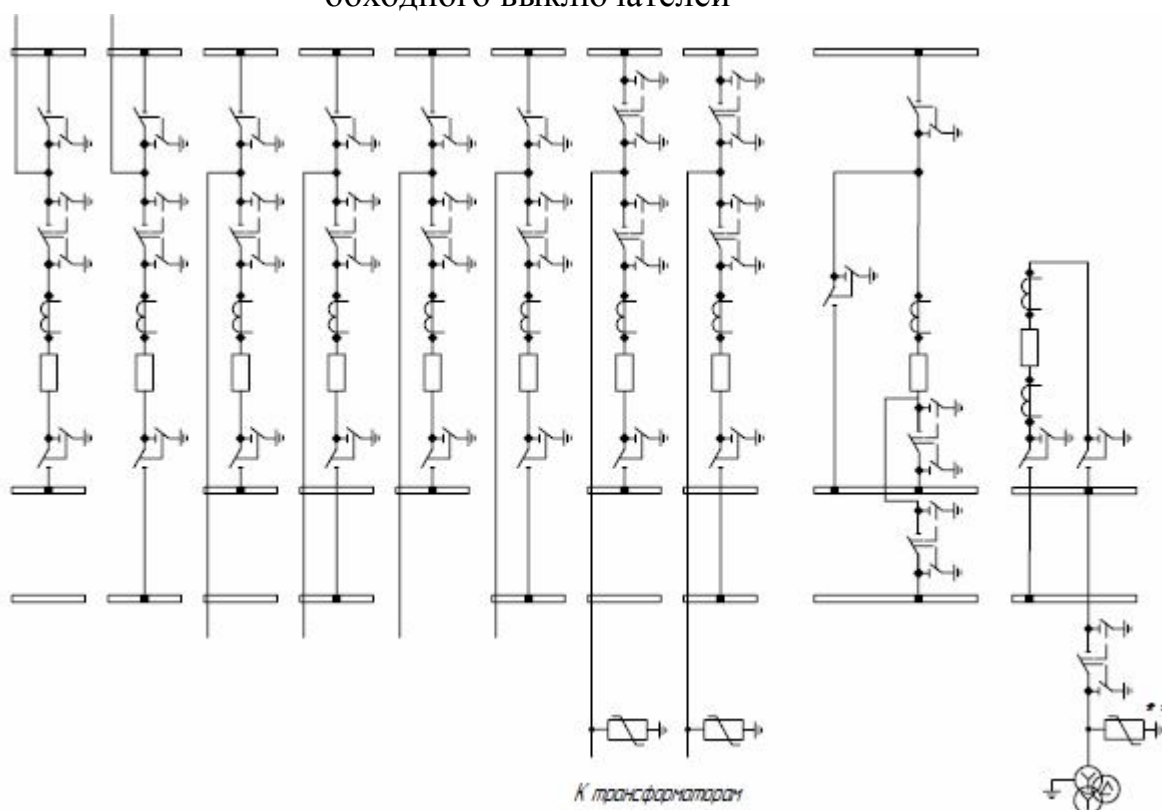
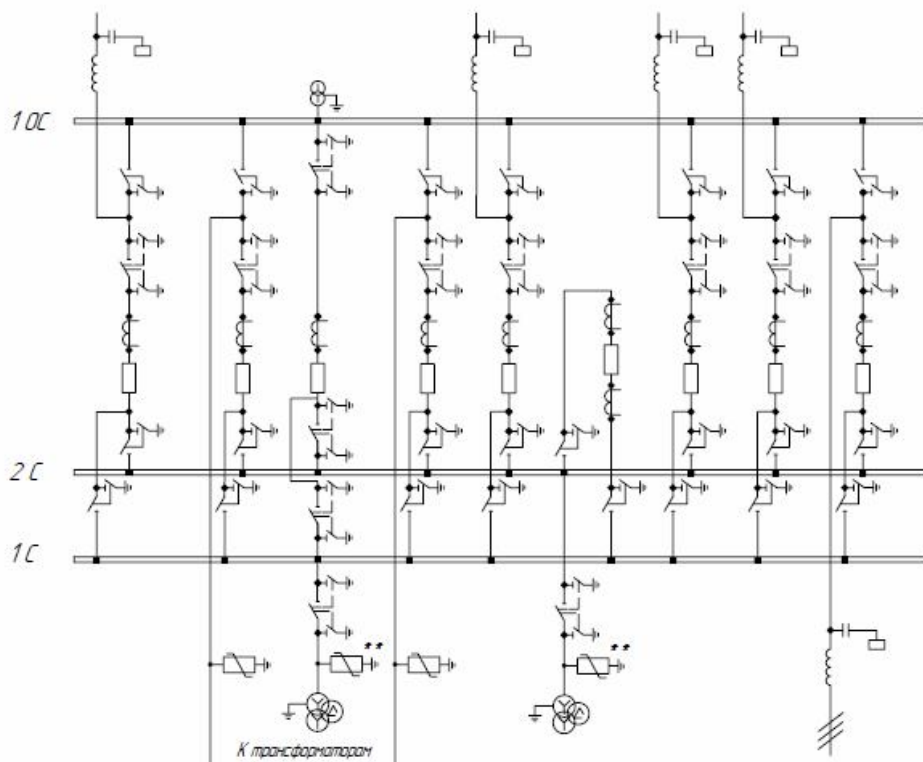
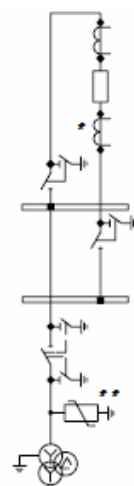


Рисунок П1.14 – Дополнительные варианты ячеек для схемы 110 кВ

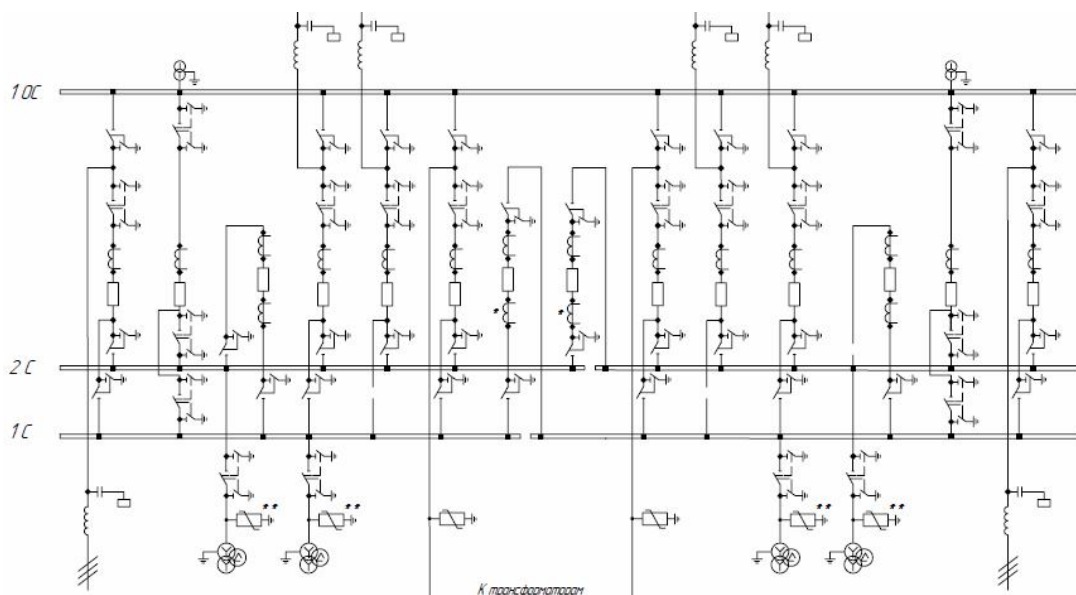


а)

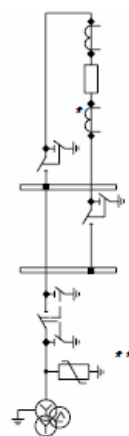


б)

Рисунок П1.15 – а) вариант схемы 110 кВ, б) – дополнительный вариант ячейки шиносоединительного выключателя для этой схемы



а)



б)

Рисунок П1.15 – а) вариант схемы 110 кВ, б) – дополнительный вариант ячейки шиносоединительного выключателя для этой схемы



## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО ВЫБОРУ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Таблица П 2.1

Технические данные трехфазных масляных трансформаторов

Тип	$S_{\text{ном}}$ , кВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		Схема и группа со- единения обмоток	Потери, Вт		Напряжение КЗ, %	Ток XX, %
		ВН	НН		XX	КЗ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Напряжение до 35 кВ								
ТМ-25/10	25	6; 10	0,4	Y/Y <sub>н</sub> -0 Y/Y <sub>н</sub> -11	130	600; 690	4,5; 4,7	3,2
ТМ-40/10	40				175	880; 1000		3
ТМ-63/10	63				240	1280; 1470		2,8
ТМ-100/10	100				330	1970		2,6
ТМ-100/35		35	420	2270				
ТМ-160/10	160	6; 10	0,4; 0,69	Y/Y <sub>н</sub> -0 $\Delta$ /Y <sub>н</sub> -11 Y/Y <sub>н</sub> -11	510	2650	4,5; 4,7	2,4
ТМФ-160/10		35			620	3100		
ТМ-160/35		250			6; 10	740	3700	
ТМФ-250/10	35				900	4200	6,5; 6,8	
ТМ-250/35	35				900	4200	6,5; 6,8	
ТМ-400/10	400	6; 10			$\Delta$ /Y <sub>н</sub> -0	950	5900	4,5
ТМФ-400/10				$\Delta$ /Y <sub>н</sub> -11				
ТМН-400/10				$\Delta$ /Y <sub>н</sub> -11				
ТМ-400/35		35		Y/Y <sub>н</sub> -0	1200	5500	6,5	
ТМН-400/35				$\Delta$ /Y <sub>н</sub> -11		5900		
ТМ-630/10	630	6; 10		0,4	Y/Y <sub>н</sub> -0	1310	7600	5,5
ТМФ-630/10			0,4	$\Delta$ /Y <sub>н</sub> -11	8500			
ТМН-630/10			0,69	$\Delta$ /Y <sub>н</sub> -11				
ТМ-630/35		35	0,4	Y/Y <sub>н</sub> -11	1600	7600	6,5	
ТМФ-630/35			0,69	$\Delta$ /Y <sub>н</sub> -11		8500		
ТМН-630/35			6,3; 11	Y/ $\Delta$ -11, Y/ $\Delta$ -11		7600		

Продолжение таблицы П 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9		
TM-1000/10	1000	6; 10	0,4	Y/Y <sub>н</sub> -0	-	-	-	-		
			0,69	Δ/Y <sub>н</sub> -11; Δ/Y <sub>н</sub> -11						
			3,15; 6,3	Y/Δ-11						
		10	10,5							
TM-1000/35		13,8 15,75	0,4; 0,69	Y/Y <sub>н</sub> -0; Δ/Y <sub>н</sub> -11	2000	12200	6,5	1,4		
		20	6,3; 10,5	Y/Δ-11						
		35	3,15; 6,3; 10,5	Y/Δ-11						
TMH-1000/35		20	0,4	Y/Y <sub>н</sub> -0; Δ/Y <sub>н</sub> -11	2100	11600			6,5	1,4
			0,69	Δ/Y <sub>н</sub> -11						
			6,3; 11	Y/Δ-11						
		35	0,4; 0,69	Y/Y <sub>н</sub> -0		12200				
			6,3; 11	Y/Δ-11		11600				
TM-1600/10	1600	6	0,4	Y/Y <sub>н</sub> -0; Δ/Y <sub>н</sub> -11	-	-	-	-		
			0,69	Δ/Y <sub>н</sub> -11						
		10	3,15; 6,3	Y/Δ-11						
TM-1600/35		20	0,4	Y/Y <sub>н</sub> -0; Δ/Y <sub>н</sub> -11	2750	18000	6,5	1,3		
			0,69	Δ/Y <sub>н</sub> -11						
			6,3; 10,5	Y/Δ-11						
		35	0,4; 0,69	Y/Y <sub>н</sub> -0		16500				
			3,15; 6,3; 10,5	Y/Δ-11						
TMH-1600/35		13,8	0,4	Y/Δ <sub>н</sub> -11	2900	16500				
		15,75	11	Y/Δ-11						
		20	0,4	Y/Y <sub>н</sub> -0; Δ/Y <sub>н</sub> -11						
			0,69	Δ/Y <sub>н</sub> -11						
			6,3; 11							
		35	0,4; 0,69	Y/Y <sub>н</sub> -0		18000				
			6,3; 11	Y/Δ-11		16500				

Продолжение таблицы П 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9				
ТМ-2500/10	2500	6	0,4; 0,69	$\Delta/Y_{\text{H}}-11$	3850	23500	6,5	1,0				
		10	3,15	$Y/\Delta-11$								
		10	6,3; 10,5									
ТМ-2500/35	2500	20	0,69	$\Delta/Y_{\text{H}}-11$	3900	23500	6,5	1				
		35	3,15	$Y/\Delta-11$								
		20; 35	6,3; 10,5									
ТМН-2500/35		13,8; 15,75	6,3; 11	$Y/\Delta-11$	4100				23500	6,5	1	
		20	0,69	$\Delta/Y_{\text{H}}-11$								
		35		$Y/Y_{\text{H}}-0$								
		20; 35	6,3	$Y/\Delta-11$								
			11									
ТМ-4000/10	4000	6; 10	3,15		5200	33500	7,5	0,9				
		10	6,3									
35		3,15	5300									
20; 35		6,3; 10,5										
ТМН-4000/35		13,8; 15,75; 20; 35							6,3; 11	5600		
ТМ-6300/10		6300	10						3,15; 6,3; 10,5	7400	46500	7,5
ТМ-6300/35			35	3,15					7600			
			20; 35	6,3; 10,5								
ТМН-6300/35	35		6,3; 11	8000								
ТД-10000/35	10000	38,5	6,3; 10,5	-	-	-	-					
ТД-16000/35	16000	-	-	-	-	-	-					
ТДЦ-80000/35	8000	15,75	6,3; 10,5	$\Delta/\Delta-0$	58000	280000	10,0	0,45				
Модернизированные с масляным диэлектриком												
ТМ-400/10	400	6; 10	0,4; 0,69	-	900	5500	4,5	1,5				
ТМ-630/10	630				1250	7600		1,25				
ТМ-1000/10	1000				1900	10500		1,15				
ТМВМЗ-630/10	630				1200	8500	5,5	0,4				
ТМВМЗ-1000/10	1000				1650	11000						

Продолжение таблицы П 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Для комплектных трансформаторных подстанций								
ТМЗ-250/10	250	6; 10	0,4; 0,69	-	740	3700	4,5	2,3
ТМЗ-400/10	400				950	5500		2,1
ТМЗ-630/10	630				1310	7600	5,5	1,8
ТНЗ-630/10								
ТМЗ-1000/10	1000				1900	10800		1,2
ТНЗ-1000/10								
ТМЗ-1600/10	1600				2650	16500	6,0	1,0
ТНЗ-1600/10								
ТМЗ-2500/10	2500				3750	24000		0,8
ТНЗ-2500/10								
Напряжение до 220 кВ (номинальная мощность в МВА, потери в кВт)								
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11	-	5,5	22	10,5	1,5
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6; 11; 16,5		10	44		1
ТДН-10000/110	10		6,6; 11; 16,5		14	58		0,9
ТДН-16000/110	16		22; 34,5		18	85		0,7
ТДН-25000/110	25		38,5		25	120		0,65
ТДН-40000/110	40				34	170		0,55
ТРДН-25000/110	25				6,3-6,3; 10,5-10,5	25		120
ТРДН-40000/110	40		6,3-10,5		34	170		0,55
ТРДН-63000/110	63				50,5	245		0,5
ТРДН-80000/110	80				58	310		0,45
ТРДН-63000/110	63	50			245	0,5		
ТДН-80000/110	80	10,5-10,5	58		310	0,45		
ТРДЦН-125000/110	125	242	6,3		105	400	11,0	0,55
ТД-80000/220	80		10,5; 13,8		79	315		0,45
ТДЦ-125000/220	125		10,5; 13,8		120	380		0,55

## Окончание таблицы П 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТРДН-32000/220	32	230	6,3-6,3	-	45	150	11,5	0,65
ТРДНС-40000/220	40		6,6-6,6 11-11 11-6,6		50	170		0,6
ТРДН-63000/220	63		6,3-6,3 6,6-6,6		70	265	-	0,5
ТРДЦН-63000/220			11,0-11,0 11,0-6,6					
ТРДЦН-100000/220	100		11,0-11,0		102	340	125	0,65
ТРДЦН-160000/220	160				155	500	-	0,5
ТРДЦН-200000/220	200				-	-	-	-

Таблица П 2.2

Технические данные трехфазных масляных трехобмоточных трансформаторов общего назначения

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			Ток XX, %			
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	ВН-СН	ВН-СН	СН-НН				
ТМТН-6300/35	6,3	35	10,5; 13,8; 15,75	6,3	-	55	7,5	7,5	16	-			
ТДТН-10000/35	10	36,75				75	8;	16,5;	7				
ТДТН-16000/35	16					115	(16,5)	(8,0)					
ТМТН-6300/110	6,3	115	16,5; 22; 38,5	6,6; 11	12,5	52	10,5	17	6	1,1			
ТДТН-10000/110	10		16,5; 22; 34,5; 38,5		17	76		17,5	6,5	1,0			
ТДТН-16000/110	16		22; 34,5; 38,5		21	100				0,8			
ТДТН-25000/110	25		11; 22; 34,5; 38,5	6,6	28,5	140				0,7			
ТДТН-40000/110	40		11	6,6	39	200							
			22; 34,5; 38,5	6,6; 11									
ТДТН-63000/110	63		11	6,6	53	290		18,0		0,55			
			38,5	6,6; 11									
ТДТН-80000/110	80			11	6,6	64	365	11,0	18,5	7,0	0,5		
			38,5	6,6; 11									
ТДЦТН-80000/110				11	6,6								
			38,5	6,6; 11									
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	6,6; 11	45	130	12,5	20	6,5	0,9			
ТДТН-40000/220	40				54	220		22	9,5	0,55			
ТДТН-63000/220	63							—	—	—	—	—	—

Таблица П 2.3

## Технические данные выключателей

Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{ном.откл}}$ , кА	Предельный сквозной ток КЗ, кА		$I_{\text{ном.вкл.}}$ , кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия, с	Полное время отключения, с
				Наибольший ток	Начальное действующее значение периодической составляющей	Наибольший ток	Начальное действующее значение периодической составляющей		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Маломасляные									
ВММ-10А-400-10У2	10	400	10	25,5	10	25,5	10	10/3	0,105
ВММ-10-630-10У2		630							
ВММ-10-320-10Т3	11	320							
ВПМ-10-20/630У3	10	630	20	52	20	52	20	20/4	0,11; 0,14
ВПМ-10-20/630У2									0,14
ВПМП-10-20/630У3									0,14
ВПМ-10-20/1000У3									0,11
ВПМ-10-20/1000У2		0,14							
ВПМП-10-20/1000У3		20/8						0,095	
ВМПЭ-10-630-20У3									
ВМПЭ-10-1000-20У3									
ВМПЭ-10-1600-20У3									
ВМПЭ-11-630-20Т3	11								
ВМПЭ-11-1250-20Т3									

Продолжение таблицы П 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ВМПЭ-10-630-31,5У3	10	630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,095	
ВМПЭ-10-1000-31,5У3		1000								
ВМПЭ-10-1600-31,5У3		1600							0,12	
ВМПЭ-10-3150-31,5У3		3150								
ВМПЭ-11-630-31,5Т3	11	630							0,095	
ВМПЭ-11-1250-31,5Т3		1250								
ВМПЭ-11-2500-31,5Т3		2500								
БК-10-630-20У2	10	630	20	52	20	52	20	20/4	0,07	
БК-10-630-20Т3	11									
БК-10-1000-20У2	10	100								
БК-10-1250-20Т3	11	1250								
БК-10-1600-20У2	10	1600	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4		
БК-10-630-31,5У2		630								
БК-10-630-31,5Т3	11									
БК-10-1000-31,5У2	10	1000								
БК-10-1250-31,5Т3	11	1250								
БК-10-1600-31,5У2	10	1600	20	52	20	52	20	20/3	0,095	
БКЭ-10-20/630У3		630								
БКЭ-10-20/630Т3	11									
БКЭ-10-20/1000У3	10	1000								
БКЭ-10-20/1250Т3	11	1250								
БКЭ-10-20/1600У3	10	1600								
БКЭ-10-31,5/630У3	10	630	20	80	31,5	80	31,5	31,5/3		
БКЭ-10-31,5/630Т3	11									
БКЭ-10-31,5/1000У3	10	1000								
БКЭ-10-31,5/1250Т3	11	1250								



Продолжение таблицы П 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
БКЭ-10-31.5/1600У3	10	1600	20	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,095
МГГ-10-3150-45У3	10	3150/-							0,15
МГГ-10-4000-45У3		4000/-							
МГГ-10-5000-45У3		5000/-							
МГГ-10-5000-63У3		-/5000	63/58	170	64	170/100	64/38	64/4	0,13
МГГ-10-2000-45Т3		-/2000	45/45	120	45	120/51	45/20	45/4	0,15
МГГ-10-3150-45Т3		-/3150							
МГГ-10-4000-45Т3		-/4000							
МГГ-11-3500/1000Т3	11,5	4000/3500	64/58	170	64	170/100	64/38	64/4	0,12
Электромагнитные									
ВЭМ-10Э-1000/20У3	10	1000	20	52	20	52	20	20/4	0,07
ВЭМ-10Э-1250/20У3		1250							
ВЭ-6-40/1600У3{Т3}	6(6,6)	1600	40	128	40	128	40	40/4	0,075
ВЭ-6-40/2000У3(Т3)		2000							
ВЭ-6-40/3200У3(Т3)		3200							
ВЭС-6-40/1600У3(Т3)		1600							
ВЭС-6-40/2000У3(Т3)		2000							
ВЭС-6-40/3200У3(Т3)		3200							
ВЭЭ-6-40/1600У3(Т3)		1600						40/3	0,08
ВЭЭС-6-40/1600У3(Т3)									
ВЭЭ-6-40/2000Т3	6,6	2000							
ВЭЭС-6-40/2000Т3									
ВЭЭ-6-40/2500У3(Т3)	6(6,6)	2500							
ВЭЭС-6-40/2500У3(Т3)									

Продолжение таблицы П 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ВЭЭ-6-40/3150У3	6	3150	40	128	40	128	40	40/3	0,08	
ВЭЭС-6-40/3150У3										
ВЭ-10-1250-20-У3(Т3)	10	1250	20	51	20	51	20	20/4	0,075	
ВЭ-10-1600-20-У3(Т3)		1600								
ВЭ-10-2500-20-У3(Т3)		2500								
ВЭ-10-3600-20-У 3(Т3)		3600								
ВЭ-10-1250-31,5-У3(Т3)		1250	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4		
ВЭ-10-1600-31,5У3(Т3)		1600								
ВЭ-10-2500-31,5-У3(Т3)		2500								
ВЭ-10-3600-31,5-У3(Т3)		3600								
ВЭ-10-40/1600У3	10	1600	40	100	40	100	40	40/3	0,08	
ВЭ-10-40/1600У3	11									
ВЭ-10-40/2500У3	10	2500								
ВЭ-10-40/2500Т3	11									
ВЭ-10-40/3150У3	10	3150								
ВЭ-10-40/3150Т3	11									
Вакуумные										
ВВТЭ-10-10/630У2	10	630	10	25	10	25	10	10/3	0,05	
ВВТП-10-10/630У2			20	52	20	52	20	20/3		
ВВТЭ-10-20/630УХЛ2										
ВВТП-10-20/630УХЛ2										
ВВТЭ-10-20/1000УХЛ2		1000								
ВВТП-10-20/1000УХЛ2										
ВВЭ-10-20/630У3										630
ВВЭ-10-20/1000У3										1000
ВВЭ-10-20/1600У3		1600								

Продолжение таблицы П 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
BBЭ-10-31,5/630Y3	10	630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075
BBЭ-10-31,5/1000Y3		1000							
BBЭ-10-31,5/1600Y3		1600							
BBЭ-10-31,5/2000Y3		2000							
BBЭ-10-31,5/3150Y3		3150							
BBЭ-10-20/630T3	11	630	20	52	20	52	20	20/3	0,075
BBЭ-10-20/1250T3		1250							
BBЭ-10-31,5/630T3		630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	
BBЭ-10-31,5/1250T3		1250							
BBЭ-10-31,5/1600T3		1600							
BBЭ-10-3175/2500T3		2500							
BBЭ-10-40/1250T3	10	1250	40	112	40	112	40	10/3	0,07
BBЭ-10-40/1600Y3		1600							
BBЭ-10-40/1600T3		2000							
BBЭ-10-40/2000Y3		2500							
BBЭ-10-40/2500T3		3150							
BBЭ-10-40/3150Y3		630	20	52	20	52	20	20/3	
BB-10-20/630Y3		1000							
BB-10-20/1000Y3		1250							
BB-10-20/1250T3		1600							
BB-10-20/1600Y3		630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	
BB-10-31,5/630Y3		1000							
BB-10-31,5/630T3		1250							
BB-10-31,5/1000Y3		1600							
BB-10-31,5/1250T3									
BB-10-31,5/1600Y3									
BB-10-31,5/1600T3									

## Окончание таблицы П 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВБПЧ-С-10-20/1000У3	10	1000	20	50	20	51	20	20/3	0,04
ВБПЭ-10-20/630У3		630		52		52			0,08
ВБПЭ-10-20/1000У3		1000							
ВБПЭ-10-20/1600У3		1600	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	
ВБПЭ-10-31,5/630У3		630							
ВБПЭ-10-31,5/1000У3		1000							
ВБПЭ-10-31,5/1600У3		1600							
ВБСН-10-25/1000У3	6; 10	1000	25	63	25	63	25	25/3	0,06
ВБКЭБ-10-20/630У3	10	630	20	52	20	52	20	20/3	0,07
ВБКЭБ-10-20/1000У3		1000							
ВБКЭБ-10-20/1600У3		1600							
ВБКЭБ-10-31,5/630У3		630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	
ВБКЭБ-10-31,5/1000У3		1000							
ВБКЭБ-10-31,5/1600У3		1600							
ВБКЭР-10-20/630У3		630	20	52	20	52	20	20/3	0,08
ВБКЭР-10-20/1000У3		1000							
ВБКЭР-10-20/1600У3		1600							
ВБМЭ-10-40/2500У3		2500	40	100	40	100	40	40/3	0,07
ВБМЭ-10-40/3150У3		3150							
ВВ/TEL-6-8/800	6	800	8	20	8	20	8	8/3	0,025
ВВ/TEL-6-10/800	10		10	25	10	25	10	10/3	
ВВ/TEL-10-8/800			8	20	8	20	8	8/3	
ВВ/TEL-10-12,5/800			12,5	32	12,5	32	12,5	12,5/3	
ВВ/TEL-10-16/800			16	40	16	40	16	16/3	
ВВ/TEL-10-20/800			20	50	20	50	20	20/3	
ВБТ-10-20/630УХЛЗ	630			52		52		0,05	

Таблица П 2.4

## Технические характеристики выключателей нагрузки

Тип	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, А	Наибольший ток отключения, А	Предельный сквозной ток, А		Допустимый ток включения, кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия	Ток отключения холостого хода трансформатора, А
				Амплитудное значение	Действующее значение периодической составляющей	Амплитудное значение	Действующее значение периодической составляющей		
ВНР-10/400-10зУ3	400	400	800	25	10	2,5	1	10/1	1,5
ВНРп-10/400-10зУ3						25			15
ВНРп-10/400-10зЗУ3									
ВНРп-10/400-10зпУ3									
ВНРп-10/400-10зпЗУ3									
ВНПу-10/400-10зУ3									
ВНПу-10/400-10зпУ3									
ВНПу-10/400-10зпЗУ3						10	1,5		
ВНВ-10/320	320	-	-	20	-	-	-	12/-	-

Таблица П 2.5

## Основные технические данные предохранителей

Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{мах}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ предохранителя, А	$I_{\text{ном откл.}}$ , кА
1	2	3	4	5
ПКТ101-6-2-40У3	6	7,2	2	40
ПКТ101-6-3,2-40У3			3,2	
ПКТ101-6-5-40У3			5	
ПКТ101-6-8-40У3			8	
ПКТ101-6-10-40У3			10	
ПКТ101-6-16-40У3			16	
ПКТ101-6-20-40У3			20	
ПКТ101-6-31,5-20У3			31,5	20
ПКТ101-10-2-31,5У3	10	12	2	31,5
ПКТ101-10-3,2-31,5У3			3,2	
ПКТ101-10-5-31,5У3			5	
ПКТ101-10-8-31,5У3			8	
ПКТ101-10-10-31,5У3			10	
ПКТ101-10-16-31,5У3			16	
ПКТ101-10-20-31,5У3			20	
ПКТ101-10-31,5-12,5У3			31,5	12,5

Продолжение таблицы П 2.5

1	2	3	4	5
ПКТ102-6-31,5-31,5У3	6	7,2		31,5
ПКТ102-6-40-31,5У3			40	
ПКТ102-6-50-31,5У3			50	
ПКТ102-6-80-20-У3			80	20
ПКТ102-10-31,5-31,5У3	10	12	31,5	31,5
ПКТ102-10-40-31,5У3			40	
ПКТ102-10-40-12,5У3			50	12,5
ПКТ103-6-80-31,5У3	6	7,2	80	31,5
ПКТ103-6-100-31,5У3			100	
ПКТ103-6-160-20У3			160	
ПКТ103-10-50-31,5У3	10	12	50	31,5
ПКТ103-10-80-20У3			80	20
ПКТ103-10-100-12,5У3			100	12,5
ПКТ104-6-160-31,5У3	6	7,2	160	31,5
ПКТ104-6-200-31,5У3			200	
ПКТ104-6-315-20У3			315	20
ПКТ104-10-100-31,5У3	10	12	100	31,5
ПКТ104-10-160-20У3			160	20
ПКТ104-10-200-12,5У3			200	12,5
ПКТ101-6-2-20У3	6	7,2	2	20
ПКТ101-6-3,2-20У3			3,2	
ПКТ101-6-5-20У3			5	
ПКТ101-6-8-20У3			8	
ПКТ101-6-10-20У3			10	
ПКТ101-6-16-20У3			16	
ПКТ101-6-20-20У3			20	
ПКТ101-10-2-12,5У3	10	12	2	12,5
ПКТ101-10-3,2-12,5У3			3,2	
ПКТ101-10-5-12,5У3			5	
ПКТ101-10-8-12,5У3			8	
ПКТ101-10-10-12,5У3			10	
ПКТ101-10-16-12,5У3			16	
ПКТ101-10-20-12,5У3			20	
ПКТ101-6-2-40У1	6	7,2	2	40
ПКТ101-6-3,2-40У1			3,2	
ПКТ101-6-5-40У1			5	
ПКТ101-6-8-40У1			8	
ПКТ101-6-10-40У1			10	

## Окончание таблицы П 2.5

1	2	3	4	5
ПКТ101-6-16-40У1	6	7,2	16	40
ПКТ101-6-20-40У1			20	
ПКТ101-6-31,5-20У1			31,5	20
ПКТ101-7,2-2-40Т3	6	7,2	2	40
ПКТ101-7,2-3,2-40Т3			3,2	
ПКТ101-7,2-5-40Т3			5	
ПКТ101-7,2-8-40Т3			8	
ПКТ101-7,2-10-40Т3			10	
ПКТ101-7,2-16-40Т3			16	
ПКТ101-7,2-20-40Т3			20	
ПКТ101-7,2-31,5-20Т3			31,5	20
ПКТ101-10-2-20У1			2	
ПКТ101-10-3,2-20У1			3,2	
ПКТ101-10-5-20У1			5	
ПКТ101-10-8-20У1			8	
ПКТ101-10-10-20У1			10	
ПКТ101-10-16-20У1			16	
ПКТ101-10-20-20У1			20	
ПКТ101-10-31,5-12,5У1			31,5	12,5
ПКТ101-12-2-20Т3	10	12	2	20
ПКТ101-12-3,2-20Т3			3,2	
ПКТ101-12-5-20Т3			5	
ПКТ101-12-8-20Т3			8	
ПКТ101-12-10-20Т3			10	
ПКТ101-12-16-20Т3			16	
ПКТ101-12-20-20Т3			20	
ПКТ102-7,2-31,5-31,5Т3	6	7,2	31,5	31,5
ПКТ102-7,2-40-31,5Т3			40	
ПКТ102-7,2-50-31,5Т3			50	
ПКТ102-12-31,5-20Т3	10	12	31,5	20
ПКТ102-12-40-20Т3			40	
ПКТ105-7,2-80-31,5Т3	6	7,2	80	31,5
ПКТ105-7,2-100-31,5Т3			100	
ПКТ105-12-50-20Т3	10	12	50	20
ПКТ105-12-80-20Т3			80	

Таблица П 2.6

## Разъединители внутренней установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Стойкость при сквозных токах КЗ, кА		Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с		Привод
				Амплитуда предельного сквозного тока	Предельный ток термиче- ской стойкости	главных ножей	заземляющих ножей	
В трехполюсном исполнении (рама)								
PВЗ- 20/63УЗ	20	24	30	50	20	4		ПР-3УЗ
PВЗ-20/1000УЗ	20	24	1000	55	20	4		ПР-3УЗ
PВЗ-35/630УЗ	35	40,5	630	51	20	4		ПР-3УЗ
PВЗ-35/1000УЗ	35	40,5	1000	80	31,5	4		ПР-3УЗ
PВРЗ-Ш- 10/2000УЗ	10	12	2000	85	31,5	4		ПР-3УЗ, или ПЧ-50УЗ, или ПД-5У1
В однополюсном исполнении								
PВК-35/2000	35	40,5	2000	115	45	4		ПР-3УЗ
PВРЗ-10/2500УЗ	10	12	2500	125	45	4		ПЧ-50УЗ, или ПД-5У1, или ПР-3УЗ
PВРЗ- 35/2000УХЛ1	10	12	4000	125/180*	45/71*	4	-	ПЧ-50УЗ или ПД-5У1
PВРЗ-20/6300УЗ	20	24	6300	220/260	80/100	4		ПЧ-50УЗ или ПД-5У1
PВРЗ-20/8000УЗ	20	24	8000	300/320	112/125	-	-	ПД-12УЗ и ПЧ-50УЗ
PВРЗ- 20/12500УЗ	20	24	12500	410 гл.н., 250 заз.	180 гл.н., 100 заз.			



Таблица П 2.7

## Разъединители наружной установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Стойкость при сквозных токах КЗ, кА		Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с		Привод	
				Амплитуда предельного сквозного тока	Предельный ток термической стойкости	главных ножей	заземляющих ножей		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
В трехполюсном исполнении (рама)									
РЛНД-10/400У1	10	12	400	25	10	4	1	ПРН-10МУ1 или ПР-2УХЛ1	
РЛНД-10/630У1			630	35,5	12,5				
РЛНД 1-10/400У1			400	25	10			ПРНЗ-10У1 или ПР-2УХЛ1	
РЛНД 1-10Б/400У1									
РЛНД 1-10/400ХЛ1			630	35,5	12,5				
РЛНД 1-10/630У1									
РЛНД 2-10/400У1			400	25	10			ПРНЗ-2-10У1 или ПР-2УХЛ1	
РЛНД 2-10Б/400У1									
РЛНД 2-10/400ХЛ1									
РЛНД 2-10/630У1			630	35,5	12,5				
В однополюсном исполнении									
РНД-35/1000У1	35	40,5	1000	63	25	4	1	ПР-У1	
РНДЗ-1а-35/1000У1									
РНДЗ-35/1000У1									
РНД-35/1000ХЛ1								ПР-ХЛ1	
РНДЗ-С-35/1000У1								ПР-ХЛ1	
РНД-35Б/1000У1								ПВ-20У2 или ПРН-110В	
РНДЗ-35Б/1000У1								ПР-У1	
РНДЗ-С-35/1000У1			2000	80	31,5			ПВ-20У2 или ПРН-110В; ПР-У1 ПР-2УХЛ1	
РНДЗ-35Б/2000У1									
РДЗ-35/2000УХЛ1									
РДЗ-35/3150УХЛ1			3150	125	50				
РНДЗ2-СК-110/1000У1			110	126	1000				80
РНД-110/1000У1									
РНДЗ1а-110/1000У1	ПР-У1 или								

## Окончание таблицы П 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
РНД-110Б/1000У1								ПД-5У1
РНД31а-110/1000У1								
РНД31а-110Б/1000У1								
РНДЗ-110Б/1000У1								
РНДЗ-110/1000У1								
РНДЗ-С-110/1000У1								ПВ-20У2 или ПРН-110В
РНДЗ-110/1000ХЛ1								ПР-ХЛ1 или ПД-5ХЛ1
РНДЗ-110/2000ХЛ1								
РНДЗ-110/2000У1			2000	100	40,0			ПР-У1 или ПД-5У1
РНДЗ-110Б/2000У1								
РНДЗ-110/3150У1	110	126	3150	125	50,0	3	1	ПР-У1 или ПД-5У1
РНД-150/1000У1	150	172	1000	100	40,0			
РНД-150/2000У1			2000					
РДЗ-220/3150УХЛ1	220	252	3150	125	50,0			ПД-5У1илиПД- 5ХЛ1
РНД-220Б/2000У1			2000	100	40,0			ПР-У1 или 5Д- 5ХЛ1
РДЗ-220/1000УХЛ1			1000					ПД-5У1илиПД- 5ХЛ1
РДЗ-220/2000УХЛ1		-	2000					ПР-У1илиПР- ХЛ1

Таблица П 2.8

Короткозамыкатели наружной установки (однополюсное исполнение)

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Амплитуда предельного сквозного тока, кА	Начальное действующее значение периодической составляющей, кА	Предельный ток термической стойкости, кА	Время протекания предельного тока термической стойкости, с	Полное время включения, с, не более			Допустимое тяжение провода с учетом ветра и гололеда, Н, не более	Привод
							без гололеда	при гололеде толщиной, мм			
								до 10	до 20		
КРН-35У1	35	40,5	42	16,5	12,5	4	0,1	0,15	-	490	ПРК-1У1
КЗ-110УХЛ1	110	126	51	12,5		3	0,14	-	0,2	784	ПРК-1У1 или ПРК-1ХЛ1
КЗ-110Б-У1			32				0,18		-		
КЗ-150У1	150	172	51	20	20,0		0,2	980			
КЗ-220У1	220	252					0,25				

Таблица П 2.8

Отделители наружной установки

Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	Предель- ный ток термичес- кой стой- кости, кА		Ампли- туда пре- дельного сквозного тока, кА		Время протекания предельного тока термической стойкости, с	Допустимое тяжение провода с уче- том ветра и гололеда, Н	Полное время отключения с приводом, не более, с		Привод		
			главных ножей	заземляющих ножей	главных ножей	заземляющих ножей			без гололеда	При гололеде толщиной, мм			
										10		15	20
ОДЗ-35/630У1	35	630	12,5	-	80	80	4	490	0,45	0,50	-	-	ПРО-1У1
ОДЗ- 110/1000УХЛ1	110	1000	31,5	-		-	3	780	0,38	0,45	0,5	-	ПРО-1У1 или ПРО1ХЛ1
ОД-110Б/1000У1				-		-			0,4	-	-	-	ПРО-1У1
ОД-150Б/1000У1	150			-		-				-	0,5	ПРО-1У1	
ОД-220Б/1000У1	220			-		-			-	0,5	-	-	0,6

Таблица П 2.9

## Основные технические характеристики ограничителей перенапряжения

Наименование изделия	Краткая техническая характеристика							Масса, кг
	Класс напряжения сети, кВ	Наибольшее рабочее действующее напряжение, кВ	Остающееся напряжение при волне импульсного тока 8/20 мкс с амплитудой, кВ					
			250 А	500 А	2500 А	5000 А	10000 А	
для защиты электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью								
ОПН-П1-3П УХЛ1	3	3,6	-	8,8	-	10,6	11,3	2,8
ОПН-П1-6П УХЛ1	6	7,2	-	17,6	-	21,2	22,5	4,2
ОПН-П1-10П УХЛ1	10	12	-	29,5	-	36	38	6
ОПН-П1-35П УХЛ1	35	40,5	-	102	-	120	127	20
для защиты изоляции электрооборудования от грозových перенапряжений в распределительных сетях с изолированной или компенсированной нейтралью								
ОПН-1-3/3,8П УХЛ1	3	3,8	-	9,7	11,1	11,8	12,8	1,4
ОПН-2-3/3,8П УХЛ1	3	3,8	-	9,7	11,1	11,8	12,8	2,0
ОПН-1-6/7,2П УХЛ1	6	7,2	-	18,5	21,0	22,5	24,5	2,0
ОПН-2-6/7,2П УХЛ1	6	7,2	-	18,5	21,0	22,5	24,5	2,6
ОПН-1-6/7,6П УХЛ1	6	7,6	-	19,5	22,5	23,6	25,6	2,0
ОПН-2-6/7,6П УХЛ1	6	7,6	-	19,5	22,5	23,6	25,6	2,6
ОПН-1-10/12П УХЛ1	10	12	-	30,8	35,2	37,6	40,7	2,8
ОПН-2-10/12П УХЛ1	10	12	-	30,8	35,2	37,6	40,7	3,4
ОПН-1-10/12,7П УХЛ1	10	12,7	-	32,6	37,2	40,0	42,8	2,8
ОПН-2-10/12,7П УХЛ1	10	12,7	-	32,6	37,2	40,0	42,8	3,4
Для контактной сети электрифицированных железных дорог								
для защиты электрооборудования тяговых подстанций, постов секционирования и пунктов параллельного соединения сетей постоянного тока.								
ОПН-3,3 О1	3,3	4,0	-	-	-	12,0	-	23
для защиты контактной сети постоянного тока на класс напряжения 3,3 кВ и защиты устройств электрифицированных железных дорог переменного тока на класс напряжения сети 27,5 кВ от атмосферных и коммутационных перенапряжений								
ОПНК-П1-3,3 УХЛ1	3	4,0	-	13,5	-	17,0	19,3	10
ОПНК-П1-27,5 УХЛ1	25	30,0	-	79	-	95,0	102	25
для защиты изоляции электрооборудования 110 и 220 кВ от грозových и коммутационных перенапряжений в сетях с заземленной нейтралью								
ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1	110	77	187	189	197	228	245	266
ОПН-П1-110/83/10/2 УХЛ1	110	83	201	203	211	245	264	286
ОПН-П1-110/88/10/2 УХЛ1	110	88	214	216	225	260	280	304
ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1	110	77	187	189	197	228	245	266
ОПН-П1-110/83/10/2 УХЛ1	110	83	201	203	211	245	264	286
ОПН-П1-110/88/10/2 УХЛ1	110	88	214	216	225	260	280	304
ОПН-П1-220/154/10/2 УХЛ1	220	154	374	378	394	456	294	533
ОПН-П1-220/163/10/2 УХЛ1	220	163	394	398	414	482	522	564
ОПН-П1-220/172/10/2 УХЛ1	220	172	428	432	450	513	533	596

Таблица П 2.10

## Разрядники трубчатые

Наименование изделия	Назначение, краткая техническая характеристика							Масса, кг
	Минимальное напряжение, кВ	Максимально допустимое напряжение, кВ	Предельный ток отключения, кА		Разрядное напряжение грозового импульса 1,2/50 мкс,кВ		Импульсное пробивное напряжение при max разрядном времени от 2 до 20 мкс, кВ	
			нижний	верхний	при 2 мкс	min		
РТВ-10-0,5/2,5 У1	10	12	0,5	2,5	80	70	20	2,1
РТВ-10-2/10 У1	10	12	2	10	80	70	20	1,8
РТВ-20-2/10 У1	20	24	2	10	140	120	20	2,2
РТВ-35-0,5/5 У1	35	40,5	0,5	5	240	200	40	2,8
РТВ-35-2/10 У1	35	40,5	2	10	240	200	40	2,5
РТВ-110-2,5/12,5 У1	110	100	2,5	12,5	600	500	50	4,5

Таблица П 2.11

## Разрядники вентильные

Наименование изделия	Краткая техническая характеристика			
	Класс напряжения, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Импульсное пробивное напряжение при предельном разрядном времени от 2 до 20 мкс	Масса, кг
1	2	3	4	5
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электроустановок с любой системой заземления нейтрали				
РВС-15	15	18	67	49
РВС-20	20	24	80	58
РВС-35	35	40,5	125	73
РВС-15Т1	15	18	67	49
РВС-20Т1	20	24	80	58
РВС-35Т1	35	40,5	125	73
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электроустановок с заземленной нейтралью				
РВС-66	66	58	188	105
РВС-110М	110	102	285	175
РВС-150М	150	138	375	338
РВС-220М	220	198	530	497
РВС-22Т1	22	20	70	44
РВС-33Т1	33	29	94	59

## Окончание таблицы П 2.11

1	2	3	4	5
РВС-110МТ1	110	102	285	175
РВС-132МТ1	132	119,7	376	326
РВС-150МТ1	150	138	375	338
РВС-220МТ1	220	198	530	497
РВС-230Т1	230	204,5	530	497
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электроустановок с изолированной нейтралью				
РВС-13,8Т1	13,8	17	60	43
РВС-60	60	65,9	215	130
РВС-60Т1	60	65,9	215	130
РВС-66	66	72,2	232	140
РВС-66Т1	66	72,2	232	140
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции оборудования переменного тока частотой 50 и 60 Гц				
РВО-3Н	3	3,8	20	2,3
РВО-6Н	6	7,5	32	3,1
РВО-10Н	10	12,7	48	4,2
РВО-3У1	3	3,8	20	2,3
РВО-3Т1	3	3,8	20	2,3
РВО-6У1	6	7,5	32	3,1
РВО-6Т1	6	7,5	32	3,1
РВО-10У1	10	12,7	48	4,2
РВО-10Т1	10	12,7	48	4,2
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции оборудования электрофицированных железных дорог				
РВКУ-1,65 ГО1	1,65	2,1	7,0	25
РВКУ-1,65 ДО1	1,65	2,1	6,5	25
РВКУ-1,65 ЕО1	1,65	2,1	4,2	25
РВКУ-3,3 АО1	3,3	4,0	8,5	30
РВКУ-3,3 БО1	3,3	4,0	10	30
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрических вращающихся машин переменного тока с классом напряжения от 3 до 10 кВ				
РВРД-3У1	3	3,8	7	18,5
РВРД-6У1	6	7,5	14	23,8
РВРД-10У1	10	12,7	23,5	32,3
РВРД-3Т1	3	3,8	7	18,5
РВРД-6Т1	6	7,5	14	23,8
РВРД-10Т1	10	12,7	23,5	32,3
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции высоковольтных вводов высоковольтных трансформаторов				
РНК-0,5 У1	0,5	-	2,5	1,8
РНК-0,5 ХЛ1	0,5	-	2,5	1,8
РНК-0,5 Т1	0,5	-	2,5	1,8

Таблица П 2.12

## Технические данные трансформаторов напряжения

Тип	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Номинальная мощность, ВА, для классов точности				Максимальная мощность, ВА	$u_k$ , %
	ВН	НН (основной)	НН (дополнительной)	0,2	0,5	1	3		
НОС-0,5	0,38	0,1	—	—	25	50	100	200	4,4
НОС-0,5	0,5	0,1	—	—	25	50	100	200	4,2
НОМ-6	3	0,1	—	—	30	50	150	240	3,58
НОМ-6	6	0,1	—	—	50	75	200	400	6,15
НОМ-10	10	0,1	—	—	75	150	300	640	6,4
НОМ-15	13,8	0,1	—	—	75	150	300	640	3,6
НОМ-15	15,75	0,1	—	—	75	150	300	640	4,63
НОМ-15	18	0,1	—	—	75	150	300	640	4,5
НОМ-35	35	0,1	—	—	150	250	600	1200	3,87
НОЛ .08-6	6	0,1	—	30	50	75	200	400	3,47
НОЛ.08-10	10	0,1	—	50	75	150	300	640	4,95
НТС-0,5	0,38	0,1	—	—	50	75	200	400	3,76
НТС-0,5	0,5	0,1	—	—	50	75	200	400	3,76
НТМК-6-48	3	0,1	—	—	50	75	200	400	2,98
НТМК-6-48	6	0,1	—	—	75	150	300	640	3,92
НТМК-10	10	0,1	—	—	120	200	500	960	3,07
НТМИ-6	3	0,1	0,1/3	—	50	75	200	400	3,01
НТМИ-6	6	0,1	0,1/3	—	75	150	300	640	5,23
НТМИ-10	10	0,1	0,1/3	—	120	200	500	960	5
НТМИ-18	13,8	0,1	0,1/3	—	120	200	500	960	4,08
НТМИ-18	15,75	0,1	0,1/3	—	120	200	500	960	4,32
НТМИ-18	18	0,1	0,1/3	—	120	200	500	960	4,32
ЗНОЛ.09-6	6/√3	0,1/√3	0,1/3	30	50	75	200	400	3,55
ЗНОЛ.09-10	10/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	4,8
ЗНОЛ.06-6	6/√3	0,1/√3	0,1/3	30	50	75	200	400	3,55
ЗНОЛ.06-10	10/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	4,8
ЗНОЛ .06-15	13,8/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	5,12
ЗНОЛ.06-15	15,75/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	5,12
ЗНОЛ.06-20	18/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	5,02
ЗНОЛ.06-20	20/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	5,02
ЗНОЛ.06-24	24/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	5,03
ЗНОМ-15-72	6/√3	0,1/√3	0,1/3	—	50	75	200	400	3,42
ЗНОМ-15- 2	10/√3	0,1/√3	0,1/3	—	75	150	300	640	4,63
ЗНОМ-15-72	13,8/√3	0,1/√3	0,1/3	60	90	150	300	640	4,57
ЗНОМ-15-72	15,75/√3	0,1/√3	0,1/3	60	90	150	300	640	5,1
ЗНОМ-20	18/√3	0,1/√3	0,1/3	60	90	150	300	640	5,6
ЗНОМ-20	20/√3	0,1/√3	0,1/3	—	75	150	300	640	5,25
ЗНОМ-24	24/√3	0,1/√3	0,1/3	—	150	250	600	980	4,4
ЗНОМ-35-65	35/√3	0,1/√3	0,1/3	—	150	250	600	1200	6
НКФ-110-57	110/√3	0,1/√3	0,1	—	400	600	1200	2000	4,05
НКФ-110-58	66/√3	0,1/√3	0,1/3	—	400	600	1200	2000	3,55
НКФ-110-58	110/√3	0,1/√3	0,1/3	—	400	600	1200	2000	4,43
НКФ-220-58	150/√3	0,1/√3	0,1	—	400	600	1200	2000	3,83
НКФ-220-58	220/√3	0,1/√3	0,1	—	400	600	1200	2000	4,13

Таблица П 2.13

Технические данные трансформаторов тока внутренней установки

Тип трансформатора	Варианты исполнения	Номинальный первичный ток, А	Трехсекундная термическая стойкость или кратность, кА <sup>*</sup>	Электродинамическая стойкость или кратность, кА <sup>*</sup>	Номинальная вторичная нагрузка, ВА		Номинальная предельная кратность защитной обмотки	Масса, кг
					измерительной обмотки	защитной обмотки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТЛМ-6	1/10P 0,5/ 10P	300; 400; 600; 800; 1000; 1500	33*	125*	10	15	20	27
ТОЛК-6	1; 10P	50 80 100; 150; 200 300; 400; 600	40 40 4,6* 11*	340 340 26* —	30 30 30 —	30 30 30 —	5,5	11,3
ТВЛМ-6	1; 10P	10; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400	20 20	350 52*	15	15	4,5	4,5
ТПЛ-10	10P; 0,5/10P; 10/10P; 10/10P	30; 50; 75; 100; 150 200 300 400	45 — 45 35	250 — 175 165	10	15	13	10-19
ТПЛУ-10	10P; 0,5/10P; 10P/10P	30; 50; 75; 100	60	250	10	15	13	10-19
ТПОЛ-10	0,5/10P	600; 800 1000 1500	32 27 18	81 69 45	10	15	19; 23 20 25	18
ТЛ-10	0,5/10P	50; 100; 150; 200; 400 600; 800; 1000 1500; 2000; 3000	50 50 40* 40*	51* 128* 128* 128*	10   20	15   30	15 17 17 15;20;15	47
ТЛМ-10	0,5/10P	50; 100; 150 200 300; 400 600; 800 1000; 1500	50 50 18,4* 23* 26*	350 260 100* 100* 100*	10	15	15	27
ТОЛ-10	0,5/10P	50	50	350	10	15	10	25



Продолжение таблицы П 2.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТОЛ-10	10/10P	100; 150; 200 300; 400 600; 800 1000; 1500	50 18,4* 23* 36*	52* 100* 100* 100*	10	15	10	25
ТПЛК-10	0,5/10P 10P/10P	10; 15; 30; 60; 100 150; 200; 300; 400 600; 800 1000; 1500	47	250 74,5* 74,5* 74,5*	10	15	12 17 20 20	47
ТПОЛ-20	1/10P, 10P/10P 0,5/10P 10P/10P	400 600 800; 1000 1500	40	100* 120*	20	15 20 30; 50 50	13 18 24 26	43
ТПОЛ-35	1/10P 0,5/10P 10P/10P	400 600 800; 1000 1500	40 35	100*	20	15 20 30; 50 50	13 18 24 26	55
ТЛЛ-35	0,1	5;10; 15; 20; 30; 40;50; 75; 100; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000	4	10	15	—	—	86
ТШЛ-10	0,5/10P/ 10P/10P	2000; 3000; 4000; 5000	35	—	20	30	25	49
ТЛШ-10	0,5/10P	2000; 3000	42*	81*	20	30	—	26
ТШВ-15	0,2/10P	6000; 8000	20	—	30	30	15 504-93	50-93
ТШЛО-20	10P	400	19	200	—	20	15 23	23
ТШ-20 \\	0,2; 10P	8000; 10000; 12000	160*	—	30	30	9 414-49	41-49
ТШ-24	0,2; 10P	20000	—	—	100	100	8 105	105
ТШВ-24	0,2; 10P	24000; 30000	6	—	100	100	5; 6	106; 115
ТВГ-24	0,5/10P/ 10P 10P/10P	6000 10000; 12000; 15000	—	—	30	30 40	6 4	—
ТВ-10	0,5	6000	40	—	20	—	3	14
ТВТ-10	0,5	5000; 6000; 12 000	28	—	30	—	10;12; 24	5;16;78

## Окончание таблицы П 2.13

TB-35	0,5; 1; 10P	200; 300; 600; 1500; 2000;3000	8-200*	—	10-40	10-40	2-30	15-35
TBT-35	0,5; 1; 10P	200; 300; 600; 1000; 3000; 4000	28	—	10-40	15-40	5-24	16-80
TB-110	0,5; 1; 10P	200; 300; 600; 1000;2000	20- 125*	—	10-50	10- 60	5-50	96-103
TBT-110	1; 10P	300; 600; 1 000; 2000	25	—	30-50	10-50	12-24	42-122
TBT- 1 50	0,5; 1; 10P	600; 1 000; 2000	25	—	10 -60	10-40	22	212- 220
TB-220	0,5; 1; 10P	600; 1000; 2000;3000	63-250*	—	10-50	10-50	10-50	143- 157
TBT-220	0,5; 1; 10P	600; 1000; 2000; 4000	25	—	30-100	30-60	24	145- 155

Таблица П 2.14

## Технические данные высоковольтных контакторов

Параметры	Тип исполнения контакторов				
	КВ-2М-6-040-0,7 У2	КВ-2М-6-160-1,0 У2	КВ-2М-6-160-1,5 У2	КВ-2М-6-250-3,9 У2	КВ-2М-6-400-3,9 У2
	КВ-2М-6-032-0,7 У2	КВ-2М-6-063-1,0 У2	КВ-2М-6-100-1,5 У2	КВ-2М-6-160-3,9 У2	КВ-2М-6-250-3,9 У2
	Тип исполнения реверсоров				
	РВ-2М-6-040-0,7 У2	РВ-2М-6-160-1,0 У2	РВ-2М-6-160-1,5 У2	РВ-2М-6-250-3,9 У2	РВ-2М-6-400-3,9 У2
	РВ-2М-6-032-0,7 У2	РВ-2М-6-063-1,0 У2	РВ-2М-6-100-1,5 У2	РВ-2М-6-160-3,9 У2	РВ-2М-6-250-3,9 У2
Номинальное напряжение, кВ	6	6	6	6	6
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Номинальный ток, А:					
частотой 50 Гц	40	100	160	250	400
частотой 60 Гц	32	63	100	160	250
Номинальный ток отключения, кА	0,7	1,0	1,5	3,9	3,9
Включающая способность, кА	1,5	1,5	1,5	3,9	3,9
Ток электродинамической стойкости (амплитудное значение), кА	4,0	5,5	6,0	8,0	8,0
Ток термической стойкости 4-секундный (действующее значение), кА	2,0	2,0	2,0	3,9	3,9
Число витков катушки магнитного дутья	23	10	7	4	3
Частота включений, ч, не более	300	300	300	300	300
Режим работы	Прерывисто-продолжительный или повторно-кратковременный				
Масса, кг, не более:					
контактора	100	100	100	115	115
реверсора	585	585	585	620	620

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кабышев А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. – Томск: Том. политехн. ун-т, 2005. – 168 с.
2. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. – М.: Издательство мастерство, 2002. – 319с.
3. Лещинская Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства / Т.Б. Лещинская, И.В. Наумов. – М.: Колосс, 2008. – 496 с.
4. Наумов И.В. Электрооборудование в системах электроснабжения / И. В. Наумов, Т. Б. Лещинская, С. И. Бондаренко. – Иркутск: ИрГСХА, 2007. – 453 с.
5. Неклепаев Б.И. Электрическая часть станций и подстанций / Б.И. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

И.В. Наумов, Т.Б. Лещинская, Д.А. Иванов

РАСЧЕТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РАЙОННЫХ  
ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Учебное пособие

Лицензия на издательскую деятельность

ЛР № 070444 от 11.03.98 г.

Подписано в печать 23.05.2012 г.

Тираж 200 экз.

ISBN 978-5-91777-071-0



Издательство Иркутской государственной  
сельскохозяйственной академии  
664038, Иркутская обл., Иркутский р-н,  
пос. Молодежный