

Приднестровский государственный университет им. Т.Г.Шевченко

Инженерно-технический институт

Кафедра Электроэнергетики и электротехники

ЭЛЕКТРОПИТАЮЩИЕ СИСТЕМЫ

Методические указания

Тирасполь

2014

УДК621.3
ББК 31.27

Составители: В.М. Погорлецкий, доцент
Л.Н. Корягина, старший преподаватель
Н.К. Лелина, преподаватель

Рецензенты:
Федорченко С.Г. доцент, к.т.н.,
(Приднестровский государственный университет);
Звонкий В.Г. доцент, к.т.н.
(Приднестровский государственный университет);

ЭЛЕКТРОПИТАЮЩИЕ СИСТЕМЫ: Методические указания. Составители: В.М. Погорлецкий, Л.Н. Корягина, Н.К. Лелина, Тирасполь, 2014. - 80 с.

Методические указания предназначены для расчета и выбора оборудования электрических подстанций.

Рассмотрены вопросы расчётов токов короткого замыкания и вопросы оборудования подстанций.

Методические указания предназначены для студентов дневной и заочной форм обучения по направлению 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника», выполняющих курсовой проект по расчету электрических станций и подстанций.

Рекомендовано Научно-методическим Советом ПГУ им.
Т.Г.Шевченко

© В.М. Погорлецкий, Л.Н. Корягина, Н.К. Лелина,
составление, 2014

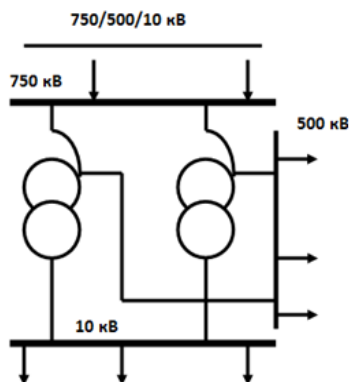
1. Выбор типа, числа и мощности трансформаторов

Силовые трансформаторы, установленные на подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трёхфазные трансформаторы, так как потери в них на 12 – 15% ниже, а расход активных элементов и стоимость на 20 – 25 % меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

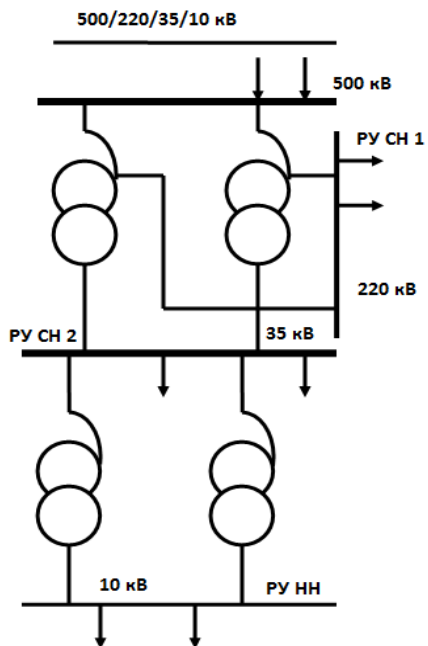
В задании на курсовое проектирование в зависимости от количества уровней напряжения на подстанции может быть установлено 2 силовых трансформатора или 4 трансформатора. Как правило, устанавливаются обычно два трехобмоточных трансформатора или автотрансформаторы, рис.1.1.

Если мощность выбранного трансформатора 25 000 кВА и более, то необходимо принимать трансформаторы с расщеплёнными обмотками по низшей стороне с целью ограничения токов короткого замыкания. Выбор числа трансформаторов на подстанции определяется категорией потребителя (см. задание).

Понизительные подстанции желательно выполнять с числом трансформаторов не более двух. Для потребителей третьей и частично второй категории возможно рассмотрение варианта установки одного трансформатора при наличии питания от соседней трансформаторной подстанции.



а) Схема п/ст с 2 АТ



б) Схема п/ст с установкой 2 АТ и 2 Т

Рисунок 1.1

На подстанциях с двумя трансформаторами рабочие секции шин низшего напряжения целесообразно держать в работе раздельно. При таком режиме ток короткого замыкания уменьшается и облегчаются условия работы аппаратов низкого напряжения [1].

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приёмников. При выборе мощности трансформаторов следует добиваться как экономически целесообразного режима, так и соответствующего обеспечения резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов. При этом следует помнить, что на однотрансформаторной подстанции определяющий режим – послеаварийный.

Мощность трансформатора на двухтрансформаторной подстанции можно выбирать двумя способами: по заданной мощности подстанции; по графику нагрузки.

- 1) **Первый способ.** При двух трансформаторах установленных на подстанции мощность их выбирается по условиям

$$S_{ном} \geq 0,7 \cdot S_{расч} \quad (1.1)$$

$S_{расч}$ – рассчитанная нагрузка подстанции её определение зависит от количества обмоток трансформатора и количества напряжений.

$$\text{Для примера 1.а) } S_{расч} = \sqrt{(P_{сн} + P_{ин})^2 + (Q_{сн} + Q_{ин})^2}, \quad (1.2)$$

Для двух обмоточных трансформаторов (два напряжения)

Для примера 1.

$$\text{б) } S_{расч} = \sqrt{(P_{сн1} + P_{сн2} + P_{нн})^2 + (Q_{сн1} + Q_{сн2} + Q_{нн})^2}, \quad (1.3)$$

Для трехобмоточных трансформаторов (три напряжения)

где $P_{сн}$ – суммарная активная нагрузка на стороне СН;

$P_{нн}$ – суммарная активная нагрузка на стороне НН;

$Q_{сн}$ – суммарная неактивная нагрузка на стороне СН;

$Q_{нн}$ – суммарная неактивная нагрузка на стороне НН,

$$\text{Где} \quad Q_{нн} = P_{нн} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{нн}, \quad (1.4)$$

$$Q_{сн} = P_{сн} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{сн}. \quad (1.5)$$

Если на подстанции установлен синхронный компенсатор с выдачей реактивной мощности на сторону среднего напряжения трансформатора или автотрансформатора, то необходимо проверить загрузку общей обмотки, т.е. обмотки СН.

При этом выбирают S автотрансформаторов таким образом:

Рассчитывают загрузку обмотки СН по следующей формуле :

$$S_0 = \sqrt{(k_{\text{ввл}} \times P_{\text{в}} + P_{\text{н}})^2 + (k_{\text{ввл}} \times Q_{\text{в}} + Q_{\text{ск}})^2}, \quad (1.6)$$

где $K_{\text{выг}}$ – коэффициент выгоды $k_{\text{выг}} = \frac{U_B - U_C}{U_B}$, (1.7)

где P_B – активная нагрузка на стороне СН и НН;

Q_B – реактивная мощность, передаваемая из обмотки ВН на обмотку СН и НН;

P_H – активная мощность, передаваемая из обмотки НН в обмотку СН, так как СК – активную мощность не вырабатывает =>

$$P_H = 0;$$

$Q_{\text{СК}}$ – реактивная мощность, передаваемая с обмотки НН в обмотку СН от СК.

Далее для автотрансформаторов определяем расчётную мощность : она должна быть не больше типовой мощности

$$S_{\text{расч}} = \frac{S_0}{k_{\text{выг}}} \quad (1.8)$$

По расчётной мощности выбираем мощность трансформаторов или автотрансформаторов :

$$S_{\text{ном.т}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{расч}} \quad (1.9)$$

Для 2х-обмоточных трансформаторов, номинальная мощность выбирается следующим образом :

Определяется расчётная мощность

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{нн}}^2 + Q_{\text{нн}}^2} \quad (1.10)$$

$P_{\text{нн}}$ – суммарная активная мощность, потребляемая с шин НН;

$Q_{\text{нн}}$ – суммарная реактивная мощность, потребляемая с шин НН,

где $Q_{HH} = P_{HH} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{HH}$

$$S_{ном.т} \geq 0,7 \cdot S_{расч}$$

Если выбран АТ, то обязательно проводится проверка загрузки его обмотки НН. Она должна быть загружена не больше, чем Стип, особенно это важно для трансформаторной подстанции на четыре напряжения

$$S_{тип} \geq S_{расчнн} \quad (1.11)$$

$$S_{тип} = k_{выг} \times S_{ном.т} \quad , \quad (1.12)$$

где $S_{тип}$ – типовая мощность, МВА;

$K_{выг}$ – коэффициент выгоды;

$S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$S_{расчнн}$ – суммарная расчётная нагрузка на стороне НН АТ, МВА.

Трансформаторы и автотрансформаторы до 500 кВ по возможности выбираются трехфазными.

Группы из однофазных трансформаторов устанавливаются при отсутствии трёхфазных трансформаторов соответствующей мощности. В ряде случаев может оказаться экономичнее применить группу из трех трансформаторов (автотрансформаторов).

2) Второй способ. В основу этого расчёта положен график нагрузки предприятия и критерием выбора является износ изоляции трансформатора. По суточному графику нагрузки рассчитывается среднеквадратичная нагрузка $S_{ср.кв}$

$$S_{ср.кв} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T S_i^2 dt} \quad (1.13)$$

Где T – продолжительность графика, час;

S_i – полная мощность i -й ступени графика.

Тогда номинальная мощность трансформатора будет определяться как :

$$S_{ном} \geq S_{ср.кв} \quad \text{или} \quad S_{ном} \geq S_{ср.кв}^* \cdot S_{\max}'' , \quad (1.14)$$

где $S_{ср.кв}^*$ – среднеквадратичная нагрузка в относительных единицах.

$$S_{ср.кв}^* = \frac{S_{ср.кв}}{S_{\max}''} , \quad (1.15)$$

По среднеквадратичной мощности рекомендуется выбирать мощность трансформаторов, питающих резкопеременную нагрузку. Полученная мощность округляется до ближайшей стандартной. Затем $S_{ном}$ наносится на суточный график в виде прямой линии.

Выбранный трансформатор проверяется на аварийную перегрузку. Для этого задаются: средней температурой охлаждающего воздуха (для ПМР

$\theta_{охл} = - 16^{\circ}\text{C}$) и по графику определяется суммарное количество часов допустимой перегрузки трансформатора свыше номинальной мощности h .

Затем определяется начальная нагрузка (KI) из выражения :

$$K_1 = \frac{1}{n \cdot S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (1.16)$$

Где S_m – средняя мощность в интервале длительностью Δt_m .

По таблице 11 ГОСТ 14209-97 для известных K_1 и h , а также температуры окружающей среды и способа охлаждения трансформатора определяется допустимая аварийная нагрузка K_2 . Затем проверяется условие $S_{ном} \cdot K_2 \geq S''_{max}$, если оно не выполняется, поступают также, как и в предыдущем случае. Трансформаторы и автотрансформаторы до 500 кВ по возможности выбираются трехфазными.

Группы из однофазных трансформаторов устанавливаются при отсутствии трёхфазных трансформаторов соответствующей мощности. В ряде случаев может оказаться экономичнее применить группу из трех трансформаторов (автотрансформаторов).

Например, задан график нагрузки предприятия (рисунок 1.2), для которого $S_{max} = 23$ МВА.

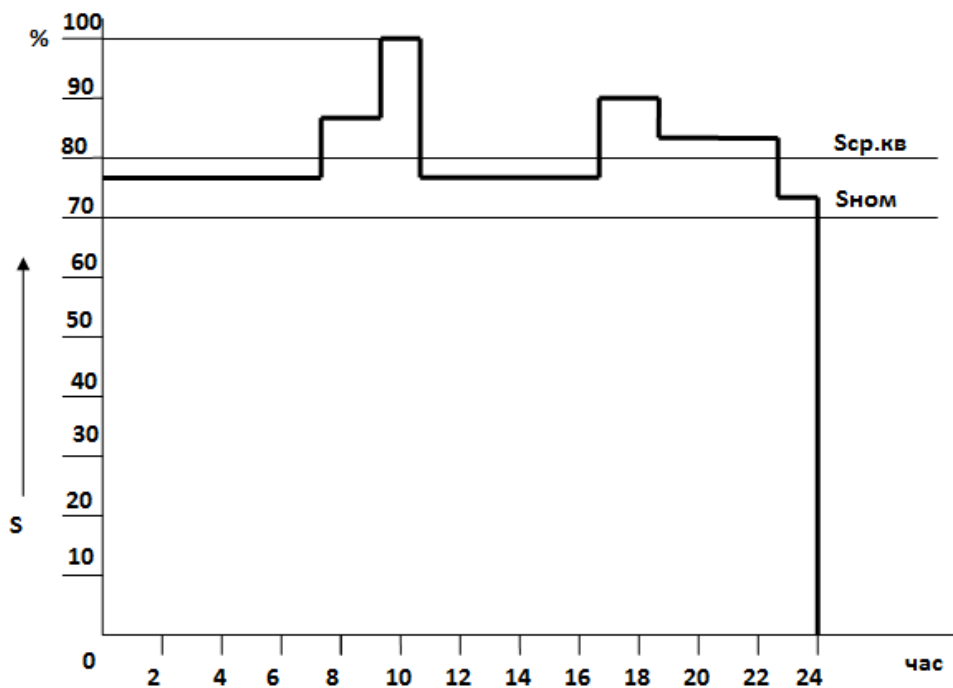


Рисунок 1.2

Определяется среднеквадратичная мощность :

$$S_{ср.кв}^* = \frac{0.78^2 \cdot 7 + 0.88^2 \cdot 2 + 1^2 \cdot 1 + 0.78^2 \cdot 6 + 0.91^2 \cdot 2 + 0.86^2 \cdot 5 + 0.73^2 \cdot 1}{24} = 0,82$$

$$S_{ном} = 0,82 \cdot S'_{max} = 0.82 \cdot 23 = 18.9 \text{ MBA}$$

По справочнику /10/ выбираются два трансформатора с мощностью $S_{ном} = 16$ МВА. Откладывается данная величина на графике в процентах от максимальной нагрузки подстанции

$$S^*_{ном} = \frac{S'_{ном}}{S'_{max}} = \frac{16}{23} = 0.7$$

Проверяется коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S'_{max}}{2 \cdot S'_{ном}} = \frac{23}{2 \cdot 16} = 0.72,$$

Что соответствует экономической загрузке трансформаторов.

Систематическая нагрузка трансформаторов меньше их номинальной мощности ($S_{max} < 2 S_{ном}$), поэтому выбранные трансформаторы проверяются только на аварийную перегрузку.

Коэффициент аварийной перегрузки (K_2), как было указано выше, зависит от системы охлаждения трансформатора (ТМ, ДЦ и т.д.), температуры охлаждающей среды ($\theta_{охл}$), числа часов аварийной перегрузки (h), коэффициента начальной нагрузки, (K_1 или K_{1max}).

$$K_2 = f(\theta_{охл}; h; K_{1max})$$

По таблице /27/ определяется $K_2 = 1.5$.

Проверяется выбранный трансформатор на аварийную перегрузку:

$$S_{ном} \cdot K_2 \geq S'_{max}; 16 \cdot 1.5 > 23 \text{ МВА}$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет требованиям ГОСТ 14209-97. Выписываются все каталожные данные трансформатора из справочников /2,3/. Например: ТДН-16000/110/10.

$$S_{ном} = 16 \text{ МВА}, U_{вн} = 115 \text{ кВ}, U_{ин} = 11 \text{ кВ}, I_{xx} = 0.7\%$$

$$P_{xx} = 18 \text{ кВт}, P_{кз} = 85 \text{ кВт}, U_{кз} = 10.5\%$$

Габариты: длина 6 м, ширина 3,5 м, высота 5,5 м.

Выбор мощности трансформатора на одното́рансформаторной ГПП производится по среднеквадратичной мощности: $S_{ном} \geq S_{ср.кв}$ с проверкой перегрузочной способности трансформатора в часы максимума

$$S_{ном} \cdot K_2 \geq S''_{\max},$$

где K_2 — коэффициент допустимой систематической нагрузки.

Так как потребная мощность предприятия растёт из года в год, при проектировании подстанций необходимо фундаменты и конструкции, а также ошиновку подстанции и аппараты ввода рассчитывать для трансформаторов на ступень выше расчетной мощности, т.е. предусмотреть возможность увеличения мощности подстанции без существенных переделов/1/.

2. Выбор и обоснование главной схемы электрических соединений

Главная схема электрических соединений определяет основные качества электрической части станций и подстанций : надежность, экономичность, ремонтпригодность, безопасность обслуживания, удобство эксплуатации, удобство размещения электрооборудования, возможность дальнейшего расширения и т.д.

Выбор главной схемы – сложная задача. Многообразие исходных данных исключает возможность типовых универсальных решений, справедливых для любых условий. В большинстве случаев выбор схемы базируется на технико-экономических расчётах. А для подстанций с двумя напряжениями схема определяется однозначно и её проектирование сводится к выбору уже существующих типовых схем – это упрощённые, с сокращённым числом выключателей или без них (блочные схемы), схемы мостиков, схемы с короткозамыкателями и отделителями.

Все схемы электрических соединений подстанций можно разделить на следующие виды:

- 1) Схемы без сборных шин (блочные и упрощённые схемы);
- 2) Схемы с сборными шинами включенными многоугольником;
- 3) Схемы с одной системой сборных шин (без обходной или с обходной системой шин);
- 4) С двумя системами сборных шин (без обходной или с обходной системой шин).

Схема электрических соединений подстанции должна быть обоснованно упрощена с учётом применения современного высоконадежного оборудования. Для распределительных устройств напряжением до 220 кВ включительно в основном рекомендуется применять блочные и упрощённые схемы, а также схемы с одной секционированной системой шин. Две системы шин и обходные системы шин рекомендуется применять только при наличии обоснования их применения технико – экономическими расчётами.

В соответствии с указанными требованиями для распределительных устройств подстанций разработаны типовые схемы электрических соединений, приведённые на *рис 2.1, 2.2*. Распределительные устройства низкого напряжения (РУНН) показаны условно.

Блочные схемы, выполненные блоком линия-трансформатор с разъединителем или выключателем (*рис. 2.1*), применяются, главным образом, для тупиковых и ответвительных подстанций.

В схеме *рис. 2.1*, при повреждении в трансформаторе предусматривается передача отключающего импульса от релейной защиты на головной выключатель.

В случае двухтрансформаторных подстанций используется два блока, не связанные между собой по стороне высшего напряжения, или два блока, связанные между собой неавтоматической (ремонтной) перемычкой из двух разъединителей (*рис. 2.1, в*). Эта перемычка позволяет осуществлять питание потребителей через два трансформатора при ремонте или повреждении одной из линий.

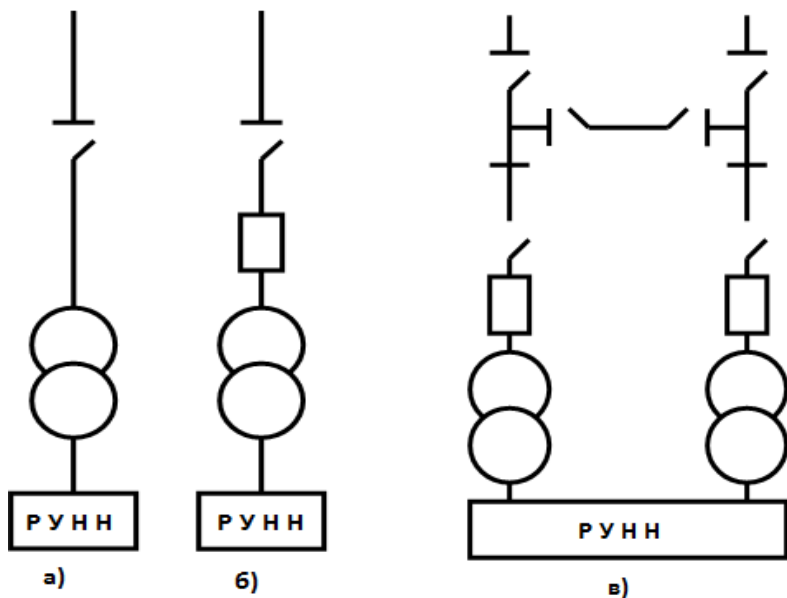


Рис. 2.1 Блочные схемы электрических соединений подстанций

В упрощённых схемах используются перемычки (мостики) с выключателями и ремонтные перемычки с разъединителями (рис.2.2, з,д). Такие схемы применяются на тупиковых, ответвительных и проходных подстанциях.

На проходных подстанциях перемычка с выключателем (рабочая перемычка) нормально замкнута, поскольку через неё осуществляется транзит мощности. Ремонтная перемычка на проходных подстанциях включается для транзита мощности через подстанцию при ремонте выключателя рабочей перемычки. На тупиковых и ответвительных подстанциях перемычка с вы-

ключателем нормально разомкнута, а ремонтная перемычка может отсутствовать.

В схеме *рис. 2.2, з*, применяемой на тупиковых и ответвительных ПС, при повреждении одной из линий автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии и включается выключатель в перемычке, оба трансформатора остаются в работе, а потребители получают питание по одной из линий. При повреждении одного из трансформаторов автоматически отключается выключатель со стороны поврежденного трансформатора.

Потребители будут получать питание по одной из линии через один трансформатор.

В схеме *рис.2.2, д*, применяемой на тупиковых и ответвительных ПС, при повреждении одной из линий автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии. Потребители будут получать питание по одной линии через один трансформатор. Включение в работу второго трансформатора может быть осуществлено оперативными переключениями через ремонтную перемычку. При повреждении одного из трансформаторов автоматически отключается выключатель со стороны поврежденного трансформатора. Потребители будут получать питание по одной из линии через один трансформатор.

Выбор между схемами *рис.2.2, з* и *д* для тупиковых и ответвительных ПС определяется важностью автоматического сохранения в работе двух трансформаторов при повреждении одной из линий. С этой позиции предпочтение следует отдать схеме *рис.2.2, з*.

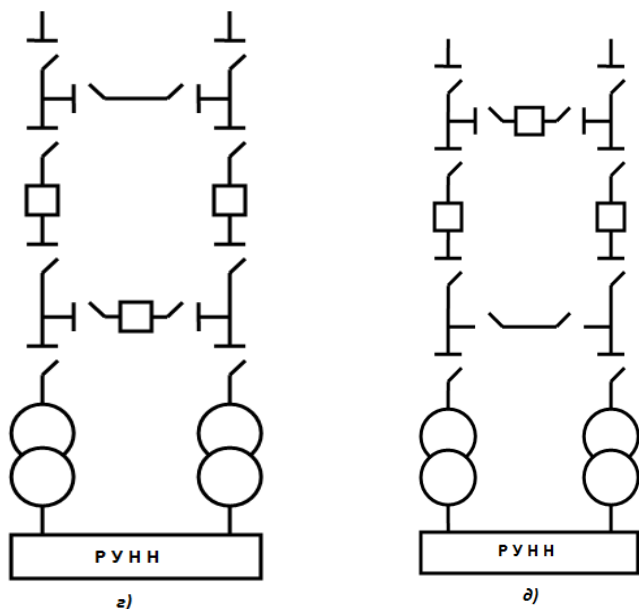


Рис. 2.2 Упрощённые схемы трансформаторных подстанций

В схеме рис.2.2, з, применяемой на проходных(транзитных) ПС, при повреждении одной из линий автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии. Потребители будут получать питание по другой линии, но через два трансформатора, поскольку выключатель рабочей перемычке остаётся включенным. Транзит мощности через ПС прерывается. При повреждении одного из трансформаторов автоматически отключается выключатель со стороны поврежденного трансформатора и выключатель в рабочей перемычке. Потребители будут получать питание по одной из линий через один трансформатор. Транзит мощность через ПС автоматически

прерывается, но может быть восстановлен оперативными переключениями через рабочую перемычку.

В схеме *рис.2.2, д*, применяемой на проходных (транзитных) подстанциях, при повреждении одной из линий автоматически отключается выключатель в рабочей перемычке. Потребители будут получать питание по одной из линий через один трансформатор. Транзит мощности ПС прерывается. При повреждении одного трансформатора автоматически отключается выключатель со стороны поврежденного трансформатора. Потребители будут получать питание через один трансформатор. Транзит мощности ПС сохраняется, поскольку выключатель в рабочей перемычке остается включенным.

Выбор между схемами *рис.2.2, г и д* для проходных(транзитных) ПС определяется важностью автоматического сохранения транзита мощности через ПС при повреждении одного из трансформаторов. С этой позиции предпочтение следует отдать схеме *рис. 2.2, д*.

Схема четырёхугольника (рис.2.3, е) является наиболее распространённой из схем многоугольников и применяется при четырех присоединениях (две линии и два трансформатора) и необходимости секционирования (деления) транзитной линии. В этой схеме каждая линия может подключаться к любому трансформатору. Для этого на присоединении каждой линии установлены два выключателя.

Схема четырех угольника обладает более высокой надежностью, чем схемы *рис. 2.2, г ,д*, так как авария в линии или трансформаторе приводит к отключению только поврежденного элемента. При аварийном или плановом отключении одной из линий трансформаторы будут получать питание по

второй линии. При аварийном или плановом отключении одного из трансформаторов транзит мощность через ПС сохраняется.

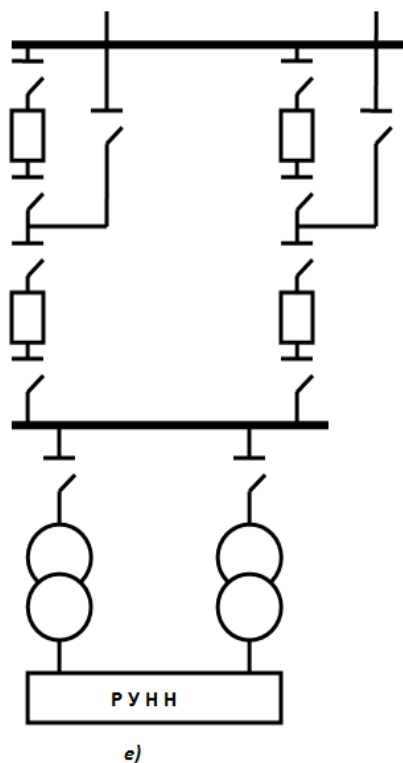


Рис. 2.3 Схема четырёхугольника

Схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин

(рис.2.4, ж) используется, как правило, для напряжения 35 кВ (высшего, среднего и низшего) при пяти и более присоединениях (два трансформатора, три и более линии). Допускается применять эту схему для РУ 110-220 кВ при использовании высоконадежного оборудования, например, герметизированных

ячеек с элегазовой изоляцией. В нормальном режиме работы секционный выключатель QV выключен. Если все присоединенные линии являются отходящими, выключатель QV включается при повреждении одного из трансформаторов.

Схема имеет ряд существенных недостатков:

1) ремонт одной секции сборных шин (или любого шинного разъединителя) связан с отключением всех линий, подключенных к этой секции;

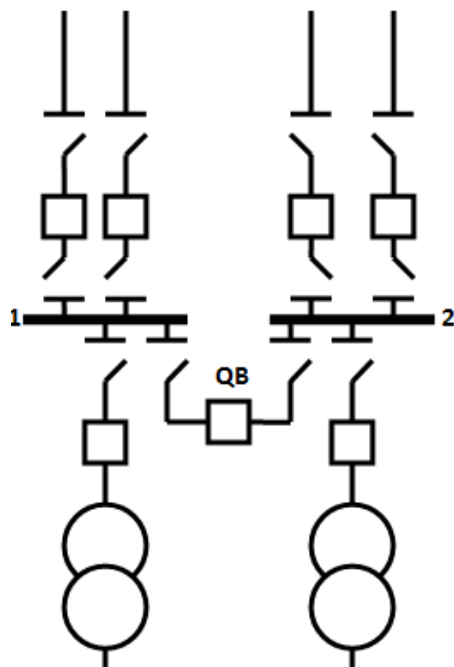
2) повреждение на секции сборных шин приводит к отключению всех линий, отходящих от этой секции;

3) ремонт любого выключателя (кроме секционного) связан с отключением соответствующего присоединения линии или трансформатора.

Схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин и обходной системой шин (*рис.2.5,з*) с обходным QI и секционным QV выключателями применяется для РУ 110-220 кВ при пяти и более присоединениях (два трансформатора три и более линии).

В нормальном режиме секционный выключатель QV и шиносоединительный выключатель $Q1$ отключены. Все разъединители QS линий и трансформаторов со стороны обходной системы шин (ОСШ) отключены. В нормальном режиме ОСШ находится без напряжения.

Схема с ОСШ является более надежной, чем предыдущая, поскольку позволяет проводить ремонт любого выключателя Q (линии или трансформатора) без отключения соответствующего присоединения.



ж)

Рисунок 2.4 Схема подстанции с одной рабочей секционированной системой сборных шин

Для ремонта, например трансформаторного выключателя Q , включаются разъединитель QS и разъединители $QS1$ и $QS2$ обходного выключателя, включается обходной выключатель $Q1$, отключается выключатель Q и его разъединители. Трансформатор, питающий секцию 2, и линии, питающиеся от секции 2, остаются в работе. Для ремонта, например, линейного выключателя Q включаются разъединитель QS и разъединители $QS1$ и $QS2$ обходного выключателя, включается обходной выключатель $Q1$, отключается выключатель Q и его разъединители.

Основным недостатком схемы является то, что при ремонте одной секции шин (или любого шинного разъединителя) все линии, отходящие от этой секции, и трансформатор ремонтируемой секции отключаются.

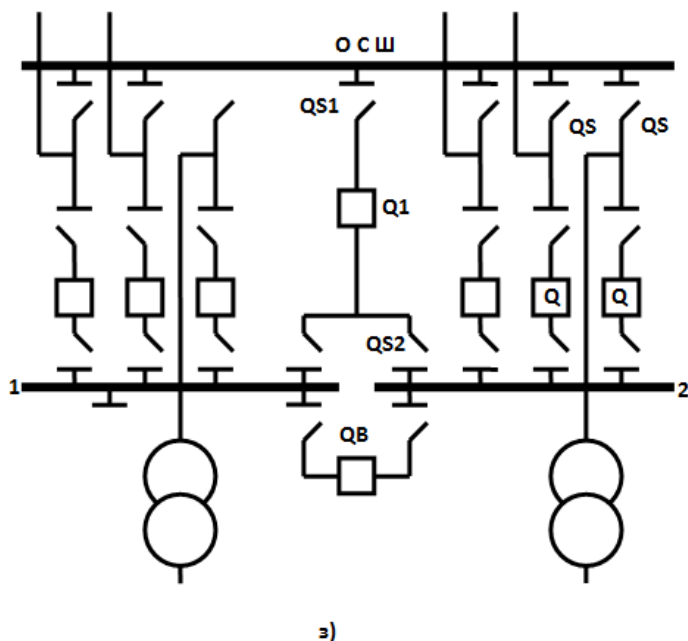


Рис. 2.5 Схема подстанции с одной рабочей секционированной системой сборных шин и обходной системой шин

Схема с двумя рабочими системами сборных шин и обходной системой шин (рис.2.6,и) с обходным Q1 и шиносоединительным Q2 выключателями применяется для РУ 110-220 кВ при пяти и более присоединениях (два трансформатора, три и более линии).

В нормальном режиме обе системы шин I и II находятся под напряжением, все присоединения (линии и трансформаторы) равномерно распределены между системами шин.

В случае ремонта одной системы шин (или любого шинного разъединителя) все присоединения этой системы шин (линии и трансформатор) переводятся на вторую систему шин. Оба трансформатора остаются в работе, что является основным достоинством рассматриваемой схемы по сравнению с предыдущей схемой.

Обходная система шин, как и в предыдущей схеме, позволяет проводить ремонт любого выключателя (линии или трансформатора) без отключения соответствующего присоединения.

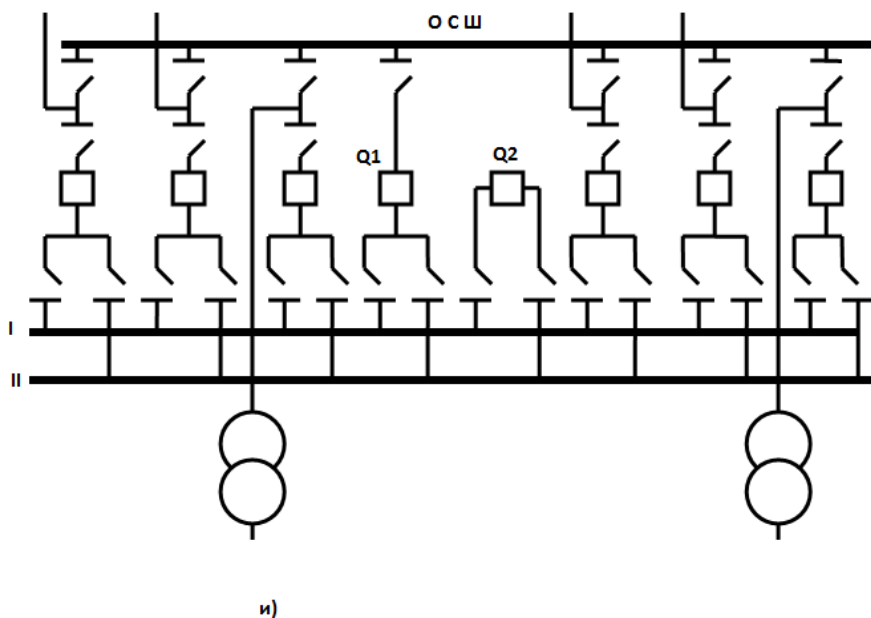


Рис. 2.6 Схема с двумя рабочими системами сборных шин и обходной системой шин

3.Токи короткого замыкания

3.1. Расчёт токов короткого замыкания

Для выбора электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов необходимо знать токи короткого замыкания. При этом достаточно уметь определять ток трёхфазного короткого замыкания в месте повреждения, а в некоторых случаях - распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. При расчёте определяют периодическую составляющую тока короткого замыкания для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производят приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе. Для решения большинства практических задач расчет ведут с рядом упрощений [8].

Расчет токов при трехфазном коротком замыкании производят в следующем порядке:

1) Для рассматриваемой установки составляют расчетную схему; Расчетная схема - это однолинейная схема электроустановки с указанием тех элементов и их параметров, которые влияют на значение тока короткого замыкания и должны учитываться при выполнении расчетов. Расчетная схема установки должна отражать нормальный режим работы. На расчетной схеме (рисунок 3.1 и 3.2) намечают расчетные точки короткого замыкания - так, чтобы аппараты и проводники попадали в наиболее тяжелые условия работы. Исключением являются аппараты в цепи присоединений с реактором, выбираемые по току короткого замыкания за реактором.

В приведённых схемах для уменьшения токов короткого замыкания предусмотрена раздельная работа трансформаторов на низкой стороне.

2) По расчетной схеме составляют схему замещения, заменяя электромагнитные связи электрическими, источники вводят в схему замещения как ЭДС с сопротивлением, остальные элементы - как сопротивления. Расчет токов короткого замыкания можно вести как в именованных, так и в относительных единицах. В сетях и установках напряжением до 1000 В обычно расчёт производят в именованных единицах. В установках напряжением свыше 1000 В принято все сопротивления короткозамкнутой цепи приводить к базисным условиям и выражать в относительных единицах. Предварительно принимают базисную мощность S_{δ} (100 или 1000 МВА). За базисное напряжение принимают среднее номинальное напряжение ($U_{\delta}=U_{cp}$) той ступени, на которой предполагается короткое замыкание, согласно следующей шкале: 6.3;10.5;37;115;154;230;340;515;770 кВ.

Таким образом, для каждой точки короткого замыкания будут свои базисные напряжения U_{δ} и токи I_{δ} :

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (3.1.1)$$

Формулы для определения сопротивлений основных элементов короткозамкнутой цепи в относительных единицах при базисных условиях приведены ниже в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Расчётные выражения для определения приведенных значений сопротивлений

Элементы электроустановки	Каталожные данные	Сопротивления	
		Именованные единицы	Относительные единицы
Генератор	$x''_{*d(n)}$ S_n	$x_c = x''_{*d(n)} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_n}$	$x_c = x''_{*d(n)} \cdot \frac{S_{\bar{o}}^2}{S_n}$
Энергосистема	S_k	$x_c = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_k}$	$x_{*c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k}$
	$I_{н.отк}$	$x_c = \frac{U_{\bar{o}}^2}{\sqrt{3} \cdot U_{срн} \cdot I_{н.отк}}$	$x_{*c} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{срн} \cdot I_{н.отк}}$
	$x_{*c(n)}$ S_n	$x_c = x_{*c} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ин}}$	$x_{*c} = x_{*c(n)} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ин}}$
Трансформатор	$U_{k\%}$ S_n	$x_m = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_n}$	$x_{*m} = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}$
Реактор	$x_{p\%}$ I_n	$x_p = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot I_n} \cdot \frac{U_n}{U_{\bar{o}}}$	$x_p = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{I_{\bar{o}}}{I_n} \cdot \frac{U_n}{U_{\bar{o}}}$
ЛЭП	$x_{нл}$ l U_l	$x_l = x_{нл} \cdot l \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{U_{лср}^2}$	$x_{*л} = x_{нл} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{лср}^2}$

		Продолжение таблицы 3.1	
Обобщённая нагрузка	S_n $x''_{*он(n)}$	$x''_{он} = \frac{x''_{*он(n)} \cdot U_{\delta}^2}{S_n}$	$x''_{*он} = \frac{x''_{*он(n)} \cdot S_{\delta}}{S_n}$

Формулы для определения сопротивлений основных элементов короткозамкнутой цепи в относительных единицах при базисных условиях приведены выше в таблице 3.1.

здесь S_N ; I_N ; $x''_{(n)}$ - номинальные параметры элементов схемы (генератора, трансформатора, системы и т. д.), МВА; кА;

S_{δ} - базисная мощность, МВА;

S_K - мощность короткого замыкания энергосистемы, МВА;

$I_{н.отк}$ - номинальный ток отключения выключателя, присоединенного к шинам энергосистемы;

$U_{K\%}$ -напряжение короткого замыкания трансформатора /9, 10/;

U_N - среднее номинальное напряжение в месте установки данного элемента, кВ;

X_L - погонное индуктивное сопротивление линии Ом/км;

l - длина линии, км.

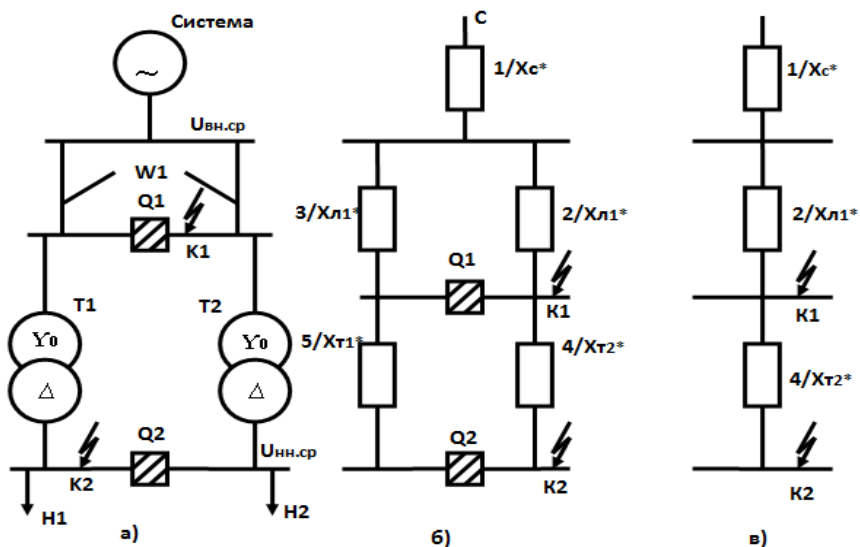


Рисунок 3.1 Расчётная схема (а) и схемы замещения (б) и (в) для тупиковой или отпаечной подстанции.

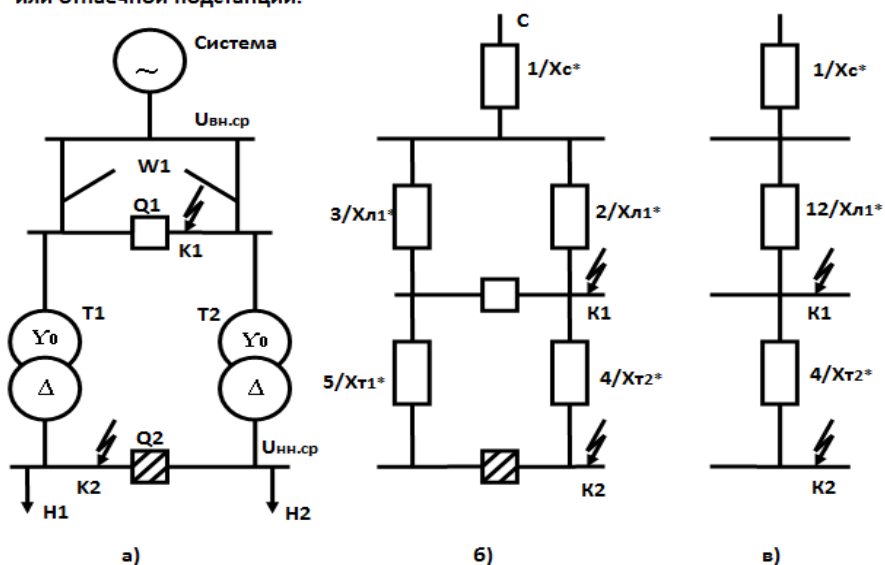


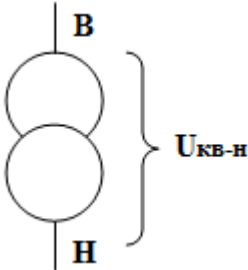
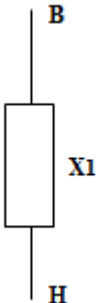
Рисунок 3.2 Расчётная схема (а) и схемы замещения (б) и (в) для транзитной подстанции.

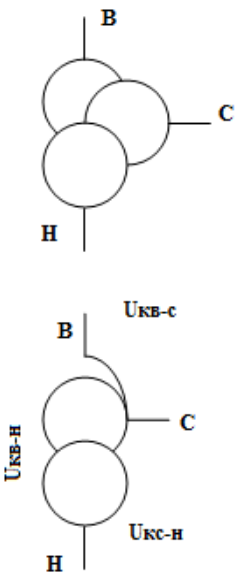
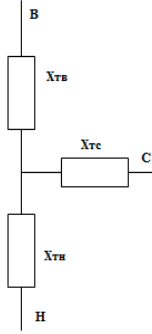
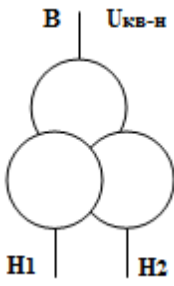
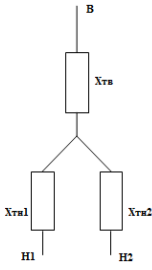
Для трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов напряжения короткого замыкания, приведенные к номинальной мощности трансформатора или автотрансформатора, даны для каждой пары обмоток: u_{KB-H} , u_{KB-C} , u_{KC-H} (в процентах). Схемы замещения таких трансформаторов (а также трансформаторов с расщепленными обмотками) и формулы для расчета сопротивлений каждой обмотки приведены в таблице 3.2.

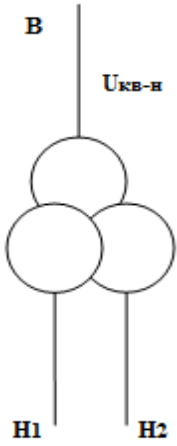
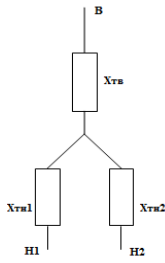
Значения сопротивлений, найденные по формулам таблиц 3.1 и 3.2 указываются в схеме замещения в виде дроби, в числителе которой порядковый номер элемента, в знаменателе - его величина (в относительных или именованных единицах).

Таблица 3.2

Определение сопротивлений обмоток силовых трансформаторов

Вид трансформатора	Исходная схема	Схема замещения	Расчетные выражения
Двухобмоточный трансформатор			$X_{mB\%} = u_{k.B-H\%}$

		Продолжение таблицы 3.2	
Трехобмоточный трансформатор, автотрансформатор			$x_{mC} \% = 0,5 \cdot (u_{k.B-C} \% + u_{k.C-H} \% - u_{k.B-H} \%)$ $x_{mB} \% = 0,5 \cdot (u_{k.B-H} \% + u_{k.B-C} \% - u_{k.C-H} \%)$ $x_{mH} \% = 0,5 \cdot (u_{k.B-H} \% + u_{k.C-H} \% - u_{k.B-C} \%)$
Трехобмоточный трансформатор с обмоткой низкого напряжения, расщепленной на две ветви			$x_{mB} \% = 0,125 u_{k.B-H} \%$ $x_{mH1} \% = x_{mH2} \% = 1,75 u_{k.B-H} \%$ $x_{mB} \% = u_{k.B-H} \% - 0,5 u_{k.H1-H2} \%$ $x_{mH1} \% = x_{mH2} \% = u_{k.H1-H2} \%$ $u_{k.H1-H2} \%$ задается в каталогах относительно $S_{H1}=S_{H2}=0,5 S_H$

		Продолжение таблицы 3.2	
Группа двухобмоточных трансформаторов с обмоткой низкого напряжения, расщепленной на две ветви			$x_{mB} = 0$ $x_{mB1\%} = x_{mB2\%} = u_{k.B-H}\%$

3) Путем постепенного преобразования (трансконфигурации) приводят схему замещения к простому виду - так, чтобы каждый источник питания или группа источников с эквивалентной ЭДС E^* , были связаны с точкой короткого замыкания одним сопротивлением $X^*_{рез}$ (рисунок 3.3)

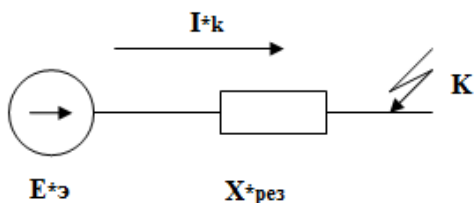


Рис.3.3 - Результирующая схема замещения

Преобразование (свертывание) схемы выполняется в направлении от источника питания к месту короткого замыкания. При этом используются известные правила последовательного и параллельного сложения сопротивлений, преобразование

звезды сопротивлений в треугольник и обратно, метод расщепления схем и т. п. (подробнее см. /8,11/).

4) Величину ЭДС можно принимать:

а) $E^* = 1$ для энергосистемы при любых местах КЗ (в линиях, на шинах высокого, среднего, низшего напряжения на подстанциях; для источников, соединенных с точкой КЗ через два и более трансформатора);

б) Во всех остальных случаях /для генераторов, компенсаторов при **КЗ** на их выводах и на шинах к которым присоединены данные блоки/ E^* принимается согласно, таблице 3.4. /1,130/

Затем определяют величины ударного коэффициента K_y и постоянных затухания T_a , по /1,150/. Источники с разными K_y не объединяют. K_y принимают:

1) для генераторов и компенсаторов при КЗ на выводах /1,149/, табл. 3.7.

1) во всех остальных случаях, согласно /1,150/, табл. 3.8.

В результате определения величин E^* и K_y можно установить, сколько и каких лучей должно быть в конечной схеме после преобразования.

Как правило в конечной схеме должно быть 1, 2 или 3 луча. Эти лучи различаются или величиной E^* или K_y . Отдельный луч образует генератор, компенсатор разной мощности, энергосистемы разной мощности.

После преобразования схемы определяют величины токов КЗ по известным формулам /1,142/, /1,148/ .

5) Определение токов для любого момента времени переходного процесса КЗ.

Определение периодической составляющей тока КЗ I_{nt} для момента времени t . момент, когда разрываются контакты выключателя

$$t = \tau = t_{p.з \min} + t_{c.в}$$

$t_{p.з \min}$ – минимальное время действия релейной защиты, равно 0,01 с.

$t_{c.в}$ – собственное время отключения выключателя на данное напряжение приводится в справочнике /1.630/, таблица 4.4

Для определения периодической составляющей тока КЗ, I_{nt} пользуются кривыми /1, 152/ рис. 3.26, или /5, 55/ рис. 1-8а.

При отношении $\frac{I_{no}}{I_{ном}} < 1$ точка считается удаленной от места

КЗ и принимают $I_{nt} = I_{no}$

Порядок расчета следующий:

а) зная удаленность точки КЗ, т.е. $\frac{I_{no}}{I_{ном\Sigma}}$,

находят соответствующую кривую

(при дробной величине - строят мысленно промежуточную кривую);

б) для известного времени $\tau = t$, по выбранной кривой, определяют коэффициент затухания

$$\frac{I_{nt}}{I_{no}} = \gamma_{nt} \quad (3.1.2)$$

Эта величина лежит на пересечении двух ординат t и γ_{nt}

в) определяют периодическую составляющую тока КЗ I_{nt}

в момент времени t , как

$$I_{nt} = \gamma_{nt} \cdot I_{n0} \quad (3.1.3)$$

При КЗ в установках собственных нужд, дополнительно учитывают периодическую составляющую тока КЗ I_{nt} от двигателей

$$I_{nt} = \gamma_{nt} \cdot I_{n0} \quad (3.1.4)$$

Определение аperiodической составляющей тока кз i_{at} для момента t .

К моменту отключения каждого луча

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (3.1.5)$$

Аperiodическую составляющую тока КЗ двигателей при КЗ в целях собственных нужд можно не учитывать т.к. это величина не значительна (для двигателей $T_{at} = 0,02 - 0,06$).

Таблица 3.3

Сводная таблица расчёта токов КЗ

Точки к.з.	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{nt}, \text{кА}$	$I_{n,0}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$i_{at}, \text{кА}$
К1					
К2					
К3					

3.2 Меры и средства ограничения токов короткого замыкания

В течение последних десятилетий токи короткого замыкания в электрических системах сильно увеличиваются вследствие увеличения мощности станций и развития сетей. Применение электрооборудования и кабелей, рассчитанных на большие токи короткого замыкания, приводит к значительному увеличению затрат на сооружение электроустановок и их сетей. В некоторых случаях токи короткого замыкания могут быть настолько велики, что вообще оказывается невозможным выбор электрооборудования и кабелей, устойчивых при коротких замыканиях.

Поэтому в электроустановках применяют искусственные меры ограничения токов короткого замыкания, чем обеспечивается возможность применения более дешёвого электрооборудования.

В общем случае ограничение токов короткого замыкания достигается увеличением сопротивления цепи короткого замыкания. Для этого используют:

- 1) раздельную работу понижающих трансформаторов и линий питающей сети;
- 2) применение трансформаторов с растепленными обмотками;
- 3) включение последовательно в три фазы сопротивлений – активных или индуктивных (реакторов);

4) применение системы с эффективно заземленной нейтралью в установках 110 кВ для ограничения токов однофазного короткого замыкания.

Для этой цели часть нейтралей трансформаторов разземляют. В нейтралях трансформаторов предусматривается аппарат – заземлитель нейтрали ЗОН (рис. 3.4), который может включаться и отключаться обслуживающим персоналом по команде центрального диспетчера.

В приведенной схеме предусматривается также установка разрядника, который в режиме разземления нейтрали защищает её как от коммутационных, так и от атмосферных перенапряжений.

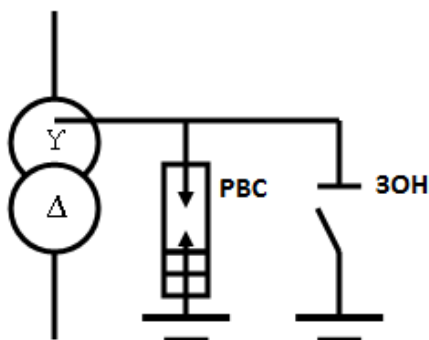


Рис. 3.4 Включение заземлителя нейтрали

4. Выбор и проверка оборудования на стороне ВН

подстанции

4.1 Выбор шин

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, обладающие малым удельным сопротивлением и хорошей механической прочностью.

Выбор сборных шин всех напряжений, а также ошиновки и кабеля производится по допустимому току

$$I_{доп} \geq I_{max} \quad (4.1.1)$$

$I_{доп}$ – длительно-допустимый ток для шин и кабелей, значение которого приводится в справочниках;

I_{max} – максимальный ток продолжительного режима работы электроустановки.

Все остальные токоведущие части выбираются по экономической плотности тока

$$q_э = \frac{I_{норм}}{j_э} \quad (4.1.2)$$

1) Сечение F , мм², питающей линии (при напряжении 220 кВ и ниже) выбирается по экономической плотности тока:

$$F_3 = \frac{I_{\text{раб}}}{j_3}, \quad (4.1.3)$$

где $I_{\text{раб}}$ – рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции, А;

$J_э$ – экономическая плотность тока, определяемая материалом проводника, конструкцией сети, числом часов использования максимальной нагрузки, T_m , и т.д., А/мм²/5/.

Рабочий ток определяется:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S''_{\text{max}}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (4.1.4)$$

где S_{max} – максимальная мощность, МВА, с учётом компенсирующих устройств;

$U_{\text{вн}}$ – напряжение подстанции с высокой стороны, кВ.

Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного значения, но при этом необходимо помнить, что по условиям короны минимальные сечения, рекомендуемые [6], таковы:

70 мм² при $U_{\text{вн}} = 110$ кВ,

120 мм² при $U_{\text{вн}} = 150$ кВ,

240 мм² при $U_{\text{вн}} = 220$ кВ.

2) Выбранное сечение необходимо проверить по нагреву в аварийном режиме, когда одна из цепей отключена:

$$I_{\text{дл.дон}} > I_{\text{ав}}, \quad (4.1.5)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток для выбранного сечения линии, А (из справочной литературы);

$I_{ав}$ – аварийный ток, А.

Аварийный ток приближенно определяется по формуле:

$$I_{ав} = 2I_{раб}, \quad (4.1.6)$$

Или более точно по одной из следующих формул:

$$I_{ав} = \frac{S''_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (4.1.7)$$

$$I_{ав} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot K_2}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (4.1.8)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

K_2 – коэффициент аварийной перегрузки.

Если условие (5.1.5) не выполняется, следует увеличить сечение провода.

3) Многопроволочные провода и трубчатые шины напряжением 35 кВ и выше, выбранные по экономической плотности тока и проверенные по нагреву в аварийном режиме, дополнительно должны быть проверены на коронирование, поскольку на подстанции расстояние между проводами значительно меньше, чем на линии.

Разряд в виде короны возникает в воздухе при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, $E_{0кр}$, кВ/см:

$$E_{0кр} = 30.3m(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}}), \quad (4.1.9)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0.82$);

r_0 – радиус провода, см.

Напряжённость электрического поля E около поверхности нерасщеплённого провода определяется по выражению:

$$E_{0кр} = \frac{0.354U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (4.1.10)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см;

При горизонтальном расположении фаз $D_{cp}=1.26 D$

(D – расстояние между соседними фазами, см);

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7% больше величины, определенной по (5.9). Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля E_{max} у поверхности любого провода не более $0.9E_{0кр}$, то есть должно выполняться условие:

$$E_{0кр} = 1.07E < 0.9E_{0кр} \quad (4.1.11)$$

Если условие (5.11) не выполняется, то следует увеличить расстояние между фазами D или радиус провода r_0 . При больших сечениях (радиусах) рекомендуется использовать рас-

щепление проводов в фазах линии, что увеличивает эквивалентный радиус

$$r_{\varphi} = \sqrt[n-1]{a} \quad (\text{см}), \quad n - \text{число проводов в фазе}$$

тогда

$$E_{0кр} = \frac{0.354U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{\varphi}}} \quad (\text{кВ/см})$$

4) Выбранные провода должны быть проверены по ветровым нагрузкам и нагрузкам по гололеду в соответствии с ПУЭ.

5) На термическое и электродинамическое действия токов короткого замыкания проверяют гибкие шины РУ при

$I_{no}^{(3)} > 20 \text{ кА}$ и провода ВЛ при $i_y^{(n)} > 50 \text{ кА}$.

В качестве расчетного тока при этом принимают ток при двухфазном коротком замыкании:

$$I_{no}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)} \quad (4.1.12)$$

4.2 Выбор и проверка высоковольтного выключателя ВН

Выключатели выше 1000 В, предназначенные для включения и отключения электрических цепей высокого напряжения под нагрузкой, а также для отключения их при коротких замыканиях должны обладать достаточной отключающей способностью, возможно меньшим временем действия, высокой надежностью в работе. Они должны быть взрыво- и пожаробезопасны, просты по конструкции и удобны в эксплуатации, размеры, вес и стоимость их должны быть минимальными.

Наиболее распространенными и наиболее разнообразными по конструктивному выполнению являются масляные выключатели.

Выключатели выбираются по:

1) назначению и роду установки;

2) по конструктивному исполнению (с большим объемом масла, с малым объемом масла, воздушные и так далее);

3) по номинальному напряжению установки:

$$U_{\text{снво}} \leq U_{\text{ном}} , \quad (4.2.1)$$

$U_{\text{снво}}$ - номинальное напряжение установки.

4) по длительному току:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}} , \quad (4.2.2)$$

Где, $I_{\text{расч}}$ - выбирается из наиболее неблагоприятного эксплуатационного режима;

5) по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.с}} , \quad (4.2.3)$$

здесь $I_{\text{пр.с}}$ – предельный сквозной ток (действующее значение периодической составляющей).

Выключатели необходимо проверять на:

1) электродинамическую стойкость:

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c}, \quad (4.2.4)$$

Где $i_{np.c}$ – номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного тока).

2) термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.2.5)$$

Где B_k – тепловой импульс тока короткого замыкания по расчёту;

$I_{np.c}$ – предельный ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания этого тока.

Приводы к выключателям выбирают по каталогам на выключатели, в которых заводы-изготовители дают указания о рекомендуемых типах приводов. Необходимо учитывать достоинства и недостатки различных типов приводов, а также род тока и мощность оперативного тока, который предполагается использовать для питания проводов.

4.3 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения

безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частыми, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединители могут быть внутренней и наружной установок. Заземляющие ножи могут быть расположены со стороны шарнирного или разъёмного контакта или с обеих сторон. Заземляющие ножи имеют механическую блокировку, не позволяющую включать их при включенных главных ножах.

Включение и отключение разъединителей осуществляется электродвигательным приводом (ЭДВ), позволяющим произвести эти операции дистанционно. Для управления заземляющими ножами используется ручные и рычажные приводы (ПР, ПЧ).

Отделитель внешне не отличается от разъединителя, но у него усилена контактная система и для отключения имеется пружинный привод, который позволяет отключать отделитель автоматически. Включение отделителей производится вручную. Отделители, также как и разъединители, могут иметь заземляющие ножи с одной или двух сторон.

Короткозамыкатель - это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания в электрической цепи. Короткозамыкатели применяются в упрощенных схемах подстанций для того, чтобы обеспечить надежное отключение поврежденного трансформатора после создания искусственного короткого замыкания действием релейной защиты питающей линии. В установках 35 кВ применяют двухполюсные короткозамыкатели, при срабатывании которых создается искусственное двухфазное короткое замыкание. В

установках с заземленной нейтралью (110 кВ и выше) применяются однополюсные короткозамыкатели.

Выбор разъединителей и отделителей производится: по напряжению установки, по току (формулы 4.2.1, 4.2.2), по конструкции и роду установки. Их проверяют по электродинамической и термической стойкости (формулы 4.2.3, 4.3.4). При проверке по электродинамической стойкости ударный ток, i_{yd} , определяется:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{no}^{(n)}, \quad (4.3.1)$$

где $I_{no}^{(n)}$ - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания для расчётного вида к.з.

При проверке на термическую стойкость тепловой импульс B_k определяется по выражению (4.2.5).

Короткозамыкатели выбираются по тем же условиям, но без проверки по току нагрузки. Результаты расчетов по выбору высоковольтных аппаратов для удобства необходимо свести в таблицу 4.1.

Таблица 4.1

Выбор высоковольтных аппаратов

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		Выключа- тель	Разъединители, Отделители, ЗОН
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{ном}$
$I_{расч} < I_{ном}$	$I_{расч}$	$I_{ном}$	-
$I_{но} < I_{нр.с}$	$I_{но}$	$I_{нр.с}$	-
$I_{н.т} < I_{н.отк}$	$I_{н.т}$	$I_{н.отк}$	-
$i_y \leq i_{нр.с.}$	i_y	$i_{нр.с.}$	$i_{нр.с.}$
$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	B_{κ}	$I_{тер}^2$	$I_{тер}^2$

5 Выбор шин на стороне низшего напряжения

Шинный мост – это соединение трансформатора с распределительным устройством низкого напряжения (РУ НН). В качестве шинного моста могут использоваться как гибкие, так и жёсткие шины, а также комплектные токопроводы. Технические данные их приведены в /9,10/. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполюсные шины, при больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Кроме того, коробчатые шины имеют меньший вес при одних и тех же значениях допустимого тока. Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашиваются: при переменном токе: фаза А – в жёлтый, фаза В – в зеленый и фаза С – в красный цвет; при постоянном токе положительная шина окрашивается в красный, отрицательная – в синий цвет.

Шинный мост выбирается по экономической плотности тока и проверяется по длительно допустимому току.

Рабочий ток шинного моста на стороне низкого напряжения подстанции можно рассчитать двумя способами:

- 1) используя мощность подстанции с учётом КУ :

$$I_{раб} = \frac{S_{\max}''}{2\sqrt{3} \cdot U_{НН}}, \quad (5.1)$$

- 2) по номинальной мощности трансформатора:

$$I_{раб} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}, \quad (5.2)$$

Для трансформаторов с расщепленными обмотками:

$$I_{pa\delta} = \frac{S''_{\max}}{4\sqrt{3} \cdot U_{ни}}, \quad (5.3)$$

Или

$$I_{pa\delta} = \frac{S_{нo.m}}{2\sqrt{3} \cdot U_{ни}}, \quad (5.4)$$

В случае аварийного режима (при отключении одного из трансформаторов) ток будет определяться:

$$I_{ав} = \frac{S''_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ни}}, \quad (5.5)$$

Или

$$I_{ав} = \frac{S_{нo.m} \cdot \kappa_2}{\sqrt{3} \cdot U_{ни}}, \quad (5.6)$$

Для трансформаторов с расщепленными обмотками:

$$I_{ав} = \frac{S''_{\max}}{2\sqrt{3} \cdot U_{ни}}, \quad (5.7)$$

$$I_{ав} = \frac{S_{нo.m} \cdot \kappa_2}{2\sqrt{3} \cdot U_{ни}}, \quad (5.8)$$

Выбранные шины проверяются на электродинамическое действие тока короткого замыкания: гибкие шины – на схлестывание при $I_{nk}^{(2)}$ не менее 20 кА и i_{yo} не менее 50 кА(подробнее см./11/), жесткие шины – на изгиб.

При механическом расчете однополюсных шин наибольшая сила (F),Н, действующая на шину средней фазы(при распо-

ложении шин в одной плоскости), определяется при трёхфазном коротком замыкании по формуле:

$$F = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^{(3)2} \cdot \frac{1}{a}, \quad (5.9)$$

Где $i_{y\partial}$ – ударный ток при трехфазном коротком замыкании, А;

l – длина пролёта между опорными изоляторами шинной конструкции, м; (рекомендуется $l = 1-1.5$ м);

a – расстояние между фазами, м; (рекомендуется $a = 0.6 - 0.8$ м);

Сила F создает изгибающий момент (M), Н*м, при расчете которого шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах,

$$M = \frac{F \cdot l}{10}, \quad (5.10)$$

Напряжение в материале шин $\sigma_{расч}$, МПа, возникающие при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (5.11)$$

Где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы, см³, (таблица 6.1). Шины механически прочны, если выдерживают условие:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}, \quad (5.12)$$

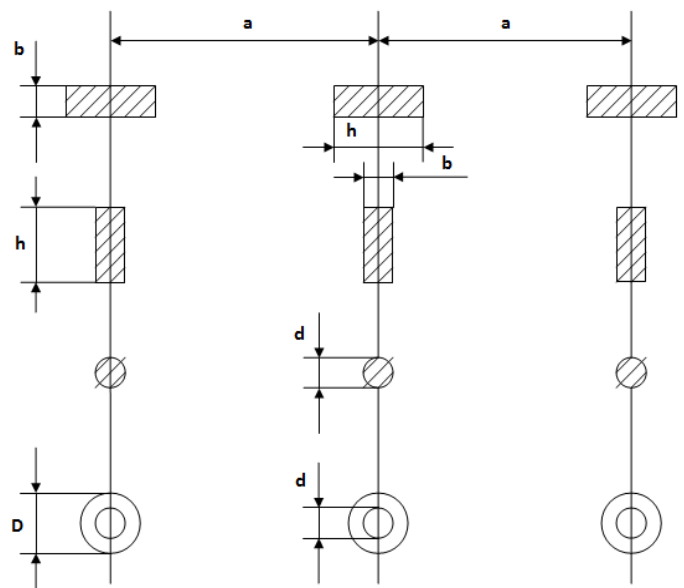
где $\sigma_{доп}$ – допустимое механическое напряжение в материале шины, МПа (таблица 5.2):

$$\sigma_{доп} = 0.7 \sigma_{разр}, \quad (5.13)$$

Где $\sigma_{разр}$ - предел прочности на разрыв материала шин, МПа.

Таблица 5.1

Моменты сопротивления шин

Расположение шин	Момент сопротивления
	$\frac{b \cdot h^2}{6}$ $\frac{b^2 \cdot h}{6}$ $\frac{\pi \cdot d^3}{32} \approx 0.1 \cdot d^3$ $\frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}$

Подробнее в /10/

При невыполнении условия 5.12 необходимо либо уменьшить ток короткого замыкания, либо изменить взаимное расположение шин (расстояние между фазами, a , или длину пролета между изоляторами, l). Если и в этом случае условие 5.12 не выполняется, следует увеличить сечение шин (взять па-

кет шин из двух полос или использовать коробчатые шины). Расчет многополосных и коробчатых шин приведен в.

Таблица 5.2

Механические характеристики материала шин

Материал	Марка	Разрушающее напряжение, $\sigma_{разр}$ МПа	Допустимое напряжение, $\sigma_{доп}$ МПа
Алюминий	АДО	60 – 70	40
Алюминиевые сплавы	АД31Т	130	75
	АД31Т1	200	90
Медь	МГТ	250 – 300	140
Сталь	Ст 3	370 - 500	160

Проверка шин на термическую стойкость при коротком замыкании производится по условию:

$$\theta_k \leq \theta_{k\partial\partial o}, \quad (5.14)$$

Или

$$F_{\min} \leq F, \quad (5.15)$$

Где θ_k - температура шин при нагреве токов короткого замыкания;

$\theta_{k\partial\partial o}$ - допустимая температура нагрева шин при коротком замыкании, ($\theta_{k\partial\partial o}$ - 200°С для алюминиевых шин);

$F_{\min}$ - минимальное сечение шины по термической стойкости;

θ_k определяется по кривой $\theta_k = \varphi(A_k)$ /9,10,12/, в зависимости от величины A_k

$$A_k = A_n + \frac{B_k}{F^2}, \quad (5.16)$$

Где A_k - квадратичная плотность тока, $A^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$, характеризует тепловое состояние проводника к концу короткого замыкания;

A_n – то же к моменту начала короткого замыкания;

B_k – тепловой импульс(определяется по таблице 4.4).

θ_n определяется по указанной выше кривой в зависимости от температуры выбранной шины в предшествующем режиме работы:

$$\theta_n = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{ноом}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб.мах}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2, \quad (5.17)$$

Где θ_0 - температура окружающей среды;

$\theta_{\text{доп}}$ - длительно допустимая температура проводника ($\theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$ для алюминиевых шин);

$\theta_{\text{ноом}}$ - номинальная температура окружающей среды, (согласно /5/ $\theta_{\text{ноом}} = 25^\circ \text{C}$ для воздуха, 15°C для земли и воды;

$I_{\text{раб.мах}}$ - максимальный ток нагрузки;

$I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток проводника;

Сначала по кривым для определения температуры нагрева токоведущих частей при коротком замыкании определяют A_n по найденной температуре θ_n предшествующего режима (выражение 6.17), затем определяют величину A_k по выражению (5.16), а по величине A_k находят температуру нагрева проводника током короткого замыкания θ_k по той же кривой. Если условие 5.14 не выполняется, то целесообразно в целях ускорения расчетов определять минимальное сечение шины, отвечающее требованию ее термической стойкости при коротком замыкании, согласно выражению:

$$F_{\min} = \sqrt{\frac{B_k}{A_{\text{кдоп}} - A_n}} \quad (5.18)$$

Значения $A_{\text{кдоп}}$ и A_n следует определять по кривым рисунка 3.45/11/ для соответствующих температур ($\theta_{\text{кдоп}}$ и θ_n).

При приближенных расчетах минимальное сечение шин, отвечающее требованиям стойкости при коротком замыкании, можно определить по формуле:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (5.19)$$

Где B_k - тепловой импульс из таблицы 4.4;

C – постоянная (для алюминиевых шин $C = 91$, для медных шин

$$C = 167), A \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2;$$

По $F_{\min}$ определяют ближайшее большее стандартное сечение шины по справочникам.

6 Выбор трансформаторов собственных нужд, оперативный ток

Приемники собственных нужд подстанций делятся на три групп по степени надежности. Приемники 1 группы - это приемники, отключение которых приводит к нарушению нормального режима эксплуатации, к частичному или полному отключению или к авариям с повреждением основного оборудования. Для питания этой группы необходимо два источника с автоматическим включением резерва.

Приемники 2 группы - это приемники, отключение которых допустимо на 20 - 40 мин для подстанций с обслуживающим персоналом или до приезда обслуживающего персонала, если дежурного на подстанции нет. Восстановление питания у приемников этой группы осуществляется вручную.

К 3 группе относятся приемники, отключение которых допустимо на более длительное время.

По режиму включения в работу электроприемники собственных нужд подстанций разделяются на постоянно включенные в сеть; включаемые периодически в зависимости от температуры окружающего воздуха; включаемые во время ремонтов.

Постоянно включенные приемники 1 группы: оперативные цепи, электродвигатели системы охлаждения трансформаторов, аппаратура связи и телемеханики, электродвигатели системы смазки и охлаждения.

Периодически включаемые приемники 2 группы: электродвигатели компрессоров, зарядно-подзарядные устройства аккумуляторных батарей, освещение, электроотопление помещения, электроподогрев аппаратуры и шкафов высокого напряжения.

Приемники 3 группы: вентиляция и технологическая нагрузка вспомогательного здания, мастерские.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они питаются от сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. На двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два трансформатора собственных нужд (ТСН), мощность которых выбирают в соответствии с нагрузками и учетом допустимой перегрузки

($K_{\text{п}} = 1,3 - 1,4$) /11, 14/ при выполнении ремонтных работ и отказах одного из трансформаторов. Предельная мощность ТСН - 630-1000 кВА /12/.

Присоединение ТСН к сети зависит от системы оперативного тока. Постоянный оперативный ток используют на всех подстанциях 330-750 кВ и выше и на подстанциях с РУ 110-220 кВ со сборными шинами, переменный или выпрямленный - на подстанциях 35-220 кВ без выключателей высокого напряжения. На рисунке 6.1 показана схема питания ТСН подстанции на переменном или выпрямленном оперативном токе.

Здесь предусматривается непосредственное подключение ТСН к выводам низшего напряжения главных трансформаторов. Такое подключение обеспечивает питание сети оперативного тока и производство операции выключателями при отключении шин 6-10 кВ.

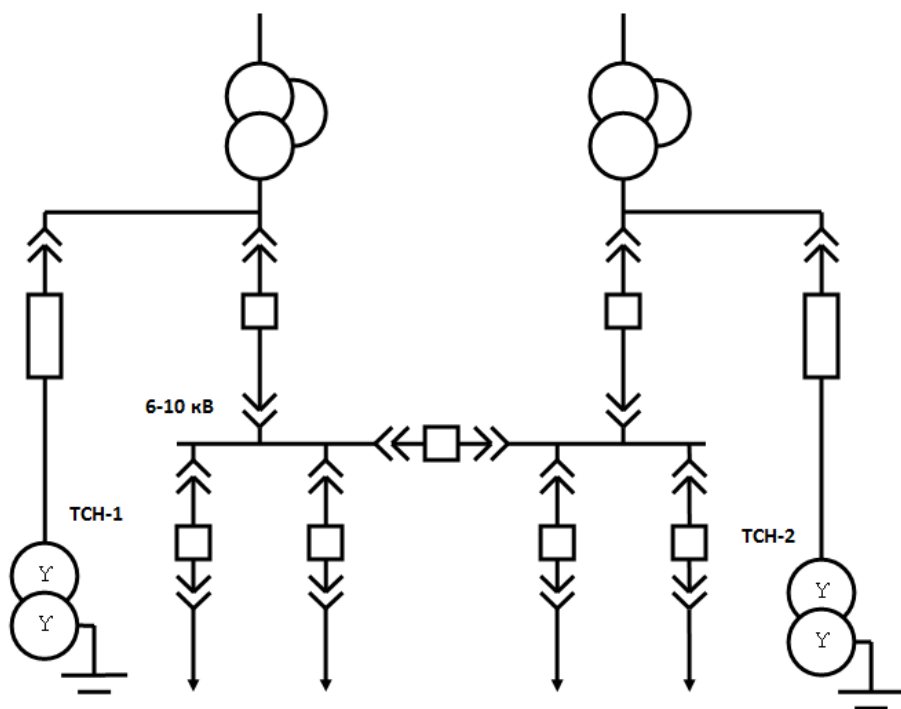


Рис. 6.1 Питание ТСН подстанции на переменном или выпрямленном оперативном токе

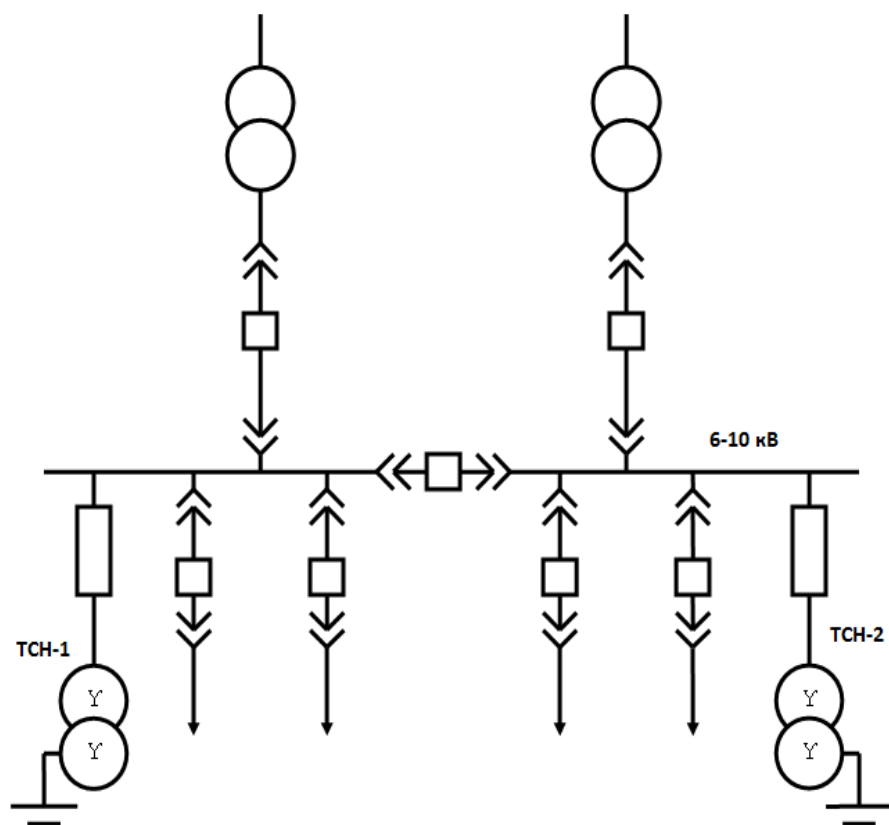


Рис. 6.2 Питание ТСН подстанции на постоянном оперативном токе

На рисунке 6.2 показана схема включения ТСН подстанции на постоянном оперативном токе.

Здесь ТСН подключается непосредственно к шинам 6-10 кВ.

Обычно на подстанциях устанавливают один-два рабочих ТСН, но при наличии особо ответственных потребителей может предусматриваться резервный ТСН.

Номинальную мощность рабочих ТСН выбирают в соответствии с расчетной нагрузкой - Расчетная мощность ТСН определяется суммой мощностей всех электроприемников, которые присоединены к данному трансформатору /11/. При определении нагрузки собственных нужд подстанции можно пользоваться таблицей 5.4, приведённой в /11/.

При приближённых расчётах мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, составляет приблизительно 1% от полной мощности подстанции:

$$S_{сн} = 0.01S_{max} , \quad (6.1)$$

Где $S_{сн}$ – мощность собственных нужд подстанции;

S_{max} – полная мощность подстанции.

Мощность ТСН с учётом коэффициента спроса составит:

$$S_{тсн} = k_c \cdot S_{сн} , \quad (6.2)$$

Где k_c – коэффициент спроса, равный (0.7 – 0.8).

Силовые трансформатора собственных нужд для шкафов КРУ имеют общепромышленное исполнение. Они, как правило, заказываются россыпью и в комплект поставки заводов - изготовителей не входят. В шкафах КРУ размещают трансформаторы мощностью до 63 кВА. Трансформаторы большей мощности устанавливают вне КРУ, при этом аппараты, предназначенные для их защиты, а также предохранители (для трансформаторов

мощностью до 400 кВА) или выключатели (для более мощных трансформаторов) устанавливают в шкафах КРУ.

В последнее время все большее применение в КРУ находят сухие трансформаторы мощностью 25 и 40 кВА. Эти трансформаторы обычно устанавливают на выдвижных элементах.

7 Расчет устройств заземления и грозозащиты подстанции

7.1 Назначение, выполнение и расчет заземляющих устройств

Для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала от поражения напряжением прикосновения и шаговым напряжением необходимо все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под таковым при повреждении изоляции, надежно заземлять.

Заземляющее устройство состоит из заземлителей и заземляющих проводников. Заземлитель - это металлический проводник (труба, уголок) или группа проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Заземляющие проводники (полоса, круглый прокат) служат для соединения заземлителей между собой и соединения их с заземляемыми частями оборудования.

В качестве заземлителей чаще всего используют вертикально забитые трубы длиной 2-3 м, диаметром 35-50 мм с толщиной стенки не менее 4 мм или уголки 50х50, 35х50 с толщиной стенки не менее 5 мм. Забитые в грунт трубы (уголки) на

глубине 0,5-0,7 м соединяют посредством электродуговой сварки стальными полосами. Наименьшее допустимое сечение стальных полос при прокладке в земле должно быть 48 мм².

Заземляющие устройства выполняются в соответствии с:

1) для систем выше 1000 В с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтралью заземляющие устройства следует выполнять с соблюдением требований либо к их сопротивлению R_3 не менее 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей, либо к напряжению прикосновения, а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению заземления на заземляющем устройстве /5/;

2) в электроустановках выше 1000 В с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства должно быть не более:

а) при использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1000 В:

$$R_3 = \frac{125}{I_3}, \quad (7.1.1)$$

где I_3 - расчетный ток замыкания на землю, А

б) при использовании заземляющего устройства только для электроустановок напряжением выше 1000 В:

$$R_3 = \frac{250}{I_3}, \quad (7.1.2)$$

но не более 10 Ом.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей используют водопроводные трубы, металлические трубо-

проводы, проложенные в земле (за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов), обсадные трубы скважин, заземлители опор воздушных линий, соединенные с заземляющими устройствами грозозащитным тросом, рельсовые подъездные пути при наличии перемычек между рельсами. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлителей не менее, чем двумя проводниками в разных точках, справочные данные по заземлителям приведены в /11/.

Количество искусственных заземлителей определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Сопротивление заземлителя относительно земли определяется в основном сопротивлением грунта, размерами и формой заземлителя и глубиной заложения его в грунте. Формулы для расчета сопротивления заземлителя приведены таблице 7.1.

Расчетное удельное сопротивление грунта ($\rho_{расч}$) определяется по формуле:

$$\rho_{расч} = \kappa_{max} \cdot \rho, \quad (7.1.3)$$

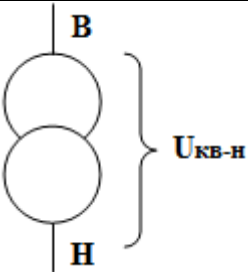
где κ_{max} - повышающий коэффициент, зависящий от климатических условий местности;

ρ - эквивалентное удельное сопротивление грунта при влажности 10-20%.

Для электродов длиной 2 - 3 м при глубине заложения вершины 0,5 - 0,8 м, $\kappa_{max} = 1,2 - 2$, а для протяженных электродов (случай характерный для скальных грунтов) полос и круглых, горизонтально лежащих в земле на глубине не более 0,8 м - $\kappa_{max} = 1,5-7$.

Таблица 7.1

Сопротивление заземлителя относительно земли

Форма электрода и его размеры, см	Расположение электрода	Сопротивление заземлителя, Ом
Труба длиной l и диаметром d		$R_{тр} = \frac{0.365 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[\lg \frac{2l}{d} + 0.5 \cdot \lg \frac{4t + l}{4t - l} \right] \quad (7.1.4)$
Уголок длиной l и шириной полки d		Формула (7.1.4) при $d=0.35b$
Уголок 5x5 $l = 250$		$R_{уг} = 0.00318 \cdot \rho_{расч} \quad (7.1.5)$
Уголок 6x6 $l = 250$		$R_{уг} = 0.002318 \cdot \rho_{расч} \quad (7.1.6)$
Труба $d = 6$ $l = 250$		$R_{тр} = 0.00308 \cdot \rho_{расч} \quad (7.1.7)$

Продолжение таблицы 7.1

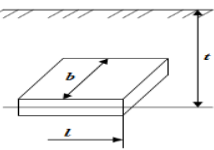
Полоса длиной l и шири- ной b		$R_{пол} = \frac{0.366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t} \quad (7.1.8)$
Круглый провод- ник дли- ной l и диамет- ром d		Формула (7.8) при $b=2d$

Таблица 7.2

Эквивалентное удельное сопротивление грунта

Грунт	$\rho, \text{Ом} \cdot \text{см}$
Песок	$7 \cdot 10^4$
Супесок речной	$3 \cdot 10^4$
Суглинок	$2 \cdot 10^4$
Глина	$1 \cdot 10^4$
Глина, смешанная с известняком и щеб- нем	$1.5 \cdot 10^4$
Садовая земля	$0.4 \cdot 10^4$
Чернозём	$2 \cdot 10^4$
Лес	$3 \cdot 10^4$
Гранит, известняк, песчаник	$1 \cdot 10^7$

В грунтах с высоким удельным электрическим сопротивлением целесообразна обработка земли поваренной солью. Обработка выполняется путем поочередной засыпки в котлован для электродов слоев грунта и соли при одновременной обильной поливке водой. С течением времени грунт, обработанный солью, теряет свои качества из-за растворения в нем соли, поэтому необходима периодическая повторная обработка, особенно перед наступлением грозового сезона.

При подсчете сопротивления заземлителей, состоящих из труб (уголков), необходимо учитывать экранирующее действие одного электрода на другой путем ввода коэффициента использования заземлителя ($\eta_{\text{уг}}$), определяемого по кривым /11/. Для контурного расположения заземлителей коэффициент использования соединительных полос, необходимо принимать следующие величины:

- при десяти трубах, уголках $\eta_{\text{пол}} = 0.4 - 0.6$
- при двадцати – тридцати - $\eta_{\text{пол}} = 0.25 - 0.45$
- при пятидесяти и более $\eta_{\text{пол}} = 0.2 - 0.4$

7.2 Последовательность расчета заземляющего устройства с учетом естественных заземлителей

- 1) Устанавливается по нормам величина сопротивления заземляющего устройства R_3 ;
- 2) Определяется сопротивление относительно земли имеющихся в установке естественных заземлителей $R_{\text{ез}}$;

Если $R_{ez} < R_3$ для установок с изолированной нейтралью напряжением выше 1000 В и для установок напряжением менее 1000 В, то устройство искусственного заземлителя не требуется, а в установках с напряжением выше 1000 В с большим током замыкания на землю устройство искусственного заземления необходимо, причем его сопротивление должно быть не более 1 Ома.

Если $R_{ez} > R_3$, то определяют величину сопротивления искусственного заземлителя:

$$R_{из} = \frac{R_3 \cdot R_{ez}}{R_{ez} - R_3} \quad (7.2.1)$$

где $R_{из}$ - сопротивление искусственного заземлителя;

3) Намечается расстановка электродов на площадке подстанции с учетом снижения напряжения прикосновения и шагового напряжения. Принимают размеры основного электрода (труба, уголок) и определяют его сопротивление по соответствующей формуле таблицы 7.1 для принятого значения удельного сопротивления грунта;

4)определяется число труб (уголков) с учетом экранирующего действия одного электрода на другой:

без учета соединительных полос

$$n = \frac{R_{mp(ye)}}{R_{из} \cdot \eta_{ye}}, \quad (7.2.2)$$

Значения коэффициента использования заземлителя η_{ye} приведены выше. С учетом сопротивления соединительных полос определяется общая длина полос:

$$l = 2 \cdot (a + b), \quad (7.2.3)$$

где a и b - соответственно ширина и длина заземляющего контура, проложенного по периметру подстанции на расстоянии 2 м от внутренней стороны ограды;

4) Определяется действительное сопротивление полос $R_{пол}$ с учетом экранирующего действия:

$$R_{пол} = \frac{R_{пол}}{\eta_{пол}}, \quad (7.2.4)$$

Где $R_{пол}$ - сопротивление полосы по таблице 7.1;

$\eta_{пол}$ - коэффициент использования соединительных полос.

5) определяется необходимое сопротивление труб или уголков:

$$R_{тр} = \frac{R_{из} \cdot R_{пол}}{R_{пол} - R_{из}}, \quad (7.2.5)$$

6) находится количество труб или уголков:

$$n = \frac{R_{тр(уг)}}{R_{тр(уг)} \cdot \sum \eta}, \quad (7.2.6)$$

7.3 Порядок расчета заземляющего устройства без учета естественных заземлителей

1) Уточняется для рассчитываемой установки:

- ток замыкания на землю I_z ; состав грунта и удельное сопротивление грунта ρ ;

- способ устройства заземления с указанием на чертеже геометрических размеров по периметру и между электродами требуемая величина сопротивления заземления в соответствии с нормами R_3 ;

- величина K_{max} , η_{yz} , кривые /11/, размеры полос электродов (в зависимости от значения тока короткого замыкания);

2) Определяется расчетное удельное сопротивление грунта по формуле (7.1.3);

3) Определяется сопротивление заземлителей по формулам таблицы 7.1;

4) Определяется число уголков (труб) без учета соединительных полос:

$$n = \frac{R_{yz}}{R_3 \cdot \eta_{yz}}, \quad (7.3.1)$$

5) соединительные полосы учитываются так же как и при расчете заземляющего устройства с естественными заземлителями. После определения количества заземлителей и округления их до целого значения определяется действительная величина сопротивления заземляющего устройства, сравнивается с допустимой величиной R_3 и делаются соответствующие выводы. Расчет заземляющего устройства по напряжению прикосновения приведен в /11, 13/.

7.4. Защита подстанционного оборудования, от перенапряжения

Различают следующие виды перенапряжений:

1) Внутренние (коммутационные и резонансные). Перенапряжения дуговых замыканий на землю в электросетях с незаземленной нейтралью достигают значений $(3,5 - 3,65)U_{cp}$; перенапряжения при отключении ненагруженных линий достигает $3,5U_{cp}$; перенапряжения при отключении ненагруженных трансформаторов для сетей с заземленной нейтралью достигает значения $3 U_{cp}$, а для сетей с изолированной нейтралью - $(4 - 5)U_{cp}$;

2) Атмосферные перенапряжения(перенапряжения прямого удара и индуцированные перенапряжения).

Для защиты линий электропередач от атмосферных перенапряжений применяют:

- трубчатые разрядники;
- грозозащитный трос;
- защитные свойства древесины на линиях с деревянными опорами в сочетании с устройствами автоматического повторного включения.

Для защиты подстанционного оборудования открытых распределительных устройств применяют:

- вентильные разрядники (или ограничители перенапряжений).
-

8.Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

8.1 Выбор измерительных трансформаторов тока

ИИТ выбирают по напряжению, по току, по конструкции и классу точности, проверяют по электродинамической, термической стойкости. Затем сравнивают расчетные данные с каталогами и приводят таблицу сравнения /1, 377/. Далее ТТ проверяют по вторичной нагрузке. Для этого составляют схему включения измерительных приборов, количество и типы приборов принимают **по табл. 4.11** /1, 362/и /1, 635/

Таблица 8.1.

Затем составляют таблицу вторичной нагрузки Т

Прибор	Тип	Нагрузка ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Итого $S_{\text{приб}}$				

Общее сопротивление приборов наиболее загруженной фазы определяется по формуле :

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (8.1.1)$$

Допустимое сопротивление проводов определяется по формуле :

$$z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_k + r_{\text{пр}}, \quad (8.1.2)$$

Следовательно

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k, \quad (8.1.3)$$

где $z_{2\text{ном}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом;

r_k - сопротивление контактов, Ом: принимается равным 0,05 Ом при 2-3 приборах и 0,1 при большем числе приборов;

Сечение провода определяется по формуле:

$$g_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (8.1.4)$$

Где $I_{\text{расч}} = 2I$ - при включении прибора в одну фазу;

$I_{\text{расч}} = \sqrt{3}I$ - при включении в неполную звезду (две фазы);

$I_{\text{расч}} = I$ - при включении в полную звезду.

Длину вторичных цепей принимают по /1,375/, но для цепей п/ст принимают 20% меньше

Удельное сопротивление:

А) для меди $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}},$

Б) для алюминия $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$

В РУ 220 кВ и выше применяют медный контрольный кабель с минимальным сечением 2,5 мм², в РУ 110 кВ и ниже

контрольный кабель с алюминиевыми жилами с минимальным сечением 4 мм².

8.2 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Выбор ИТН производится по напряжению, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности, и проверяется по вторичной нагрузке. Полная нагрузка определяется по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{r_{приб}^2 + Q_{пр}^2}, \quad (8.2.1)$$

$r_{приб}$ - активная мощность, потребляемая приборами, Вт;

$Q_{пр}$ - реактивная мощность, потребляемая приборами, В*А

При этом должно выполняться условие:

$$S_{2ном} \geq S_{2\Sigma} \quad (8.2.2)$$

$S_{2ном}$ - номинальная допустимая нагрузка в выбранном классе точности, приводится в справочнике /5/

Подсчитывают вторичную нагрузку и вносят в таблицу 8.2

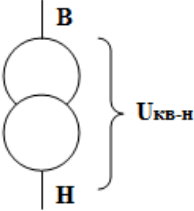
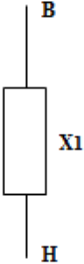
Таблица 8.2

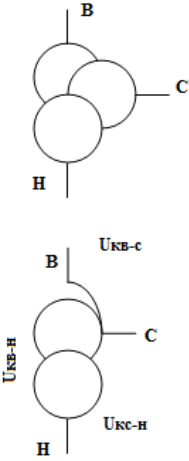
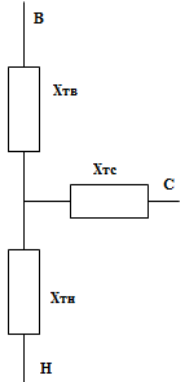
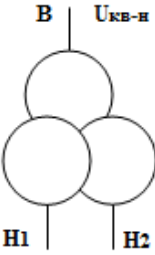
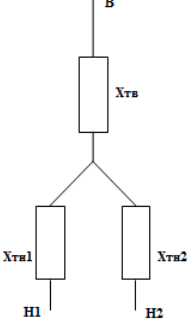
Вторичная нагрузка ИТН

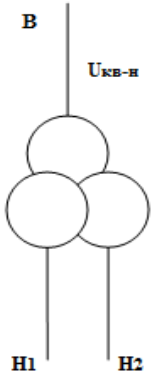
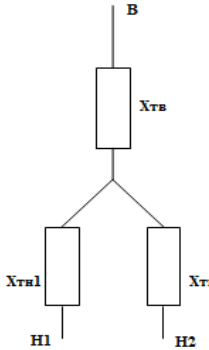
Приборы	Тип	Р одной обмотки, Вт	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							Р, Вт	Q, ВА
	Сборные шины							
	Ввода							
	Линии							
Итого: Σ								

Таблица 8.3

Трансформаторы и схемы их замещения

Вид трансформатора	Исходная схема	Схема замещения	Расчетные выражения
Двухобмоточный трансформатор			$X_{mB\%} = U_{k.B-H\%}$

		Продолжение таблицы 8.3	
Трехобмоточный трансформатор, автотрансформатор			$x_{mB} \% = 0,5 \cdot (u_{k.B-H} \% + u_{k.B-C} \% - u_{k.C-H} \%)$ $x_{mC} \% = 0,5 \cdot (u_{k.B-C} \% + u_{k.C-H} \% - u_{k.B-H} \%)$ $x_{mH} \% = 0,5 \cdot (u_{k.B-H} \% + u_{k.C-H} \% - u_{k.B-C} \%)$
Трехобмоточный трансформатор с обмоткой низкого напряжения, расщепленной на две ветви			$x_{mB} \% = 0.125 u_{k.B-H} \%$ $x_{mH1} \% = x_{mH2} \% = 1.75 u_{k.B-H} \%$ $x_{mB} \% = u_{k.B-H} \% - 0.5 u_{k.H1-H2} \%$ $x_{mH1} \% = x_{mH2} \% = u_{k.H1-H2} \%$ $u_{k.H1-H2} \%$ задается в каталогах относительно $S_{H1} = S_{H2} = 0.5 S_H$

		Продолжение таблицы 8.3	
Группа двухобмоточных трансформаторов с обмоткой низкого напряжения, расщепленной на две ветви			$x_{mB} = 0$ $x_{mB1\%} = x_{mB2\%} = u_{k.B-H\%}$

ЛИТЕРАТУРА

1. Веникова, В.А. Строева. Электрические сети: 2-е изд., перераб. и доп.- М.: Высш. шк., 1998.
2. Герасименко, А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: Учеб. пособие – Ростов-н/Д.: Феникс, 2006. – 720 с.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов.- М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Костин В.Н., Распопов Е.В., Родченко Е.А. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. пособие. - СПб.: СЗТУ, 2003
5. Костин В.Н. Системы электроснабжения. Конструкции и механический расчет: Учеб. пособие. - СПб.: СЗТУ, 2002.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – СПб.: ДЕАН, 2003.
8. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.-М.: Энергоатомиздат, 1987.
9. Справочник по проектированию электрических сетей./ Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – М.: НЦ ЭНАС, 2005 – 320 с.

10. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: 6 т. / год ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 2003. – Т.2 – 640 с.
11. Электрические системы. Электрические сети: Учебник для электроэнерг. спец. вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.: Под ред. В.А.
12. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ.- 8-е изд.-М.: Издательство МЭИ, 2002.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	Выбор типа, числа и мощности трансформаторов	3
2	Выбор и обоснование главной схемы электрических соединений	14
3	Токи короткого замыкания	25
3.1	Расчёт токов короткого замыкания	25
3.2	Меры и средства ограничения токов короткого замыкания	36
4	Выбор и проверка оборудования на стороне ВН подстанции	38
4.1	Выбор шин	38
4.2	Выбор и проверка высоковольтного выключателя ВН	42
4.3	Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей	44
5	Выбор шин на стороне низшего напряжения	48
6	Выбор трансформаторов собственных нужд, оперативный ток	55
7	Расчет устройств заземления и грозозащиты подстанции	60
7.1	Назначение, выполнение и расчет заземляющих устройств	60

7.2	Последовательность расчета заземляющего устройства с учетом естественных заземлителей	65
7.3	Порядок расчета заземляющего устройства без учета естественных заземлителей	67
7.4	Защита подстанционного оборудования, от перенапряжения	69
8	Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения	70
8.1	Выбор измерительных трансформаторов тока	70
8.2	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	72
	Литература	76

Методические указания

ЭЛЕКТРОПИТАЮЩИЕ СИСТЕМЫ

Издается в авторской редакции

Формат 60х90/16 Объем 3,0 п.л. Тираж 10 экз.

Отпечатано на принтере