

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические рекомендации

по выполнению практических работ
по дисциплине

«Проектирование схем выдачи мощности электростанций» для студентов
направления подготовки

13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»,

Направленность (профиль) «Возобновляемые источники энергии и гидроэлектростанции "

Содержание

Практическая работа 1 Выбор основного электрооборудования и разработка структурной схемы выдачи электроэнергии электростанций

Практическая работа 2 Составление структурной схемы электростанции и выбор ее основного электрооборудования

Практическая работа 3 Выбор трансформаторов в структурной схеме

Практическая работа 4 Расчет токов короткого замыкания

Практическая работа 5 Проверка проводников на термическую стойкость при коротких замыканиях

Практическая работа 6 Выбор токоведущих частей главной схемы электрических соединений электростанций

Практическая работа 7 Выбор комплектных распределительных устройств (выбор выключателей)

Практическая работа 8 Выбор разъединителей

Практическая работа 1 Выбор основного электрооборудования и разработка структурной схемы выдачи электроэнергии электростанций

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 расчетах. А для подстанций с двумя напряжениями схема определяется однозначно и ее проектирование сводится к выбору уже существующих типовых схем – это упрощенные, с сокращенным числом выключателей или без них (блочные схемы), схемы мостиков, схемы с короткозамыкателями и отделителями.

В соответствии с нормами технологического проектирования [1] главная схема электрических соединений подстанции выбирается с использованием схем РУ 35...750 кВ, утвержденных Минэнерго и согласованных с Госстроем. Ниже рассматриваются наиболее распространенные и характерные схемы электрических соединений подстанций.

Блочные схемы являются наиболее простыми (рисунок 1.1).

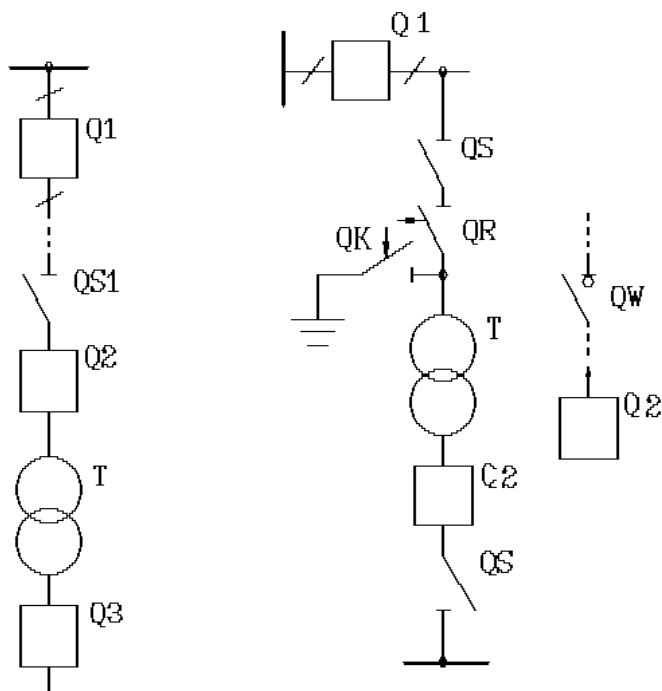


Рисунок 1.1 – Блочная схема однотрансформаторных подстанций

Они применяются на тупиковых подстанциях напряжением до 330 кВ

включительно или на ответственных подстанциях, присоединенных к одной или двум параллельным линиям напряжением 220 кВ.

На двухтрансформаторных подстанциях небольшой и средней мощности напряжением от 35 до 220 кВ для присоединения к линиям с двухсторонним питанием применяются схемы с одной секционированной системой шин и схемы "мостика" (рисунки 1.2–1.6).

Блочная схемы без перемычки (рисунок 1.2) целесообразна при небольшой длине линий, поскольку при этом вероятность отключения линии вместе с трансформатором относительно мала.

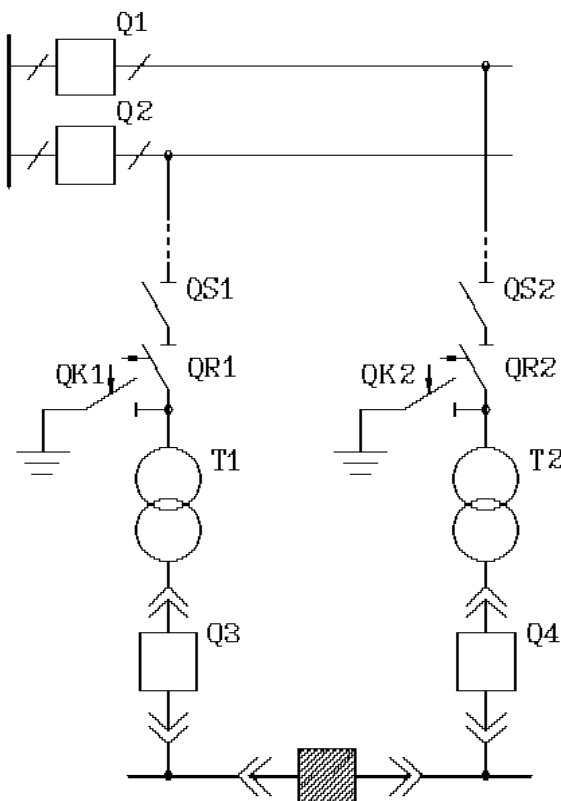


Рисунок 1.2 - Блочная схема двухтрансформаторной подстанции

Недостаток этой схемы заключается в том, что при повреждении и ремонте линии в работе остается один трансформатор. Электроснабжение не прерывается, но оставшийся в работе трансформатор может оказаться сильно перегруженным.

Схема с ремонтной перемычкой из разъединителей (рисунок 1.3) обеспечивает возможность присоединения обоих трансформаторов к одной линии при ремонте второй. Это схема с "неавтоматической" перемычкой.

Схема с отделителем двухстороннего действия на перемычке (с "автоматической" перемычкой) (рисунок 1.4) обеспечивает при повреждении на линии и отключении соответствующего трансформатора возможность автоматического подключения ко второй линии, в связи с чем уменьшается время срабатывания защиты.

Для обеспечения большей надежности и уменьшения времени срабатывания защиты, перемычка может быть выполнена на выключателе (рисунок 1.5).

Место расположения перемычки "в сторону линии" (рисунок 1.3, 1.4) или "в сторону трансформатора" (рисунок 1.5, 1.6) зависит от длины линии и графика нагрузки подстанции. Если питающие линии короткие и график нагрузки подстанции неравномерный, то перемычку целесообразно ставить "в сторону линии". Если питающие линии длинные и график нагрузки подстанции равномерный, то перемычку ставят "в сторону трансформатора" (рисунок 1.5).

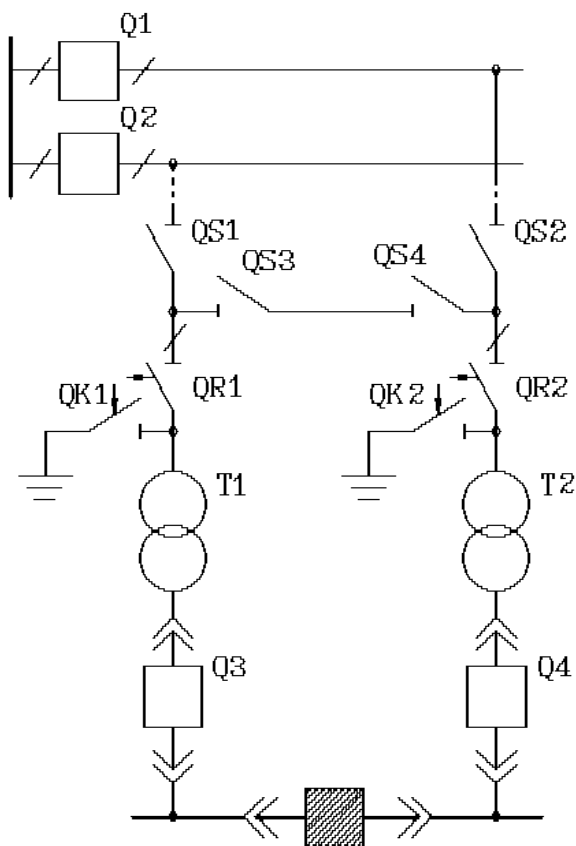


Рисунок 1.3 - Блочная схема двухтрансформаторной подстанции с ремонтной перемычкой из двух разъединителей

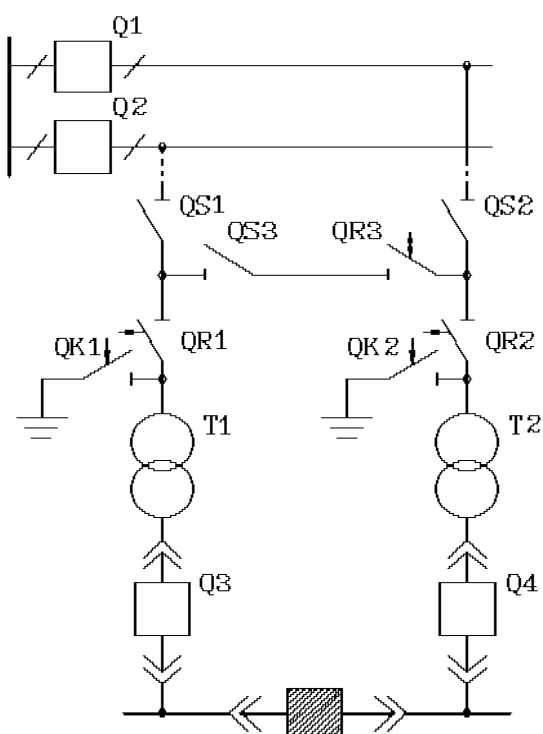


Рисунок 1.4 - Блочная схема двухтрансформаторной подстанции с автоматической переключкой

Наиболее надежной, но и самой дорогой является схема, выполненная на выключателях (рисунок 1.5, 1.6). 80 процентов схем тупиковых подстанций выполняются без выключателей на высокой стороне.

При коротких линиях обходятся и без короткозамыкателя, так как повреждение трансформатора может быть отключено выключателем, стоящим в голове линии без дополнительного сигнала.

Характерные схемы транзитных (проходных) подстанций приведены на рисунках 1.5 – 1.11. Если допустимо прервать транзит мощности на высокой стороне, то можно применять схемы, представленные на рисунок 1.5 и 1.6. Мощность трансформатора при этом не должна превышать 125 МВ*А. Сюда относятся схемы сдвоенного мостика (рисунок 1.7, 1.8, 1.9). В противном случае применяются упрощенные схемы с ремонтной перемычкой (рисунок 1.10, 1.11). Для увеличения надежности данные схемы полностью выполняются на выключателях, применение которых должно быть экономически обосновано.

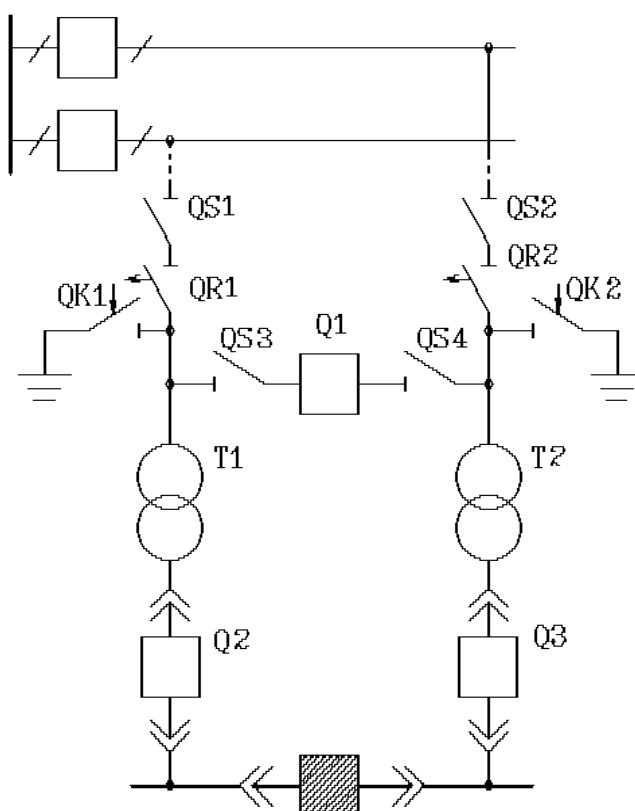


Рисунок 1.5

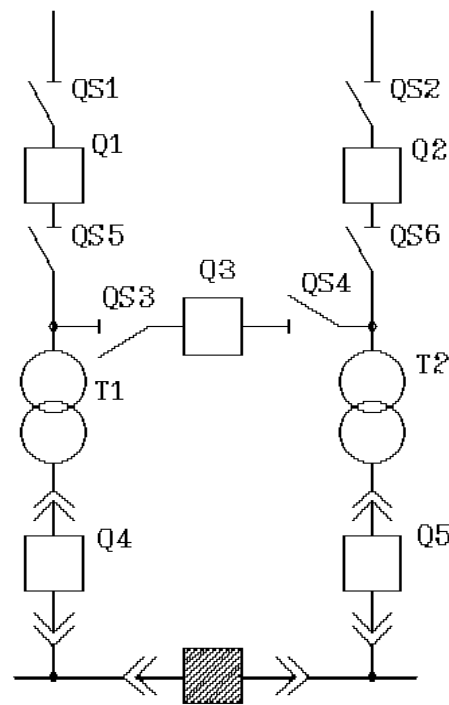


Рисунок 1.6

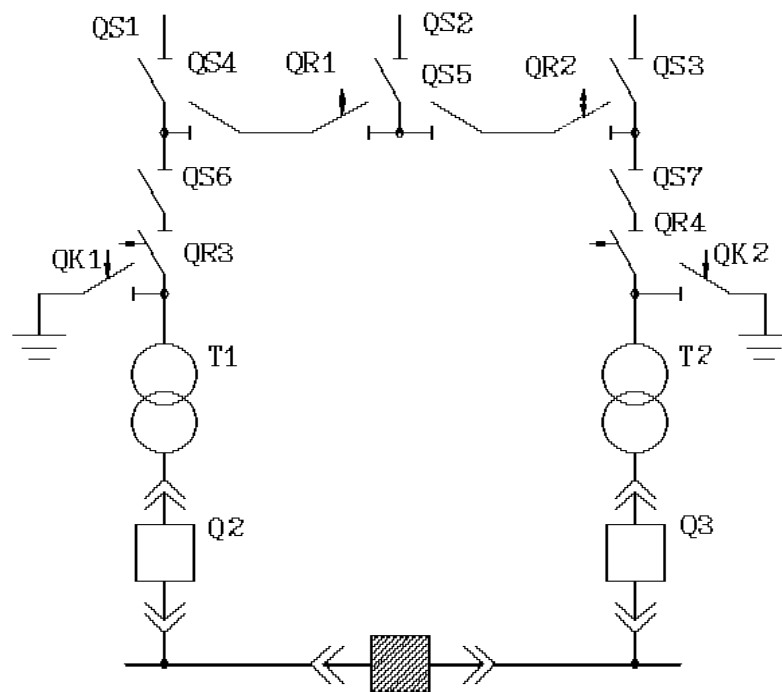


Рисунок 1.7

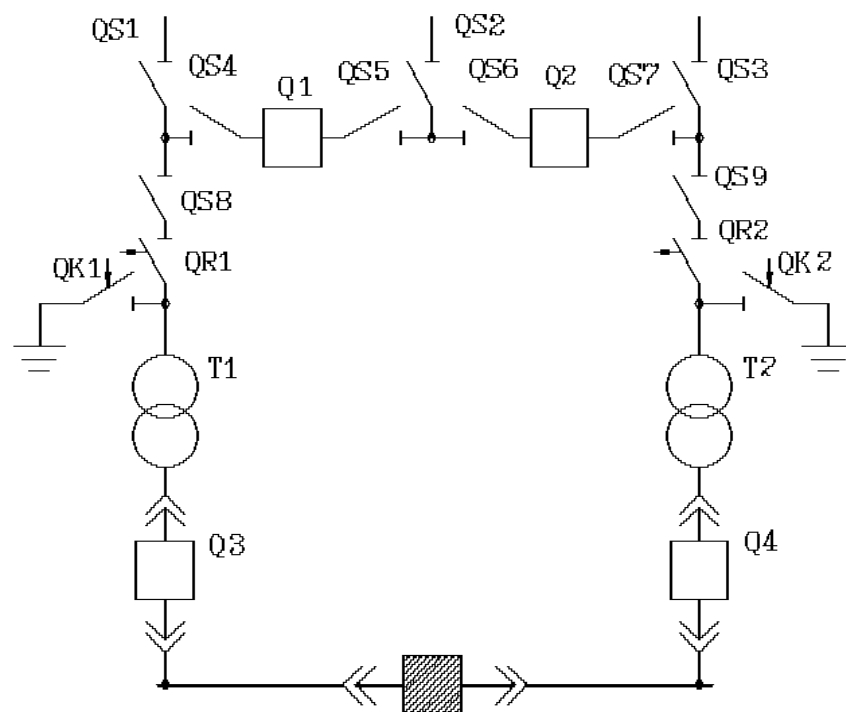


Рисунок 1.8

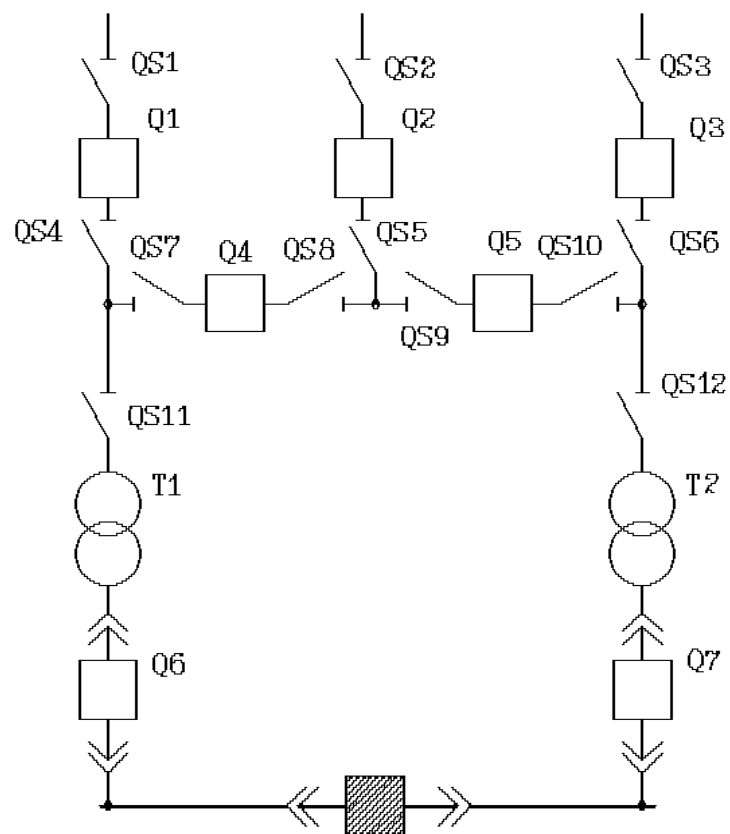


Рисунок 1.9

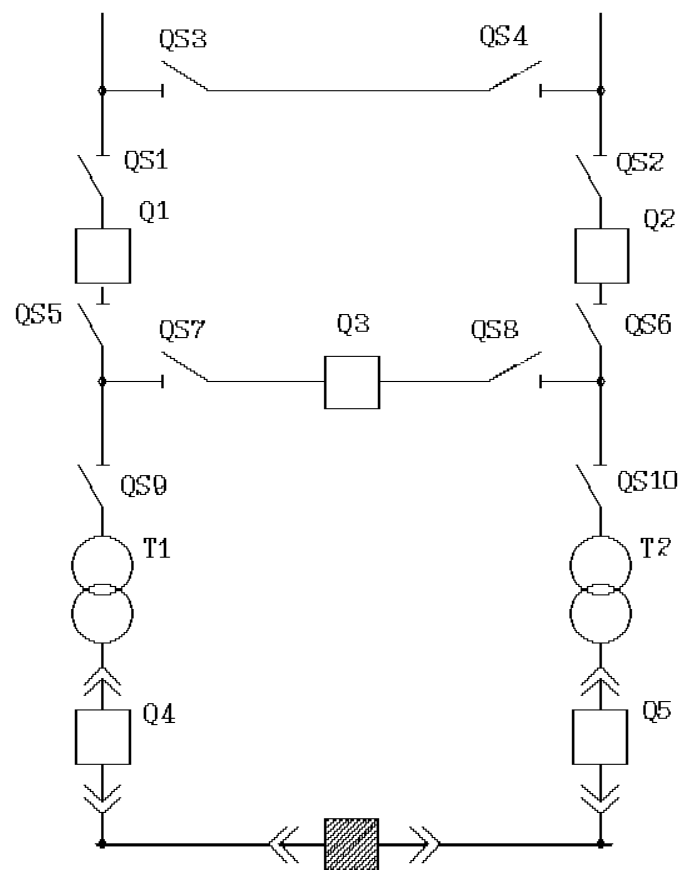


Рисунок 1.10

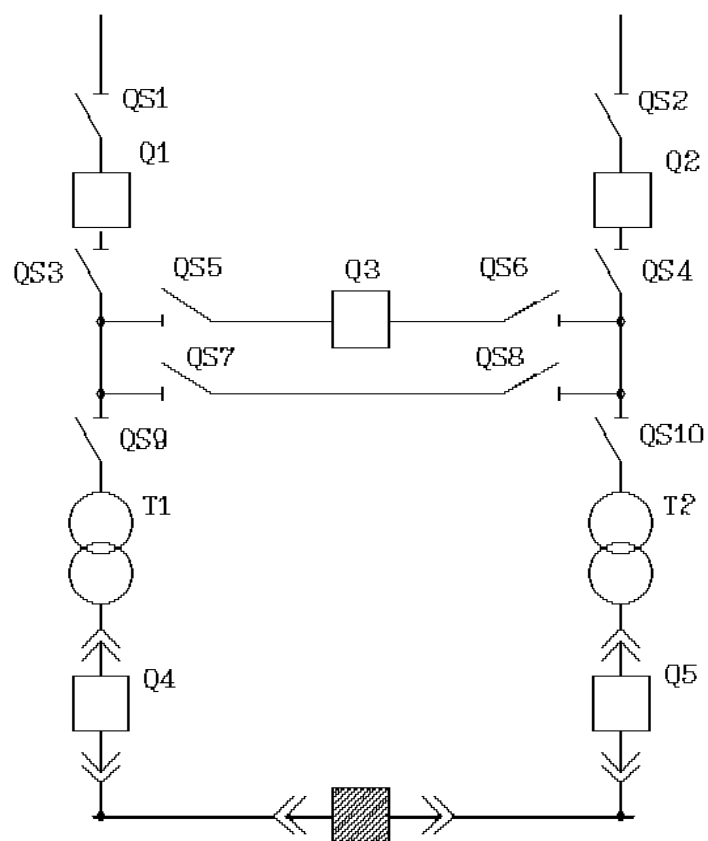


Рисунок 1.11

К основному электрооборудованию электростанций относят генераторы и силовые трансформаторы. Генераторы в дипломном проекте подбираются к уже выбранным турбинам. По справочным данным (или результатам поиска в Интернете) подбирают тип, мощность генератора с соответствующим турбине числом оборотов

Поэтому при выборе числа и мощности генераторов следует руководствоваться следующими соображениями:

- 1) все генераторы проектируемой станции принимаются однотипными и одинаковой мощности, допустимо применять генераторы двух типов;
- 2) число генераторов должно быть не менее двух и не более восьми;
- 3) единичная мощность генераторов не должна превышать 10 % установленной мощности системы, включая мощность проектируемой станции.

Все технические характеристики выбранных генераторов записываются в таблице.

Силовые трансформаторы (Т) структурной схемы выдачи мощности разделяют на блочные и связи. Блочные трансформаторы повышают напряжение генераторов до значения, при котором электроэнергия с шин РУ выдается в энергосистему. Мощность блочных Т определяется с учетом отбора мощности на генераторном напряжении (для питания собственных нужд и нагрузки, близко расположенных к станции потребителей энергии, если они имеются).

Мощность трансформаторов связи РУ разных напряжений определяется расчетным путем анализом перетоков мощности через них в максимальном, минимальном и аварийном режимах работы. Обычно устанавливают два трансформатора связи. При этом выбирают мощность трансформатора с учетом допустимой длительной аварийной перегрузки (по максимальному перетоку мощности)

Один трансформатор связи устанавливают, если оба РУ связываемых напряжений имеют другие источники питания. Его мощность определяют с учетом допустимой систематической нагрузки мощностью больше номинальной.

При выборе трансформаторов следует применять трехфазные трансформаторы. Только при отсутствии трехфазных трансформаторов необходимой мощности применяют группу из трех однофазных. Блочные трансформаторы, от генераторов которых есть отбор мощности только на собственные нужды, не имеют регулировки напряжения под нагрузкой (за исключением блочных автотрансформаторов (АТ)). Трансформаторы связи обязательно имеют регулировку напряжения под нагрузкой. Если трансформаторы связи связывают два РУ, низшее напряжение которых равно или больше 110 кВ, то вместо трансформаторов применяют более экономичные АТ.

Блочные трансформаторы генераторов, от которых осуществляется

отбор мощности на генераторном напряжении для питания близко расположенных потребителей, обязательно должны иметь регулировку напряжения под нагрузкой

Практическая работа 2 Составление структурной схемы электростанции и выбор ее основного электрооборудования

Рассмотрим структурные схемы для электростанций районного типа (КЭС). Поскольку нагрузка на генераторном напряжении отсутствует, то в основу построения схемы положен блочный принцип. На рис. 1 приведены схемы блоков генератор-трансформатор. Укрупнение блоков экономически целесообразно. Однако мощность не должна превышать допустимой по условиям устойчивости и резервирования в системе.

В блоках между генератором и двухобмоточным трансформатором в соответствии с [1], как правило, должен устанавливаться генераторный выключатель (допускается применять, выключатель нагрузки).

Если мощность проектируемой КЭС выдается на одном повышенном напряжении, то все блоки присоединяют к РУ этого напряжения и решается лишь вопрос о виде исполнения блоков.

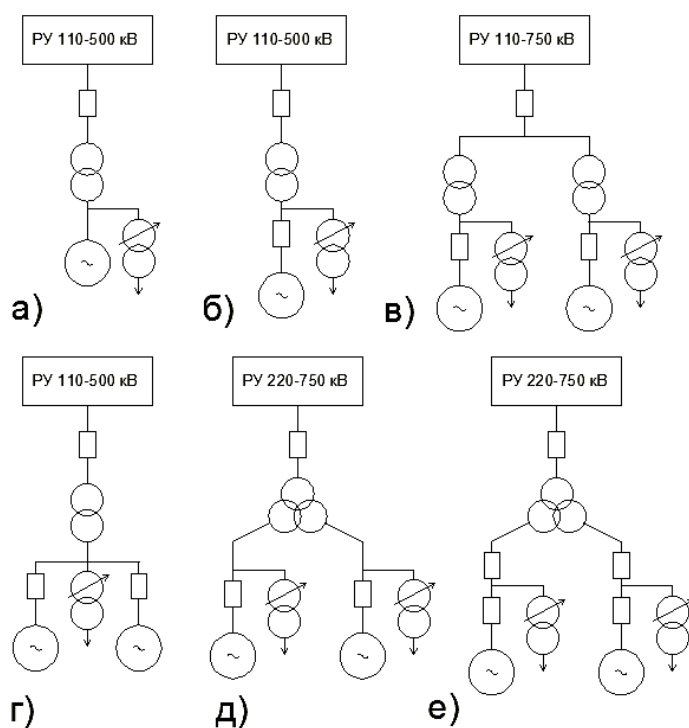
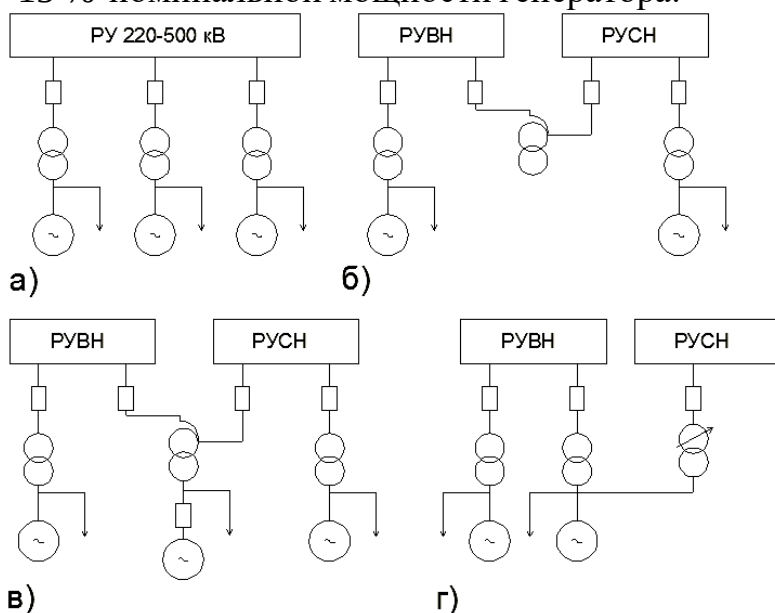


Рис. 1. Схемы блоков генератор-трансформатор:
а – единичного без генераторного выключателя; б – единичного с генераторным выключателем; в – объединенного; г – укрупненного; д, е – сдвоенного

Если на электростанции предполагаются два повышенных напряжения, причем сети обоих напряжений эффективно заземленные, то возможны следующие варианты построения структурной схемы: с отдельными автотрансформаторами связи между РУ высокого и среднего напряжений

(рис. 2, б); с использованием для одного или двух генераторов блочных повышающих автотрансформаторов, которые одновременно обеспечивают связь между РУ двух напряжений (рис. 2, в); с двумя двухобмоточными трансформаторами разной мощности в блоке (рис. 2, г). Последняя схема целесообразна лишь при малой нагрузке на среднем напряжении – не более 15 % номинальной мощности генератора.



В схеме с отдельными автотрансформаторами связи суммарная мощность блоков, присоединенных к РУ среднего напряжения, должна примерно соответствовать максимальной мощности, выдаваемой в сеть среднего напряжения. Схему с повышающими блочными автотрансформаторами составляют таким образом, чтобы в РУ среднего напряжения имел место некоторый избыток генерирующей мощности. Эта рекомендация обусловлена тем обстоятельством, что повышающий автотрансформатор по условию загрузки общей обмотки (при номинальной нагрузке третичной обмотки) допускает передачу дополнительной мощности, со стороны среднего напряжения на сторону высокого напряжения, но не в обратном направлении.

В случае когда сеть среднего напряжения незаземленная или компенсированная (35 кВ), вместо автотрансформаторов предусматривают трехобмоточные трансформаторы

Пример составления структурной схемы выдачи мощности АЭС

В настоящее время на АЭС устанавливают турбоагрегаты больших единичных мощностей: 220, 500, 800, 1000, 1200 МВт. Выдача электроэнергии осуществляется на одном, двух или более уровнях высокого и сверхвысокого напряжения (110–750 кВ).

Пример 2. Выбрать основное электрооборудование и разработать структурную схему выдачи энергии АЭС, на которой намечается установка двух реакторов на 1000 МВт и одного на 1200 МВт и следующих турбогенераторов: $4 \times 500/1500 + 1 \times 1200/3000$. Электроэнергия выдается по двум ЛЭП-750 кВ ($l = 140$ км) в энергосистему мощностью $S_{ЭН} = 7000$ МВА ($X^*_{сн} = 0,28$) и на напряжении 330 кВ. Двумя линиями РУ 330 кВ АЭС связано с КЭС-2400 ($l_{ЛЭП} = 100$ км). Максимальная нагрузка РУ 330 кВ составляет 800 МВА

Турбогенератор ТВВ5004УЗ предназначен для соединения с турбиной, имеющей 1500 об/мин. Обмотка статора выполнена двумя параллельными ветвями, каждая из которых соединена звездой. Охлаждается обмотка непосредственно водой, обмотка ротора и активная сталь охлаждаются непосредственно водородом. Система возбуждения генератора – тиристорная самовозбуждения.

Турбогенератор ТЗВ12002УЗ шестифазный и имеет две трехфазные обмотки, каждая из которых выполнена двумя параллельными ветвями, соединенными звездой. ЭДС обмоток сдвинута на 30° . Обмотки рассчитаны на 50 % номинальной мощности.

Для работы в блоке с таким генератором изготавливаются одно фазные трансформаторы с двумя обмотками низшего напряжения и двумя обмотками высшего напряжения. В трехфазной группе для компенсации сдвига ЭДС обмоток статора генератора одна обмотка низшего напряжения трансформатора соединяется по схеме треугольник, а другая – по схеме звезды.

Генератор имеет полное водяное охлаждение. Корпус статора заполнен воздухом. Система возбуждения – бесщеточная диодная.

Генераторы соединяются с повышающими трансформаторами по схеме блока генератортрансформатор.

Разработанная структурная схема выдачи мощности приведена на рис. 4.

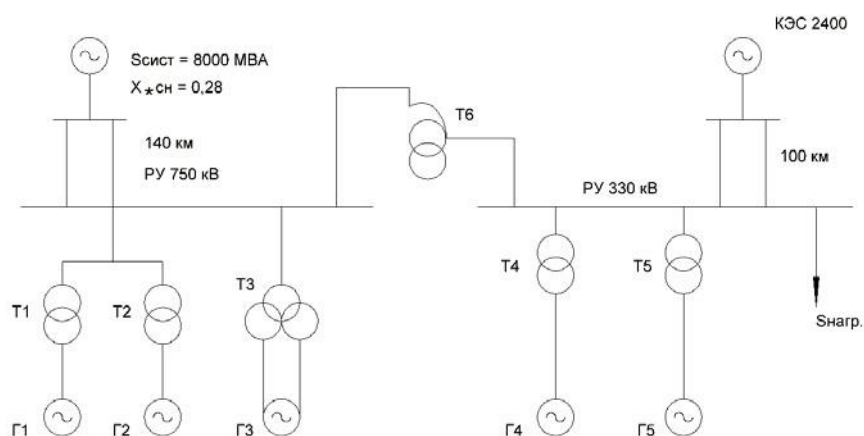


Рис. 4

Практическая работа 3 Выбор трансформаторов в структурной схеме

Выбор трансформаторов на электростанциях и подстанциях заключается в выборе типа, количества, номинальной мощности, и номинального коэффициента трансформации.

Номинальной мощностью трансформатора называют кажущуюся мощность (нагрузку), которую трансформатор может нести непрерывно в течение всего нормального срока службы при номинальных режимных условиях (номинальных напряжении, частоте и температуре охлаждающей среды). Нормальный срок службы назначают примерно равным сроку морального старения.

Действительный срок службы трансформатора определяет процесс старения изоляции его обмоток, который, в свою очередь, зависит от температуры изоляции обмоток. Для бумажной изоляции, погруженной в масло, нормальный срок службы обеспечивается при работе с неизменной температурой 98 °С. Следовательно, трансформатор будет иметь нормальный срок службы в том случае, если температура в наиболее нагретой точке его обмоток будет неизменна и равна 98 °С. В этих условиях изоляция трансформатора подвергается так называемому номинальному (нормальному) износу.

Превышение температуры обмоток трансформатора над температурой окружающего воздуха зависит от мощности нагрузки. Номинальную мощность трансформатора назначают в соответствии с нормированным превышением температуры обмоток над температурой воздуха. Однако при установке трансформатора на открытом воздухе температура последнего не постоянна, а изменяется в течение года в соответствии с климатическими условиями. Для каждой климатической зоны может быть установлена так называемая эквивалентная по износу изоляции температура воздуха за время T , при которой трансформатор, работая с неизменной нагрузкой, имеет такой

же износ изоляции, как в действительных условиях при переменной температуре воздуха за рассматриваемый период времени. В качестве номинальной температуры охлаждающей среды принята температура + 20 °С. Для верхних слоев масла нормированное превышение температуры при номинальной нагрузке $\Theta_{м(н)}$ равно: для систем охлаждения М и Д – 55 °С, для систем охлаждения Ц и ДЦ – 40 °С.

При выборе номинальной мощности трансформатора следует учитывать его способность к перегрузкам.

Систематические перегрузки – это такие перегрузки, которым трансформатор может подвергаться систематически (ежесуточно в часы суточного максимума нагрузок), причем износ изоляции за рассматриваемый период не превышает номинального.

Если трансформатор в течение некоторого времени работает с нагрузкой менее номинальной, то износ его изоляции идет замедленно против расчетных условий. За счет этого трансформатор можно перегрузить на какомто другом отрезке времени, т. е. пойти на усиленный против номинального износ изоляции, но так, чтобы суммарное число отжитых часов равнялось расчетному.

Для оценки допустимости систематической перегрузки трансформатора в часы суточного максимума необходимо выполнить расчет его температурного режима, т. е. вычислить изменение температуры масла и обмоток трансформатора в течение суток. Для этой цели можно воспользоваться следующими расчетными выражениями, справедливыми при внезапном изменении коэффициента (кратности) нагрузки k от $k_1 = S_1/S_H$ до $k_2 = S_2/S_H$ (S_H – номинальная мощность трансформатора).

Превышение температуры масла (в верхних слоях) над температурой охлаждающей среды:

$$\Theta_m = \Theta_1 + (\Theta_2 - \Theta_1) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right). \quad (2.1)$$

где Θ_1 – превышение температуры масла соответствующее коэффициенту начальной нагрузки k_1 ,

$$\Theta_1 = \Theta_{M(n)} \cdot \left(\frac{1 + b \cdot k_1^2}{1 + b} \right)^m. \quad (2.2)$$

Θ_2 – превышение температуры масла, соответствующее коэффициенту нагрузки k_2 ,

$$\Theta_2 = \Theta_{M(n)} \cdot \left(\frac{1 + b \cdot k_2^2}{1 + b} \right)^m. \quad (2.3)$$

где b – отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого хода;

τ – постоянная времени теплового процесса трансформатора, ч;

t – время, ч;

m – показатель степени, зависит от системы охлаждения.

Превышение температуры обмотки над температурой охлаждающей среды

$$\Theta_{об.} = \Theta_M + \Delta\Theta_{об.(н.)} \cdot \kappa^{2m}, \quad (2.4)$$

где $\Delta\Theta_{об.(н.)}$ – суммарный перепад температуры между наиболее нагретой точкой изоляции и верхними слоями масла при номинальной нагрузке.

Значения $\Delta\Theta_{об.(н.)}$ и m приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Значения $\Delta\Theta_{об.(н.)}$ и m

Система охлаждения	М	Д	Ц, ДЦ
--------------------	---	---	-------

$\Delta\Theta_{об. (н.)}, ^\circ\text{C}$	23	23	38
m	0,8	0,9	1

Температуры масла и обмоток определяют добавлением температуры охлаждающей среды ϑ_0 :

$$\vartheta_m = \Theta_m + \vartheta_0, \quad \vartheta_{об} = \Theta_{об} + \vartheta_0$$

Изменение температуры обмотки определяет процесс старения изоляции в течение суток. Износ изоляции удобно характеризовать величиной относительного износа, т. е. отношением суточного износа изоляции в рассматриваемом режиме к номинальному суточному износу (износу в условиях, когда температура обмотки в наиболее нагретой точке постоянна и равна 98°C).

Относительный износ изоляции $\dot{L}$ рассчитывается в соответствии с шестиградусным правилом: при изменении температуры обмотки на 6°C срок службы трансформатора изменяется в два раза:

$$L = 2^{\frac{\vartheta_{об} - 98}{6}}. \quad (2.5)$$

Систематическая нагрузка по рассматриваемому графику допустима, если среднесуточный относительный износ изоляции не превышает единицы:

$$L = \frac{1}{24} \int_0^{24} L dt \leq 1. \quad (2.6)$$

На графиках (2.2, 2.3, 2.4), построенных для масляных трансформаторов с системой охлаждения D , постоянной времени 2,5 ч, при эквивалентной температуре охлаждающей среды 0, 10 и 20°C . Графики взяты из ГОСТ 1420969 [3]. В таблице 2.2 даны постоянные времени трансформаторов, а на рисунке 2.1 – эквивалентный двухступенчатый суточный график нагрузки

трансформатора, для которого построены расчетные кривые. По оси абсцисс отложена кратность k предшествующей нагрузки трансформатора или коэффициент начальной нагрузки (отношение начальной нагрузки к номинальной), а по оси ординат – коэффициент допустимого превышения нагрузки k_{don} по току или при неизменном напряжении – по полной мощности. Кривые построены для различных продолжительностей перегрузок t : от 0,5 до 24 ч.

Таблица 2.2 – Постоянные времени трансформаторов

Мощность трансформатора, МВА	0,005–1,0	1,0–6,3	6,3–32	32–63	80–125	125 и выше
Система охлаждения	М		Д		Ц и ДЦ	
Постоянная времени, ч	2,5	3,5	2,5	3,5	2,5	3,5

В случае двухступенчатого рабочего графика нагрузки порядок определения допустимой перегрузки трансформатора по кривым нагрузочной способности следующий:

1) в соответствии с максимальном расчетной нагрузкой намечается тип и номинальная мощность трансформатора S_n и вычисляется его перегрузка:

$$\kappa_2 = S_2 / S_n;$$

2) определяется коэффициент начальной нагрузки

$$\kappa_1 = S_1 / S_n.$$

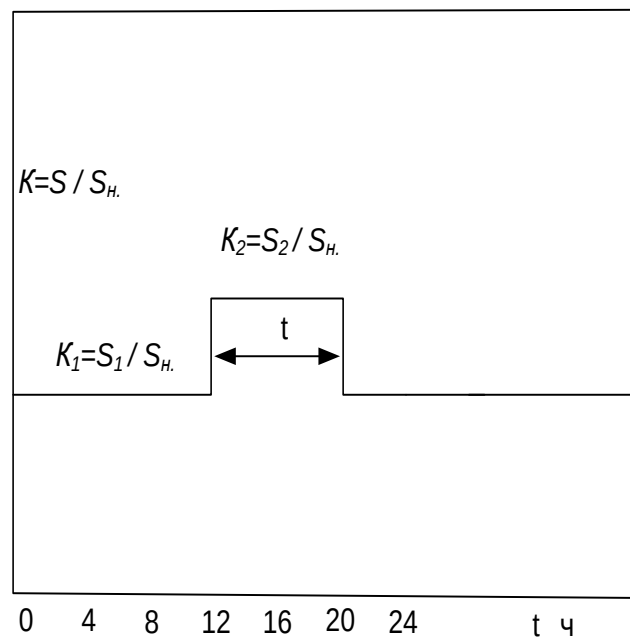


Рисунок 2.1 – Расчетный двухступенчатый график нагрузки трансформатора

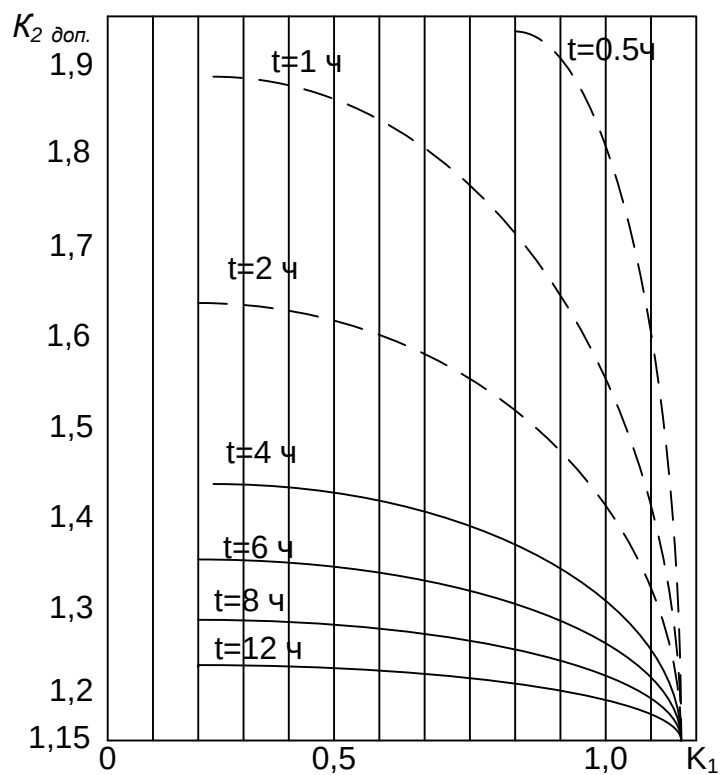


Рисунок 2.2 – График нагрузочной способности трансформаторов с системой охлаждения Д при $\tau = 2,5$ ч и $\vartheta = 0$ °С

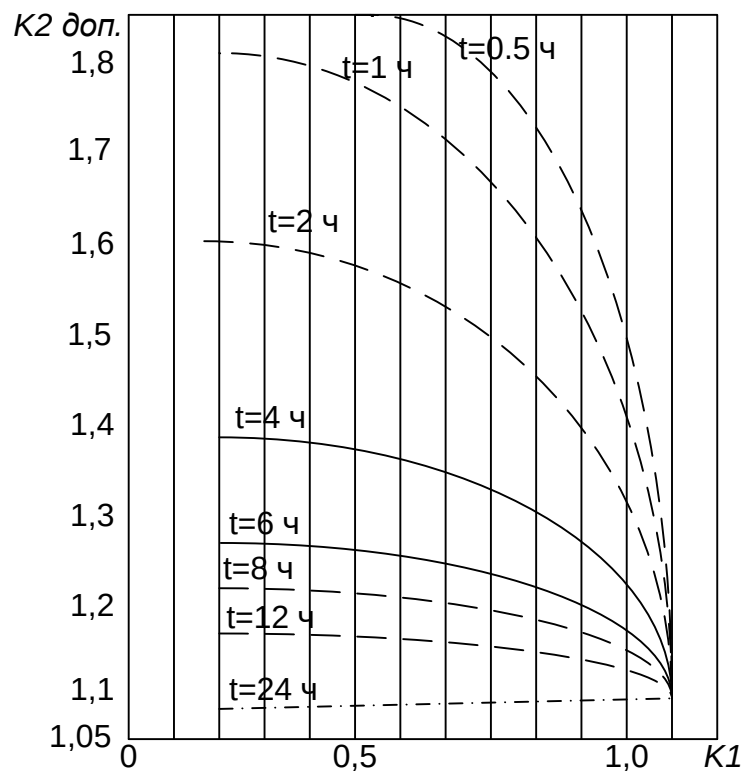


Рисунок 2.3 – Нагрузочная способность трансформаторов с системой охлаждения D при $\tau = 2,5$ ч и $\theta = +10$ °C

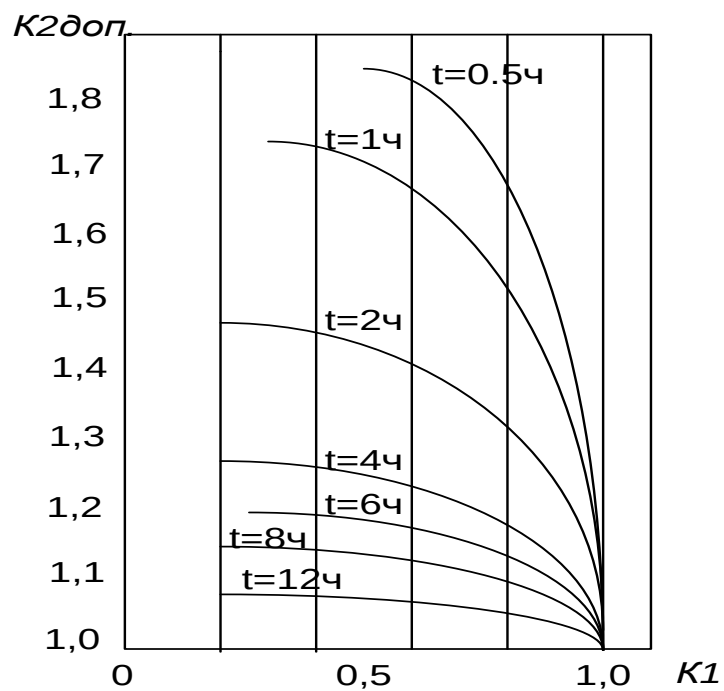


Рисунок 2.4 – Нагрузочная способность трансформаторов с системой охлаждения D при $\tau = 2,5$ и $\theta = +20$ °C

3) пользуясь таблицей 2.2, определяют для намечаемого к установке трансформатора его постоянную времени. В зависимости от вида системы охлаждения, постоянной времени и эквивалентной температуры охлаждающей среды выбирают нужное семейство расчетных графиков нагрузочной способности;

4) по графикам для коэффициента начальной нагрузки k_1 и расчетной продолжительности перегрузки t находят коэффициент допустимого превышения нагрузки $k_{2\text{дон.}}$;

5) сравнивая расчетный k_2 и допустимый $k_{2\text{дон.}}$ коэффициенты превышения нагрузки, делают заключение о допустимости такого режима для трансформатора.

Если суточный график многоступенчатый, то его предварительно преобразуют в эквивалентный двухступенчатый график с нагрузками:

эквивалентная начальная нагрузка за время 10 ч, предшествующее началу наибольшей перегрузки,

$$S_{1э} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n1} S_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^{n1} t_i}}, \quad (2.7)$$

эквивалентная нагрузка на второй ступени (при перегрузке)

$$S_{2э} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n2} S_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^{n2} t_i}}. \quad (2.8)$$

где S_i – нагрузка i й ступени; t_i – время i й ступени; n_1 – число ступеней за время 10 ч до начала перегрузки; n_2 – число ступеней за время перегрузки t .

В случае двух превышений нагрузки над номинальной, меньший максимум учитывают при вычислении $S_{1э}$. Расчет $S_{1э}$ ведут за 10 ч до или после большего максимума в зависимости от того, где расположен меньший максимум.

Если трансформатор круглый год работал с одинаковым суточным графиком нагрузки, то при оценке допустимых перегрузок принимают годовую эквивалентную температуру охлаждающей среды. Если летний график нагрузки трансформатора ниже зимнего, то следует воспользоваться сезонными эквивалентными температурами охлаждающей среды и определить отдельно допустимость соответствующих перегрузок зимой и летом.

Аварийные перегрузки – это такие перегрузки, которые можно допустить на трансформатор в редких аварийных случаях (например, при отключении одного из параллельно работавших трансформаторов) без его повреждения. Значения допустимых аварийных перегрузок назначают таким образом, чтобы температуры обмоток и масла трансформатора не превышали значений, при которых происходят необратимые процессы, препятствующие дальнейшей нормальной работе трансформатора. Максимально допустимая температура для масла составляет 115 °С, для изоляции обмоток (в наиболее нагретой точке) 140 °С.

При аварийных перегрузках идут на повышенный против нормального износ изоляции. Так как эти случаи в эксплуатации достаточно редки, а время аварийного режима ограничено, то значительного снижения срока службы против нормального при этом не происходит.

Согласно [7] в аварийных условиях в течение не более 5 суток допускается перегрузка масляных трансформаторов до 40 % на время суточного максимума продолжительностью не более 6 ч в сутки, причем коэффициент начальной нагрузки k_1 не должен быть более 0,93.

Допустимую аварийную перегрузку $k_{2\text{доп.}}=1,4$ следует рассматривать как некоторый условный расчетный коэффициент, используемый при выборе трансформаторов по условиям аварийной перегрузки. Величину допустимой аварийной перегрузки в эксплуатации назначают в зависимости от конкретных условий: графика нагрузки, температуры охлаждающей среды.

Ее определяют расчетом теплового режима трансформатора.

Выбор трансформаторов на подстанциях. В тех случаях, когда на подстанции оказывается возможным установить один трансформатор, выбор его номинальной мощности производят с учетом способности трансформатора к систематическим перегрузкам.

При установке на подстанции двух трансформаторов выбор их номинальной мощности осуществляют с учетом возможности аварийной перегрузки при повреждении и одном из трансформаторов. В нормальном режиме оба трансформатора работают с заметной недогрузкой.

Если на подстанции имеется три напряжения, то, как правило, устанавливают трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы, что в большинстве случаев дает заметные экономические выгоды по сравнению с двухобмоточными трансформаторами. Понижающие автотрансформаторы, экономически всегда выгоднее трехобмоточных трансформаторов, но их применение возможно только в тех случаях, когда сети высшего и среднего напряжений работают с эффективно заземленными нейтралями.

Если проектируемая подстанция имеет связь на стороне низшего (среднего) напряжения с электростанцией, то при выборе трансформаторов на подстанции необходимо учитывать протекающие через них дополнительные потоки обменной мощности станции с системой.

Выбор трансформаторов на электростанциях. Для электростанций, имеющих местную нагрузку на генераторном напряжении, предварительно составляют характерные суточные графики обменной мощности станции с системой в нормальном режиме. Кроме того, рассматривают потоки обменной мощности в аварийных режимах: а) при выходе из работы одного наиболее крупного генератора станции, подключенного к шинам генераторного напряжения (при этом в случае необходимости остальные генераторы форсируют мощность до номинального значения); б) при

аварийном состоянии в системе, когда генераторы данной станции должны форсировать мощность до номинальной. На основании анализа полученных графиков выбирают число и номинальную мощность трансформаторов связи с системой.

Связь с системой через один трансформатор возможна лишь при выполнении двух условий: а) если мощность, выдаваемая станцией в систему в нормальном режиме, не превышает аварийного резерва; б) если снижение тепловых отборов турбины, обусловленное вынужденным ограничением электрической мощности станции при нарушении связи с системой, восполнимо с помощью редуционно–охладительной установки (РОУ) (производительность РОУ обычно рассчитывается на резервирование одной турбины). Установка одного трансформатора связи на станции – довольно редкое явление.

На электростанциях районного типа, выдающих всю вырабатываемую электроэнергию на повышенных напряжениях, генераторы включают в блоки с повышающими трансформаторами (автотрансформаторами). Номинальная мощность трансформатора должна обеспечивать выдачу всей активной и реактивной мощности генератора.

На гидроэлектростанциях часто экономически целесообразно применять укрупненные блоки. Мощность укрупненного блока не должна превышать аварийного резерва в системе.

Трансформаторы и автотрансформаторы для станций и подстанций принимают, как правило, трехфазными с регулированием напряжения под нагрузкой, кроме двухобмоточных трансформаторов, включаемых в блоки с генераторами.

Вышеизложенные методические указания, решения и ответы к задачам составлены в соответствии с действующими стандартами и нормами. Однако при проектировании электроустановок приходится

учитывать значительно более широкий круг обстоятельств, чем задается в условиях задач. Учет этих факторов может изменить решение, заставив выбрать трансформатор большей мощности по сравнению с той, которая оказалась принятой при локально заданных исходных условиях.

Задача 1

Выбрать номинальную мощность и тип трансформатора для однотрансформаторной понижающей ПС 110/10 кВ, предназначенной для электроснабжения потребителей 3 категории (централизованный трансформаторный резерв предусмотрен) с максимальной нагрузкой $P_{max} = 10$ МВт при $\cos\varphi = 0,8$. Эквивалентная температура воздуха $\vartheta_{охл.} = -10$ °С зимой и 20 °С летом (район Москвы). Суточные графики нагрузки в зимний и летний периоды года приведены на рисунке 2.5.

Решение

Максимальное значение полной мощности, передаваемой через трансформатор ПС,

$$S_{max} = P_{max} / \cos\varphi = 10 / 0,8 = 12,5 \text{ МВА.}$$

С учетом возможных систематических перегрузок целесообразно наметить к выбору трансформатора типа ТДН10000/110 номинальной мощностью 10 МВА.

Повышенная нагрузка продолжительностью $t = 8$ ч в период зимнего максимума составит $K_2 = 12,5/10 = 1,25$.

Начальная нагрузка эквивалентного двухступенчатого суточного зимнего графика (рисунок 2.5):

$$K_1 = \frac{12,5}{10} \sqrt{\frac{0,5^2 \cdot 6 + 0,7^2 \cdot 4 + 0,5^2 \cdot 4 + 0,5^2 \cdot 2}{6 + 4 + 4 + 2}} = 0,696.$$

Для допустимых систематических перегрузок по таблице 1,36 [1] при

системе охлаждения $\mathcal{D}$, $\vartheta_{\text{охл.}} = -10^\circ\text{C}$, $K_1 = 0,696$, $t = 8$ ч находим $K_{2\text{доп.}} = 1,39$, что выше $K_2 = 1,25$.

Начальная нагрузка эквивалентного суточного летнего графика

$$K_1 = \frac{12,5}{10} \sqrt{\frac{0,4^2 \cdot 6 + 0,5^2 \cdot 4 + 0,4^2 \cdot 4 + 0,4^2 \cdot 2}{6 + 4 + 4 + 2}} = 0,534.$$

Для допустимых систематических перегрузок по таблице 1.36 [1] при $\vartheta_{\text{охл.}} = 20^\circ\text{C}$, $K_1 = 0,534$, $t = 8$ ч (система охлаждения $\mathcal{D}$) находим $K_{2\text{доп.}} = 1,165$, а кратность максимальной нагрузки летом $K_2 = \frac{0,6 \cdot 12,5}{10} = 0,57 < K_{2\text{доп.}} = 1,165$.

Таким образом, трансформатор типа ТДН10000/110 удовлетворяет расчетным условиям, тогда как трансформатор меньшей мощности (6,3 МВА) явно не удовлетворяет условиям задачи.

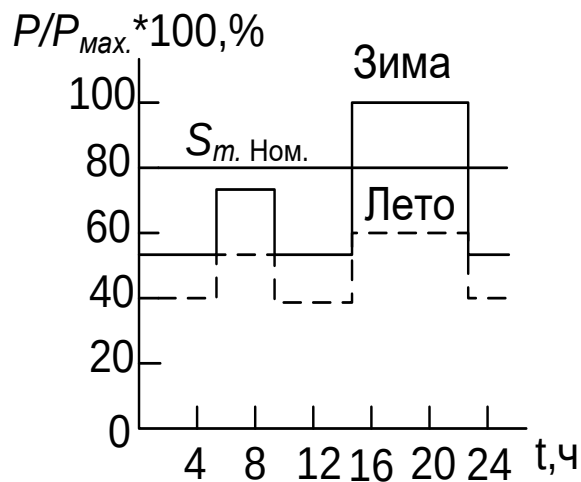


Рисунок 2.5 – Графики нагрузки однотрансформаторной подстанции

Решить задачи

1. Трансформатор типа ТД работает по двухступенчатому графику нагрузки (рисунок 2.6) при эквивалентной температуре охлаждающей среды (воздуха) $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Постоянная времени равна 2,5 ч, отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого хода равно 5. Рассчитать тепловой режим трансформатора.

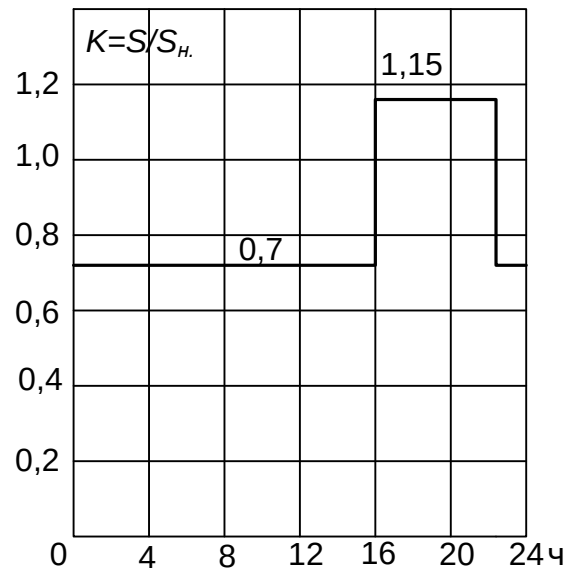


Рисунок 2.6 – Двухступенчатый график нагрузки

2. Оценить может ли трансформатор типа ТД16000/110, рассчитанный на номинальную мощность 16000 кВА, в течение зимнего сезона работать по суточному графику, приведенному на рисунке 2.7.

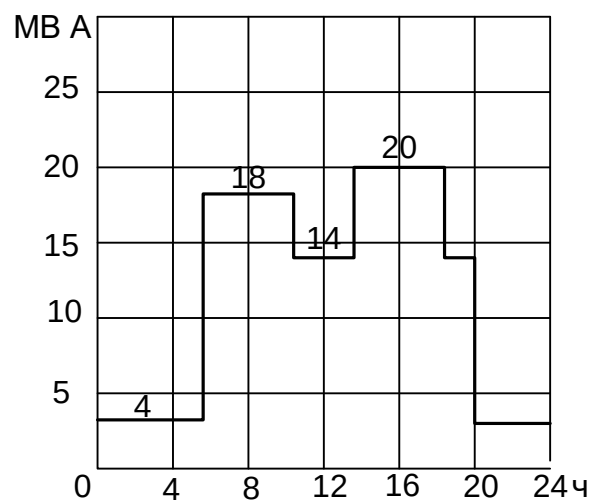


Рисунок 2.7 – Суточный график нагрузки

3. Определить, может ли трансформатор типа ТД, рассчитанный на

номинальную мощность 16000 кВА, работать по суточному графику, приведенному на рисунке 2.7, если эквивалентная летняя температура составляет $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (РостовнаДону).

4. Пользуясь стандартной шкалой номинальных напряжений, укажите, при каком соотношении напряжений применение двухобмоточного автотрансформатора окажется экономически наиболее выгодным и почему?

5. Определить номинальную мощность трехфазного автотрансформатора, а также ее составляющие: мощности, передаваемые электрическим и электромагнитным путями, если $U_{1н.} = 220\text{ кВ}$; $U_{2н.} = 121\text{ кВ}$ и $I_{1н.} = 328\text{ А}$.

6. Определить величину наибольшего возможного перенапряжения в сети СН (в долях от номинального фазного напряжения) при металлическом замыкании фазы на землю в сети ВН, если связь осуществляется с помощью автотрансформатора 220/35 кВ. Принять, что сети ВН и СН работают с разземленными нейтралями.

Возможно ли применение такого автотрансформатора?

7. Выбрать число, тип и номинальную мощность трансформаторов для понижающей подстанции 35/3,5 кВ, предназначенной для электроснабжения потребителей 3 категории с максимальной нагрузкой 11,5 МВт при $\cos\varphi = 0,92$. Эквивалентная температура воздуха: зимой $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, летом $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Суточные графики нагрузок в зимний и летний периоды года приведены на рисунке 2.8.

8. Выбрать число, тип и номинальную мощность трансформаторов для понижающей подстанции 110/38,5/11 кВ, предназначенной для электроснабжения потребителей 3 категории. Максимальная нагрузка сети СН 6500 кВт при $\cos\varphi = 0,9$, сети НН–11500 кВт при том же $\cos\varphi$. Эквивалентная температура воздуха $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ летом и $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ зимой.

Суточные графики нагрузок сетей СН и НН приведены на рисунке 2.9.

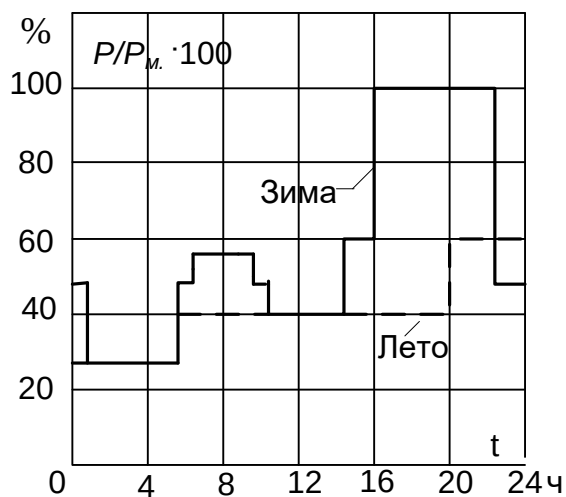


Рисунок 2.8 – Суточные графики нагрузок в зимний и летний периоды

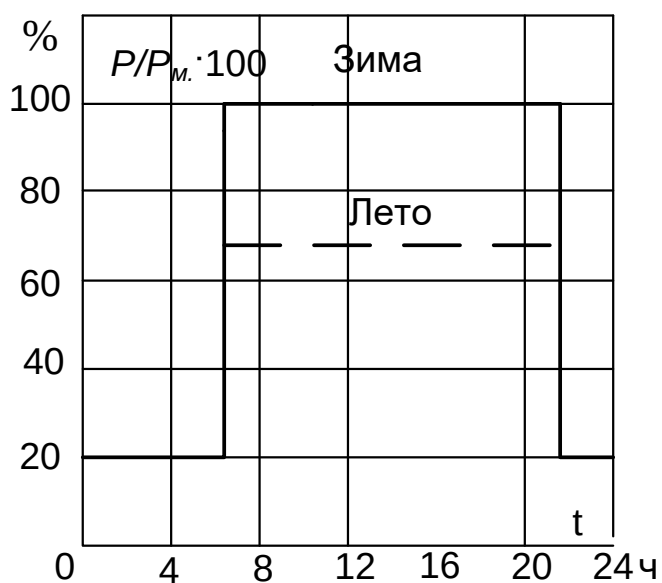


Рисунок 2.9 – Суточные графики нагрузок сетей СН и НН

9. Выбрать число, тип и номинальную мощность трансформаторов для понижающей подстанции 110/38,5/11 кВ, предназначенной для электроснабжения потребителей 1, 2 категорий.

Максимальная нагрузка длится 5 ч и составляет: на стороне СН– 10 МВт при $\cos\varphi = 0,8$, на стороне НН–25 МВт при $\cos\varphi = 0,9$. Предшествовавшая нагрузка составляет 0,7 максимальной.

Вопросы к практическому занятию

1. Объясните выбор трансформаторов на подстанциях.
2. Что такое систематические перегрузки?
3. Объясните понятие шестиградусное правило
4. От чего зависит процесс старения изоляции?
5. Изложите порядок определения допустимой перегрузки трансформатора по кривым нагрузочной способности в случае двухступенчатого рабочего графика.

Практическая работа 4 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов необходимо знать токи короткого замыкания. При этом достаточно уметь определять ток трехфазного короткого замыкания в месте повреждения, а в некоторых случаях – распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. При расчете 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 поэтому должны учитываться при выполнении расчетов. Расчетная схема установки должна отражать нормальный режим работы. На расчетной схеме (рисунок 4.1 и 4.2) 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 приведенных схемах предусмотрена отдельная работа трансформаторов по низкой стороне.

2) По расчетной схеме составляют схему замещения, заменяя электромагнитные связи электрическими, источники вводят в схему замещения как ЭДС и сопротивления, 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 расчет 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 $S_б$ (100 или 1000 МВА). За базисное напряжение принимают среднее номинальное напряжение ($U_б = U_{cp}$) 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 $U_б$ и токи $I_б$:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (4.1)$$

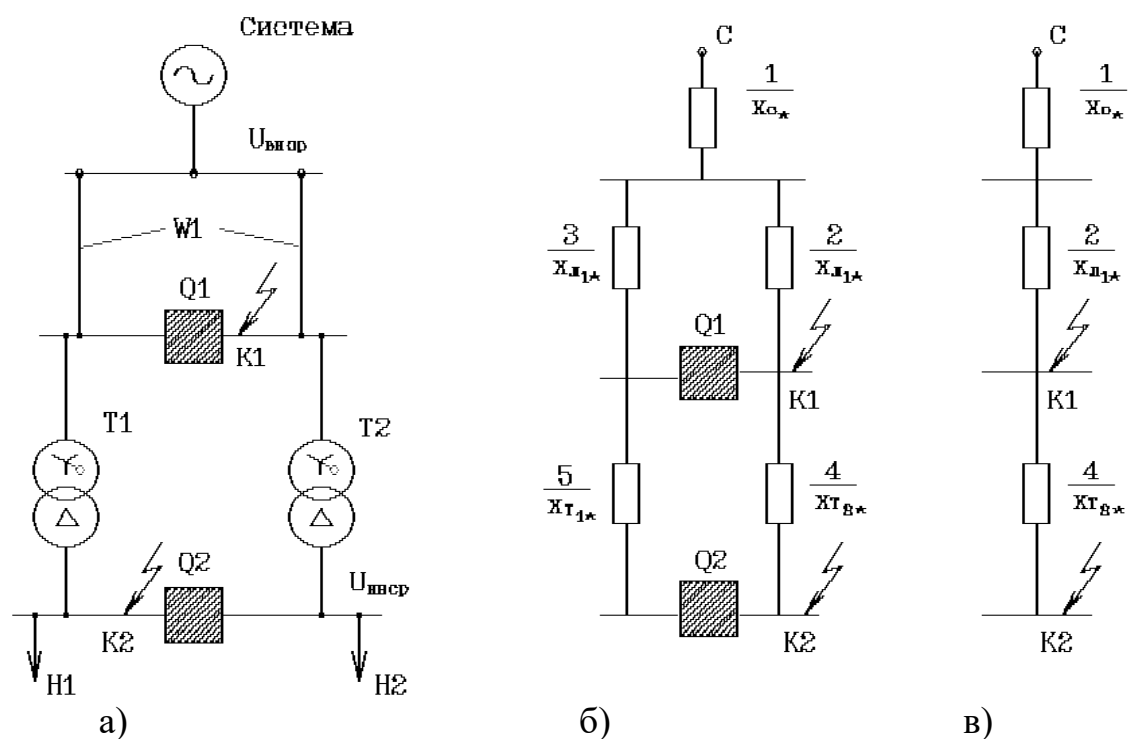


Рисунок 4.1 Расчетная схема (а) и схемы замещения (б) и (в) для тупиковой или отпаечной подстанции.

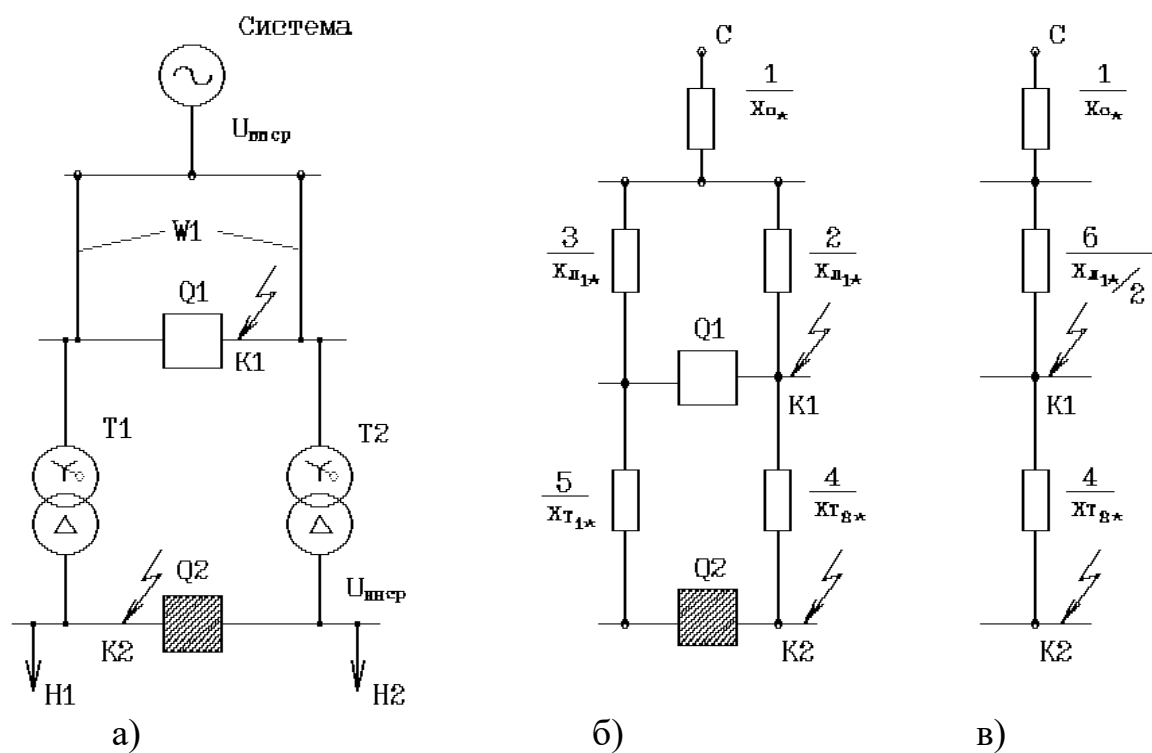


Рисунок 4.2 Расчетная схема (а) и схемы замещения (б) и (в) для транзитной подстанции

Формулы для определения сопротивлений основных элементов короткозамкнутой цепи в относительных единицах при базисных условиях приведены ниже в таблице 4.1.

Таблица 4.1 Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений

Элементы электроустановки	Каталожные данные	Сопротивления	
		Именованные единицы	Относительные единицы
генератор	$x''_{*d(n)} S_n$	$x_2 = x''_{*d(n)} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_n}$	$x_2 = x''_{*d(n)} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_n}$
энергосистема	S_k	$x_c = \frac{U_{\delta}^2}{S_k}$	$x_{*c} = \frac{S_{\delta}}{S_k}$
	$I_{н.отк}$	$x_c = \frac{U_{\delta}^2}{\sqrt{3} \cdot U_{срн} \cdot I_{н.отк}}$	$x_{*c} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{срн} \cdot I_{н.отк}}$
	$x_{*c(n)} S_{ин}$	$x_c = x_{*c(n)} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ин}}$	$x_{*c} = x_{*c(n)} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ин}}$
трансформатор	$U_{к\%} S_n$	$x_m = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_n}$	$x_{*m} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_n}$
реактор	$x_{p\%} I_n$	$x_p = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_n} \cdot \frac{U_n}{U_{\delta}}$	$x_p = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{I_{\delta}}{I_n} \cdot \frac{U_n}{U_{\delta}}$
линии электропередачи	$x_{нл} l$ U_l	$x_l = x_{нл} \cdot l \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_{лср}^2}$	$x_{*л} = x_{нл} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{лср}^2}$
обобщенная нагрузка	S_n $x''_{*он(n)}$	$x''_{он} = \frac{x''_{*он(n)} \cdot U_{\delta}^2}{S_n}$	$x''_{*он} = \frac{x''_{*он(n)} \cdot S_{\delta}}{S_n}$

где S_n ; I_n ; $x''_{*d(n)}$ – 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;

$U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора /9, 10/;

U_n – среднее номинальное напряжение в месте установки данного элемента, кВ;

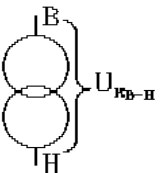
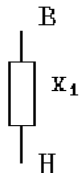
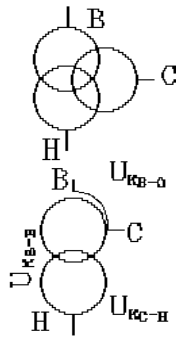
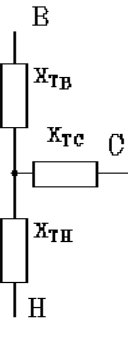
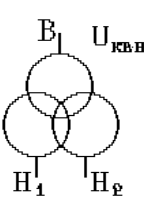
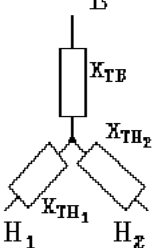
$x_{нл}$ – погонное индуктивное сопротивление линии Ом/км;

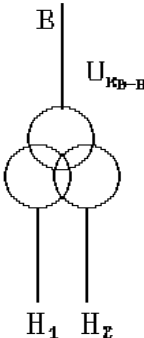
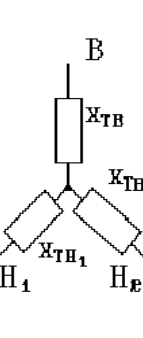
l – длина линии, км.

Для трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов напряжения короткого замыкания, приведенные к номинальной мощности трансформатора или автотрансформатора, даны для каждой пары обмоток: $U_{квн}$, $U_{квс}$, $U_{кcn}$ (в процентах). Схемы замещения таких трансформаторов (а также трансформаторов с расщепленными обмотками) и формулы для расчета сопротивлений каждой обмотки приведены в таблице 4.2.

Значения сопротивлений, найденные по формулам таблиц 4.1 и 4.2 указываются в схеме замещения в виде дроби, в числителе которой порядковый номер элемента, в знаменателе – его величина (в относительных или именованных единицах).

Таблица 4.2 Определение сопротивлений обмоток силовых трансформаторов

Вид трансформатора	Исходная схема	Схема замещения	Расчетные выражения
Двухобмоточный трансформатор			$x_{т\%} = U_{квн\%}$
Трехобмоточный трансформатор, автотрансформатор			$x_{тв\%} = 0.5 (U_{квн\%} + U_{квс\%} - U_{кcn\%})$ $x_{тс\%} = 0.5 (U_{квс\%} + U_{кcn\%} - U_{квн\%})$ $x_{тн\%} = 0.5 (U_{квн\%} + U_{кcn\%} - U_{квс\%})$
Трехобмоточный трансформатор с обмоткой низкого напряжения, расщепленной на две ветви			а) $x_{тв\%} = 0.125 U_{квн\%}$ $x_{тн1\%} = x_{тн2\%} = 1.75 U_{квн\%}$ б) $x_{тв\%} = U_{квн\%} - 0.5 U_{кн1н2\%}$ $x_{тн1\%} = x_{тн2\%} = U_{кн1н2\%}$ $U_{кн1н2\%}$ задается в каталогах относительно $S_{н1} = S_{н2} = 0.5 S_n$

Группа двухобмоточных трансформаторов с обмоткой низкого напряжения, расщепленной на две ветви			$x_{m\phi} = 0$ $x_{m1\%} = x_{m2\%} = 2 U_{квн\%}$
--	---	---	---

3) Путем постепенного преобразования (трансконфигурации) приводят схему замещения к простому виду – так, чтобы каждый источник питания или группа источников с эквивалентной ЭДС $E_{*э}$ были связаны с точкой короткого замыкания одним сопротивлением $X_{*рез}$ (рисунок 4.3).

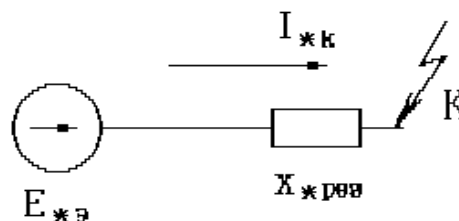


Рисунок 4.3 Результирующая схема замещения

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) Полученное в результате свертывания схемы результирующее сопротивление $X_{*рез}$ приводят к номинальной мощности источника, определяют $X_{*расч}$

$$X_{*расч} = X_{*рез} \frac{S_{нс}}{S_{\phi}}, \quad (4.2)$$

где $S_{нс}$ – номинальная мощность источника питания (системы), принимается равной мощности короткого замыкания на шинах этой системы, $S_{нс}'' = S_{нс} = I_{кс}'' \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ср.н}$ (в зависимости от задания).

Можно также принять, что $S_{нс} = S_{\phi}$, тогда $X_{*расч} = X_{*рез}$.

5) По расчетным кривым /8, 10, 11/ для интересующего момента времени t определяют периодическую слагающую тока при трехфазном коротком

замыкании в относительных единицах, I_{nkt} , если $0 < X_{*расч} < 3$.

б) Зная кратность тока короткого замыкания I_{*nkt} определяют ток в именованных единицах I_{nkt} , кА:

$$I_{nkt} = I_{*nkt} \cdot I_{н\Sigma}^o, \quad (4.3)$$

где $I_{н\Sigma}^o$ – суммарный номинальный ток источника, приведенный к той ступени напряжения $U_{ср.н.б}$, на которой рассчитывается ток к.з., равный:

$$I_{н\Sigma}^o = \frac{S_{н\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.н.б}}, \quad (4.4)$$

где $S_{н\Sigma}$ – суммарная мощность источников, питающих точку короткого замыкания.

Если $X_{*расч} < 0,6$, то для времени $t = \infty$ следует определять ток при двухфазном коротком замыкании, $I_{n\infty}^{(2)}$ (подробно в /8/). При этом принимают, что $X_{\Sigma 1} \approx X_{\Sigma 2}$ (т. е. суммарные сопротивления схем прямой и обратной последовательности одинаковы). Ток прямой последовательности, $I_{*KA1t}^{(2)}$, для особой фазы находится либо по кривым (для $X_{*расч}^{(2)} = 2 X_{*расч1}$), либо аналитически:

$$I_{*KA1\infty}^{(2)} = \frac{1}{2 \cdot X_{*расч1}}. \quad (4.5)$$

В именованных единицах ток поврежденной фазы при двухфазном коротком замыкании

$$I_{K\infty}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{*KA1\infty}^{(2)} \cdot I_{н\Sigma}^o. \quad (4.6)$$

Если $X_{*расч} > 3$, то расчет по кривым вообще невозможен, периодическая слагающая тока короткого замыкания в любой момент времени постоянна и определяется аналитически как для системы бесконечной мощности

$$I_{nk0} = I_{nkt} = \frac{I_{н\Sigma}^o}{X_{*расч}} = \frac{I_{\bar{o}}}{X_{*рез}} = const. \quad (4.7)$$

Для проверки аппаратов на динамическую устойчивость определяют ударный ток короткого замыкания i_{y0} , который обычно имеет место через 0,01

секунды после начала короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\partial}, \quad (4.8)$$

где I_{n0} – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания T_a .

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}, \quad (4.9)$$

где T_a постоянная времени равна

$$T_a = \frac{L_k}{R_k},$$

где L_k – индуктивность схемы $L_k = \frac{X_k}{\omega}$.

Для конкретной схемы

$$T_a = \frac{X_{рез}}{R_{рез}}, \quad (4.10)$$

где $X_{рез}$ и $R_{рез}$ – соответственно индуктивное и активное результирующие сопротивления схемы.

Значения T_a и $K_{y\partial}$ могут быть взяты из таблицы 4.3

Ударный коэффициент может быть определен также из графика /11/, если известно T_a .

Для выбора коммутационной аппаратуры, кроме того, необходимо иметь значения периодической и апериодической составляющих тока короткого замыкания для расчетного момента времени τ .

Расчетное время τ , для которого требуется определить токи короткого замыкания, зависит от места к. з. и вычисляется как:

$$\tau = t_{pc} + t_{св} + n \cdot \Delta t, \quad (4.11)$$

где t_{pc} – время срабатывания релейной защиты (не более 0,1 с);

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя (по каталогу).

Для современных выключателей оно не превышает 0,1 с;

n – количество ступеней селективности;

Δt – продолжительность ступени селективности (0,3 – 0,5 с)

Так для ячейки отходящих линий это время $\tau = t_{pc} + t_{cv} + 0 \cdot \Delta t$; для ячейки секционного выключателя $\tau = t_{pc} + t_{cv} + 1 \cdot \Delta t$; для ячейки ввода $\tau = t_{pc} + t_{cv} + 2 \cdot \Delta t$ и т.д.

Таблица 4.3 Средние значения отношения X/R , ударного коэффициента K_{yd} и постоянной времени T_a для характерных ветвей, примыкающих к точке короткого замыкания

Наименование ветви или место К. З.	X/R	K_{yd}	T_a , с
Ветвь генератор – трансформатор	3050	1,91,95	0,10,2
Ветвь асинхронного двигателя	6,3	1,6	0,02
К.З. за линейным реактором на эл. станции	30	1,9	0,1
К.З. за линейным реактором на подстанции	1820	1,85	0,06
К.З. за кабельной линией 6–10 кВ	3	1,4	0,01
К.З. за трансформатором $S_n = 1000$ кВА	6,3	1,6	0,02
К.З. на присоединении РУ ВН подстанции	15	1,8	0,05
К.З. на присоединении НН подстанции	20	1,85	0,06

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется:

$$i_{a\tau} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.12)$$

а при условии максимального значения:

$$i_{a\tau} = I_{nm\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \sqrt{2} \cdot I_{nk0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.13)$$

Для ускорения расчетов значение $e^{-\frac{\tau}{T_a}}$, целесообразно определять по кривым /11/ при известных величинах τ и T_a .

Для проверки проводников на термическую стойкость при коротком замыкании пользуются понятием теплового импульса B_k , характеризующего количество теплоты, выделившейся в проводнике (иногда его называют импульсом квадратичного тока короткого замыкания).

$$B_k = I_{n\tau}^2 \cdot (\tau + T_a), \quad (4.14)$$

где $I_{n\tau}$ – значение периодической составляющей тока короткого замыкания при $t = \tau$;

τ – время действия релейной защиты, определяемое по формуле 4.11;

T_a – постоянная времени цепи короткого замыкания, определяемая

по выражению 4.10 или по таблице 4.3.

Этот импульс учитывает как периодическую, так и апериодическую составляющую тока короткого замыкания, при этом значение B_k несколько завышено.

Для облегчения выбора аппаратуры и уменьшения объема расчетнопояснительной записки результаты расчетов токов короткого замыкания рекомендуется свести в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 Сводная таблица расчета токов короткого замыкания

Номер расчетной точки и расположение на схеме подстанции	$I_{n0}^{(3)}$, кА	$I_{n\infty}^{(3)}$, кА	$I_{n\infty}^{(2)}$, кА	$I_{n\tau}^{(3)}$, кА	$i_{уд}^{(3)}$, кА	S_k , МВА	τ , с	B_k , кА ² ·с
точка k_1								
точка k_2 (для ячейки ввода)								
ячейка секционного выключателя								
ячейка отходящих линий								

Примечание Точки короткого замыкания см. на расчетной схеме рисунки 4.1, 4.2.

4.2 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 дешевого 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 расщепленными 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 (рисунок 4.4), который может включаться и отключаться обслуживающим персоналом по команде центрального диспетчера.

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

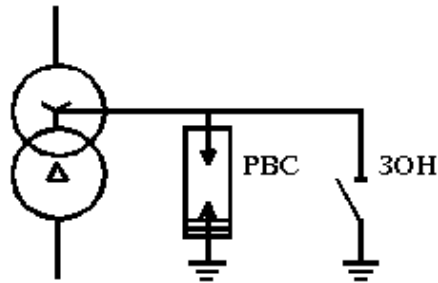


Рисунок 4.4 – Включение заземлителя нейтрали

Практическая работа 5 Проверка проводников на термическую стойкость при коротких замыканиях

В отечественной практике степень термического воздействия тока КЗ на проводники и электрические аппараты принято определять по значению интеграла Джоуля

$$W_{\text{к.}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{кт.}}^2 dt.$$

где $i_{\text{к.т.}}$ — ток в произвольный момент времени, А; $t_{\text{откл.}}$ — расчетная продолжительность КЗ, с; t — время, с.

Без существенной погрешности этот интеграл можно принять равным сумме интегралов от периодической $W_{\text{к.п.}}$ и аperiodической $W_{\text{к.а.}}$ составляющих тока КЗ, т. е.

$$W_{\text{к.}} = W_{\text{к.п.}} + W_{\text{к.а.}}$$

Методика расчета интеграла Джоуля зависит от исходной расчетной схемы электроустановки, положения расчетной точки КЗ и ее удаленности от генераторов, синхронных компенсаторов или электродвигателей.

При этом возможны четыре случая (четыре типа расчетных схем):

1. Если исходная расчетная схема имеет произвольный характер, но для всех генераторов (синхронных компенсаторов) расчетное КЗ является удаленным, т. е. отношение действующего значения периодической составляющей тока любого генератора (синхронного компенсатора) в начальный момент КЗ к его номинальному току не достигает двух, то путем преобразования эквивалентной схемы замещения все источники энергии (генераторы, синхронные компенсаторы и источники более удаленной части системы) следует заменить одним эквивалентным источником, ЭДС которого считать неизменной по амплитуде, а индуктивное сопротивление равным результирующему эквивалентному сопротивлению расчетной схемы. При

этом интеграл Джоуля определяется по формуле:

$$B_{\kappa} = I_{n.c.}^2 \left[t_{откл.} + T_{a.з.} \left(1 - \exp(-2t_{откл.} / T_{a.эк.}) \right) \right],$$

где $I_{n.c.}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника энергии (системы), А; $T_{a.эк.}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника:

$$T_{a.эк.} = X_{эк.(R=0)} / (\omega R_{эк.(X=0)}),$$

где $X_{эк.(R=0)}$ и $R_{эк.(X=0)}$ – результирующие эквивалентные сопротивления расчетной схемы, найденные путем учета соответственно только индуктивных и только активных сопротивлений элементов этой схемы.

В тех случаях, когда $t_{откл.} \geq 3T_{a.эк.}$ интеграл Джоуля можно определять по более простой формуле:

$$B_{\kappa} \approx I_{n.c.}^2 (t_{откл.} + T_{a.эк.}). \quad (3.1)$$

2. Если исходная расчетная схема содержит один или несколько однотипных генераторов (синхронных компенсаторов), причем последние находятся в одинаковых условиях относительно расчетной точки КЗ (все машины или блоки присоединены к общим шинам), а расчетное КЗ является близким, т. е. начальное действующее значение периодической составляющей тока генератора (синхронного компенсатора) превышает его номинальный ток в два раза и более, то интеграл Джоуля следует вычислять, используя выражение

$$\hat{A}_{\hat{e}} = I_{i.i.\hat{a}.}^2 \left[\hat{A}_{\hat{e}.\hat{a}.} t_{i\hat{o}\hat{e}\hat{e}.} + T_{\hat{a}.\hat{a}.} \left(1 - \exp(-2t_{i\hat{o}\hat{e}\hat{e}.} / T_{\hat{a}.\hat{a}.}) \right) \right].$$

где $I_{n.o.z.}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от генератора (синхронного компенсатора), А; $T_{a.z.}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от генератора (синхронного компенсатора), с; $B_{\kappa.z.}$ – относительный интеграл Джоуля от генератора,

$$B_{\kappa. \varepsilon.}^* = \frac{\int_0^{t_{откл.}} I_{n.t.\varepsilon}^2 dt}{I_{n.o.\varepsilon.}^2 t_{откл.}},$$

где $I_{n.t.\varepsilon.}$ — действующее значение периодической составляющей тока КЗ от генератора (синхронного компенсатора) в произвольный момент времени, А.

Значения относительного интеграла Джоуля при разных удаленностях расчетной точки КЗ от генератора (синхронного компенсатора) $I_{n.o.\varepsilon.ном}$ т. е. разных отношениях начального действующего значения периодической составляющей тока машины к ее номинальному току, могут быть определены по кривым (рисунок 3.1).

При $t_{откл} \geq 3T_{a.\varepsilon.}$ приближенно для вычисления интеграла Джоуля можно использовать формулу:

$$\hat{A}_{\varepsilon} = I_{i.\hat{\varepsilon}.a.}^2 (\hat{A}_{\varepsilon.\hat{a}.} t_{i\hat{o}\hat{e}\hat{e}.} + T_{a.\hat{a}.}).$$

3. Если исходная расчетная схема содержит произвольное число источников энергии, для которых расчетное КЗ является удаленным, и, кроме того, генератор (синхронный компенсатор), который при КЗ оказывается связанным с точкой КЗ по радиальной схеме и для которого это КЗ является близким, то интеграл Джоуля от периодической составляющей тока КЗ следует рассчитывать по формуле:

$$B_{\kappa.\Pi.} = \left(I_{\Pi.c.}^2 + 2I_{\Pi.c.} I_{\Pi.o.\Gamma.} Q_{\kappa.\Gamma.} + I_{\Pi.o.\Gamma.}^2 B_{\kappa.\Gamma.} \right) t_{откл.}, \quad (3.2)$$

где $I_{\Pi.c.}$ — действующее значение периодической составляющей тока КЗ от удаленных источников энергии, А; $Q_{\kappa.\Gamma.}$ — относительный интеграл от периодической составляющей тока в месте КЗ, обусловленного действием генератора,

$$Q_{\kappa.\Gamma.} = \frac{\int_0^{t_{откл.}} I_{\Pi.t.\Gamma.} dt}{I_{\Pi.o.\Gamma.} t_{откл.}}.$$

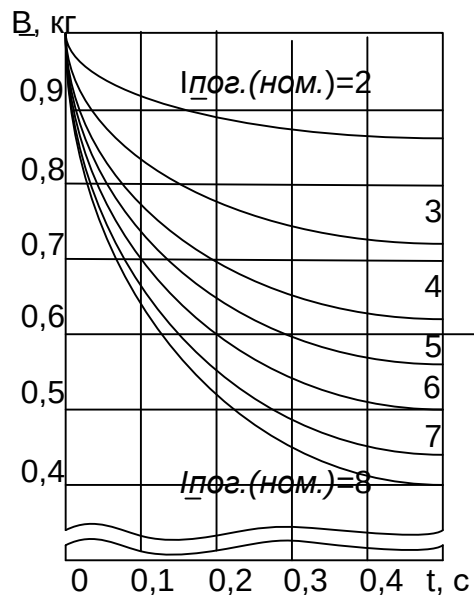


Рисунок 3.1 – Кривые для определения $V_{к.з.}$ от синхронных генераторов с тиристорной системой возбуждения

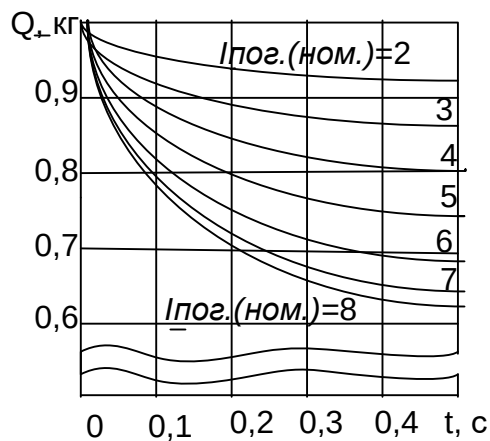


Рисунок 3.2 – Кривые для определения $Q_{к.з.}$ от синхронных генераторов с тиристорной системой возбуждения

Значение относительного интеграла $Q_{к.з.}$ при разных удаленностях расчетной точки КЗ от генератора (синхронного компенсатора) находят по кривым (рисунок 3.2).

Интеграл Джоуля от апериодической составляющей тока КЗ

$$B_{\bar{e}, \bar{a}} = I_{\bar{i}, \bar{n}}^2 T_{\bar{a}, \bar{y}\bar{e}} (1 - \exp(-2t_{i\bar{o}\bar{e}\bar{e}} / T_{\bar{a}, \bar{y}\bar{e}})) + I_{\bar{i}, \bar{i}, \bar{a}}^2 T_{\bar{a}, \bar{a}} (1 - \exp(-2t_{i\bar{o}\bar{e}\bar{e}} / T_{\bar{a}, \bar{a}})) + \frac{4I_{\bar{i}, \bar{n}} I_{\bar{i}, \bar{i}, \bar{a}}}{1/T_{\bar{a}, \bar{y}\bar{e}} + 1/T_{\bar{a}, \bar{a}}} [1 - \exp(-t_{i\bar{o}\bar{e}\bar{e}} (1/T_{\bar{a}, \bar{y}\bar{e}} + 1/T_{\bar{a}, \bar{a}}))] \quad (3.3)$$

В тех случаях, когда $t_{откл} \geq 3T_{a, \bar{e}}$, вместо (3.3) можно использовать выражение:

$$B_{к, а} = I_{п.с.}^2 T_{а.эк.} + I_{п.о.г.}^2 T_{а.г.} + \frac{4I_{п.с.} I_{п.о.г.}}{1/T_{а.эк.} + 1/T_{а.г.}}. \quad (3.3a)$$

4. Если исходная расчетная схема содержит различные источники энергии, для которых расчетное КЗ является удаленным, и группу однотипных электродвигателей (синхронных или асинхронных), а расчетная точка КЗ находится на шинах, куда подключены электродвигатели, или вблизи этих шин, то при определении интеграла Джоуля все электродвигатели допустимо заменять одним эквивалентным электродвигателем, мощность которого равна сумме номинальных мощностей отдельных электродвигателей.

При этом интеграл Джоуля от апериодической и периодической составляющих следует вычислять как и в предыдущем случае, согласно (3.2) и (3.3) или (3.3 а). Вместо $I_{п. о. г.}$ и $T_{а. г.}$ необходимо подставлять значения соответствующих величин $I_{п.о. д.}$ и $T_{а. д.}$ для эквивалентного электродвигателя, вместо $B_{* к. г.}$ и $Q_{* к. г.}$ в (3.2) – значения функций $B_{* к. д.}$ и $Q_{* к. д.}$ электродвигателя. Последние для синхронного электродвигателя могут быть найдены по кривым (рисунок 3.3 и 3.4), а для асинхронного электродвигателя – по кривым (рисунок 3.5 и 3.6).

Проверка электрического аппарата на термическую стойкость при КЗ заключается в сравнении найденного при расчетных условиях значения интеграла Джоуля с его допустимым для данного аппарата значением $B_{тер.}$ Электрический аппарат удовлетворяет условию термической стойкости, если выполняется условие:

$$B_{к.} \leq B_{тер.}$$

Допустимое значение интеграла Джоуля зависит от соотношения между

расчетной продолжительностью КЗ $t_{откл.}$ и предельно допустимым временем воздействия нормированного тока термической стойкости $t_{тер. норм.}$, указываемым заводом-изготовителем аппарата. Если $t_{откл.} \geq t_{тер. норм.}$, то

$$B_{тер.} = I_{тер.норм.}^2 t_{тер.норм.},$$

Если же $t_{откл.} < t_{тер. норм.}$, то

$$B_{тер.} = I_{тер.норм.}^2 t_{откл.}.$$

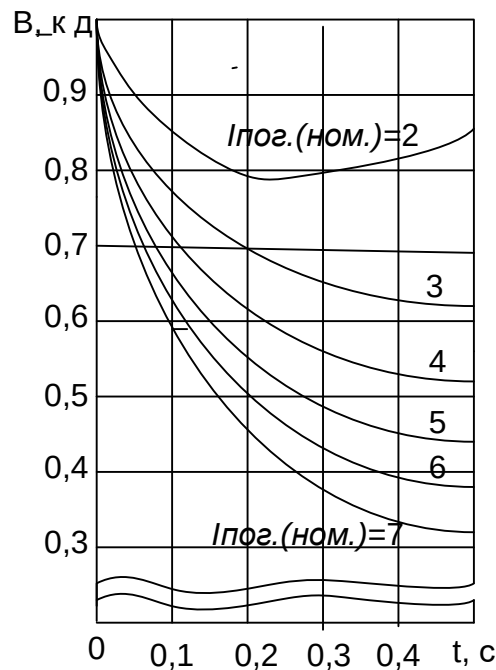


Рисунок 3.3 – Кривые для определения от $B_{к.д.}$ синхронного электродвигателя

Проверка проводников на термическую стойкость при КЗ заключается в определении их температуры нагрева к моменту отключения КЗ и сравнении этой температуры с предельно допустимой температурой нагрева при КЗ. Последняя зависит от вида проводника, его материала и других факторов. Нормированные значения предельно допустимых температур нагрева разных проводников при КЗ приведены в таблице 3.1.

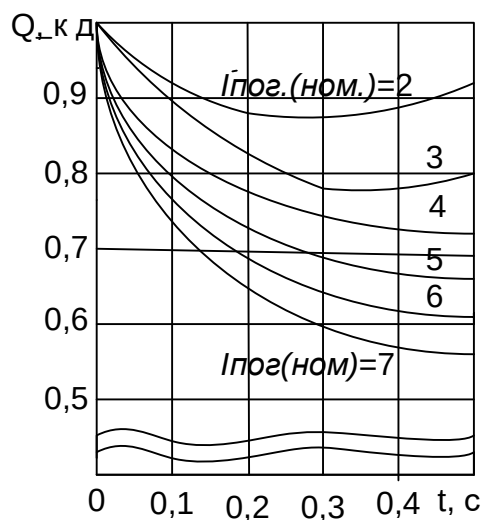


Рисунок 3.4 – Кривые для определения $Q_{k.d.}$ синхронного электродвигателя

Расчет температуры нагрева проводников к моменту отключения КЗ ведут с использованием кривых зависимости этой температуры от функции A_g – (рисунок 3.7). Расчет ведут в следующем порядке:

1) выбирают кривую, соответствующую материалу проверяемого проводника; по этой кривой, исходя из начальной температуры проводника ϑ_i определяют начальное значение функции $A_{g.n.}$, $A \text{ с}^2/\text{мм}^4$;

2) используя изложенную выше методику, вычисляют значение интеграла Джоуля;

3) находят значение функции $A_{g.кн.}$, соответствующее конечной температуре нагрева проводника ϑ_n ;

$$A_{g.кн.} = A_{g.n.} + B_{к.} / s^2. \quad (3.4)$$

где s – площадь поперечного сечения проводника (в случае сталеалюминевых проводов – площадь поперечного сечения алюминиевой части провода), мм ;

4) используя выбранную ранее кривую (рисунок 3.7), по значению $A_{g.кн.}$ – определяют конечную температуру нагрева проводника ϑ_n .

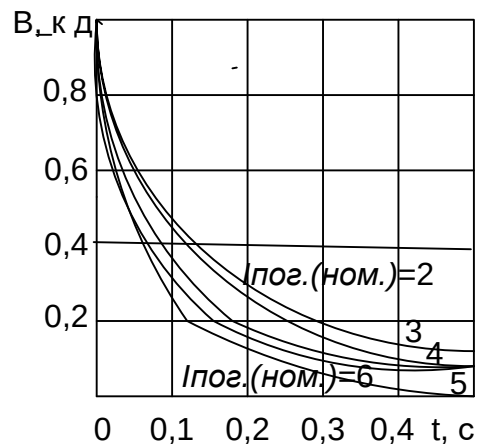


Рисунок 3.5– Кривые для определения $V_{к.д.}$ от асинхронного электродвигателя

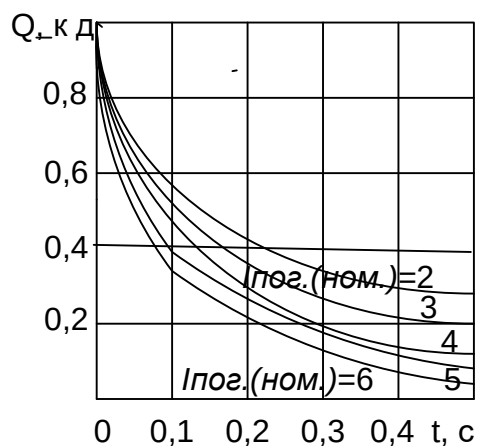


Рисунок 3.6 – Кривые для определения $Q_{к.д.}$ от асинхронного электродвигателя

Если при выборе сечения проводника определяющим условием является его термическая стойкость при КЗ, то исходя из этого условия по кривым на рисунке 3.7 находят значение функции $A_{г.доп.}$, соответствующее предельно допустимой температуре нагрева проводников при КЗ, и определяют минимальное сечение проводника, при котором обеспечивается его термическая стойкость:

$$s_{тер.мин.} = \sqrt{B_{к.} / (A_{г.доп.} - A_{г.ном.})}.$$

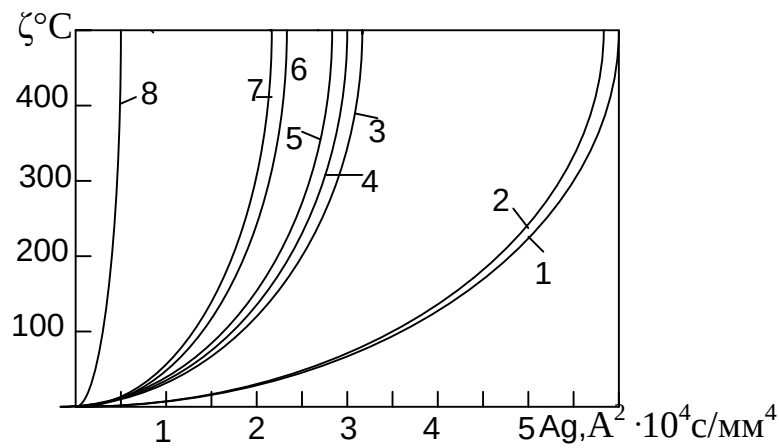


Рисунок 3.7 – Кривые для определения температуры нагрева проводников из различных материалов при КЗ

1 – ММ; 2 – МТ; 3 – АМ; 4 – АТ; 5 – АДО, АСТ; 6 – АД31Т1; 7 – АД31Т; 8 – Ст3.

Используя шкалу сечений проводов, жил кабелей или шин, выбирают сечение $s \geq s_{\text{тер. min.}}$.

В тех случаях, когда нагрузка проводника до КЗ близка к продолжительно допустимой, минимальное сечение проводника, отвечающее условию термической стойкости при КЗ, определяют по формуле:

$$s_{\text{тер. min.}} = \sqrt{B_{\kappa} / C_{\text{т.}}} \quad (3.5)$$

где $C_{\text{т}} = (A_{\vartheta_{\text{доп.}}} - A_{\vartheta_{\text{ном.}}})$; $A_{\vartheta_{\text{ном.}}}$ – значение функции A_{ϑ} при продолжительно допустимой температуре проводника $\vartheta_{\text{ном.}}$.

В качестве примера в таблице 3.2 приведены значения параметра $C_{\text{т.}}$ для кабелей с алюминиевыми жилами.

Задача 1

Для присоединения трансформаторов СН выбрать минимальное сечение алюминиевых шин, удовлетворяющее условию термической стойкости при КЗ.

Таблица 3.1 – Нормированные значения предельно допустимых температур нагрева при КЗ

Вид проводника	$t_{доп.}, ^\circ\text{C}$
Шины:	
–алюминиевые	200
–медные	300
–стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратами	400
–стальные с непосредственным присоединением к аппаратам	300
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение, кВ,	
–до 10	200
–20 ... 30	130
–110 ... 220	125
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми	
–жилами и изоляцией из:	
–поливинилхлорида	160
–резины	150
–резины повышенной теплостойкости	250
–полиэтилена (номинальное напряжение кабеля до 35 кВ)	130
–вулканизированного полиэтилена (номинальное напряжение кабеля до 35 кВ)	250
Провода при тяжениях, Н/мм ,	
–медные неизолированные	250
–< 20	200
–≥ 20	
–алюминиевые неизолированные	
–< 10	200
–≥ 10	160
Алюминиевая часть сталеалюминевых проводов	200

Таблица 3.2 – Значения параметра C_m для кабелей с алюминиевыми жилами

Кабель	$C_m, \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$
Напряжением ≤ 10 кВ	90
Напряжением 20 ... 35 кВ	70
С полихлорвиниловой или резиновой изоляцией	75
С полиэтиленовой изоляцией	65

Решение

С некоторым запасом минимальное сечение шин можно определить по (3.5). При КЗ в присоединении трансформатора $B_k = 3724,49 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$, а для алюминия $C_m = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$, поэтому

$$S_{\text{тер.мин}} = \sqrt{3724,49 \cdot 10^6 / 90} = 678,1 \text{ мм}^2.$$

По таблице номинальных размеров алюминиевых шин выбираем шину сечением 80x10 или 100x8 мм.

Задача 2

Проверить на термическую стойкость при КЗ кабель сечением 150 мм², отходящий от РУ 10 кВ ТЭЦ.

Решение

Известно, что при КЗ за реактором $I_{n.t.} \approx I_{n.o.} = 15,5595 \text{ кА}$, а $T_{a.эк.} = 0,201 \text{ с}$.

В соответствии с исходными данными расчетная продолжительность КЗ

$$t_{откл.} = t_{в.откл.} + t_{р.з.} = 0,095 + 0,8 = 0,895 \text{ с}.$$

Поскольку $I_{n.t.} \approx I_{n.o.}$, то преобразованная расчетная схема с точки зрения методики определения интеграла Джоуля относится к первому типу. Учитывая, что $t_{откл.} > 3T_{a.эк.}$, интеграл Джоуля целесообразно вычислить по (3.1):

$$B_k = 15,5595^2 \cdot 10^6 (0,895 + 0,201) = 265,339 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

При отсутствии данных о предшествующей нагрузке кабеля его начальную температуру принимают равной допустимой температуре продолжительного режима. Для кабеля с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ в соответствии с данными [1, таблица 1.12] $\vartheta_n = 60$ °С. Этой температуре (см. рисунок 3.7) соответствует $A \vartheta_n = 0,6 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$. При этом по (3.4) находим

$$A g_{к.н.} = 0,4 \cdot 10^4 + 265,339 \cdot 10^6 / 150^2 = 1,5793 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

Конечная температура $g_{к.н.} = 230 \text{ }^\circ\text{C} > g_{доп.} = 200 \text{ }^\circ\text{C}$, т. е. термическая стойкость кабеля не обеспечивается. Необходимо или выбрать реакторы с большим индуктивным сопротивлением, или увеличить сечение кабелей. В частности, если взять кабели сечением 185 мм^2 , то

$$A g_{к.н.} = 0,4 \cdot 10^4 + 265,339 \cdot 10^6 / 185^2 = 1,1753 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

При этом $g_{к.н.} = 140 \text{ }^\circ\text{C} < 200 \text{ }^\circ\text{C}$, т. е. такие кабели оказываются термически стойкими.

Решить задачи

1. Проверить, будет ли термически устойчив трансформатор тока, установленный в цепи со следующими значениями тока КЗ (периодическая составляющая): $I_{н.о.} = 60 \text{ кА}$, $I_{н. 0,2} = 50 \text{ кА}$, $I_{н. 0,6} = 40 \text{ кА}$. Постоянная времени затухания апериодического тока $T_a = 0,07 \text{ с}$. Время отключения КЗ составляет $0,6 \text{ с}$. Трансформатор тока $U_n = 6 \text{ кВ}$, $I_n = 1000 \text{ А}$, односекундная кратность тока термической устойчивости $k_m = 80$.

2. Определить конечную температуру медной шины прямоугольного сечения с размерами $40 \times 4 \text{ мм}^2$. Периодическая составляющая тока КЗ не затухает и равна 25 кА . Время отключения КЗ $2,0 \text{ с}$. Постоянная времени апериодического тока $T_a = 0,08 \text{ с}$. До КЗ токовая нагрузка шины составляла $0,7 I_{доп.}$. Температура воздуха равна $+25 \text{ }^\circ\text{C}$.

3. Проверить трехжильный кабель с бумажной изоляцией, с алюминиевыми жилами сечением 70 мм^2 на термическую устойчивость в режиме КЗ. Периодическая составляющая тока КЗ – 7 кА (незатухающая), время отключения КЗ – $1,5 \text{ с}$. Температура жилы до КЗ равна $50 \text{ }^\circ\text{C}$. Тепловыделением от апериодического тока пренебречь.

4. Проверить термическую устойчивость шин I при КЗ в цепи трансформатора собственных нужд $T_{с.н.}$ мощностью $6,3 \text{ МВА}$ (рисунок 3.8).

Условию длительного режима удовлетворяют алюминиевые шины прямоугольного сечения $50 \times 6 \text{ мм}^2$. Периодические составляющие тока КЗ на шинах $10,5 \text{ кВ}$ станции равны: от системы $I_{н.с.} = 20 \text{ кА}$ (незатухающая), от каждого генератора $I_{н.о.г.} = 13,5 \text{ кА}$.

Постоянную времени апериодического тока для всех ветвей принять равной 0,07 с; время отключения КЗ – 0,5 с. До КЗ нагрузка шин составляла 65 % допустимого тока. Температура воздуха +25 °С.

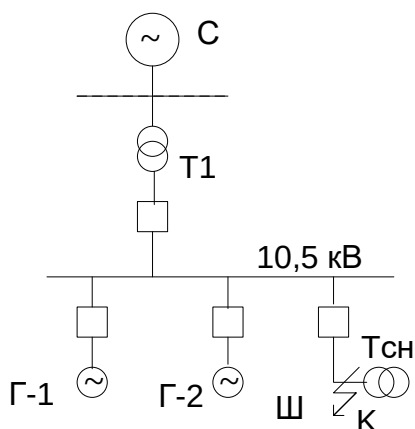


Рисунок 3.8 – Расчетная схема

5. Определить минимальное стандартное сечение кабеля с алюминиевыми жилами термически устойчивого при КЗ в цепи, где периодическая составляющая тока КЗ не затухает и равна 7,5 кА. Время действия релейной защиты в цепи составляет 1,8 с, а полное время отключения выключателя 0,15 с. Напряжение сети 10 кВ. Нагревом от апериодической составляющей тока КЗ пренебречь.

6. Определить минимальное сечение термически устойчивой алюминиевой шины в цепи секционного выключателя СВ подстанции (рисунок 3.9). Периодический незатухающий ток КЗ на шинах 10 кВ составляет: при двух включенных трансформаторах 40 кА; при одном включенном трансформаторе 28 кА. Время отключения КЗ – 0,6 с. Постоянная времени апериодического тока 0,07 с. Дополнительно найти, как измениться искомое сечение, если шину выполнить из меди.

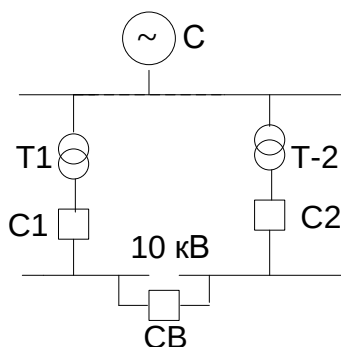


Рисунок 3.9 – Расчетная схема

7. Определить максимально допустимую продолжительность КЗ в сети из условия обеспечения термической устойчивости кабеля с алюминиевыми жилами сечением 70 мм^2 , с бумажной пропитанной изоляцией, если не затухающий периодический ток в цепи равен 8 кА. До короткого замыкания кабель был нагружен длительно допустимым током. Нагревом от апериодической составляющей тока КЗ пренебречь.

Вопросы к практическому занятию

1. От чего зависит методика расчета интеграла Джоуля?
2. В чем заключается проверка проводников на термическую стойкость при КЗ ?
3. Как осуществляется расчет температуры нагрева проводников к моменту отключения КЗ с использованием кривых зависимости температуры от функции A_{θ} ?

Практическая работа 6 Выбор токоведущих частей главной схемы электрических соединений электростанций

Выбор проводников по экономической плотности тока

Проводники выбираются по экономической плотности тока $j_{э\kappa\text{н.}}$, которая установлена Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [4], исходя из минимума приведенных затрат. В нормальном режиме плотность тока j должна приближаться к экономической. Сечение проводника, отвечающее этому требованию, выбирают в соответствии с выражением:

$$S \approx S_{э\kappa\text{н.}} = I_{\text{норм. расч.}} / j_{э\kappa\text{н.}}, \quad (1.1)$$

где $S_{э\kappa\text{н.}}$ — экономическое сечение проводника, мм²; s — ближайшее (меньшее или большее) стандартное сечение проводника, мм²; $I_{\text{норм. расч.}}$ — расчетный ток нормального режима, А; $j_{э\kappa\text{н.}}$ — экономическая плотность тока, А/мм² (зависит от продолжительности использования максимальной нагрузки $T_{\text{max.}}$, передаваемой по линии или токопроводу, материала проводника, а также изоляции кабеля). В связи с неопределенностью в распределении рабочего тока вдоль сборных шин, режима работы и трудоемкостью определения экономического эффекта проводники сборных шин по экономической плотности тока $j_{э\kappa\text{н.}}$ не выбираются.

Проверка шин, комплектных токопроводов, кабелей и электрических аппаратов по нагрузочной способности

Температура проводника ϑ в рабочем режиме не должна превышать продолжительно допустимую температуру $\vartheta_{\text{прод. доп.}}$. Т. е.

$$\vartheta \leq \vartheta_{\text{прод. доп.}}. \quad (1.2)$$

В ПУЭ [4] установлены следующие продолжительно допустимые температуры проводников, шин и кабелей, °С:

Проводники и шины	70
Кабели с бумажной изоляцией напряжением, кВ,	
менее 3	80
6	65–75
10	60
20, 35	50–55

Расчетная нормированная (номинальная) температура окружающей среды для проводников и кабелей, проложенных на воздухе, принимается 25 °С, кабелей, проложенных в земле, – 15 °С.

В соответствии с ГОСТ 802490 продолжительно допустимая температура неизолированных проводников устанавливается 90–120 °С в зависимости от материала поверхности разъемных (в т. ч. болтовых) контактных соединений. Такие температуры принимают в качестве критерия работоспособности проводников комплектных токопроводов (заводского изготовления), а также ошиновки комплектных распределительных устройств, которые проходят типовые испытания на нагрузочную способность.

Продолжительно допустимой температуре проводника соответствует продолжительно допустимый ток $I_{прод. доп.}$ (для комплектных токопроводов и электрических аппаратов называемый номинальным током $I_{ном.}$). Для шин, токопроводов и электрических аппаратов условие (1.2) выполняется, если выполняется соотношение

$$I_{раб. нб.} \leq k_{a.n.} \cdot k_g \cdot I_{прод. доп.} \quad (1.3)$$

где $I_{раб. нб.}$ – наибольший рабочий ток; $k_{a.n.}$ – коэффициент аварийной перегрузки; k_g – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды; $I_{прод. доп.}$ – продолжительно допустимый ток при нормированном значении температуры окружающей среды.

Для кабелей должно выполняться соотношение:

$$I_{раб. нб.} \leq k_{a.n.} \cdot k_g \cdot k_N \cdot k_U \cdot I_{прод. доп.} \quad (1.4)$$

где k_N – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, проложенных рядом в земле; k_U – поправочный коэффициент для кабелей, работающих не при номинальном напряжении.

Условия вычисления $I_{раб. нб.}$:

Место определения	Условие
Параллельные или	Отключение одной из цепей
взаиморезервируемые цепи	Наибольшие перетоки мощности
Сборные шины станций и	
подстанций; шины в цепи	
секционных и	
шиносоединительных	
выключателей	
Цепи генераторов	Работа с номинальной

Цепи трансформатора

мощностью, при пониженном
напряжении на 5 % от
номинального
Использование перегрузочной
способности трансформатора

Продолжительно допустимый (или номинальный) ток $I_{\text{прод. доп.}}$, как правило, определяется в результате испытаний, а иногда аналитически на основе теплового расчета проводников в установившемся рабочем режиме. Значения $I_{\text{прод. доп.}}$ кабелей и некоторых типов шин приводятся в ПУЭ [4], а номинальных токов комплектных токопроводов и электрических аппаратов – в каталогах и информационных материалах заводоизготовителей, а также в справочниках [1].

Коэффициент аварийной перегрузки $k_{\text{ан.}}$ для токопроводов и электрических аппаратов принимается равным 1, кабелей – от 1 до 1,5 в зависимости от нагрузки в нормальном режиме и продолжительности перегрузки.

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды может быть определен по формуле:

$$k_{\vartheta} \approx \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{прод. доп.}} - \vartheta_{\text{окр.}}}{\vartheta_{\text{прод. доп.}} - \vartheta_{\text{окр. ном.}}}}. \quad (1.5)$$

где $\vartheta_{\text{окр.}}$ и $\vartheta_{\text{окр. ном.}}$ – фактическая и номинальная температуры окружающей среды.

Поправочный коэффициент $k_N \leq 1$ зависит от количества кабелей и расстояния между ними в свету [1, 4]; k_U учитывает изменения уровня продолжительно допустимого тока при использовании кабеля в сети напряжением ниже (иногда выше) его номинального напряжения [1]. При равенстве номинальных напряжений кабеля и сети $k_U = 1$.

Тепловой расчет шин

Определение $I_{\text{прод. доп.}}$ можно проводить на основе теплового расчета проводников в стационарном рабочем режиме. Уравнение теплового баланса шины записывается в виде:

$$I^2 r + Q_c = Q_{\kappa} + Q_{\text{л}}, \quad (1.6)$$

где I – ток, А; r – активное сопротивление шины, Ом; Q_c – тепловой поток, поглощаемый шиной при солнечной радиации, Вт; Q_k и Q_l – тепловые потоки, обусловленные конвекцией и излучением, Вт.

Активное сопротивление

$$r = k_d \cdot r_{\text{н}} \quad (1.7)$$

где $r_{\text{н}}$ – сопротивление шины постоянному току при допустимой температуре продолжительного режима; k_d – коэффициент добавочных потерь.

Сопротивление шины постоянному току зависит от температуры и вычисляется по формуле:

$$r_{\text{н}} = \rho_1 l \left[1 + \alpha_{\rho} (\vartheta - \vartheta_1) \right] / s \quad (1.8)$$

где ρ_1 – удельное электрическое сопротивление, при нормированной температуре ϑ_1 , Ом·м; l – длина проводника, м; s – площадь сечения проводника, м²; α_{ρ} – температурный коэффициент электрического сопротивления, 1/°C; ϑ – температура, °C.

В диапазоне температур 20 ... 120 °C коэффициент α_{ρ} для меди, алюминия и его сплавов остается практически постоянным и примерно равным 0,004 1/°C [5].

Коэффициент добавочных потерь:

$$k_d = k_n \cdot k_{\text{бл}} \quad (1.9)$$

где k_n , $k_{\text{бл}}$ – коэффициенты соответственно поверхностного эффекта и эффекта близости.

В зависимости от функции $\sqrt{f/R}$ коэффициент k_n определяется, например, по кривым, приведенным в [2, 3]. Здесь f – частота тока в сети, Гц; R – сопротивление постоянному току шины длиной 1000 м. Для шин кольцевого сечения k_n приближенно вычисляется по формуле:

$$k_n \approx 1 + 3,3 \cdot 10^{10} (t/D \cdot r_{\text{н}})^2 \quad (1.10)$$

где D и t – внешний диаметр и толщина стенки шины, м; $r_{\text{н}}$ – сопротивление шины постоянному току, Ом/м.

В распределительных устройствах (РУ) напряжением выше 1 кВ расстояние между шинами разных фаз значительно больше их геометрических размеров. Поэтому для несоставных шин $k_{\text{бл}} \approx 1$ и $k_d \approx k_n$.

Для многополосных шин (рисунок 1.1) $k_{д.}$ примерно равен коэффициенту добавочных потерь эквивалентной уединенной плоской шины шириной $h_{эк.}$, равной ширине полосы пакета h , и толщиной $b_{эк.}=N \cdot b$, где N – число полос в пакете; b – толщина полосы [6].

Тепловые потоки от шины конвекцией $Q_{к.}$ и излучением $Q_{л.}$ составляют соответственно:

$$Q_{к.} = q_{к.} \cdot F_{к.}; \quad (1.11)$$

$$Q_{л.} = q_{л.} \cdot F_{л.}, \quad (1.12)$$

где $q_{к.}$ и $q_{л.}$ – удельная теплоотдача (удельный тепловой поток) соответственно конвекцией и излучением, Вт/м; $F_{к.}$ – поверхность шины, участвующая в теплоотдаче конвекцией, м²; $F_{л.}$ – излучающая поверхность шины, м².

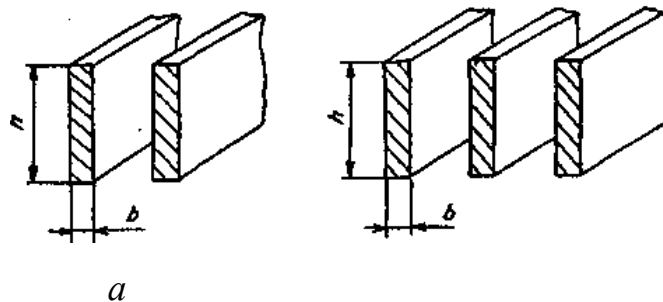


Рисунок 1.1 – Многополосные шины

Удельный тепловой поток конвекцией рассчитывается по формуле [7, 8]:

$$q_{к.} = \alpha_{к.} (\vartheta - \vartheta_{в.}), \quad (1.13)$$

где $\alpha_{к.}$ – коэффициент теплоотдачи при конвекции, Вт/м²; $\vartheta_{в.}$ – температура воздуха, °С.

Для круглых и плоских шин, расположенных вертикально, коэффициент теплоотдачи при естественной конвекции в закрытом РУ (ЗРУ) приближенно определяется согласно [7] как:

$$\alpha_{к.} \approx \frac{A \lambda_{в.}}{L} \left(\frac{g}{T_{в.}} (\vartheta - \vartheta_{в.}) \frac{L^3}{\nu_{в.}^2} \right)^{1/4}, \quad (1.14)$$

где $g=9,81$ – ускорение свободного падения, м/с²; $T_{в.}=273+\vartheta_{в.}$ – термодинамическая температура воздуха, К; $\nu_{в.}$ – кинематическая вязкость воздуха, м²/с; $A_{в.}$ – теплопроводность воздуха, Вт/(м·°С); A – постоянный коэффициент, зависящий от формы шин; L – характерный размер (высота или

диаметр шины).

Указания о характере L , а также значения A приведены в таблице 1.1. Параметр $\nu_{\text{в.}}$ зависит от температуры, а $\lambda_{\text{в.}}$, кроме того – от давления воздуха. При температуре воздуха, близкой к 25 °С, и нормальном атмосферном давлении удельный тепловой поток конвекцией в соответствии с (1.13) и (1.14) можно вычислить по формуле [5]:

$$q_{\text{к.}} = B(\vartheta - \vartheta_{\text{в.}})^{1,25} L^{-0,25}, \quad (1.15)$$

где B – параметр, значения которого приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Параметры сечения шин

Форма сечения шины	Характерный размер шины L равен	A	B , Вт/(м ^{0,75} ·°С ^{1,25})
Круглая трубчатая	внешнему диаметру D	0,46	1,31
Прямоугольная (при расположении шины на ребро)	высоте L	0,695	1,97

Конвективная теплоотдача шины открытого РУ (ОРУ) зависит как от перепада температур, профиля и размеров шины, так и от скорости ветра. Наименьшая теплоотдача и, следовательно, наиболее неблагоприятные условия работы шин будут при штиле (т. е. при скорости ветра, близкой к нулю). Тем не менее, даже при полном штиле конвективный теплообмен проводников в ОРУ остается выше, чем в ЗРУ (при свободной конвекции), так как вне помещений всегда имеется слабое движение воздуха. Удельный конвективный тепловой поток, например, от трубчатых шин в ОРУ при штиле приближенно определяется по формуле:

$$q_{\text{к.}} = B_0(\vartheta - \vartheta_{\text{в.}})^{1,3} L^{-0,25}, \quad (1.16)$$

где $B_0 = 1,61$ Вт/(м^{0,75}·°С^{1,3}); L – характерный размер, равный внешнему диаметру шины D , м.

В соответствии с (1.15) и (1.16) удельный конвективный тепловой поток в ЗРУ и ОРУ приводится к виду, удобному для практических расчетов:

$$q_{\text{к.}} = C / L^{1/4}. \quad (1.17)$$

Значения C , $\text{Вт}\cdot\text{м}^{1,75}$ при различных температурах воздуха (и соответствующей теплопроводности и кинетической вязкости воздуха), а также различных температурах шин указаны в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Значения C при различных температурах, $\text{Вт}\cdot\text{м}^{1,75}$

Форма сечения шины	Тип уста новки	C , $\text{Вт}\cdot\text{м}^{1,75}$, при		
		$\vartheta_{\text{в.}}=25\text{ }^{\circ}\text{C}$ $\vartheta_{\text{прод.доп.}}=70\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\vartheta_{\text{в.}}=35\text{ }^{\circ}\text{C}$ $\vartheta_{\text{прод.доп.}}=90\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\vartheta_{\text{в.}}=35\text{ }^{\circ}\text{C}$ $\vartheta_{\text{прод.доп.}}=120\text{ }^{\circ}\text{C}$
Круглая (трубчатая)	ЗРУ	152	195	335
	ОРУ	227	295	519
Прямоугольная (шина расположена на ребро)	ЗРУ	230	295	508

Для составных проводников теплоотдачу конвекцией с внутренней поверхности приближенно принимают равной 0,7 от теплоотдачи с наружной поверхности.

Удельный тепловой поток излучением, Вт/м , определяют по формуле:

$$q_{\text{л}} = \varepsilon \cdot c \cdot (T^4 - T_{\text{в}}^4), \quad (1.18)$$

где $c = 5,67 \cdot 10^8$ – постоянная СтефанаБольцмана, $\text{Вт}\cdot\text{м}^2\cdot\text{K}^4$; $T = 273 + \vartheta$ и $T_{\text{в}} = 273 + \vartheta_{\text{в.}}$ – термодинамическая температура соответственно шины и воздуха, K ; ε – коэффициент излучения (степень черноты) поверхности шины, значения которого указаны в таблице 1.3.

Тепловой поток, поглощаемый шиной при солнечной радиации (на единицу длины), приближенно определяется по формуле:

$$Q_{\text{с}} \approx a_{\text{с}} \cdot L \cdot q_{\text{с}}, \quad (1.19)$$

где $a_{\text{с}}$ – коэффициент поглощения (таблица 1.3); L – характерный размер шины, м (таблица 1.1); $q_{\text{с}}$ – удельный тепловой поток радиацией (интенсивность радиации), Вт/м , который зависит от широты местности, времени года, суток, состояния атмосферы, высоты над уровнем моря. Наибольшие (расчетные) значения $q_{\text{с}}$ в летний период на территории страны принимаются равными 850 ... 950 Вт/м^2 . В вечерние и ночные часы в ОРУ и ЗРУ интенсивность радиации принимается равной нулю.

В соответствии с уравнением (1.6) допустимый ток продолжительного

режима

$$I_{\text{прод.доп.}} = \sqrt{\frac{Q_{\text{к. доп.}} + Q_{\text{л. доп.}} - Q_{\text{с.}}}{r_{\text{доп.}}}}, \quad (1.20)$$

где $Q_{\text{к. доп.}}$, $Q_{\text{л. доп.}}$ и $r_{\text{доп.}}$ – тепловые потоки соответственно конвекцией и излучением и активное сопротивление шины при продолжительно допустимой температуре.

Тепловой расчет удобно проводить на 1 м длины шины.

Таблица 1.3 – Коэффициенты излучения поверхности шины

Материал шины или цвет краски	Значения коэффициентов	
	ε	a_c
Алюминий (окисленный)	0,15	0,4
Краска:		
белая	0,88	0,3
желтая	0,9	0,44
зеленая	0,9	0,65
красная	0,9	0,65
черная	0,92	0,97

Задача 1

Определение продолжительно допустимых токов окрашенных трубчатых шин

Определить продолжительно допустимые токи окрашенных трубчатых шин, выполненных из алюминия марки АДО, а также из алюминиевых сплавов АД31Т1 и 1915Т и расположенных в закрытых распределительных устройствах. Наружный диаметр шин $D = 100$ мм, толщина стенки $t = 5$ мм. При 20°C удельное электрическое сопротивление шин из алюминия марки АДО $\rho = 0,029 \cdot 10^{-6}$, из сплавов АД31Т1 и 1915Т – соответственно $0,0325 \cdot 10^{-6}$ и $0,0517 \cdot 10^{-6}$ Ом·м.

Решение

Внутренний диаметр шины $d = D - 2t = 100 - 2 \cdot 5 = 90$ мм.

Площадь поперечного сечения шины:

$$s = 0,25\pi (D^2 - d^2) = 0,25\pi (100^2 - 90^2) = 1491,5 \text{ мм}^2.$$

Для шин из алюминия марки АДО сопротивление постоянному току при продолжительно допустимой температуре 70 °С и длине 1м в соответствии с (1.8) составляет:

$$r_{\Sigma} = \frac{0,029 \cdot 10^{-6}}{1491,5 \cdot 10^{-6}} [1 + 0,004(70 - 20)] = 23,33 \cdot 10^{-6} \text{ Ом.}$$

Для шин из сплавов марок АД31Т1 и 1915Т получаем r_{Σ} равными соответственно $26,15 \cdot 10^{-6}$ и $41,6 \cdot 10^{-6}$ Ом. Параметр $\sqrt{f/R}$ на 1000 м длины шины составляет: из сплава АДО $\sqrt{f/R} = \sqrt{50/(23,33 \cdot 10^{-3})} = 46,29$; из сплава АД31Т1 – 42,72; из сплава 1915Т – 34,7.

Отношение толщины стенки к внешнему диаметру шины $t/D = 0,05$. При данных значениях t/D и параметра $\sqrt{f/R}$ коэффициенты поверхностного эффекта k_n [2, рисунок 5.2] для этих шин практически равны 1. Поэтому активные сопротивления шин r примерно равны сопротивлениям постоянному току r_{Σ} .

Вычислим удельный тепловой поток конвекцией. Предварительно (см. таблицу 1.1) определяем характерный размер шины $L=D=0,1$ м. Для трубчатых шин в ЗРУ находим (см. таблицу 1.2) параметр $C = 152 \text{ Вт} \cdot \text{м}^{1,75}$. Затем по (1.17) вычисляем удельный тепловой поток конвекцией:

$$Q_{\kappa} = 152 / (0,1)^{1/4} = 270 \text{ Вт/м}^2.$$

Находим удельный тепловой поток излучением. Коэффициент излучения ε для алюминиевых окрашенных шин (см. таблицу 1.3) примерно равен 0,9. Термодинамические температуры шины и воздуха соответственно

$$T = 273 + 70 = 343 \text{ К;}$$

$$T_{\text{в.}} = 273 + 25 = 298 \text{ К.}$$

Тогда согласно (1.18) удельный тепловой поток излучением составит:

$$q_{\text{л.}} = 0,9 \cdot 5,67 \cdot 10^8 (343^4 - 298^4) = 303,9^2 \text{ Вт/м}^2.$$

Поверхность шины, участвующая в конвективном теплообмене, (F_K) совпадает с излучающей поверхностью ($F_{\text{л.}}$) и на единицу длины шины составляет:

$$F_K = F_{\text{л.}} = \pi D l = \pi \cdot 0,1 \cdot 1 = 0,314 \text{ м}^2.$$

Полный тепловой поток с поверхности шины, отнесенный к единице длины, найдем согласно (1.11) и (1.12):

$$Q=Q_{\kappa}+Q_{\lambda}=0,314(270+303,9)=180,2 \text{ Вт.}$$

Тепловой поток от солнечной радиации Q_c для шин ЗРУ равен нулю.

По формуле (1.20) определяем допустимый ток продолжительного режима. Для шины из алюминия марки АДО

$$I_{\text{доп. прод.}} = \sqrt{180,2 / (23,3 \cdot 10^{-6})} = 2781 \text{ А.}$$

Продолжительно допустимый ток окрашенных алюминиевых шин трубчатого сечения диаметром 100/90 мм в соответствии с ПУЭ равен 2840 А. Следовательно, расчетное значение $I_{\text{прод. доп.}}$ отличается от экспериментального (приведенного в ПУЭ) всего на 2 %. Расчетные значения допустимых токов шин из алюминиевых сплавов марок АД31Т1 и 1915Т соответственно составляют 2625 и 2081 А. Таким образом, $I_{\text{прод. доп.}}$ шин из алюминиевых сплавов могут отличаться от $I_{\text{прод. доп.}}$ шин из алюминия на 8–25 %.

Задача 2

Определение допустимого тока продолжительного режима трубчатых шин

Определить допустимый ток продолжительного режима трубчатых шин, неокрашенных и окрашенных белой, а также желтой, зеленой и красной красками в ОРУ с учетом и без учета солнечной радиации. Шины изготовлены из алюминиевого сплава 1915Т. Диаметр и толщина стенки шины, так же как в задаче 1, равны соответственно 100 и 5 мм. Принять согласно рекомендациям ПУЭ $\vartheta_{\text{прод. доп.}} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Решение

Активное сопротивление шины определено в задаче 1 и на 1 м длины и составляет $41,6 \cdot 10^6 \text{ Ом}$. Параметр $C = 227 \text{ Вт} \cdot \text{м}^{1,75}$ по таблице 1.2 (при $\vartheta_{\text{с.}} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и $\vartheta_{\text{прод. доп.}} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$).

Удельный и полный тепловые потоки конвекцией в соответствии с (1.11) и (1.17) запишем в виде:

$$q_{\kappa} = 227 / (0,1)^{1/4} = 403,9 \text{ Вт/м}^2; \quad Q_{\kappa} = 0,314 \cdot 403,9 = 126,9 \text{ Вт.}$$

Коэффициент излучения для неокрашенных шин $\varepsilon = 0,15$, окрашенных белой краской – 0,88, а желтой, зеленой и красной – 0,9 (см. таблицу 1.3). Удельная (1.18) и полная (1.12) теплоотдачи излучением неокрашенных шин

$$q_{уд.} = 0,15 \cdot 5,67 \cdot 10^8 (343^4 - 298^4) = 50,6 \text{ Вт/м}^2; \quad q_n = 50,6 \cdot 0,314 = 15,9 \text{ Вт.}$$

Теплоотдача излучением шин, окрашенных белой краской, составляет 93,2, цветными – 95,4 Вт.

Коэффициент поглощения неокрашенных шин $a_c = 0,4$, окрашенных белой и красной краской соответственно – 0,3 и 0,65. Тепловой поток, поглощаемый, например, неокрашенными шинами при солнечной радиации

$$Q_c = 0,4 \cdot 0,1 \cdot 850 = 34 \text{ Вт.}$$

Допустимый рабочий ток для этих шин с учетом солнечной радиации

$$I_{\text{прод. доп.}} = \sqrt{\frac{126,9 + 15,9 - 34}{41,6 \cdot 10^{-6}}} = 1617 \text{ А.} \quad (1.20)$$

Допустимый ток продолжительного режима неокрашенных шин без учета солнечной радиации, а также допустимые токи окрашенных шин приведены в таблице 1.4.

Выводы

Солнечная радиация примерно на 15 % снижает продолжительно допустимый ток трубчатых шин.

Окраска шин позволяет на 25...35 % увеличить $I_{\text{прод. доп.}}$. Цвет краски практически не влияет на эффективность теплообмена во внутренних электроустановках. Однако в наружных установках для снижения теплового потока, поглощаемого при солнечной радиации, целесообразно окрашивать шины белой краской. При этом, в соответствии с рекомендациями ПУЭ, необходимое цветовое обозначение фаз может выполняться только в месте подключения шин к аппаратам. В ОРУ продолжительно допустимый ток белых шин почти на 8 % выше, чем шин красного цвета; на 25 % – неокрашенных.

Решить задачи

1. Определить допустимый ток продолжительного режима однополосных и двухполосных шин (см. рисунок 1.1а) ЗРУ, расположенных на ребро и плашмя.

Шины изготовлены из алюминия марки АД0 и окрашены эмалевой краской. Размер одной полосы шины 60х8 мм.

2. Выбрать сечение алюминиевых шин открытого (неэкранированного) участка токопровода в цепи генератора типа ТВФ1102ЕУЗ (рисунок 1.2). Номинальные данные генератора: $P_{ном.}=110$ МВт; $U_{ном.} = 10,5$ кВ; $\cos \varphi_{ном.} = 0,8$. График нагрузки генератора представлен на рисунке 1.3. Принять температуру воздуха в ЗРУ равной нормированной, т. е. 25 °С.

3. Выбрать сечение алюминиевых шин, соединяющих трансформатор типа ТДЦ80000/220 со сборными шинами 10 кВ ТЭЦ (см. рисунок 1.2). В нормальном режиме нагрузка каждого трансформатора составляет 63 % его номинальной мощности, а при отключении одного из них нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает его номинальную мощность на 26 %. Продолжительность использования максимальной нагрузки трансформатора $T_{max.} = 6300$ ч. Температуру воздуха принять равной 25 °С.

Таблица 1.4 – Допустимый ток продолжительного режима неокрашенных и окрашенных шин без учета солнечной радиации

Тип установ ки	Окраска шин	Тепловой поток, Вт			Допустимый рабочий ток, А	
		Q_k	Q_l	Q_c	с учетом солнечной радиации	без учета солнечной радиации
ОРУ	неокрашенные	126,9	15,9	34	1617	1853
	белая		93,2	25,5	2163	2300
	желтая		95,4	37,4	2108	2312
	зеленая		95,4	52,7	2019	2312
	красная		95,4	55,2	2004	2312
ЗРУ	неокрашенные	84,8	15,9	0		1529
	белая		93,2			2068
	желтая,		95,4			2081
	зеленая, красная					

4. Выбрать сечение алюминиевых шин в цепи трансформатора собственных нужд (ТСН) типа ТДНС10000/10 (рисунок 1.4) на стороне высшего напряжения. Продолжительность использования максимальной нагрузки $T_{max.} = 7500$ ч. Максимальная температура воздуха в распредустройстве $35\text{ }^{\circ}\text{C}$. При повреждении рабочего трансформатора потребители собственных нужд получают питание от резервного трансформатора.

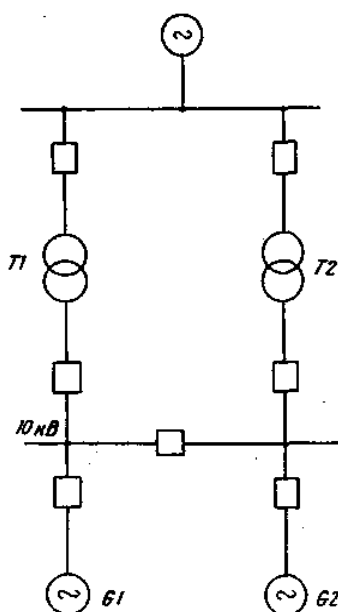


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема ТЭЦ

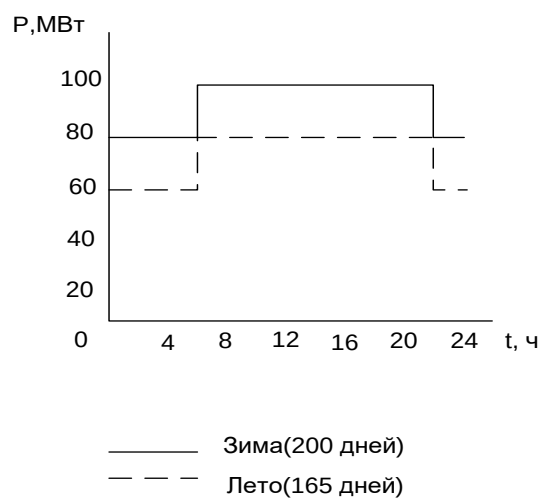


Рисунок 1.3 – Суточные графики нагрузки генератора

5. Выбрать и проверить по условиям нагрева в рабочем режиме кабели с алюминиевыми жилами, связывающие распределительные пункты РП 1 и РП 2 (рисунок 1.5) с шинами 10 кВ ТЭЦ. Максимальная нагрузка пункта РП 1 составляет $P_{max.} = 8$ МВт, пункта РП 2 – $P_{max.} = 3$ МВт; коэффициент мощности нагрузки $\cos\varphi = 0,9$. Кабели проложены в земле, температура почвы 15 °С. Суточные графики нагрузки распределительных пунктов представлены на рисунке 1.6.

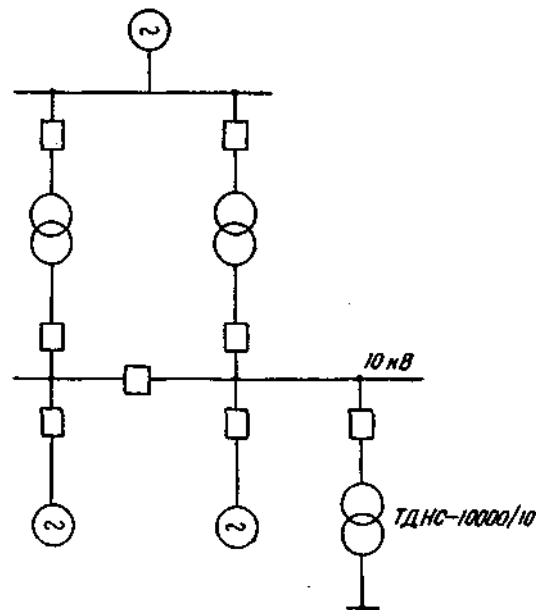


Рисунок 1.4 – Принципиальная схема ТЭЦ с трансформатором СН

6.а) выбрать сечение алюминиевой шины по условию допустимой температуры в длительном режиме. Максимальная трехфазная нагрузка цепи равна 3200 кВт, междуфазное напряжение – 6 кВ, коэффициент мощности – 0,88.

б) проверить, удовлетворяет ли выбранное в пункте (а) сечение шины условию экономической плотности тока при продолжительности использования максимума нагрузки, равной 6000 ч.

7. По условиям рабочего режима выбрать шины в ячейке РУ 10 кВ цепи турбогенератора типа ТВФ1002, имеющего следующие параметры: $P_n = 100$ МВт, $U_n = 10,5$ кВ, $\cos\varphi = 0,85$, $I_n = 6,48$ кА. Турбогенератор работает с номинальной нагрузкой 7 месяцев в году, а остальное время несет нагрузку 0,6 номинальной. Сравнить по величине поперечного сечения алюминиевые шины трех профилей: а) коробчатые, б) трубчатые круглого сечения, в) трубчатые квадратного сечения.

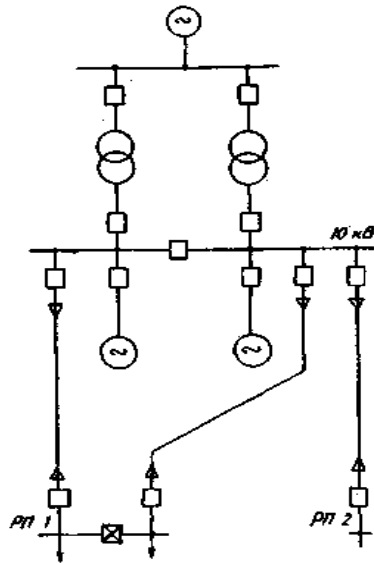


Рисунок 1.5 – Схема электроснабжения потребителей 10 кВ

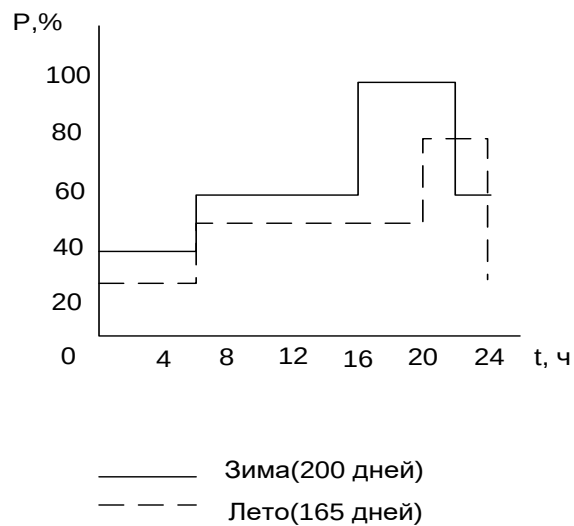


Рисунок 1.6 – Суточные графики нагрузки распределительных пунктов

8. Медная шина с допустимым длительным током 860 А несет токовую нагрузку 750 А. Определить, допустим ли для шины указанный ток, если температура окружающего воздуха будет +40 °С.

9. Определить температуру алюминиевой окрашенной шины сечением 80 × 8 мм² при рабочем токе 700 А и при температурах воздуха: а) +25 °С
б) +15 °С.

10. Трехжильный кабель с бумажной пропитанной изоляцией, напряжением

10 кВ, сечением алюминиевой жилы 150 мм^2 проложен в туннеле и нагружен током 175 А. Проверить, сможет ли кабель длительно работать с указанной нагрузкой, если температура воздуха в туннеле поднялась до $+35^\circ\text{C}$.

Вопросы к практическому занятию

1. Как осуществляется проверка шин по условиям нагрузочной способности?
2. Как влияет на допустимый продолжительный ток шин удельное электрическое сопротивление материала?
3. Изложите понятие о выборе проводников по экономической плотности тока.
4. Объясните влияние солнечной радиации на продолжительный ток шин.
5. Перечислите от чего зависит конвективная теплоотдача шины открытого РУ (ОРУ).

Практическая работа 7 Выбор комплектных распределительных устройств (выбор выключателей)

В соответствии с ГОСТ 68778Е выключатели выбираются по следующим условиям:

$$U_{ном.} \geq U_{сети. ном.},$$

$$I_{ном.} \geq I_{ном. расч.},$$

$$K_n \cdot I_{ном.} \geq I_{прод. расч.} = I_{раб. ном.},$$

где $U_{ном.}$ – номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{сети. ном.}$ – номинальное напряжение сети, в которой устанавливается выключатель, кВ;

$I_{ном.}$ – номинальный ток выключателя, А;

$I_{ном. расч.}$ – расчетный ток нормального режима, кА;

K_n – нормированный коэффициент возможной перегрузки выключателя при данном продолжительном режиме его работы;

$I_{прод. расч.}$ – расчетный ток продолжительного режима, кА.

Затем выбранный выключатель проверяется по включающей способности по условиям:

$$I_{вкл.} \geq I_{н.о.};$$

$$i_{вкл.} \geq i_{уд.} = K_{уд.} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н.о.}.$$

где $I_{вкл.}$ – начальное действующее значение периодической составляющей номинального тока включения, кА (под номинальным током включения понимают наибольший ток КЗ, который выключатель способен надежно включить); $I_{н.о.}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА; $i_{вкл.}$ – наибольший пик номинального тока включения, кА; $i_{уд.}$ – ударный ток КЗ, кА; $K_{уд.}$ – ударный коэффициент, определяемый по таблицам или аналитически по выражению $K_{уд.} = 1 + e^{0.001/T_a} T_a$, – постоянная времени, определяемая по таблицам, с.

После этого выполняется проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл. ном.} \geq I_{н.т.}.$$

где $I_{откл. ном.}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА; $I_{н.т.}$ – периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА.

Возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ определяется из выражения:

$$i_{a. ном.} \geq i_{a.т.}$$

где $i_{a. ном.} = \sqrt{2} I_{откл. ном.} \beta_{ном.}/100$ – номинальное значение апериодической составляющей тока отключения, кА; $\beta_{ном.}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения, определяемое по [2, рисунок 12.36] или по каталогу; $i_{a.т.}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА.

Если расчетное значение апериодической составляющей тока КЗ превышает номинальное значение, а периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя меньше номинального тока отключения, то следует сопоставить условные значения полных токов, а именно:

$$\sqrt{2} I_{откл. ном.} (1 + \beta_{ном.}/100) \geq \sqrt{2} I_{н.т.} + i_{a.т.} .$$

Расчетное время отключения выключателя τ или $t_{откл.}$ с, вычисляется как сумма собственного времени отключения выключателя $t_{с. в. откл.}$ и $t_{р.з.} = 0,01$ с в соответствии с выражением:

$$\tau = t_{откл.} = t_{с. в. откл.} + t_{р.з.}$$

Собственное время отключения выключателя указывают заводыизготовители. Его определяют от момента подачи команды на отключение до момента начала размыкания дугогасительных контактов.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр. скв.} \geq I_{н.о.} ;$$

$$i_{пр. скв.} \geq i_{уд.} .$$

где $I_{пр. скв.}$ – начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока, кА; $i_{пр. скв.}$ – наибольший пик предельного сквозного тока, кА (по каталогу).

Условие проверки выключателя на термическую стойкость зависит от соотношения между $t_{тер.}$ – предельнодопустимым временем воздействия нормированного тока термической стойкости и расчетным временем отключения выключателя $t_{откл.}$ определяющим длительность термического воздействия токов КЗ на выключатель. Если $t_{откл.} < t_{тер.}$ (наиболее частый случай), то условие проверки выключателя на термическую стойкость имеет вид:

$$I_{тер.}^2 t_{откл.} \geq B_k ,$$

где $I_{тер.}$ – номинальный ток термической стойкости выключателя (по каталогу, равный, как правило, $I_{откл. ном.}$; кА; B_k – интеграл Джоуля с пределами интегрирования $0 \dots t_{откл.}$, кА² с.

Если $t_{откл.} > t_{тер.}$, то условие проверки на термическую стойкость:

$$I_{тер.}^2 t_{тер.} \geq B_k .$$

Расчетный интеграл Джоуля определяется в соответствии с видом расчетной схемы.

Проверка выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения обычно не производится, так как в большинстве энергосистем реальные условия восстановления напряжения на контактах выключателей соответствуют условиям их испытания. Если все же возникает необходимость проверки выключателя по скорости восстанавливающегося напряжения, кВ/мкс, то она осуществляется только для воздушных выключателей.

$$v_{в. норм.} \geq v_{в. max.} = 0,2 [I_{н.о.} / (I_{н. - 1})] .$$

где $v_{в. норм.}$ – нормированная скорость восстанавливающегося напряжения, определяемая [1, таблицы 10.1 или 10.2]; $v_{в. max.}$ – скорость восстанавливающегося напряжения на контактах данного выключателя; $I_{н.о.}$ – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ на шинах РУ, кА; n – число присоединенных к РУ линий электропередачи.

Если $v_{в. max.} < 0,4$ кВ/мкс, то любой выключатель удовлетворяет допустимой скорости восстанавливающегося напряжения.

Задача 1

Для приведенной электрической схемы ТЭЦ (рисунок 1.4 часть 1) мощностью 2·110 МВт выбрать выключатели в следующих присоединениях:

- 1) для РУ10 кВ – трансформатора СН ТСН 1;
- 2) генератора G1;

Начальные периодические токи КЗ на шинах 220 кВ (точка К1), шинах 10 кВ (точка К2) и за линейным реактором (точка К3). Результаты расчетов токов КЗ и постоянной времени T_a приведены в таблице 6.1.

1.

Выбор выключателя и разъединителя в присоединении трансформатора собственных нужд ТСН1

Решение

Условимся, что максимальная нагрузка трансформатора СН совпадает с его номинальной мощностью, поэтому

$$I_{\text{прод расч}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578 \text{ A}$$

Расчетная точка КЗ К5 (или точка К2) находится на выводах ТСН 1.

Определим расчетные точки КЗ:

$$2. I_{n.o.} = I_{n.o. \text{ з. } 1} + I_{n.o. \text{ з. } 2} = 45 + 44,8 = 89,8 \text{ кА.}$$

3. Таблица 6.1 – Расчетов токов КЗ и постоянной времени T_a .

Наименование ветви		Точка КЗ	$I_{n.o.}$ кА	T_a , с
РУ220 кВ		К1	4,8	0,028
РУ10 кВ	от G1		4,5	0,41
	от системы и G2	К2	44,8	0,13
	кабельная линия с реактором РБ1010000,35	К3	15,6	0,185

Для вычисления ударного тока определим ударные коэффициенты для составляющих тока от генератора G1 и от группы источников (С, G2)

$$K_{y\partial. \text{ з.1}} = 1 + e^{-0,01/Ta. \text{ з.1}} = 1 + e^{-0,01/0,41} = 1,976;$$

$$K_{y\partial. \text{ з.2}} = 1 + e^{-0,01/Ta. \text{ с. з.2}} = 1 + e^{-0,01/0,13} = 1,926.$$

Ударный ток

$$i_{y\partial.} = i_{y\partial. \text{ з.1}} + i_{y\partial. \text{ з.2}} = \sqrt{2}(K_{y\partial. \text{ з.1}} I_{n.o. \text{ з.1}} + K_{y\partial. \text{ с. з.2}} I_{n.o. \text{ с. 2}}) = \sqrt{2}(1,976 \cdot 45 + 1,926 \cdot 44,8) = 247,5 \text{ кА}.$$

В РУ 10 кВ предполагается установить маломасляные выключатели, которые более просты в эксплуатации и значительно дешевле по сравнению с воздушными. Расчетные параметры :

$$I_{прод. \text{ расч.}} = 578 \text{ А}; I_{n.o.} = 89,9 \text{ кА}; i_{y\partial.} = 247,5 \text{ кА}.$$

По номинальному напряжению, номинальному продолжительному току намечаем к установке в цепи ТСН1 маломасляный выключатель типа МГУ2090/6300УЗ с параметрами:

$$U_{ном.} = 20 \text{ кВ}; I_{ном.} = 6300 \text{ А}; I_{откл. \text{ ном}} = 90 \text{ кА}; I_{пр. \text{ скв.}} = 105 \text{ кА}; I_{вкл.} = 60 \text{ кА}; i_{пр. \text{ скв.}} = 300 \text{ кА}; \beta_{норм.} = 20 \text{ } \%; i_{вкл.} = 150 \text{ кА}; I_{тер.} = 90 \text{ кА}; t_{тер.} = 4 \text{ с}; t_{св. \text{ откл.}} = 0,15 \text{ с}.$$

Проверим выбранный выключатель по включающей способности: $I_{вкл} = 60 \text{ кА} < I_{n.o.} = 89,8 \text{ кА}; i_{вкл.} = 150 \text{ кА} < 247,5 \text{ кА}.$

Таким образом, намеченный к установке выключатель не обладает требуемой включающей способностью. Его можно устанавливать в данной цепи только предусмотрев специальные организационные мероприятия, снижающие вероятность включения выключателя на короткое замыкание (тщательная проверка замыкаемой цепи и др.). По каталогу нельзя подобрать маломасляный выключатель, обладающий необходимыми характеристиками. Предусмотрим особые организационные мероприятия при включении выключателя и наметим для установки в цепи ТСН1 выключатель типа МГУ2090/6300УЗ.

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности. Расчетное время отключения:

$$\tau = 0,01 + t_{с. \text{ в. \text{ откл.}}} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}.$$

Для момента времени τ найдем периодическую $I_{n.\tau}$ и аperiodическую $i_{ат.}$

составляющие тока КЗ от генератора G1 и группы других источников С и G2.

Периодическую составляющую тока КЗ от генератора G1 находим по типовым кривым [1 рисунок. 1.8]. По отношению:

$$I_{г.о.(ном.)} = I_{н.о.}/I_{г. ном.} = 45/6,475 = 6,94.$$

Для момента времени $\tau = 0,16$ с определяем:

$$\gamma = I_{н. \tau. г.1}/I_{н.о.} = 0,67; \text{ тогда } I_{н. \tau. г.1} = 0,67 \cdot 45 \cdot 30,2 \text{ кА.}$$

Ток КЗ от группы других источников считаем незатухающим, т. е. $I_{н. \tau. с. г.2} = 44,8$ кА.

Расчетный периодический ток КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя

$$I_{н. \tau.} = I_{н. \tau. г.1} + I_{н. \tau. с. г.2} = 30,2 + 44,8 = 75 \text{ кА.}$$

По условию проверки на симметричный ток отключения

$$I_{откл. ном.} = 90 \text{ кА} > I_{н. \tau.} = 75 \text{ кА.}$$

Вычислим апериодическую составляющую тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя:

$$i_{а. \tau.} = i_{а. \tau. г.1} + i_{а. \tau. с. г.2} = \sqrt{2} I_{н.о. г.1} e^{-\tau/Ta. г.1} + \sqrt{2} I_{н.о. с. г.2} e^{-\tau/Ta. с. г.2} = \sqrt{2} 45 e^{-0,16/0,41} + \sqrt{2} 44,8 e^{-0,16/0,13} = 42,6 + 18,34 = 60,94 \text{ кА;}$$

$$i_{а. ном.} = \sqrt{2} I_{откл. ном.} \beta_{ном.}/100 = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot 20/100 = 25,46 \text{ кА} < i_{а. \tau.} = 60,94 \text{ кА.}$$

Так как $I_{откл. ном.} > I_{н. \tau.}$, а $i_{а. ном.} < i_{а. \tau.}$, то проверку по отключающей способности проводим по условному полному току КЗ. Полный ток отключения:

$$\begin{aligned} \sqrt{2} I_{откл. ном.} (1 + \beta_{ном.}/100) &= \sqrt{2} \cdot 90 (1 + 20/100) = 152,74 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot I_{н. \tau.} + i_{а. \tau.} = \\ &= \sqrt{2} \cdot 75 + 60,94 = 166,8 \text{ кА.} \end{aligned}$$

В связи с тем, что намеченный к установке в цепи ТСН1 маломасляный выключатель типа МГУ2090/6300УЗ не удовлетворяет требованиям как по включающей, так и по отключающей способности, рассмотрим возможность установки в этой цепи воздушного выключателя типа ВВОА15140/12500УЗ с параметрами: $U_{ном.} = 15$ кВ; $I_{ном.} = 12\,500$ А; $I_{откл. ном.} = 140$ кА; $I_{пр. скв.} = 140$ кА; $i_{пр. скв.} = 355$ кА; $\beta_{ном.} = 30\%$; $I_{вкл.} = 140$ кА; $i_{вкл.} = 355$ кА; $I_{тер.} = 140$ кА; $t_{тер.} = 3$ с; $t_{с. в. откл.} = 0,08$ с.

Проверим выбранный выключатель по включающей способности

$$I_{вкл.} = 140 \text{ кА} > I_{н.о.} = 89,8 \text{ кА; } i_{вкл.} = 355 \text{ кА} > i_{уд.} = 247,5 \text{ кА,}$$

т. е. данный выключатель удовлетворяет требованию по включающей способности.

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл. ном.} = 140 \text{ кА} > I_{н. \tau.} = 78,1 \text{ кА} ,$$

где

$$I_{н. \tau.} = I_{н. \tau. \text{ з.1}} + I_{н. \tau. \text{ с. з.2}} = 33,3 + 44,8 = 78,1 \text{ кА} .$$

$I_{н. \tau. \text{ з.1}}$ определяем по типовым кривым [1, рисунок. 1.8]. С этой целью по равенству $I_{з.о.(ном.)} = I_{н.о.}/I_{з. ном.} = 45/6,475 = 6,94$ для момента времени $\tau = 0,01 + 0,08 = 0,09$ с определяем $\gamma = I_{н. \tau. \text{ з.1}}/I_{н.о.} = 0.74$. Тогда $I_{н. \tau. \text{ з.1}} = 0,74 \cdot 45 = 33,3 \text{ кА.}$, $I_{н. \tau. \text{ с. з.2}} = 44,8 \text{ кА}$ определено ранее.

Затем проверим возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{а. ном.} = \sqrt{2} I_{откл. ном.} \beta_{ном.} / 100 = \sqrt{2} \cdot 140 \cdot 30 / 100 = 59,2 \text{ кА} < i_{а. \tau.} = 82,8 \text{ кА},$$

где

$$i_{а. \tau.} = i_{а. \tau. \text{ з.1}} + i_{а. \tau. \text{ с. з.2}} = \sqrt{2} I_{н.о. \text{ з.1}} e^{-\tau/T_{а. \text{ з.1}}} + \sqrt{2} I_{н.о. \text{ с. з.2}} e^{-\tau/T_{а. \text{ с. з.2}}} = \sqrt{2} 45 e^{-0,09/0,41} + \sqrt{2} \cdot 44,8 e^{-0,09/0,19} = 51,1 + 31,7 = 60,94 \text{ кА}.$$

Так как $I_{откл. ном.} > i_{н. \tau.}$, а $i_{а. \tau. ном.} < i_{а. \tau.}$, то проверку по отключающей способности проводим по полному току КЗ. Полный ток отключения:

$$\begin{aligned} \sqrt{2} I_{откл. ном.} (1 + \beta_{ном.} / 100) &= \sqrt{2} \cdot 140 (1 + 30 / 100) = 257,4 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot I_{н. \tau.} + i_{а. \tau.} = \\ &= \sqrt{2} \cdot 78,1 + 82,8 = 166,8 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость при КЗ:

$$I_{пр. скв.} = 140 \text{ кА} > I_{н.о.} = 89,8 \text{ кА};$$

$$i_{пр. скв.} = 355 \text{ кА} > i_{уд.} = 247,5 \text{ кА}.$$

Проверку на термическую стойкость проведем с учетом действия основной защиты трансформатора СН, принимая время отключения КЗ равным 0,09 с.

Расчетный интеграл Джоуля

$$B_{\kappa} = B_n + B_a.$$

Для $t_{откл.} = 0,09$ с по рисунку. 3.1 и 3.2 (см. Практическое занятие 3, часть 1) имеем $B_{к.} = 0,82$ и $Q_{к.} = 0,9$. Тогда

$$B_{н.} = (45^2 \cdot 0,82 + 2 \cdot 44,8 \cdot 45 \cdot 0,9 + 44,8^2) \cdot 0,09 = 656,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

В соответствии с

$$\begin{aligned} B_{а.} &= I_{н.о. з.1}^2 T_{а. з.1} + I_{н.о. с. з.2}^2 T_{а. с. з.2} + 4 I_{н.о. с. з.2} I_{н.о. з.1} / (1/T_{а. с. з.2} + 1/T_{а. з.1}) = \\ &= 45^2 \cdot 0,41 + 44,8^2 + 0,13 + 4 \cdot 45 \cdot 44,8 / (1/0,41 + 1/0,13) = 796 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \end{aligned}$$

Окончательно $B_{к.} = 656,7 + 796 = 1452,7 \text{ кА} \cdot \text{с.}$

Так как $I_{откл.} = 0,09 \text{ с} < t_{мер.} = 3 \text{ с}$, то условие проверки выключателя типа ВВОА15140/12500УЗ на термическую стойкость имеет вид:

$$I_{мер.}^2 t_{откл.} = 140^2 \cdot 0,09 = 1764 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_{к.} = 1452,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

2. Выбрать выключатели в присоединении генератора

Решение

Для нахождения расчетной точки КЗ произведем сравнение $I_{н.о. з.1}$ с $I_{н.о. з.2}$ и $I_{н.т. з.1}$ с $I_{н.т. з.2}$:

$$I_{н.о. з.1} = 45 \text{ кА} > I_{н.о. з.2} = 44,8 \text{ кА};$$

$$I_{н.т. з.1} = 30,2 \text{ кА} > I_{н.т. з.2} = 44,8 \text{ кА.}$$

где $I_{н.т. з.1} = 30,2 \text{ кА}$ определено в задаче 1 для $t_{откл.} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}$ (т. е. при установке в цепи генератора выключателя серии МГУ).

В связи с тем, что результаты сравнения не позволяют сделать однозначный вывод о расчетной точке КЗ, проведем сравнение по условному полному отключаемому току

$$\begin{aligned} \sqrt{2} I_{н.т. з.1} + i_{а.т. з.1} &= \sqrt{2} 30,2 + 42,6 = 85,2 > \sqrt{2} I_{н.т. з.2} + i_{а.т. з.2} = \sqrt{2} \cdot 44,8 + 18,34 = \\ &= 81,6 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Таким образом расчетным током КЗ является ток КЗ, проходящий через выключатель со стороны генератора.

Расчетный продолжительный ток определим для режима работы генератора с напряжением, равным $0,95 U_{ном.}$:

$$I_{прод расч} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 U_{ном} \cos \varphi_{ном}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 6817 \text{ А.}$$

Расчетные токи для проверки выключателя по электродинамической стойкости:

$$I_{н.о.}=45 \text{ кА}; i_{уд.} = \sqrt{2} K_{уд.} \quad I_{н.о.}=\sqrt{2} \cdot 1,976 \cdot 45 = 125,7 \text{ кА}.$$

По напряжению и продолжительному току для присоединения генератора подходит выключатель типа МГУ2090/9500УЗ с параметрами (1, таблица 5.1) :
 $U_{ном.} = 20 \text{ кВ}; I_{ном.} = 9500 \text{ А}; I_{откл. ном.} = 90 \text{ кА}; I_{пр. скв.} = 105 \text{ кА}; i_{пр. скв.} = 300 \text{ кА};$
 $\beta_{ном.} = 20 \text{ %}; I_{вкл.} = 60 \text{ кА}; i_{вкл.} = 150 \text{ кА}; I_{тер.} = 90 \text{ кА}; t_{тер.} = 4 \text{ с};$
 $t_{с. в. откл.} = 0,15 \text{ с}.$

Проверим выбранный выключатель по включающей способности:

$$I_{вкл.} = 60 \text{ кА} > I_{н.о.} = 45 \text{ кА}; i_{вкл.} = 150 \text{ кА} > i_{уд.} = 125,7 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности.

Расчетное время отключения

$$\tau = t_{р.з. \min.} + t_{с. в. откл.} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}.$$

Для момента времени $\tau = 0,16 \text{ с}$ в предыдущем примере найдены периодическая и апериодическая составляющие тока КЗ от генератора G1: $I_{н. \tau. з.1} = 30,2 \text{ кА}$ и $i_{а. \tau. з.1} = 42,6 \text{ кА}$. И тогда имеем

$$I_{откл. ном.} = 90 \text{ кА} > I_{н. \tau. з.1} = 30,2 \text{ кА};$$

$$i_{а. ном.} = \sqrt{2} I_{откл. ном.} \beta_{ном.} / 100 = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot 20 / 100 = 25,46 \text{ кА} < i_{а. \tau. з.1} = 42,6 \text{ кА}.$$

Так как $I_{откл. ном.} > I_{н. \tau. з.1}$, а $i_{а. ном.} < i_{а. \tau. з.1}$, то проверку по отключающей способности производим по полному току КЗ. Полный ток отключения

$$\sqrt{2} I_{откл. ном.} (1 + \beta_{ном.} / 100) = \sqrt{2} \cdot 90 (1 + 20 / 100) = 152,74 \text{ кА} > \sqrt{2} \cdot I_{н. \tau. з.1} + i_{а. \tau. з.1} = \sqrt{2} \cdot 30,2 + 42,6 = 166,8 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость:

$$I_{пр. скв.} = 105 \text{ кА} > I_{н.о.} = 45 \text{ кА};$$

$$i_{пр. скв.} = 300 \text{ кА} > i_{уд.} = 125,7 \text{ кА}.$$

Проверку на термическую стойкость проведем с учетом рекомендаций ПУЭ – продолжительность протекания токов термической стойкости для генераторов мощностью 60 МВт и более принимается равной $t_{откл.} = 4 \text{ с}$.

Расчетный интеграл Джоуля

$$B_{к.} = I_{н.о. з.1}^2 [B_{к.} t_{откл.} + T_{а. з.1} (1 - e^{-2 t_{откл.} / T_{а. з.1}})],$$

где $B_{к.}$ – относительный интеграл, определяемый по рисунку 3.1 (см.

Практическое занятие 3, часть 1) в зависимости от времени отключения КЗ.

Для $t_{откл.} = 4$ с имеем $B_k = 0,33$.

$$\text{Тогда } B_k = 45^2 [0,33 \cdot 4 + 0,41 \cdot (1 - e^{-2 \cdot 4 / 0,41})] = 3503,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Для выключателя типа МГУ2090/6300УЗ завод дает гарантированный интеграл Джоуля

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 3503,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверим выбранный выключатель на термическую стойкость при действии основной защиты ($t_{откл.2} = 0,16$ с $< t_{тер.} = 4$ с).

$$\text{Для } t_{откл.} = 0,16 \text{ с } B_k = 0,73 \text{ и } B_k = 45^2 [0,730 \cdot 16 + 0,41(1 - e^{-2 \cdot 0,16 / 0,41})] = 686 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$
$$I_{тер.} \cdot t_{откл.} = 90^2 \cdot 0,16 = 1296 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 686 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Приведенный расчет показал, что выключатель имеет по термической стойкости значительный запас.

Решить задачи

Задача 1

По условию задачи 1 выбрать выключатель в присоединении кабельной линии.

Задача 2

По условию задачи 1 выбрать выключатель в присоединении для РУ220 кВ.

Задача 3

Проверить на термическую устойчивость выключатель В в цепи трансформатора связи (см. рисунок 6.1). Периодическая составляющая тока при КЗ в точке К составляет: от системы $I_{н.с.} = 7,8$ кА (незатухающий ток); от каждого генератора $I_{н.г.} = 6,3$ кА, $I_{н.г.1} = 4,6$ кА, $I_{н.г.4} = 3,8$ кА. Постоянные времени апериодического тока: для системы $T_{а.с.} = 0,05$ с, для генератора $T_{а.г.} = 0,1$ с. Время отключения КЗ – 0,4 с.

Ток термической устойчивости выключателя (десятисекундный) 10кА.

Задача 4

Выбрать автоматический выключатель для защиты линии 0,38 кВ, присоединённой к ТП–10/0,4 кВ мощностью 160 кВА. Максимальная нагрузка

линии $I_{p.max.} = 90$ А. К линии подключён электродвигатель с $I_{н. д.} = 25$ А и кратностью пускового тока $K_n = 7$, остальная нагрузка – освещение и электронагрев. Номинальная мощность самого крупного потребителя – 35 А. При расчёте токов КЗ получены результаты: $I^{(3)}_{k.max.} = 1400$ А; $I^{(3)}_{k.n.} = 560$ А; $I^{(2)}_{k.min.} = 280$ А; $I^{(1)}_{k.min.} = 200$ А.

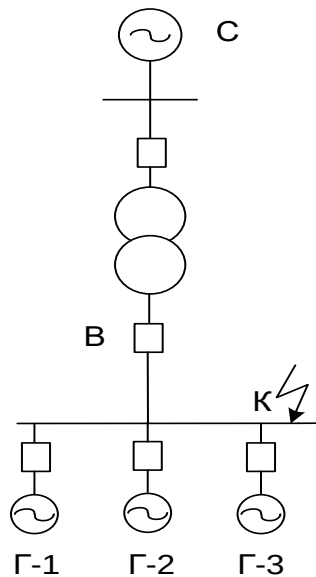


Рисунок 6.1 – К расчёту задачи 3

Контрольные вопросы

1. Каково назначение выключателя?
2. По каким условиям выбирают выключатель?
3. Каковы условия проверки выключателя по включающей способности?
4. Каковы условия проверки выключателя на симметричный ток?
5. По каким соотношениям определяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ?
6. Что значит собственное время отключения выключателя. Как определяется?

7. От чего и каким образом зависят условия проверки выключателя на термическую стойкость?

8. Как и какие выключатели проверяются по параметрам восстанавливающегося напряжения?

Практическая работа 8 Выбор разъединителей

Разъединители являются простейшими коммутационными аппаратами. Они предназначены в основном для разъединения отключенных частей электроустановок с целью создания видимого разрыва для обеспечения безопасности при ремонтных работах. Разъединители можно использовать также для отключения и выключения некоторых электрических цепей с током. Из-за малой отключающей способности разъединители (у них нет дугогасительных устройств) могут отключать только небольшие токи. Разъединители могут снабжаться дополнительными заземляющими ножами. Главными и заземляющими ножами управляют обычно при помощи ручных (рычажных) приводов.

Для внутренних электроустановок напряжением 10 кВ наиболее часто используют разъединители типа РВ10.

Разъединители для наружной установки должны иметь изоляцию, рассчитанную для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды (загрязнения, влага, снег), а также обладать повышенной механической прочностью в связи с возможностью образования гололеда на контактах.

В соответствии с ГОСТ 68778Е разъединители выбираются по следующим условиям:

$$U_{ном.} \geq U_{сети, ном.}; I_{ном.} \geq I_{норм. расч.}; k_n \cdot I_{ном.} \geq I_{прод. расч.} = I_{раб. нб.}; i_{дин.} \geq i_{уд.}; \\ I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k \text{ при } t_{откл.} \geq t_{тер.} \text{ и } I_{тер.}^2 \cdot t_{откл.} \geq B_k \text{ при } t_{откл.} \leq t_{тер.} .$$

Задача 1

Выбор разъединителей

Для приведенной электрической схемы ТЭЦ (рисунок 1.4 часть 1) мощностью 2·110 МВт выбрать разъединитель в следующих присоединениях:

- 1) для РУ 10 кВ – трансформатора СН ТСН1;
- 2) генератора G1;
- 3) кабельной линии;
- 4) для РУ220 кВ.

Начальные периодические токи КЗ на шинах 220 кВ (точка К1), шинах 10 кВ (точка К2), за линейным реактором (точка К3) и постоянной времени T_a приведены в таблице 7.1

Выбор разъединителя в цепи трансформатора собственных нужд ТСН1.

Решение

Условимся, что максимальная нагрузка трансформатора СН совпадает с его номинальной мощностью, поэтому

$$I_{\text{прод. расч.}} = S_{\text{ном.}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}) = 10 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 10 = 578 \text{ А.}$$

Расчетная точка КЗ К5 (или точка К2) находится на выводах ТСН1. Определим расчетные точки КЗ

$$I_{\text{н.о}} = I_{\text{н.о. з1}} + I_{\text{н.о. з2}} = 45 + 44,8 = 89,8 \text{ кА.}$$

Для вычисления ударного тока вычислим ударные коэффициенты для составляющих тока от генератора G1 и от группы источников (С, G2)

$$k_{\text{уд. з1}} = 1 + e^{0,01 / \text{Tar1}} = 1 + e^{0,01/0,41} = 1,976 ;$$

$$k_{\text{уд. з2}} = 1 + e^{0,01 / \text{Tar2}} = 1 + e^{0,01/0,13} = 1,926.$$

$$\text{Ударный ток } i_{\text{уд.}} = i_{\text{уд. з1}} + i_{\text{уд. з2}} = \sqrt{2} \cdot (k_{\text{уд. з1}} \cdot I_{\text{н.о. з1}} + k_{\text{уд. з2}} \cdot I_{\text{н.о. з2}}) = \sqrt{2} \cdot (1,976 \cdot 45 + 1,926 \cdot 44,8) = \sqrt{2} \cdot (88,8 + 86,2) = 247,5 \text{ кА.}$$

В присоединении трансформатора СН применяем разъединитель типа РВР3220/8000УЗ с двумя заземляющими ножами и со следующими параметрами:

$$U_{\text{ном.}} = 20 \text{ кВ} \geq U_{\text{сети. ном.}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном.}} = 8000 \geq I_{\text{норм. расч.}} = 578 \text{ А};$$

$$I_{\text{пр. скв.}} = 320 \text{ кА} \geq i_{\text{уд.}} = 247,5 \text{ кА};$$

$$I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} = 125^2 \cdot 0,09 = 1466,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{\text{к}} = 1452,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Разъединители с $U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ}$ не подходят по условиям термической и электродинамической стойкости. Результаты расчета сводим в таблицы 7.2 и 7.3.

Таблица 7.1 – Расчеты токов КЗ и постоянной времени T_a

Наименование ветви	Точка КЗ	$I_{\text{н.о.}}$, кА	T_a , с
РУ220 кВ	К1	4,8	0,028

РУ10 кВ	от G1		4,5	0,41
	от системы и G2	K2	44,8	0,13
	кабельная линия с реактором РБ1010000,35	K3	15,6	0,185

Задача 2

Выбрать разъединитель в присоединении генератора

Решение

Для нахождения расчетной точки КЗ произведем сравнение $I_{n.o. \Gamma 1}$ с $I_{n.o. \Gamma 2}$ и $I_{n.т.з.1}$ с $I_{n.т.з.2}$:

$$I_{n.o. \Gamma 1} = 45 \text{ кА} \geq I_{n.o. \Gamma 2} = 44,8 \text{ кА} ;$$

$$I_{n.т.з.1} = 30,2 \text{ кА} \leq I_{n.т.з.2} = 44,8 \text{ кА}.$$

где $I_{n.т.з.1} = 30,2 \text{ кА}$ определено в задаче 1 для $t_{откл.} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}$ (т. е. при установке в цепи генератора выключателя серии МГУ).

В связи с тем, что результаты сравнения не позволяют сделать однозначный вывод о расчетной точке КЗ, проведем сравнение по условному полному отключаемому току

$$\sqrt{2} \cdot I_{n.т.з.1} + i_{a.т.з.1} = \sqrt{2} \cdot 30,2 + 42,6 = 85,6 \geq \sqrt{2} \cdot I_{n.т.з.2} + i_{a.т.з.2} = \sqrt{2} \cdot 44,8 + 18,34 = 81,6 \text{ кА}.$$

Таким образом, расчетным током КЗ является ток КЗ, проходящий через выключатель со стороны генератора.

Продолжительный расчетный ток определим для режима работы генератора с напряжением, равным $0,95U_{ном.}$:

$$I_{прод. расч.} = P_{ном.} / (\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{ном.} \cdot \cos \varphi_{ном.}) = 100 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 0,85 = 6817 \text{ А}.$$

Таблица 7.2 – Результаты расчета условий термической и электродинамической стойкости

Наименование цепи	Расчетная точка КЗ	Расчетные условия					
		$U_{сети\ ном.}$, кВ	$I_{прод.расч.}$, кА	$I_{но}$, кА	$I_{уд.}$, кА	$I_{н. \tau.}$, кА	$\sqrt{2} I_{н. \tau.} + i_{a. \tau.}$, кА
Трансформатор СН	К1	10	587	89,8	247,5	78,1	193,3
Генератор G1	К2	10	6817	45	125,7	30,2	85,2
Кабельная линия с реактором РБ 106300,35	К3	10	408	15,6	38	15,6	25,5
Трансформатор связи Т1	К4	220	272	4,80	19,9	4,80	13,9

Расчетные токи для проверки разъединителя по электродинамической стойкости:

$$I_{н.о.} = 45 \text{ кА}; \quad i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot k_{уд.} \cdot I_{н.о.} = \sqrt{2} \cdot 1,976 \cdot 45 = 125,7 \text{ кА}.$$

Разъединитель в цепи генератора выбирается на $U_{ном.} = 20 \text{ кВ}$ с одним заземляющим ножом типа РВР3120/8000УЗ и со следующими параметрами:

$$U_{ном.} = 20 \text{ кВ} \geq U_{сети\ ном.} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном.} = 8000 \geq I_{норм. расч.} = 578 \text{ А};$$

$$i_{пр. скв.} = 260 \text{ кА} \geq i_{уд.} = 125,7 \text{ кА}.$$

Разъединители на номинальное напряжение 10 кВ не подходят по номинальному току.

Сопоставление расчетных данных в присоединении генератора с номинальными параметрами выбранных аппаратов дано в таблицах 7.2 и 7.3.

Решить задачи

Задача 1

Выбрать разъединитель на участке электроустановки, указанном в таблицах 7.4, 7.5 и на рисунке 7.1.

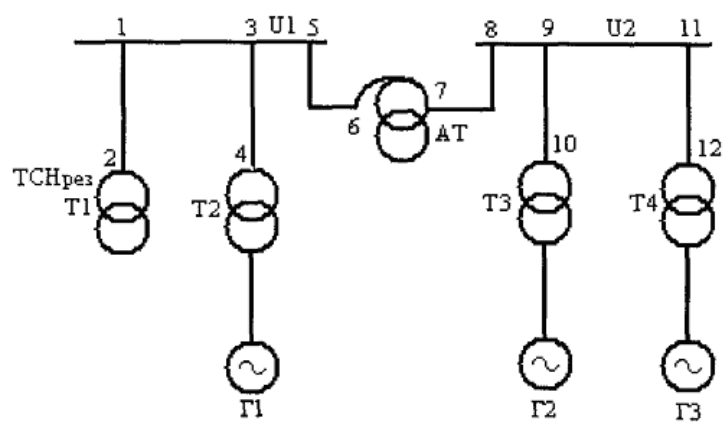


Рисунок 7.1 – Расчетная схема

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРОКАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические рекомендации

по организации самостоятельной работы
по дисциплине «Проектирование схем выдачи мощности электростанций»
для студентов направления подготовки
13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»,
Направленность профиль «Возобновляемые источники энергии и гидроэлектростанции»

Методические указания по самостоятельной работе составлены в соответствии с рабочей программы дисциплины «Проектирование схем выдачи мощности электростанций» и Положения об учебном методическом комплексе дисциплины к подготовке выпускника для получения квалификации: магистр.

Предназначены для студентов, обучающихся по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», Направленность (профиль) " Возобновляемые источники энергии и гидроэлектростанции "

Оглавление

<u>ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ</u>	94
<u>1. СТРУКТУРА САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ</u>	95
<u>2. МЕТОДИКА САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ</u>	96
<u>2.1. Методика самостоятельной работы по подготовке к лекции</u>	96
<u>2.2. Методика самостоятельной работы по подготовке к практическим занятиям</u>	97
<u>2.3. Методика самостоятельной работы по подготовке реферата, доклада</u>	98
<u>2.4. Методика самостоятельной работы по самостоятельному изучению литературы</u>	100
<u>3 УЧЕБНОМЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ</u>	104

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Дисциплина «Проектирование схем выдачи мощности электростанций» является основной, призванной формировать профессиональную подготовку магистрантов, обучающихся по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», магистерская программа "Возобновляемые источники энергии и гидроэлектростанции" в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования. Самостоятельная работа, наряду с аудиторными занятиями, составляет основу успешного освоения учебного курса, приобретения профессионализма и повышения компетентности.

1. СТРУКТУРА САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Общий объём самостоятельной работы составляет 84 часа .

Самостоятельная работа распределена следующим образом:

Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки	Объем часов (астр)
Подготовка к практическому занятию	конспект	Собеседование	42
Самостоятельное изучение литературы	конспект	Собеседование	42
ИТОГО			84.00

2. МЕТОДИКА САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

2.1. Методика самостоятельной работы по подготовке к лекции

При подготовке к лекции в первую очередь необходимо прочитать конспект лекции.

Конспект лекции следует рассматривать как источник информации по конкретной дисциплине или группе дисциплин. Любой источник информации содержит лишь некоторый набор сведений, далеко не исчерпывающий существующие точки зрения, статистические данные, аналитические выкладки, касающиеся прямо или косвенно данной тематики. В силу этого обстоятельства конспекты лекций рекомендуется расширять и обогащать, активно используя дополнительную литературу.

Даже самого лучшего конспекта недостаточно, чтобы безупречно подготовиться к тесту, семинару, зачету, экзамену. Конспект лекций – один (но далеко не единственный) из основных источников информации по конкретному курсу, помимо рекомендованных учебников, учебных и учебнометодических пособий, научных работ, аналитических и статистических сборников и прочего. При этом преподаватель в процессе оценки знаний студента обычно ориентируется именно на прочитанные им лекции, поэтому конспекты следует использовать при подготовке к ответу в обязательном порядке.

Вопервых, тему целесообразно учить в соответствии с планом, отмеченным в конспекте. В учебниках различных авторов в соответствии с их подходом к преподаванию дисциплины темы могут излагаться в различном порядке.

Вовторых, рекомендованная преподавателем литература по соответствующей теме, отмеченная в конспекте, будет нужна для более широкого обзора темы и охвата всех вопросов, предложенных преподавателем. При этом самостоятельно, без консультации преподавателя, дополнительную литературу подобрать достаточно сложно.

Втретьих, в конспекте содержится уже проработанная информация, не требующая детального подхода к изучению. Стил изложения материала в различных литературных источниках далеко не всегда бывает доступным.

Вчетвертых, содержание конспекта – минимум, который студент обязан знать в обязательном порядке в соответствии с учебным планом. При этом в авторских учебниках и пособиях отдельным разделам может уделяться большее внимание, чем остальным, а ваш лектор может иметь на этот счет собственное мнение.

Впятых, конспект окажет вам большую услугу, если рассматривать его как маленькую энциклопедию важнейших вопросов, которые могут быть вам заданы преподавателем. Большинство вопросов при итоговой оценке знаний будет задано с учетом того, что в лекциях предлагались ответы на них.

2.2. Методика самостоятельной работы по подготовке к практическим занятиям

Практические занятия проводятся в форме дискуссии, на которых проходит обсуждение различных аспектов концепции Smart Grid. Обсуждения направлены на освоение научных основ, эффективных методов и приемов решения конкретных практических задач, на развитие способностей к творческому использованию получаемых знаний и навыков. Основная цель заключается в закреплении знаний полученных в ходе прослушивания лекционного материала. Семинар проводится в форме устного опроса студентов по вопросам семинарских занятий, а также в виде решения практических задач или моделирования практической ситуации. В ходе подготовки к семинару студенту следует просмотреть материалы лекции, а затем начать изучение учебной литературы. Следует знать, что освещение того или иного вопроса в литературе часто является личным мнением автора, построенного на анализе различных источников, поэтому следует не ограничиваться одним учебником или монографией, а рассмотреть как можно больше материала по интересующей теме.

В ходе самостоятельной работы студенту необходимо отслеживать научные статьи в специализированных изданиях.

Студенту рекомендуется следующая схема подготовки к семинарскому занятию:

1. Проработать конспект лекций;

2. Прочитать основную и дополнительную литературу, рекомендованную по изучаемому разделу;

3. Ответить на вопросы плана семинарского занятия;

4. Выполнить домашнее задание;

5. Проработать тестовые задания и задачи;

6. При затруднениях сформулировать вопросы к преподавателю.

При подготовке к семинарским занятиям следует руководствоваться указаниями и рекомендациями преподавателя, использовать основную литературу из представленного им списка. Для наиболее глубокого освоения дисциплины рекомендуется изучать литературу, обозначенную как «дополнительная» в представленном списке. При подготовке доклада на семинарское занятие желательно заранее обсудить с преподавателем перечень используемой литературы, за день до семинарского занятия предупредить о необходимых для предоставления материала технических средствах, напечатанный текст доклада предоставить преподавателю

2.3. Методика самостоятельной работы по подготовке реферата, доклада

Реферат – это один из самых сложных видов самостоятельной работы с книгой, а для этого следует овладеть более простыми приемами работы – разработкой плана, составлением тезисов и конспектов. Подготовка реферата и выступление с его изложением углубляет знания, расширяет кругозор, приучает логически, творчески мыслить, развивать культуру речи.

При просмотре литературы намечается ориентировочный план реферата, в который включается обычно 3-4 основных вопроса или раздела. Каждому из разделов формулируются подвопросы, помогающие последовательно раскрыть содержание проблемы.

В процессе изучения материала формулировки подвопросов и разделов обычно уточняются. При реферировании следует делать выписки, записывать мысли, возникающие при чтении; следует также точно записывать и определения тех понятий, которые будут использованы в реферате. Из прочитанной литературы нужно заимствовать не буквальный текст, а важнейшие мысли, идеи, теоретические положения; можно цитировать

небольшие отрывки, приводить диаграммы, схемы, чертежи, но главное – высказывать собственные соображения по вопросам реферата. Приведенные выше советы следует рассматривать как примерные, предполагающие и другие подходы, поскольку у каждого человека вырабатываются свои приемы и навыки составления рефератов. Большую помощь в работе над рефератом оказывают предисловия к монографиям и сборникам. В них можно найти сведения о цели издания, а также о существующих пробелах в исследовании.

При разработке плана реферата важно учитывать, чтобы каждый его пункт раскрывал одну из сторон избранной темы, а все пункты в совокупности охватывали тему целиком. Различают несколько композиционных решений реферата: во-первых, хронологическое, когда тема раскрывается в исторической последовательности; во-вторых, описательное, при котором тема расчленяется на составные части, в целом раскрывающие определенное явление; в-третьих, аналитическое, когда тема исследуется в ее причинноследственных связях и взаимозависимых проблемах. Важно следить за тем, чтобы каждый пункт плана был соотнесен с главной темой и не содержал повторения в других пунктах. Важными разделами реферата является вступление и заключение. Во вступлении надо обосновать актуальность темы, обозначить круг составляющих ее проблем, четко и кратко определить задачу своей работы. В заключении делаются краткие выводы, подводятся итоги. В конце реферата должен быть приложен список литературы.

В отличие от тематического конспекта реферат требует большей творческой активности, самостоятельности в обобщении изученной литературы, умения логически стройно изложить материал, оценить различные точки зрения на исследуемую проблему и высказать о ней собственное мнение. В реферате важно связать теоретические положения с практикой.

Итак, реферат – это самостоятельное произведение автора, которое должно свидетельствовать о знании литературы по данной теме, ее основной проблематике, отражать точку зрения автора реферата на эту проблематику, его умение осмысливать явления жизни на основе теоретических знаний.

2.4. Методика самостоятельной работы по самостоятельному изучению литературы

Большая часть самостоятельной работы студента состоит в **изучении литературы**. Одна из задач студента – научиться самостоятельно работать с книгой, а это требует определенных затрат энергии и времени. Поэтому надо научиться делать эту работу рационально, то есть необходимо учиться читать.

Методы эффективной работы с книгой в целях развития интеллекта можно условно разделить на две группы:

1. Правильная организация процесса чтения
2. Повышение скорости чтения и восприятия.

В комплексе оба метода могут в 23 раза сократить время прочтения различных материалов.

При чтении текста мозг формирует «свою трактовку содержания» прочитанного. Происходит перекодирование сообщения на языке собственных мыслей читателя. Мозг выделяет «ядерное», сущностное значение из текста. Эффективность такой перекодировки зависит от осмысления и внимательности чтения.

Дифференциальный алгоритм чтения в соответствии с блоками позволяет реализовать логикосемантический анализ текста: вначале выделить ключевые слова, затем построить смысловые ряды и, наконец, выделив цепь знаний, сформулировать доминанту. Именно так и только так (по О.А. Андрееву) можно увидеть главное, действительно, проникнуть в суть вещей, явлений, излагаемых автором.

Возможны три основных способа чтения.

- Первый способ – артикуляция или проговаривание вслух (или почти вслух) того, что читаешь. Скорость такого чтения невелика.
- Второй способ – чтение про себя, при котором речевой процесс проявлен в форме внутренней речи, то есть без открытой артикуляции. Текст, при этом усваивается более эффективно. Способ в принципе допускает быстрое чтение.

- Третий, наиболее совершенный способ чтения – тоже молча, но в условиях максимального сжатия внутренней речи, при котором она проявляется в виде коротких залпов ключевых слов и смысловых рядов, адекватно отражающих смысл текста.

Итак, артикуляция замедляет процесс чтения и от нее необходимо избавиться. Однако не приведет ли сокращение артикуляции при повышении скорости чтения к снижению качества восприятия и осмысления полученной информации?

Как показали исследования психологов, иногда при чтении слова могут быть заменены наглядными представлениями, пространственными схемами. Целые группы слов – одним словом.

Быстро читающие люди обладают способностью, не проговаривая читаемый текст, сразу улавливать и фиксировать замысел автора, а затем усваивать его на уровне внутренней речи. В этом случае, несмотря на высокую скорость чтения, происходит глубокое понимание и усвоение прочитанного, так как основная идея понятна с самого начала. Задачу научиться такому чтению можно решать в два этапа. Первый предполагает сокращение артикуляции, если она ярко выражена, второй – овладение приемами чтения, при которых текст воспринимается крупными информационными блоками.

Перед углубленным чтением любого текста (статьи, книги, конспекта, лекции перед экзаменом) сначала бегло просмотрите его целиком. При этом постарайтесь выявить основные стержневые идеи, наиболее крупные части и логику их изложения. Лишь после такого просмотра переходите к более детальному чтению.

Перед чтением статьи или параграфа учебника попробуйте проделать следующее: прочитайте внимательно первый абзац, потом бегло просмотрите первые или последние фразы следующих абзацев (в них обычно содержится основная информация), обратите внимание на курсивы, разрядки, подзаголовочный текст и, наконец, внимательно прочтите один-два последних абзаца; постарайтесь выявить основное направление текста и его построение.

Прочитав в тексте интересную идею, полезно остановить свое внимание на ней, прислушаться к тем мыслям, которые она у вас вызвала, подумать о тех последствиях, которые из нее вытекают, попытаться развивать ее дальше.

Существенно замедляют чтение регрессии – частые возвратные движения глаз, многократное повторное прочитывание материала. Возвратиться к уже прочитанному, но недостаточно хорошо понятому участку лучше всего, когда прочитан законченный смысловой фрагмент текста и сделана хотя бы попытка его осмысления, а не в процессе чтения предложения.

Любой текст не однороден по своей информационной насыщенности. В некоторых предложениях, абзацах сконцентрировано очень много информации, например, формулируются основные положения, ведущие идеи и т.д., а другие служат лишь иллюстрацией, фоном. Таким образом, текст имеет «смысловой рельеф». Чем точнее читатель умеет определить степень важности каждого отрезка текста и приспособить к «смысловому барьеру» способ своего чтения (то есть замедлить и углубить в более важных местах и ускорять в менее важных), тем продуктивнее чтение. Постарайтесь гибко варьировать способ работы с текстом в соответствии с его «смысловым барьером».

Чтобы чтение было эффективным, попробуйте по прочитанному всегда отвечать на 6 вопросов: *«Кто делает? Что делает? Когда? Почему? Где? Как?»*

Самостоятельная работа с книгой может быть успешной, если текст не только прочитан, но и законспектирован. Существует несколько **форм записей**, но любая форма записи не даст нужного результата, если не будет пробуждать мысли того, кто ее ведет, если отсутствует активная работа ума и формирование своих выводов из прочитанного.

Выбор формы записи зависит от индивидуальных особенностей человека, его образованности и опыта. При этом не меньшую роль играет назначение записей, то есть то, какие задачи ставит перед собой человек (для самообразования, для выступления на семинаре, для использования в будущем).

Введение записей мобилизует наряду со зрительной памятью, также и моторную память. Кроме того, у человека, систематически ведущего записи изучаемой литературы, создается свой фонд материалов для быстрого повторения и мобилизации накопленных знаний.

Все записи должны быть убористыми и компактными. Интервалы между строками должны быть достаточными, чтобы вписывать дополнения. Рекомендуется вести записи ручкой, а карандашом или ручкой другого цвета пользоваться для отметок и выделений при последующей работе. Полезно также датировать записи.

Записи могут носить различный характер: план, выписки, тезисы, аннотирование, конспектирование, реферирование.

3 УЧЕБНОМЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Основная литература:

1. Ветров, В. И.

 Режимы электрооборудования электрических станций Электронный ресурс : Учебное пособие / В. И. Ветров, Л. Б. Быкова, В. И. Ключенович. Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2010. 243 с. Книга находится в премиумверсии ЭБС IPR BOOKS. ISBN 9785778214569
2. Русина, А. Г.

 Режимы электрических станций и электроэнергетических систем Электронный ресурс : Учебник / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова. Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2014. 400 с. Книга находится в премиумверсии ЭБС IPR BOOKS. ISBN 9785778224636
3. Филиппова, Т. А.

 Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем Электронный ресурс : Учебник / Т. А. Филиппова. Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2014. 294 с. Книга находится в премиумверсии ЭБС IPR BOOKS. ISBN 9785778225176

Перечень дополнительной литературы:

1. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для студ. вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. 4е изд., перераб. и доп. М. : Энергоатомиздат, 1989. 605 с. : ил. Прил.: с. 599603. Библиогр.: с. 604605. ISBN 5283010864
2. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для средн. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. 10е изд., стер. Москва : Академия, 2013. 448 с. : ил., табл.
3. Церазов, А. Л. Электрическая часть тепловых электростанций : учебник / А. Л. Церазов, А. П. Васильева, Б. В. Нечаев ; под ред. А. Л. Церазова. Изд. 2е, перераб. и доп. М. : Энергия, 1980. 328 с. : ил. Библиогр.: с. 321323. Предм. указ.: с. 324325

Интернетресурсы:

- 1 <http://tpu.ru/> Сайт Национального Исследовательского Томского Политехнического Университета.
- 2 <http://www.mpei.ru> Сайт Национального Исследовательского Университета. Московский Энергетический Институт (МЭИ).
- 3 <http://www.news.elteh.ru/> Сайт: новости электротехники.
Информационно – справочное издание.

**Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к выполнению курсового проекта
«Проектирование схем выдачи мощности
электростанций»
для студентов направления подготовки
13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) Возобновляемые источники энергии
и гидроэлектростанции**

Ставрополь 2026

ВВЕДЕНИЕ

Курсовая работа – это самостоятельная работа студента, целью которой является получение практических навыков по основам проектирования электрических станций на стадии выбора экономически целесообразной структурной схемы электростанции, основного электросилового оборудования и схем электрических соединений распределительных устройств с учетом требований надежности и экономичности.

Выбор структурной схемы является одним из этапов разработки главной электрической схемы электростанции при её проектировании. Порядок выбора структурной схемы в общем случае включает в себя следующие этапы:

- а) составляется ряд технически возможных вариантов структурной схемы;
- б) для каждого варианта производится выбор трансформаторов и автотрансформаторов;
- в) для каждого варианта определяются технико-экономические показатели и итоговая целевая функция – приведенные затраты;
- г) на основании анализа результатов расчета технико-экономических показателей, а также качеств, не вошедших в приведенные затраты, выбирается наилучший вариант структурной схемы электростанции. В данном пособии приводятся в краткой форме теоретические сведения о схемах электрических станций различных типов, основах их выбора, методические указания и рекомендации по выполнению курсовой работы, пример выбора структурной схемы электростанции конденсационного типа.

1. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Тип электрической станции (КЭС, ТЭЦ, ГЭС), ее мощность, количество энергоблоков, номинальные напряжения распределительных устройств, связь с энергосистемой и потребителями, графики выработки электроэнергии и нагрузки потребителей, резервная мощность в прилегающей энергосистеме и

другая необходимая исходная информация приводятся в задании на проектирование.

В курсовой работе решаются следующие вопросы:

1. Составление возможных вариантов структурной схемы электростанции.
2. Для каждого варианта производится выбор:
 - Типов синхронных генераторов.
 - Номинальной мощности блочных трансформаторов.
 - Числа и мощности трансформаторов (автотрансформаторов) связи.
3. Техничко-экономическое сопоставление конкурирующих вариантов, выбор окончательного варианта структурной схемы станции.
4. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств.

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СХЕМАХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

2.1 Виды схем и их назначение.

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

На чертежах главные схемы изображаются в однолинейном (однофазном) исполнении, на них показываются все аппараты и токоведущие части, необходимые для соединения основного оборудования, выключатели и разъединители при этом показываются в отключенном положении.

В условиях эксплуатации наряду с полным изображением схем применяются упрощенные оперативные схемы, в которых указывается только основное оборудование. Выключатели и разъединители при этом показываются в их действительном положении на данный момент времени.

Структурная схема выдачи электроэнергии (мощности) – это часть главной схемы, которая определяет пути передачи электроэнергии от генераторов к распределительным устройствам (РУ) разных напряжений и связь между ними, а также от РУ к потребителям.

На чертежах этих схем указываются все генераторы, трансформаторы, блоки генератор-трансформатор, нагрузка и токоведущие части, соединяющие генераторы, трансформаторы и нагрузку с распределительными устройствами. Никакой аппаратуры: выключателей трансформаторов тока и т. д. – в схеме не показывают. Схемы выдачи электроэнергии составляют при выборе главных схем электростанций и подстанций.

Все аппараты и токоведущие части в схемах электрических соединений изображаются в соответствии со стандартами единой системы конструкторской документации (ЕСКД).

2.2 Требования, предъявляемые к схемам электроустановок

Требования, предъявляемые к электрической схеме станции, подстанции, следует понимать, как требования к самой электроустановке, поскольку схема определяет основное электрическое оборудование и эксплуатационные свойства установки.

Из комплекса условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить следующие основные требования:

- надежность электроснабжения потребителей;
- приспособленность к проведению ремонтных работ;
- оперативная гибкость;
- экономическая целесообразность;
- перспектива расширения.

Надежность электроснабжения потребителей

Надежность — свойство электроустановки, участка электрической сети или энергосистемы в целом обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей электрической энергией нормированного качества. Повреждение оборудования в любой части схемы по возможности не должно нарушать электроснабжение, выдачу энергии в систему, транзит мощности через шины. Надежность схемы должна соответствовать характеру (категории) потребителей, получающих питание от данной электроустановки. Все потребители с точки зрения надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) разделяются на три категории.

Первая категория – электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных элементов городского хозяйства. Такие потребители должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников, перерыв допускается лишь на время автоматического включения резервного ввода (0,5–0,7 с).

Под независимыми источниками следует понимать две самостоятельные электростанции, два генератора или два трансформатора, *работающие на разные секции сборных шин*. При небольшой мощности потребителей первой категории в качестве второго источника могут быть использованы передвижные электростанции, аккумуляторные батареи, двигатели внутреннего сгорания, а также различные переключки на низком напряжении от ближайшего пункта, имеющего независимое питание.

Вторая категория – электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей. Для таких потребителей перерыв в электроснабжении также нежелателен, но может быть допущен на

время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников второй категории по одной воздушной линии напряжением 6 кВ и выше. Если питание потребителей осуществляется по кабельным линиям, то допускается питание одной линией, расщепленной не менее чем на два кабеля, присоединенных через самостоятельные разъединители.

При наличии передвижного трансформаторного резерва допускается установка одного трансформатора на подстанции.

Третья категория — все остальные электроприемники (вспомогательные цехи, небольшие поселки и т.п.), для которых допустимы перерывы на время ремонта или замены оборудования не более одних суток.

Надежность можно оценить частотой и продолжительностью нарушения электроснабжения потребителей, и относительной величиной аварийного резерва, который необходим для обеспечения заданного уровня безаварийной работы энергосистемы.

Приспособленность к проведению ремонтных работ

Приспособленность электроустановки к проведению ремонтов *определяется возможностью проведения ремонтов без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей.* Есть схемы, в которых для ремонта выключателя надо отключать 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 рассматриваемой схемы для проведения ремонтов можно оценить численно — частотой и средней продолжительностью отключений потребителей и источников питания для ремонтов оборудования.

Оперативная гибкость

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, имеющими дистанционный привод. Если все переключения в схеме осуществляются дистанционно, а еще лучше — средствами автоматики, то ликвидация аварийного состояния значительно ускоряется.

Оперативная гибкость оценивается количеством, сложностью и продолжительностью оперативных переключений.

Экономическая целесообразность

Экономическая целесообразность схемы оценивается величиной приведенных затрат, включающих в себя затраты на сооружение установки, ее эксплуатацию и ущерб от нарушения электроснабжения.

При выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы:

Значение и положение электростанции в энергосистеме с учетом схемы прилегающего участка сети.

Электростанции, работающие параллельно в энергосистеме, существенно отличаются по своему назначению. Одни из них, базисные, несут основную нагрузку, другие — пиковые, работают неполные сутки, только во время максимальных нагрузок, третьи несут электрическую нагрузку, определяемую их тепловыми потребителями (ТЭЦ). Разное значение электростанций влечет за собой и разные схемы соединения даже в том случае, когда количество присоединений одно и то же.

Перспектива расширения станции.

Схема и компоновка распределительного устройства должна выбираться с учетом возможного увеличения количества присоединений при развитии энергосистемы. Поскольку строительство крупных электростанций осуществляется, как правило, очередями, то при выборе схемы соединения учитывается количество агрегатов и линий, вводимых в первую, вторую очередь и при окончательном развитии ее. Поэтапное развитие схемы распределительного устройства станции не должно сопровождаться коренными переделками. Это возможно лишь в том случае, когда при выборе схемы учитываются перспективы ее развития.

2.3 Схемы выдачи электроэнергии на электростанциях

Схема выдачи электроэнергии зависит от состава оборудования (числа генераторов, трансформаторов) и распределения нагрузки между распределительными устройствами разного напряжения.

2.3.1 Структурные схемы выдачи электроэнергии электростанций

Структурная схема теплофикационной электростанции (теплоэлектроцентрали) зависит от единичной и суммарной мощности агрегатов и от соотношения суммарной генераторной мощности и минимальной мощности местной нагрузки.

В учебных целях выбор структурной схемы выполняется упрощенно в следующей последовательности:

- составляют ряд технически возможных вариантов схем (не менее двух вариантов);
- для каждого варианта выбирают трансформаторы и автотрансформаторы (АТ);
- на основании анализа результатов расчета, технической целесообразности схем, минимальных перетоков мощности через

(авто)трансформаторы связи, а также консультаций с руководителем выбирается наилучшее решение.

При составлении структурной схемы обычно учитывают лишь выключатели (ячейки) трансформаторных связей, условно принимая один выключатель на присоединение и намечая их типы по номинальным напряжениям и максимальным рабочим токам.

2.3.2 Структурные схемы КЭС

Структурные схемы КЭС, АЭС и ГЭС строятся по блочному принципу. Примеры вариантов блоков приведены на рисунке 1.

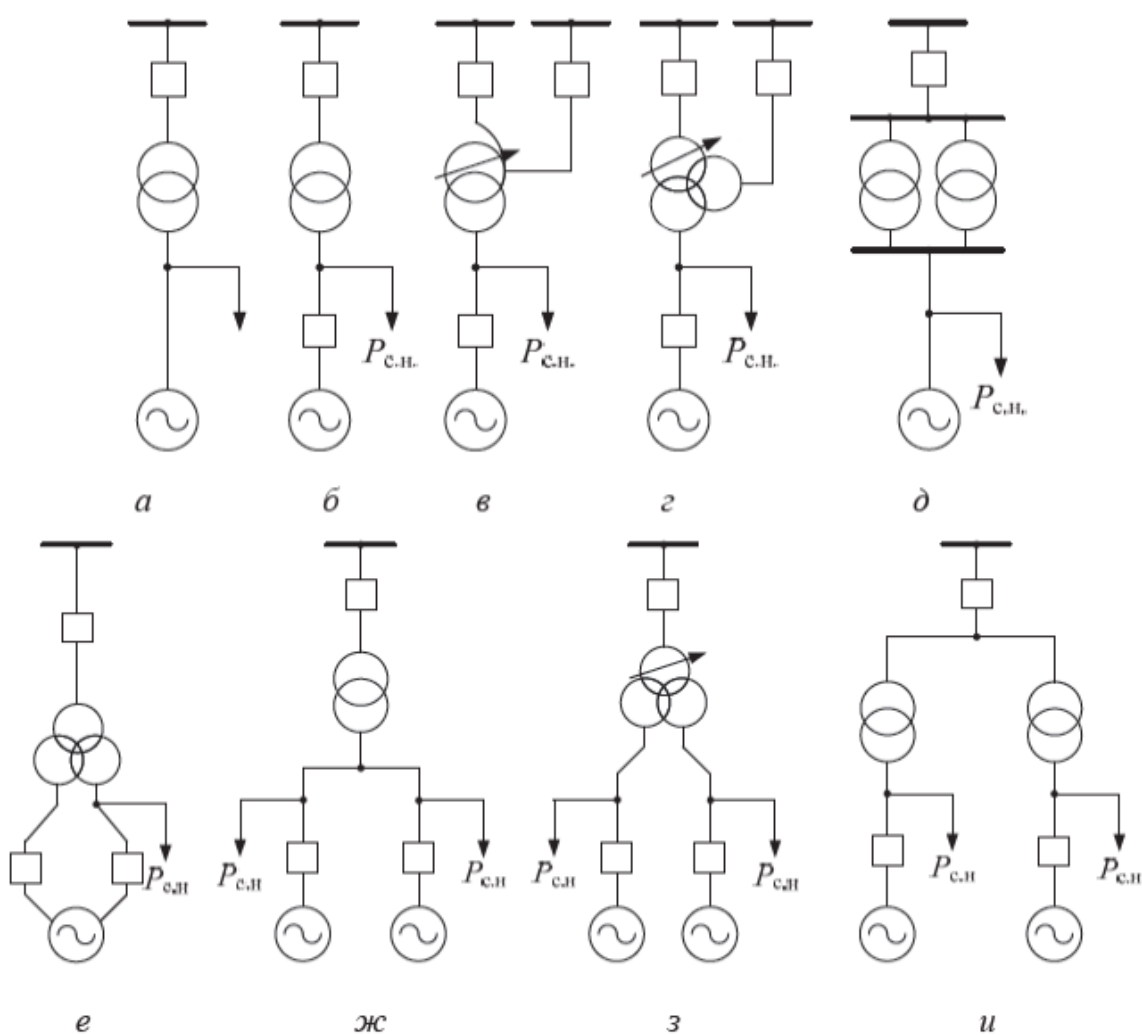


Рисунок 1. – Варианты блочных схем:

а – блок без генераторного выключателя; *б* – блок с генераторным выключателем; *в* – блочный автотрансформатор связи; *г* – блочный трехобмоточный трансформатор; *д* – блок с двумя трансформаторами; *е* – блок с генератором 1200 МВт; *ж* – укрупненный блок; *з* – укрупненный блок с трансформатором с расщепленной обмоткой НН; *и* – дубль-блок

На КЭС с двумя повышенными напряжениями, когда сети обоих напряжений эффективно-заземленные, обычно применяют два варианта построения структурной схемы:

1) с отдельными автотрансформаторами связи (АТС), обеспечивающими связь РУ высшего напряжения (РУВН) и РУ среднего напряжения (РУСН);

2) с использованием для одного или двух генераторов блочных повышающих автотрансформаторов (АТБ); к обмотке низшего напряжения (НН) этих АТ подключаются генераторы, при этом такие АТ одновременно обеспечивают связь между РУ двух повышенных напряжений.

Примеры структурных схем КЭС показаны на рис. 2.

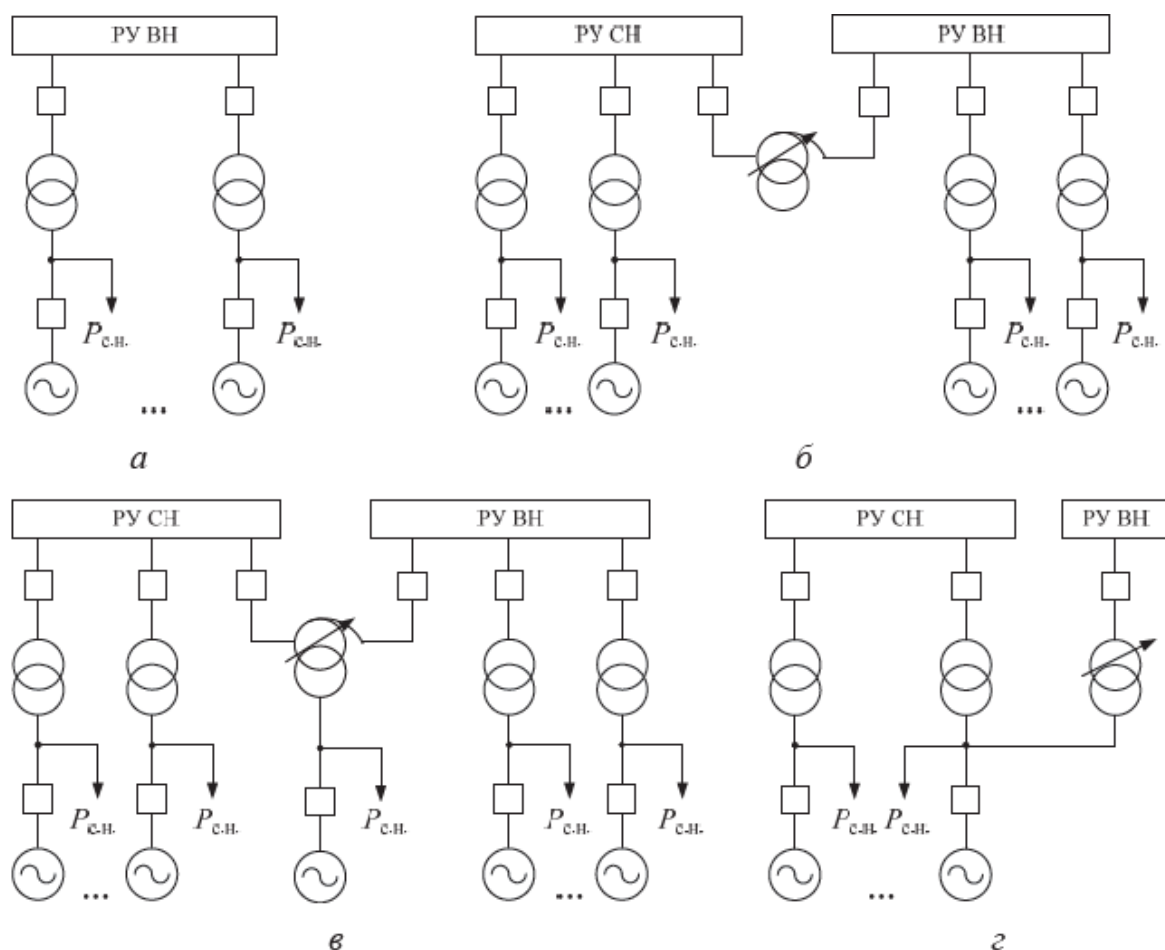


Рисунок 2. – Варианты структурных схем КЭС:

а – схема с одним повышенным напряжением; *б* – схема с двумя повышенными напряжениями и АТС; *в* – схема с двумя повышенными напряжениями и АТБ; *г* – схема с двумя повышенными напряжениями в случае выдачи мощности генератором на оба РУ.

К каждому распределительному устройству повышенного напряжения может быть подключено несколько линий электропередачи для питания удаленной нагрузки, а также несколько линий для связи с энергосистемой. Число генераторов, работающих на РУСН или РУВН, желательно выбирать таким, чтобы их суммарная мощность превышала максимальную мощность потребителей, подключенных к этому же РУ:

$$m \approx \frac{S_{нагр.мах}}{(S_{ном.г.} - S_{с.н.})}$$

где m – число однотипных генераторов, подключенных к РУ (округляется до большего целого числа при дробном значении); $S_{ном.г.}$ – номинальная мощность генератора, работающего на РУ; $S_{с.н.}$ – мощность собственных нужд блока; $S_{нагр.мах}$ – суммарная максимальная мощность всех потребителей на РУ в зимний период.

2.3.3 Структурные схемы ТЭЦ

ТЭЦ – электрические станции, предназначенные для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов электрической и тепловой энергией. Специфика их электрической части состоит в том, что, располагаясь в городах или на территории промышленных предприятий они выдают электроэнергию близко расположенным потребителям на генераторном напряжении (6 или 10 кВ).

Для этого на ТЭЦ сооружаются генераторные распределительные устройства (ГРУ). Если мощность местной нагрузки относительно мала (не более 30 % суммарной мощности генераторов ТЭЦ), то структурную схему ТЭЦ рекомендуется строить по блочному принципу. Если вблизи ТЭЦ имеются энергоемкие производства, то питание их может осуществляться по линиям 35 кВ и выше. Возможные варианты построения структурных схем ТЭЦ приведены на рисунке 3.

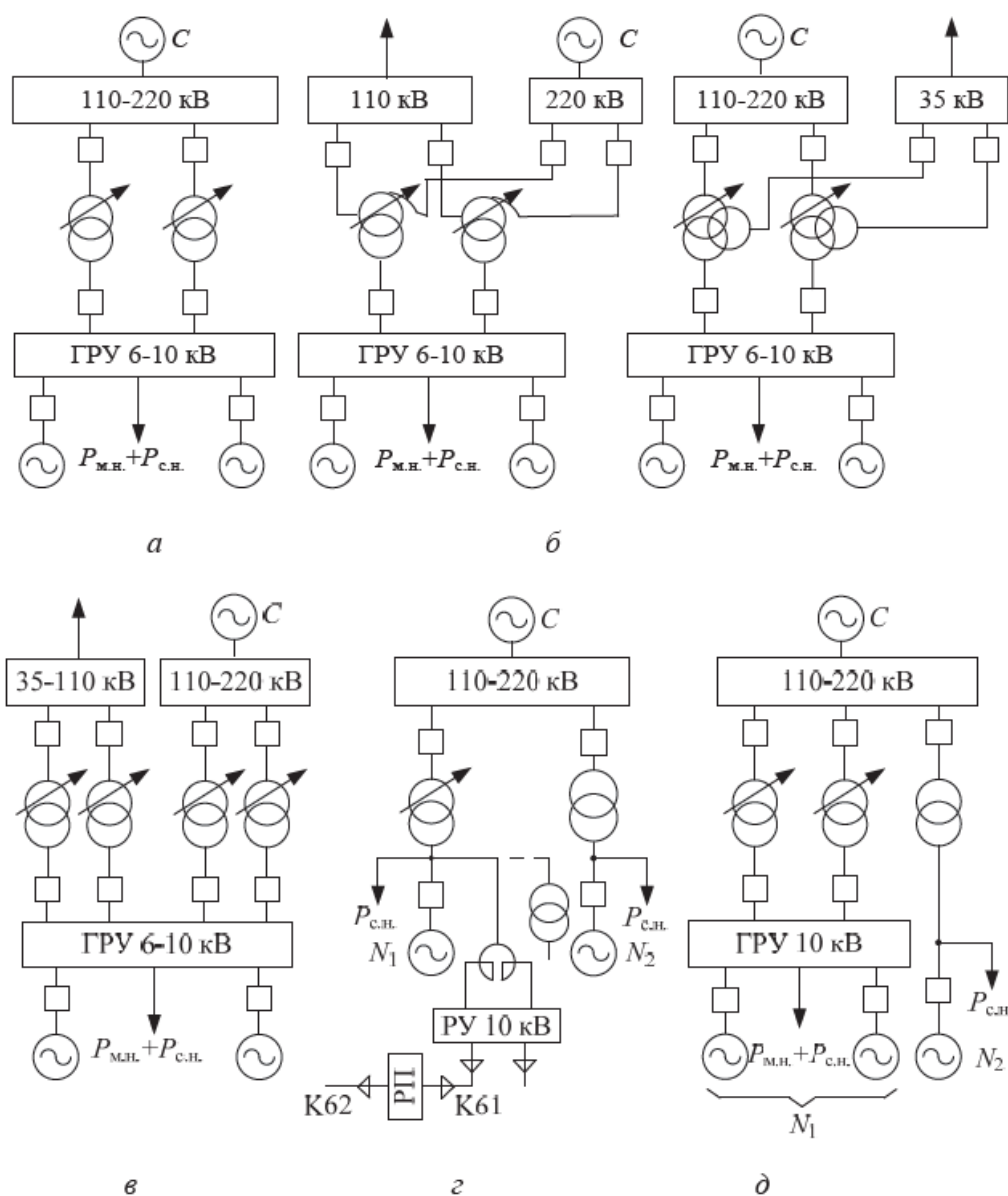


Рисунок 3. – Структурные схемы ТЭЦ неблочного (а, б, в), блочного (г) и смешанного (д) вида

В этом случае на ТЭЦ предусматривается распределительное устройство среднего напряжения (РУ СН). Связь между распределительными устройствами разного напряжения осуществляется с помощью двухобмоточных или трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов).

Исходя из требований надежности теплоснабжения потребителей, на ТЭЦ применяют **единичные блоки**, т.к. при применении объединенных или укрупненных блоков отказ отдельных элементов может привести к потере

двух теплофикационных блоков и возможному при этом ограничению теплоснабжения потребителей.

Окончательный выбор варианта структурной схемы осуществляется также на основе технико-экономического анализа.

2.4 Выбор генераторов

Основные параметры турбогенераторов (их число и мощность) указываются в техническом задании. Одним из критериев по выбору номинальной мощности генераторов, устанавливаемых на электростанциях любого типа, является аварийный резерв активной мощности в энергосистеме. Не допускается устанавливать на электростанциях генераторы, мощность которых превышает мощность аварийного резерва.

Выбор генераторов сводится фактически только к выбору их типа.

2.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение числа, типа и номинальной мощности трансформаторов структурной схемы проектируемой электроустановки.

Рекомендуется применять трехфазные трансформаторы, и только в исключительных случаях допускается применение групп из трех однофазных трансформаторов. Все трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы, а также не блочные двухобмоточные трансформаторы должны иметь встроенные устройства для регулирования напряжения под нагрузкой.

Выбор номинальной мощности трансформатора производят с учетом его нагрузочной способности. В общем случае условие выбора мощности трансформатора имеет вид:

$$S_{расч} \leq S_{ном} \cdot K_{П} \quad (1)$$

где $S_{расч}$ – расчетная нагрузка на силовой (авто)трансформатор;
 $K_{П}$ – допустимый коэффициент перегрузки.

2.5.1 определение номинальной мощности блочных трансформаторов

При блочной схеме трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора. Расчетная мощность определяется с учетом различных значений $\cos \varphi$ генераторов, нагрузки и потребителей собственных нужд:

$$S_{расч} = \sqrt{(P_{ном.Г.} - P_{С.Н.} - P_{М.Н.})^2 + (Q_{ном.Г.} - Q_{С.Н.} - Q_{М.Н.})^2} \quad (2)$$

где $P_{ном.Г.}$, $Q_{ном.Г.}$ – активная и реактивная номинальные мощности генератора; $P_{С.Н.}$, $Q_{С.Н.}$ – активная и реактивная нагрузки собственных нужд; $P_{М.Н.}$, $Q_{М.Н.}$ – активная и реактивная местная нагрузка.

2.5.2. Определение номинальной мощности трансформаторов связи

Количество и мощность трансформаторов связи РУ генераторного напряжения с РУ повышенного напряжения должны выбираться таким образом, чтобы при выводе из работы одного трансформатора оставшиеся в работе трансформаторы с учетом их перегрузочной способности обеспечивали:

Передаваемая через трансформаторы связи мощность изменяется в зависимости от режима работы генераторов и графика нагрузки потребителей. Величину этой мощности можно определить на основании суточного графика выработки мощности генераторами и графиков нагрузки потребителей и собственных нужд ТЭЦ. Эти расчеты можно провести упрощенно, определяя мощность, передаваемую через трансформатор в трех режимах:

- режим минимальных нагрузок потребителей ГРУ;
- режим максимальных нагрузок;
- аварийный режим при отключении самого мощного генератора и максимальной нагрузке потребителей.

Режим 1 минимальных нагрузок

Мощность перетока определяется по формуле:

$$S_{1пер} = \sqrt{(\sum P_{ном.Г.} - \sum P_{С.Н.} - P_{нагр.мин})^2 + (\sum Q_{ном.Г.} - \sum Q_{С.Н.} - Q_{нагр.мин})^2} \quad (3)$$

где $\sum P_{ном.Г.}$, $\sum Q_{ном.Г.}$ – активная и реактивная мощности генераторов, присоединенных к сборным шинам.

Режим 2 максимальных нагрузок

$$S_{2пер} = \sqrt{(\sum P_{ном.Г.} - \sum P_{С.Н.} - P_{нагр.мах})^2 + (\sum Q_{ном.Г.} - \sum Q_{С.Н.} - Q_{нагр.мах})^2} \quad (4)$$

Режим 3 Послеаварийный режим при отключении 1 генератора

$$S_{3пер} = \sqrt{(\sum P_{ном.Г-1} - \sum P_{С.Н.} - P_{нагр.мах})^2 + (\sum Q_{ном.Г-1} - \sum Q_{С.Н.} - Q_{нагр.мах})^2} \quad (5)$$

где $\sum P_{ном.Г-1}$, $\sum Q_{ном.Г-1}$ – активная и реактивная мощности генераторов, с учетом отключения самого мощного генератора.

По наибольшей расчетной нагрузке определяется мощность трансформаторов связи. При установке двух трансформаторов мощность каждого трансформатора выбирается по условию

$$S_{TP} \geq \frac{S_{max}}{1.4} \quad (6)$$

где Кпг = 1,4 учитывает допустимую перегрузку трансформатора*.

* Коэффициент 1,4 позволяет покрыть перегрузку 40% в течение 6 часов при первоначальной загрузке до 90% Для 100 % покрытия перегрузки можно использовать коэффициент Кпг = 1,2

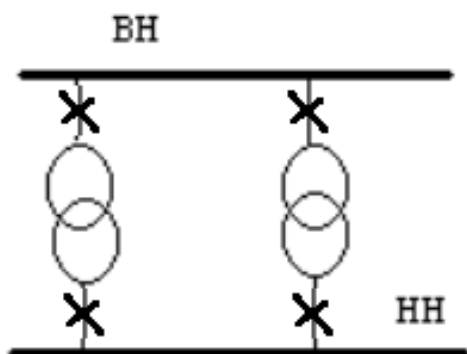
При наличии среднего напряжения в качестве трансформаторов связи выбираются трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы.

2.6 Технико-экономическое сравнение вариантов схем.

Каждый из отобранных выше конкурирующих вариантов схемы оценивают по техническим и экономическим показателям.

Сравнение проводится в упрощенной форме на основании сравнения данных таблиц технико-экономических показателей. Таблицы заполняются отдельно для каждого варианта.

Укрупненный расчет капиталовложений проводится только для ячеек, связанных с трансформаторами, без учета схемы распределительных устройств РУ. При расчете затрат на создание электроустановки учитываются только стоимость трансформаторов и выключателей. Выключатели устанавливаются со всех сторон трансформаторов (автотрансформаторов) как показано на рисунке



Стоимость оборудования принимать по стандарту ФСК: «УКРУПНЕННЫЕ СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35-750 КВ»

Капиталовложения определяются как сумма капиталовложений в трансформаторы K_T и ячейки распределительных устройств $K_{РУ}$

$$K = K_T + K_{РУ} = \alpha \cdot K_{Т.З.} + K_{РУ} \quad (7)$$

где $K_{Т.З.}$ заводская стоимость трансформаторов (автотрансформаторов); α – коэффициент, учитывающий дополнительные расходы на строительные работы, монтаж и дополнительные устройства.

* Расчет потерь энергии в трансформаторах проводится только при наличии графиков нагрузки.

Потери энергии в стали и меди трансформаторов учитываются по следующей методике.

1. Постоянные потери энергии в трансформаторах (т.е. потери х.х. потери в стали) рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_{xx} = n * P_{xx} * T_{год} \quad (8)$$

2. Переменные потери (в меди) трансформатора рассчитываются по графику нагрузки:

$$\Delta W_{K3} = \sum_{i=1}^K \frac{P_{K3i}}{n} * \left[\left(\frac{S_{MAXi}}{S_{HOMi}} \right)^2 * \tau_i \right] \quad (9)$$

где $P_{K3.i}$ - потери короткого замыкания в обмотке трансформатора (Для двухобмоточных трансформаторов это одно табличное значение, для трехобмоточных - это три значения.

S_{ij} - значение мощности нагрузки на i -ом напряжении в j -ый час.

$S_{ном.i}$ - номинальная мощность обмотки i -го напряжения трансформатора.

K - число обмоток трансформатора (для двухобмоточного трансформатора $K=1$).

В табличных данных для трехобмоточных трансформаторах задаются данные по потерям мощности между двумя обмотками. Потери короткого замыкания для каждой обмотки трансформатора определяется по формулам:

$$\begin{aligned} P_{K3.B} &= 0,5 (P_{K3.BC} + P_{K3.BH} - P_{K3.CH}) \\ P_{K3.C} &= 0,5 (P_{K3.BC} - P_{K3.BH} + P_{K3.CH}) \\ P_{K3.H} &= 0,5 (P_{K3.BH} - P_{K3.BC} + P_{K3.CH}) \end{aligned} \quad (10)$$

Все рассчитанные показатели рекомендуется представить в виде таблицы 1

На основании анализа полученных значений выбирается наиболее перспективный вариант для дальнейшей реализации.

Таблица 1. Техничко-экономические показатели вариант электроустановки.

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Установленная трансформаторная мощность подстанции	_____ МВА
2	Годовые постоянные потери в трансформаторах	_____ МВт. Ч
3	Годовые переменные потери в обмотках трансформаторов	_____ МВт. Ч
4	Суммарные потери в трансформаторах подстанции	_____ МВт. Ч
5	Капвложения в сооружения эл. Установки всего, в том числе:	_____ тыс. руб.
6	Выключатели	_____ тыс. руб.
7	Трансформаторы	_____ тыс. руб.

2.7 Электрические схемы распределительных устройств

2.7.1 Схемы на повышенных напряжениях

В соответствии с Нормами Технологического Проектирования (НТП) к схемам РУ35–750 кВ электростанций предъявляются следующие требования по надежности электроснабжения:

1) на электростанциях с агрегатами 300 МВт и выше повреждение или отказ любого из выключателей (за исключением секционного или шиносоединительного) не должны, как правило, приводить к отключению более одного энергоблока и одной или нескольких линий (при этом должна быть обеспечена устойчивость энергосистемы или ее части);

2) повреждение или отказ секционного, или шиносоединительного выключателя, а также совпадение отказа или повреждения одного из выключателей с ремонтом любого другого не должны приводить к отключению более двух энергоблоков и линий (при этом должна быть обеспечена устойчивость энергосистемы или ее части). В отдельных случаях при специальном обосновании допускается одновременная потеря более двух блоков мощностью 300 МВт или меньше, если это допустимо по условиям устойчивости энергосистемы или ее части, не приводит к полному останову электростанции и не нарушает нормальной работы остальных блоков;

3) повреждение или отказ любого выключателя не должны, как правило, приводить к отключению более одной цепи (двух линий) двух- цепного транзита 110 кВ и выше;

4) отключение линий электропередачи должно, как правило, производиться не более чем двумя выключателями; повышающих трансформаторов, трансформаторов (автотрансформаторов) связи и трансформаторов с.н. – не более чем тремя выключателями РУ каждого повышенного напряжения. При прочих равных условиях предпочтение следует отдавать схеме, в которой отключение отдельных цепей осуществляется меньшим числом выключателей;

5) должна быть обеспечена возможность ремонта выключателей 110 кВ и выше без отключения соответствующих присоединений;

6) при питании от данного РУ двух резервных трансформаторов собственных нужд блочных электростанций должна быть исключена возможность отключения обоих трансформаторов в случае повреждения или отказа любого выключателя, в том числе секционного или шиносоединительного.

При прочих равных условиях предпочтение должно отдаваться более простому и экономичному варианту, как по конечной схеме, так и по этапам ее развития, требующему меньшего числа операций, выполняемых выключателями и разъединителями при режимных и ремонтных

переключениях, а также при отключении поврежденных участков в аварийных режимах. При выборе схем рекомендуется проверять возможность присоединения одного или нескольких блоков по схеме генератор – трансформатор – линия (ГТЛ) к шинам районных подстанций с установкой генераторного выключателя, а также с установкой или без установки выключателя ВН.

В РУ с небольшим числом присоединений (до четырех) применяются следующие схемы: мостик, треугольник, четырехугольник. Допускаются присоединения к магистральным линиям 220 кВ и выше (при наличии достаточных обоснований).

Компоновка РУ с указанными схемами должна предусматривать возможность перехода на схемы полного развития.

Для РУ с большим числом присоединений рекомендуются следующие схемы.

При напряжениях 35 – 220 кВ: две системы шин с обходной – рис. 5а–в, одна секционированная система шин с обходной – рис. 5г (на 35 кВ обходная система шин не предусматривается), блочные схемы ГТЛ – рис. 5д, е.

В РУ с двумя системами сборных шин с обходной шины не секционируются при числе присоединений (линий, трансформаторов) менее 12, секционируется выключателем на две части одна из систем шин при числе присоединений 12–16, при большем числе присоединений обе рабочие системы шин секционируются выключателями на две части.

Обходная система шин в РУ 110–220 кВ охватывает выключатели всех линий и трансформаторов. В схеме с одной секционированной системой сборных шин используются отдельные обходные выключатели на каждой секции шин.

В схеме с двумя системами сборных шин, при отсутствии секционирования, используется отдельный обходной выключатель, а при наличии секционирования – совмещенные обходной и шиносоединительный выключатели на каждой секции. В закрытых РУ (ЗРУ) допускается иметь

отдельные шиносоединительные и обходные выключатели, если их совмещение конструктивно невозможно.

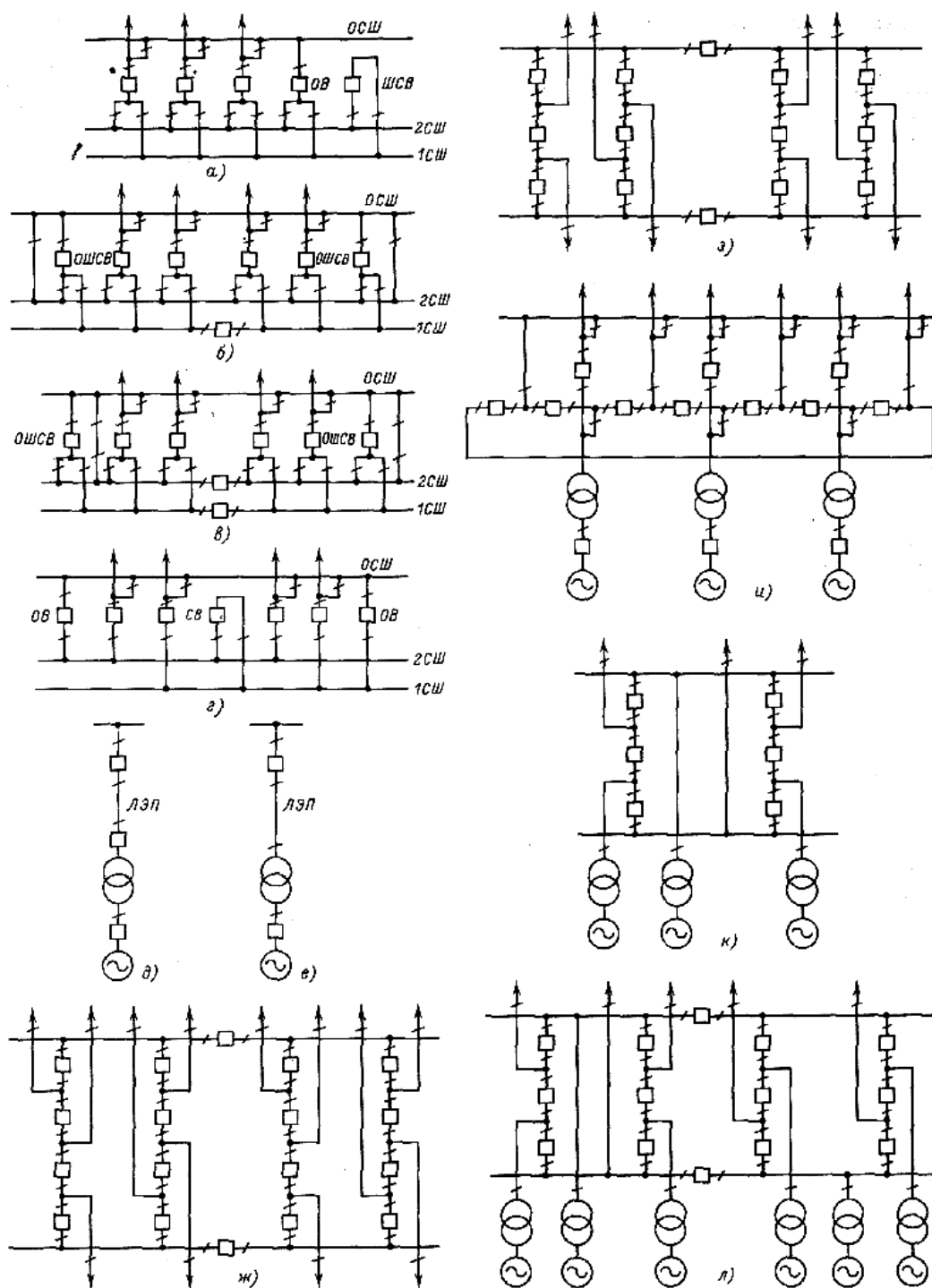


Рис. 5. – Схемы КЭС на повышенных напряжениях.

На напряжениях 330 – 750 кВ применяются:

- блочные схемы (ГТЛ – РУ понижающей подстанции);

- две системы шин с четырьмя выключателями на три цепи (схема 4/3) (рис. 5ж);
- две системы шин с тремя выключателями на две цепи (схема 3/2) (рис. 5з);
- блочные схемы ГТЛ с уравнительно-обходным многоугольником (рис. 5и);
- схемы многоугольников с числом присоединений до шести (рис. 5, к);

2.4.2 Схемы на генераторном напряжении

Основной особенностью главной схемы электрических соединений ТЭЦ является наличие во многих случаях сборных шин генераторного напряжения, к которым присоединяются генераторы ТЭЦ и реактированные кабельные линии 6 – 10 кВ, питающие местных потребителей. Эта особенность объясняется тем, что ТЭЦ обычно располагают в центре тепловой нагрузки, которой сопутствует большое потребление электрической энергии. Поэтому всю электроэнергию или значительную ее часть, вырабатываемую генераторами ТЭЦ, выгодно передавать местным потребителям на генераторном напряжении 10 кВ. Для этого на ТЭЦ сооружается генераторное распределительное устройство (ГРУ) закрытого типа.

Распределительные устройства генераторного напряжения (ГРУ) выполняются, как правило, с одной системой сборных шин при этом рекомендуется использовать комплектные распределительные устройства (КРУ) и групповые сдвоенные реакторы для питания потребителей. Ранее при проектировании ТЭЦ, особенно при большом числе присоединений генераторного напряжения, широко использовали схему с двумя системами сборных шин.

Для ограничения токов КЗ в сети генераторного напряжения рекомендуется использовать сдвоенные реакторы. Пример схемы РУ на генераторном напряжении показан на рис. 6.

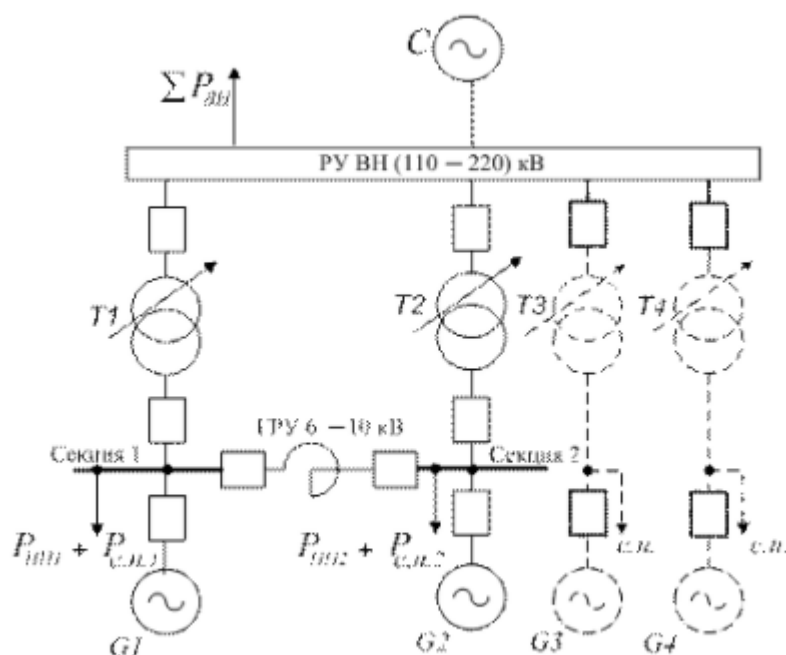


Рисунок 6. – Схема ТЭЦ с РУ генераторного напряжения

Блочная часть ТЭЦ выполняется аналогично схемам, приведенным на рис. 5.

На реактированных линиях должна, как правило, применяться следующая схема соединения элементов: шины – реактор – выключатель – линия. Схема шины – выключатель – реактор – линия допускается к применению при расширении действующих ТЭЦ, ранее выполненных с такой же схемой.

При необходимости глубокого ограничения уровней токов КЗ допускается раздельная работа секций ГРУ с обеспечением параллельной работы агрегатов ТЭЦ на повышенном напряжении, при этом, однако, должно быть обеспечено надежное питание потребителей ТЭЦ.

2.8 Пример выбора схемы электроустановки

Пример 1. Составление структурной схемы КЭС

Исходные данные: КЭС имеет связь с энергосистемой мощностью 7000 МВт по двум линиям электропередач напряжением 500 кВ.

Сопротивление энергосистемы в относительных единицах, приведенное к номинальным параметрам системы, $-X^*_{\text{с}} = 0,8$. Длина линий электропередач – 400 км.

Вырабатываемая на КЭС электроэнергия будет выдаваться на двух напряжениях: 300 МВт местному промышленному району нагрузки на напряжение 220 кВ и по двум линиям 500 кВ в систему. Аварийный резерв системы – $P_{\text{рез}} = 700$ МВт. Допустимая потеря генерирующей мощности по условию устойчивости – $P_{\text{доп.уст}} = 900$ МВт. КЭС работает в базовом режиме. Мощность собственных нужд КЭС – $P_{\text{с.н}} = 0,06 \cdot P_{\text{КЭС}}$.

Минимальная нагрузка на 220 кВ составляет 250 МВт.

Решение. Согласно ранее изложенным указаниям составляем два технически возможных варианта структурной схемы (представлены на рис. 7.1 и 7.2). В соответствии с рекомендациями для обоих вариантов предусматриваем установку четырех блоков единичной мощностью по 500 МВт. Принимаем к установке генераторы ТВВ-500-2ЕКУЗ с параметрами $P_{\text{ном}} = 500$ МВт, $U_{\text{ном}} = 20$ кВ, $\cos\phi_{\text{ном}} = 0,85$.

Максимальная нагрузка сети 220 кВ (300 МВт) значительно меньше мощности блока (500 МВт). Поэтому в выбранных вариантах с отдельными автотрансформаторами связи между РУ высшего и среднего напряжений к РУ 220 кВ целесообразно присоединить только один блок (вариант 1) или осуществлять электроснабжение сети 220 кВ через два автотрансформатора связи (АТС1 и АТС2), подключив все блоки к РУ 500 кВ (вариант 2).

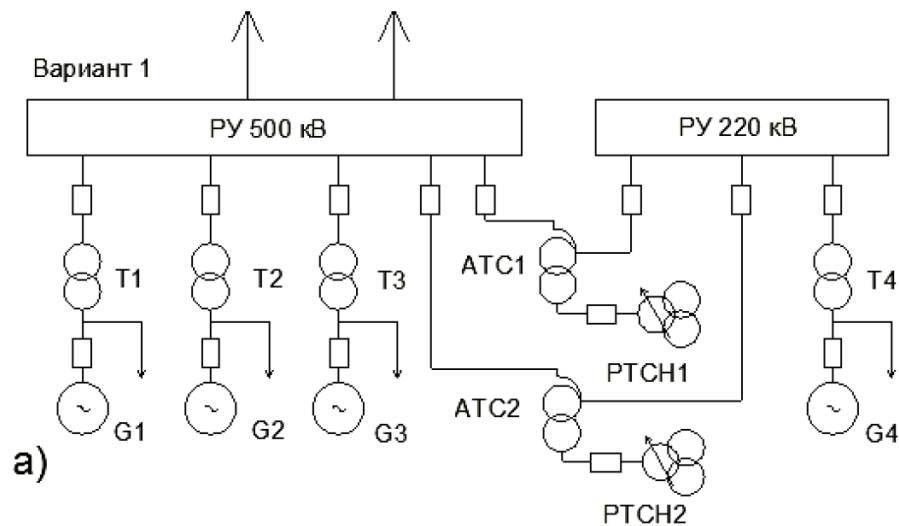


Рисунок 7.1 – Вариант 1 структурной схемы КЭС

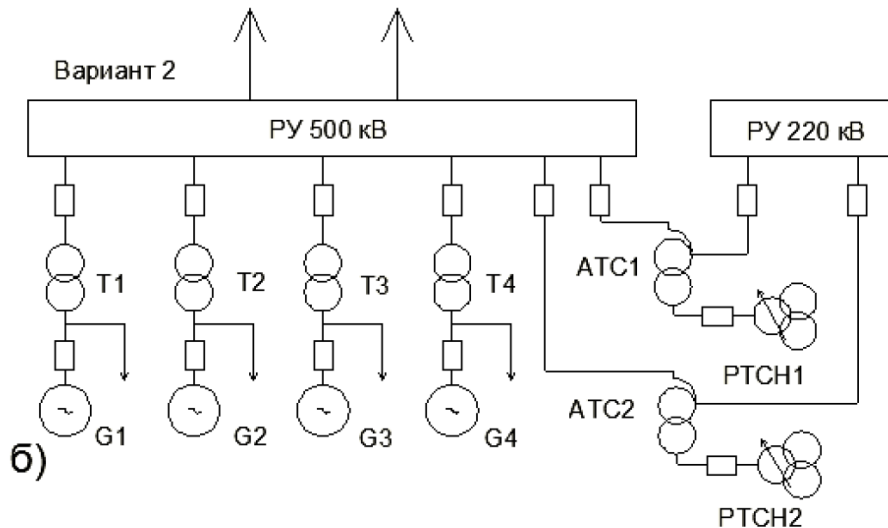


Рисунок 7.2 – Вариант 2 структурной схемы КЭС

Генераторы соединяем с повышающими трансформаторами по схеме единичного блока. Применение укрупненных или объединенных блоков исключается, так как мощность такого блока будет превышать $P_{\text{доп.уст}} = 900$ МВт. Генераторные выключатели предусматриваем во всех блоках.

Выбираем трансформаторы и автотрансформаторы структурной схемы.

Расчетная мощность трансформатора блока

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном.Г}}}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{500}{0,85} = 588 \text{ МВА}$$

По справочнику выбираем трансформатор с номинальной мощностью ближайшей большей по отношению к расчетной, т. е. $S_{ном} = 630 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Таким образом, к РУ 500 кВ в обоих вариантах генераторы подключаем через трансформаторы типа ТЦ-630000/500, а к РУ 220 кВ (вариант 1) – через трансформатор типа ТЦ-630000/220.

Технические данные трансформаторов приведены в таблице

Тип	$S_{ном},$ МВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$P_k,$ кВт	$P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	НН				
ТЦ-630000/220	630	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35
ТЦ-630000/500	630	525	15,75; 20; 24	14	1300	500	0,35

В варианте 1 связь между РУ 500 и 220 кВ должна быть очень надежной, так как энергоблок Г4 не может работать изолированно на сеть 220 кВ. Максимальная нагрузка местного района меньше мощности блока. Избыток мощности будет передаваться от блока, подключенного к сети 220 в сеть 500 кВ. Поэтому выбираем два автотрансформатора связи АТС1 и АТС2.

Рассмотрим возможные режимы перетоков:

1. В нормальном режиме при максимальной нагрузке переток составит:

$$S_{пер.н} = \frac{S_{Г} - S_{с.н.} - S_{нагр}}{2} = \left(\frac{500}{0,85} - 0,06 \cdot \frac{500}{0,85} - \frac{300}{0,85} \right) / 2 = 100 \text{ МВА}$$

При отказе одного автотрансформатора связи переток составит:
 $S_{ав} = 200 \text{ МВА}$

2. При отказе блока Г4 в период максимума нагрузок максимальная нагрузка на один АТС будет равна

$$S_{отказ} = \frac{S_{нагр}}{2} = \frac{300}{2 \cdot 0,85} = 177 \text{ МВА}$$

3. При отказе одного АТС в период летних нагрузок, когда блок № 4 выведен в плановый ремонт, оставшийся в работе АТС будет передавать мощность

$$S_{ремонт} = \frac{S_{нагр}}{2} = \frac{250}{0,85} = 294 \text{ МВА}$$

Максимальный переток в рассмотренных режимах составит 294 МВА. Поэтому мощность одного автотрансформатора связи с учетом круглосуточной перегрузки принимаем

$$S_{НОМ} \geq \frac{S_{max}}{K_{пер}} = \frac{294}{1,2} = 245 \text{ МВА}$$

Выбираем два автотрансформатора типа АТДЦТН с $S_{НОМ} = 250 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Выбор автотрансформаторов связи для второго варианта

В варианте 2 для обеспечения необходимой надежности электроснабжения промышленного района нагрузки предусматриваем также два автотрансформатора связи АТС1 и АТС2. При отказе одного АТС в период максимума нагрузки

$$S_{РАСЧ} = \frac{S_{max}}{\cos \varphi} = \frac{300}{0,85} = 353 \text{ МВА}$$

Мощность одного АТС с учетом допустимой круглосуточной перегрузки составит

$$S_{НОМ} \geq \frac{S_{max}}{K_{пер}} = \frac{353}{1,2} = 294 \text{ МВА}$$

С учетом возможности дальнейшего роста нагрузки сети 220 кВ выбираем два автотрансформатора типа АТДЦТН с $S_{НОМ} = 320 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Далее произведем технико-экономическое сравнение вариантов структурных схем. Как правило, экономически целесообразный вариант определяется минимумом приведенных затрат.

В связи с учебным характером проекта сравнение вариантов можно произвести по капиталовложениям в сооружение электроустановки и уровню потерь энергии в трансформаторах. Для уменьшения объема вычислений целесообразно исключить из расчета капиталовложения, которые являются одинаковыми для всех вариантов (выключатели генераторного напряжения).

Данные по стоимости оборудования принимаем по [13].

При отсутствии данных по конкретному виду оборудования допускается интерполировать на основании данных по видам оборудования*.

Вариант 1

Состав оборудования:			К тыс. руб.
Блочные трансформаторы	ТЦ-630000/500	-3 ед.	76800
	ТЦ-630000/220	-1 ед.	71120
Автотрансформаторы	АТДЦТН-250/500/220	- 2 ед.	44800
Выключатели	500 кВ	- 5 ед.	28814
	220 кВ	- 3 ед.	14698

Вариант 2

Состав оборудования:			К тыс. руб.
Блочные трансформаторы	ТЦ-630000/500	-4 ед.	76800
	ТЦ-630000/220	-0 ед.	71120
Автотрансформаторы	АТДЦТН-320/500/220	- 2 ед.	53800
Выключатели	500 кВ	- 6 ед.	28814
	220 кВ	- 2 ед.	14698

Составляем итоговую таблицу для сравнения вариантов

	Оборудование	Цена ед. млн.руб.	ВАРИАНТЫ			
			1 вариант		2 вариант	
			Кол-во	стоимость	Кол-во	стоимость
1.	Трансформаторы					
1.1	ТЦ-630000/500	76,8	3	230,4	4	307,2
1.2	ТЦ-630000/220	71,12	1	71,12	0	
1.3	АТДЦТН- 250/500/220	44,8	2	89,6	0	-
1.4	АТДЦТН- 320/500/220	53,8	0	-	2	107,6
2	Выключатели					
2.1	500 кВ	28,814	5	144,07	6	172,88
2.2	220 кВ	14,698	3	44,09	2	29,4
3	ИТОГО			579,28		617,08

По результатам анализа следует, что вариант 1 по минимуму капиталовложений оказался лучше, чем вариант 2.

3. ЛИТЕРАТУРА

1. *Правила устройства электроустановок.* – 7-е изд. – М.: ЭНАС, 2011.
2. *Электрическая часть станций и подстанций / под ред. А.А. Васильева.* – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. *Околович М.Н.* Проектирование электрических станций. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 400 с.
4. *Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.* Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
5. *Свод правил по проектированию тепловых электрических станций (СП ТЭС).* – 2007.
6. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы (и автотрансформаторы).
7. *Силовые трансформаторы. Справочная книга.* – М.: Энергоатомиздат, 2004.
8. *Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К., Чиркова Т.В.* Электрооборудование электрических станций и подстанций. – М.: Академия, 2015. – 447 с.
9. *Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича.* – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 371 с.
10. *Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В.* Проектирование схем электроустановок. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 288 с.
11. *Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козинова М.А.* Электрическая часть электростанций и подстанций. М.; Издательский дом МЭИ, 2015. – 296с.
12. *Сборник ФСК «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ».*
13. *Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения. СТО_59012820-29.240.30.003-2009*

Приложение 1

Задание на проектирование схемы выдачи электростанции

Исходные данные на задание

В соответствии с вариантом студент выбирает из таблицы 1 исходные данные для курсового проекта.

Дополнительные сведения, необходимые для выполнения работы и являющиеся одинаковыми для всех вариантов, следующие:

1. Станция работает в базовой части графика нагрузки. Выдача мощности станции в систему осуществляется на ВН, на СН осуществляется электроснабжение заданных потребителей.

Расположение электростанции в системе приведено на рисунке 1.

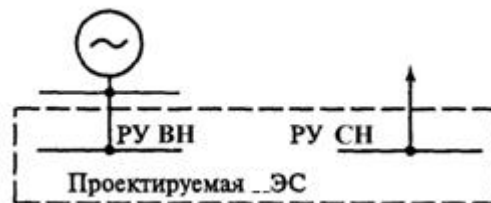


Рисунок 1 – Расположение электростанции в системе

2. График нагрузки генератора (в % от $P_{ном}$) приведен на рисунке 2.

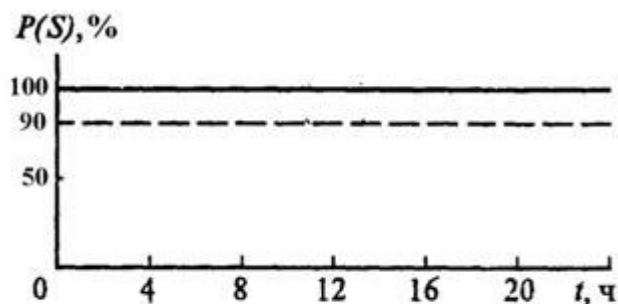


Рисунок 2 – График нагрузки генератора

3. График нагрузки потребителей местного района на рисунке 3.

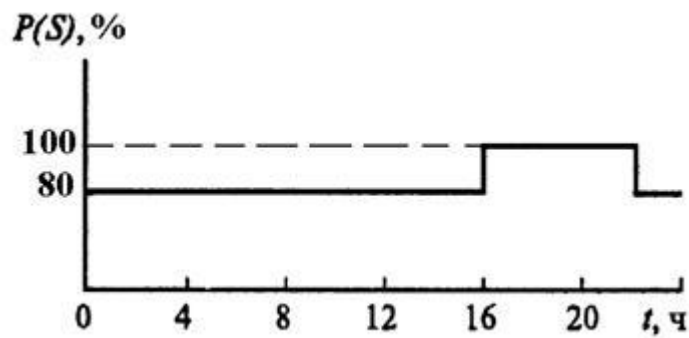


Рисунок 3 – График нагрузки потребителей местного района

4. Требуемый $\cos\varphi$ в РУВН, РУСН, а также СН равен 0,85.
5. Мощность собственных нужд для ТЭЦ – 10 %, для КЭС – 5% от мощности генераторов; коэффициент мощности с.н. равен коэффициенту мощности генераторов;
6. Технический минимум нагрузки турбогенераторов составляет 30%

Содержание этапов курсовой работы

1. Составление возможных вариантов структурной схемы электростанции.
2. Для каждого варианта производится выбор:
 - Типов синхронных генераторов.
 - Номинальной мощности блочных трансформаторов.
 - Числа и мощности трансформаторов (автотрансформаторов) связи.
3. Отбор конкурирующих вариантов структурной схемы станции.
4. Технико-экономическое сопоставление конкурирующих вариантов, выбор окончательного варианта структурной схемы станции.
5. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств на всех напряжениях электростанции.

Таблица П1 – Исходные данные для курсовой работы

№ варианта	Тип ЭС	Генераторы, число и мощность (МВт)	Установленная мощность (МВт)	Система				Нагрузки потребителей			
				U, кВ	Кол-во линий связи	Протяжённость линий связи, км	Мощность аварийного резерва, МВт	U, кВ	Число и мощность, $n \times \text{МВт}$	Коэфф-т одновременности, о.е.	$\cos \varphi$, о.е.
1	КЭС	8×320	2560	330	4	200	320	150	10×80	0.85	0.92
2	ТЭЦ	8×63	504	220	5	110	160	10	10×7	0.89	0.84
3	ТЭЦ	4×20, 4×32	208	110	6	41	40	6	8×2.6	0.83	0.84
4	ТЭЦ	5×63, 2×220	755	220	6	101	220	10	10×5.9	0.81	0.78
5	КЭС	4×110, 2×220	880	220	6	140	220	110	5×29	0.82	0.79
6	ТЭЦ	5×63	315	220	3	183	110	10	12×9.5	0.79	0.85
7	КЭС	4×320, 2×500	2280	500	4	701	500	220	4×147	0.75	0.75
8	КЭС	5×160	800	220	6	81	160	110	5×41	0.78	0.75
9	ТЭЦ	4×32, 2×220	568	220	6	195	220	10	12×6.9	0.79	0.87
10	КЭС	3×110, 3×160	810	220	6	125	220	110	6×40	0.74	0.89
11	ТЭЦ	8×20	160	110	5	74	45	6	6×4.3	0.81	0.86
12	ТЭЦ	6×32	192	110	6	77	70	6	10×3.4	0.85	0.87
13	КЭС	4×160, 2×220	1080	500	2	809	220	220	4×127	0.73	0.76
14	ТЭЦ	4×32, 4×63	317	220	4	125	63	6	10×4.5	0.83	0.86
15	КЭС	5×110	550	220	4	112	120	110	6×43	0.83	0.76
16	ТЭЦ	6×20, 3×110	450	220	4	138	110	10	12×8.7	0.75	0.82
17	КЭС	6×160	960	220	7	100	200	110	6×28	0.79	0.83
18	ТЭЦ	3×63, 2×110	409	220	4	167	110	10	8×8	0.81	0.84
19	КЭС	4×110, 4×500	2440	500	4	790	500	220	6×82	0.79	0.74
20	ТЭЦ	4×20, 2×63	206	110	4	49	63	6	8×4	0.88	0.85

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	2
1. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОЙ РАБОТЫ	2
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СХЕМАХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	3
2.1 Виды схем и их назначение.....	3
2.2 Требования, предъявляемые к схемам электроустановок	4
Надежность электроснабжения потребителей	4
2.3 Схемы выдачи электроэнергии на электростанциях	8
2.3.1 Структурные схемы выдачи электроэнергии электростанций	8
2.3.2 Структурные схемы КЭС	9
2.3.3 Структурные схемы ТЭЦ	11
2.4 Выбор генераторов.....	13
2.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	13
2.5.1 определение номинальной мощности блочных трансформаторов.....	14
2.5.2. Определение номинальной мощности трансформаторов связи	14
2.6 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем.	15
2.7 Электрические схемы распределительных устройств.....	18
2.7.1 Схемы на повышенных напряжениях	18
2.4.2 Схемы на генераторном напряжении.....	22
2.8 Пример выбора схемы электроустановки.....	24
3. ЛИТЕРАТУРА	30
Приложение 1	31