

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тульский государственный университет»
Факультет систем автоматического управления
(ИВТС им. В.П. Грязева)

Кафедра «Электроэнергетика»

Косырихин В.С., к.т.н., доц. кафедры

КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ
дисциплины

«Электрические станции и подстанции»

Направление подготовки: 13.03.02– «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль: «Электроснабжение»

Квалификация (степень) выпускника: бакалавр

Форма обучения – (очная, заочная)

Тула 2015 г.

Рассмотрено на заседании кафедры «Электроэнергетика», ИВТС им. В.П. Грязева
протокол № 10 от "8" декабря 2015 г.

Зав. кафедрой _____ *В.М. Степанов*

Оглавление

ЛЕКЦИЯ № 1	5
1 ТИПЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	5
1.1 Основные понятия и определения	5
1.2 Графики нагрузки электроустановок	6
1.2.1 Параметры графиков нагрузки	8
ЛЕКЦИЯ № 2	10
1.3 Участие электростанций разных типов	10
1.4 Тепловые электростанции	10
1.5 Паротурбинные конденсационные станции	11
1.6 Паротурбинные теплофикационные электростанции (ТЭЦ)	14
1.7 Газотурбинные станции (ГТУ)	15
1.8 Атомные электростанции	16
1.9 Гидроэлектростанции	18
ЛЕКЦИЯ № 3	22
2 СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ	22
2.1 Турбогенераторы	22
2.2 Гидрогенераторы	23
2.3 Системы охлаждения генераторов	24
2.3.1 Косвенные системы охлаждения	24
2.3.2 Непосредственное (форсированное) охлаждение	26
ЛЕКЦИЯ №4	28
2.4 Системы возбуждения генераторов	28
2.4.1 Электромашинные системы возбуждения	29
2.4.2 Независимое высокочастотное возбуждение с полупроводниковыми выпрямителями	31
2.4.3 Независимое тиристорное возбуждение	33
2.4.4 Бесщеточное независимое возбуждение	34
2.4.5 Самовозбуждение с полупроводниковыми преобразователями	34
2.4.6 Автоматическое гашение поля (АГП)	35
2.4.7 Автоматическое регулирование возбуждения	37
2.4.8 Релейная форсировка возбуждения	37
2.4.9 Компандирование возбуждения генераторов	38
ЛЕКЦИЯ №5	40
3. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ	40
3.1 Номинальные параметры трансформаторов	41
3.2 Схемы и группы соединения обмоток	42
3.3 Элементы конструкции трансформаторов	43
ЛЕКЦИЯ №6	46

3.4 Нагрузочная способность трансформаторов	46
3.5 Тепловой расчет трансформаторов.....	48
ЛЕКЦИЯ №7	50
3.6 Особенности автотрансформаторов	50
3.7 Регулирование напряжения трансформаторов	54

ЛЕКЦИЯ № 1

1 Типы электростанций

1.1 Основные понятия и определения

Электроустановка - совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования вместе с помещениями и сооружениями, предназначенные для производства, преобразования, трансформации, передачи и распределения электроэнергии.

Электрический приемник - аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии (механическую, световую, тепловую).

Потребитель - электрический приемник или группа электрических приемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на общей территории.

Электростанция - электроустановка, предназначенная для производства электрической энергии или одновременно электрической и тепловой энергии.

Электрическая подстанция - электроустановка, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения (частоты) в электрическую энергию другого напряжения (частоты).

Линия электропередачи (ЛЭП) - система проводов или кабелей для передачи электрической энергии от источника к потребителю.

Электрическая сеть - совокупность ЛЭП и подстанций.

Энергосистема - совокупность электрических станций, электрических и тепловых сетей и потребителей электроэнергии и тепла.

Электроэнергетическая система (электрическая система) - часть энергосистемы за исключением тепловых сетей и потребителей.

В России для производства и распределения электроэнергии принят **переменный трехфазный ток частотой 50 Гц**. Постоянный ток применяется:

- в химической промышленности, цветной металлургии (от преобразовательных подстанций с выпрямительными агрегатами);
- для передачи электрической энергии на большие расстояния.

Все электроустановки делят на **2 категории**:

- до 1 кВ (низковольтные);
- выше 1 кВ (высоковольтные).

В России приняты стандартные **междуфазные напряжения**:

Таблица 1.1

Номинальное напряжение, кВ			
Сетей и электроприемников	Генераторов	Трансформаторов	
		Первичной обмотки	Вторичной обмотки
1	2	3	3
0,38	0,4	0,38	0,4
0,66	0,69	0,66	0,69
6	6,3	6 или 6,3	6,3
10	10,5	10 или 10,5	10,5
35	-	35	38,5
110	-	110	121
220	-	220	242
1	2	3	4
330	-	330	347
500	-	500	525
750	-	750	787

1.2 Графики нагрузки электроустановок

Режимы работы электроустановок на всех уровнях электроэнергетической системы характеризуется графиками нагрузки.

Графиком нагрузки называют диаграмму изменения нагрузки электроустановки во времени (T).

По виду **параметра**, характеризующего нагрузку, различают графики:

- активной мощности $P=f(T)$;
- реактивной мощности $Q=f(T)$;
- полной мощности $S=f(T)$;
- тока $I=f(T)$.

По **продолжительности** периода наблюдений:

- суточные ($T=24$ ч);
- годовые ($T=8760$ ч/год).

По **внешним** условиям:

- зимние (за характерные сутки 22 декабря);
- летние (за характерные сутки 22 июня);
- графики рабочих дней;
- графики выходных и праздничных дней.

Основным обычно является **зимний суточный график рабочего дня**, остальные строятся в процентах к основному.

По способу **построения** или по характеру регистрации параметра:

- ступенчатые (рис. 1.1, а);
- плавные (рис.1.1, б).

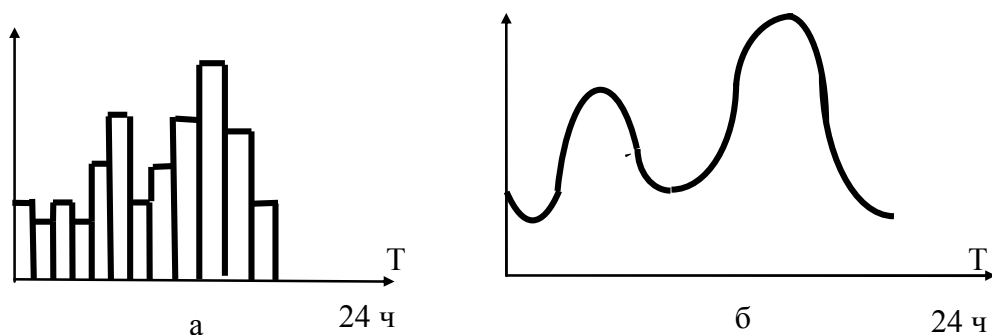


Рис 1.1. Ступенчатый и плавный графики нагрузки

По задачам использования:

- текущие (рис 1.2, а): отражают изменение параметра в течении суток (года);
- по продолжительности (рис 1.2, б): отражают длительность работы электроустановки в течение года с различными нагрузками;

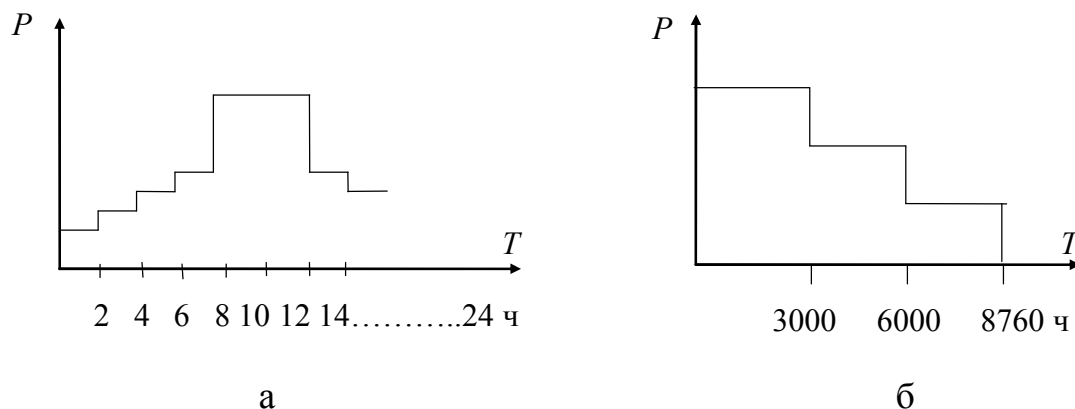


Рис.1.2. Текущий график нагрузки и график по продолжительности

- фактические, составляемые по данным регистрирующих приборов за определенный период времени;
- перспективные, составляемые при проектировании на основании данных о количестве и составе потребителей и их номинальной мощности.

По иерархии электроустановки в электроэнергетической системе:

- графики нагрузки потребителей (это могут быть графики нагрузки отдельных электроприемников или их групп, объединяемых центром питания от уровня шинных сборок 0,4 кВ цеховых подстанций до уровня сборных шин потребительских подстанций и даже по отрасли промышленности);
- сетевые графики на уровне сборных шин районных подстанций;
- графики нагрузки энергосистем, обслуживающих совокупность промышленных, городских и сельских потребителей целого региона;
- графики нагрузки электростанций.

Сетевые графики строятся с учетом потерь мощности в линиях электропередачи и трансформаторах.

Графики нагрузки электростанций строятся с учетом мощности потребителей собственных нужд станций.

1.2.1 Параметры графиков нагрузки

- **максимальное и минимальное** значение $P(Q)_{max}, P(Q)_{min}$ - наибольшая (наименьшая) нагрузка длительностью не менее получаса;
- **среднесуточное** (среднегодовое) значение:

$$P_{срсут} = \frac{W_{сут(год)}}{T} = \frac{\int_0^{24(8760)} P(t)dt}{T} = \frac{\sum P_i \cdot T_i}{\sum T_i},$$

где $W_{сут(год)}$ - расход электроэнергии за сутки (год).

P_i -мощность на i - ой ступени;

T_i - продолжительность i - ой ступени графика.

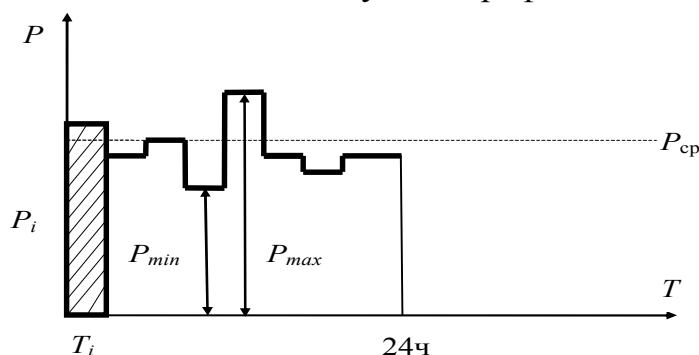


Рис. 1.3. Ступенчатый суточный график потребителей

На суточных графиках потребителей (рис. 1.3) выделяют **характерные зоны**:

$P < P_{min}$ - базовая;

$P_{min} \leq P \leq P_{ср}$ - полубазовая;

$P_{ср} < P < P_{max}$ - пиковая.

Для графиков нагрузки энергосистем (рис. 1.4) используют другое деление на зоны:

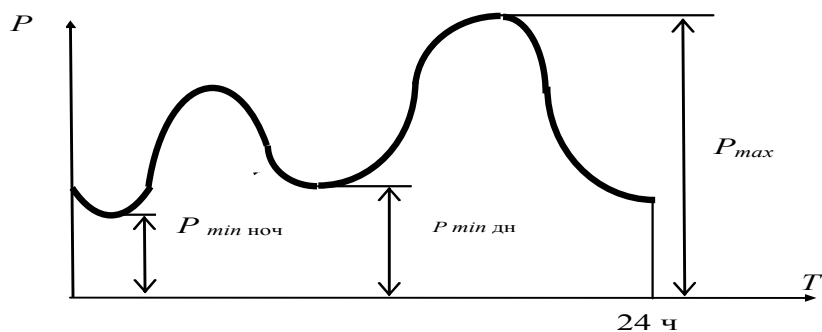
$P < P_{min_{ноч}}$ - базисная;

$P_{min_{ноч}} < P < P_{min_{дн}}$ - полупиковая;

$P_{min_{дн}} < P < P_{max}$ - пиковая,

где $P_{min_{ноч}}$ - ночной минимум нагрузки;

$P_{min_{дн}}$ - дневной минимум нагрузки.



Степень **неравномерности** графиков нагрузки можно характеризовать:

- коэффициентом нагрузки (или коэффициентом заполнения графика нагрузки)

$$k_n(k_{zn}) = \frac{W_{\text{сут(год)}}}{T \cdot P_{\text{max}}} = \frac{P_{\text{срсут(год)}}}{P_{\text{max}}}.$$

- условной продолжительностью использования максимальной нагрузки

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} = \frac{P_{\text{сргод}} \cdot T}{P_{\text{max}}} = k_n(k_{zn}) \cdot T.$$

Коэффициент нагрузки показывает, какую часть составляет фактически выработанное (потребленное) количество энергии $W_{\text{сут(год)}}$ от максимально возможного ($T \cdot P_{\text{max}}$).

Условная продолжительность использования максимальной нагрузки или число часов использования максимума T_{max} характеризует годовой график нагрузки. Площадь прямоугольника со сторонами P_{max} и T_{max} равна потребленной электроэнергии $W_{\text{год}}$ по фактическому графику нагрузки. Следовательно T_{max} - это число часов, за которое был бы исчерпан годовой расход электроэнергии, если бы нагрузка была максимальной все время работы.

ЛЕКЦИЯ № 2

1.3 Участие электростанций разных типов в производстве электроэнергии

Электроэнергия имеет преимущество перед другими видами энергии в том смысле, что ее можно передавать на большие расстояния при сравнительно небольших потерях. Это позволяет централизованно производить электроэнергию на мощных электростанциях.

Основная доля электроэнергии вырабатывается тепловыми (ТЭС) и гидравлическими (ГЭС) электростанциями. Электростанции, использующие "нетрадиционные" виды энергии (солнечные, геотермальные, ветровые, приливные, гидроаккумулирующие) вырабатывают незначительное количество электроэнергии.

1.4 Тепловые электростанции

Тепловые электростанции (ТЭС) дают более 80% всей электроэнергии. К тепловым электростанциям относят:

1. Паротурбинные электростанции:

- теплофикационные (ТЭЦ);
- конденсационные (КЭС);

2. Газотурбинные установки (ГТУ);

3. Парогазовые установки (ПГУ).

КЭС снабжают потребителей электроэнергией, а ТЭЦ - электрической и тепловой энергией в виде горячей воды и (или) пара.

Атомные электростанции также являются тепловыми электростанциями, но в силу специфики производства их выделяют в отдельную группу.

Основными элементами **паротурбинной** электростанции являются:

- котельные агрегаты;
- турбинные агрегаты: паровая турбина и электрический синхронный генератор (турбогенератор).

Паротурбинные электростанции работают на твердом, жидком или газовом топливе.

Наиболее широко используют твердое топливо: бурые угли, антрацитовый штыб, горючие сланцы, торф и т.д. Твердое топливо сжигается в топках котлов кусками (слоевое сжигание) или в пылевидном состоянии (камерное сжигание).

Возрастающая добыча газа позволяет применять его на станциях любой мощности. Станции на газовом топливе более экономичны, на них

меньше численность персонала, выше КПД котлоагрегатов на 4-5% ниже себестоимость энергии, а также меньше сроки строительства и окупаемости. В условиях городов эти станции дают значительные преимущества.

Применение в качестве жидкого топлива мазута дает аналогичные преимущества, но с большими затратами.

1.5 Паротурбинные конденсационные станции

КЭС оснащаются паротурбинными агрегатами **высоких** параметров единичной мощностью 50,100,150,200,300,400,500,800,1200 МВт.

На долю КЭС приходится до 60% выработки электроэнергии. На станции может быть установлено до 12 агрегатов, которые, как правило, выполняются по **блочной** схеме (котел- турбогенератор- трансформатор) без поперечных связей.

Достоинствами КЭС являются: высокая надежность, низкая себестоимость электроэнергии. К недостаткам можно отнести относительно высокую стоимость оборудования, значительные затраты на пуско-остановочные операции и, вследствие этого, затруднительность глубокого регулирования мощности.

На рис 1.5 представлена принципиальная **технологическая** схема энергоблока паротурбинной КЭС, работающей на угле.

Со склада уголь кусковой УК поступает в дробилки Д, а дробленый уголь УД - в мельницы М. Вследствие высокой энергоемкости мельницы работают периодически, поэтому перед ними располагается угольный бункер УБ, а за ними - пылевой бункер ПБ. Угольная пыль УП питателями пыли ПП подается к горелкам и через них вдувается в котел К горячим воздухом ВГ.

Холодный воздух забирается из атмосферы дутьевыми вентиляторами ДВи проходит через воздухоподогреватели ВП, где подогревается отходящими из котла дымовыми газами ДГ. Горячий воздух подается в котел через питатели пыли. Он используется для подсушивания угольной пыли, ее транспортировки и повышения эффективности сгорания в котле. Дымовые газы отсасываются из котла дымососами ДС и через дымовую трубу выбрасываются в атмосферу. Тепло отходящих газов из котла используются также в экономайзере Э для подогрева питательной воды ПВ.

Из котла перегретый пар ПП поступает в паровую турбину Т, где проходит ряд ступеней, вращая вал турбины и генератора Г. Полностью отработавший в турбине пар ОП поступает в конденсатор К, где конденсируется за счет охлаждения циркуляционной водой, которая подается циркуляционными насосами ЦН из водоема. При отсутствии естественного водоема вода используется по замкнутому циклу с охлаждением в градирне. Воздух, попадающий в конденсатор с паром, удаляется эжектором Э.

Конденсат К перекачивается конденсатными насосами КН в деаэратор Д, где освобождается от растворенных газов (особенно кислорода воздуха, вызывающего коррозию труб котла). В деаэраторе питательная вода ПВ подогревается паром до температуры выделения газов. Нагрев осуществляется паром ПО,отобранном с промежуточных ступеней турбины. Освобожденный от газов конденсат уже в виде питательной воды ПВ с помощью питательных насосов (ПН) через водоподогреватели ВП и экономайзер Э подается в котел. Для нагрева в водоподогревателе используется также пар отбора, а конденсат его отводится в деаэратор.

Для восполнения потерь питательной воды через деаэратор поступает добавочная вода ДВ, химически очищенная в установке У.

Конденсационные паровые турбины имеют несколько отборов для подогрева питательной воды. Чем больше отбор, тем большее количество тепла возвращается (регенерируется) с питательной водой и тем меньше поступает в конденсатор и теряется с циркуляционной водой и тем выше КПД.

Общий КПД станций составляет 25 - 40%, поэтому они невыгодны на дальнепривозном сырье. Обычно КЭС работают на местном топливе, поэтому удалены от потребителей. Удаленность от потребителей,а также большие мощности установленных агрегатов определяют **особенностиэлектрической части** КЭС. Электроэнергия с КЭС распределяется на высоких и сверхвысоких напряжениях:

- при мощности блоков 50-200 МВт - на напряжении 110-220 кВ;
- при мощности блоков 200МВт и выше - на напряжении 220 - 750 кВ.

Они связаны с потребителями относительно небольшим количеством ЛЭП большой пропускной способности.

КЭС являются **основными** источниками электроэнергии, работающими в **базисном и полупиковом** режимах.

В состав энергоблоков входят трансформаторы Т, которые повышают генераторное напряжение (6, 10, 20 кВ) до 110 - 750 кВ. Отдельные энергоблоки связаны распределительным устройством высокого напряжения (РУ ВН), от которого отходят ЛЭП к потребителям. Для РУ ВН применяются достаточно сложные и дорогие схемы, так как к надежности их предъявляются высокие требования.

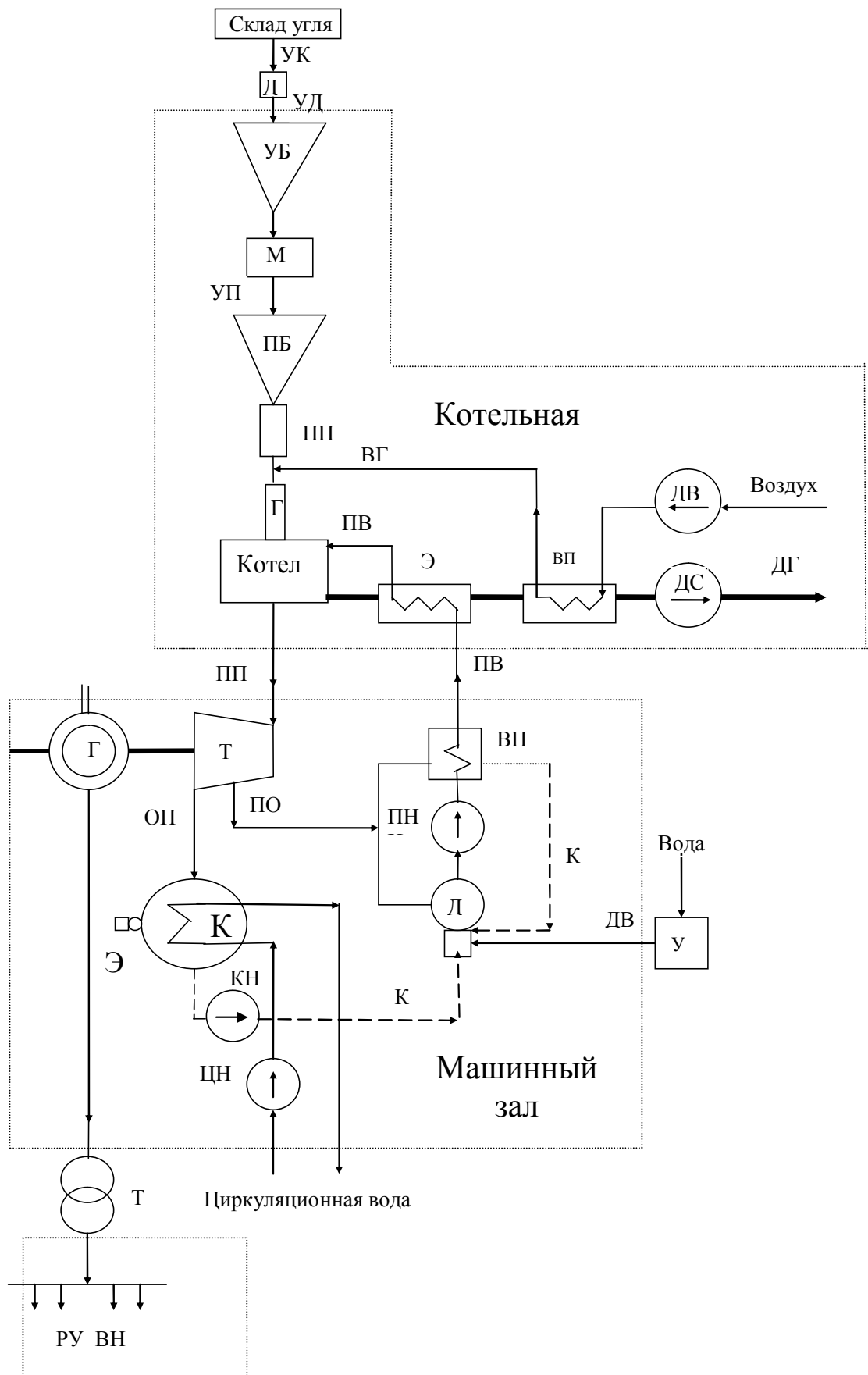


Рисунок 1.5. Технологическая схема энергоблока КЭС

1.6 Паротурбинные теплофикационные электростанции (ТЭЦ)

ТЭЦ оснащаются паротурбинными агрегатами средних и высоких параметров единичной мощностью до 250МВт. В технологической части ТЭЦ выполняются как с поперечными связями, так и по блочной схеме.

ТЭЦ снабжают потребителей электроэнергией и паром, который отпускается непосредственно потребителям пара или в бойлерные на подогрев воды для потребителей. Тепло отбираемого пара считают полезно отпущенным, поэтому КПД теплофикационных электростанций достигает 60-70%. Наиболее экономичным является режим работы ТЭЦ по графику теплового потребления при минимальном пропуске пара в конденсаторы.

Технологическая схема ТЭЦ мало отличается от схемы КЭС. На рис. 1.6 показана та часть технологической схемы, которой ТЭЦ отличается от КЭС.

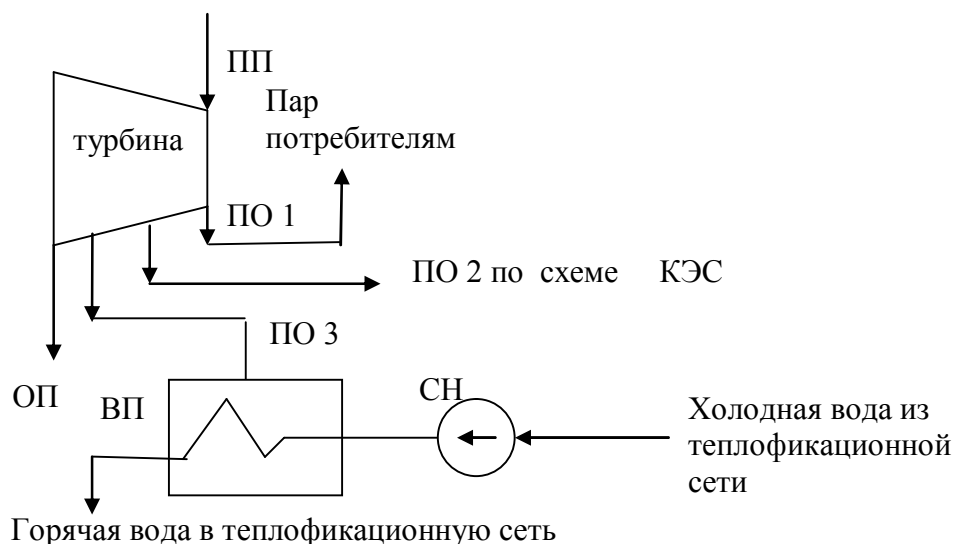


Рис. 1.6. Часть технологической схемы ТЭЦ

Пар первого отбора, имеющий высокие параметры, поступает непосредственно на собственные нужды потребителей. Второй отбор используется для подогрева питательной воды в деаэраторах и водоподогревателях. Третий отбор с самыми низкими параметрами пара используется для отопления и горячего водоснабжения промышленных и бытовых потребителей. Вода из сети теплофикации сетевыми насосами СН подается в водоподогреватели ВП и возвращается в сеть.

ТЭЦ стремятся приблизить к потребителям тепловой энергии на расстояние не более, чем 10 -20 км. Поэтому в **электрической части** ТЭЦ существенно отличается от КЭС. При небольших расстояниях до потребителей целесообразно электроэнергию распределять на генераторном напряжении 6-10 кВ (рис. 1.7). Через распределительное устройство высокого напряжения (РУ ВН) в этом случае осуществляется связь с энергосистемой для выдачи избыточной мощности в энергосистему или для питания

потребителей 6 -10 кВ из энергосистемы при авариях на станции. Требования к надежности распределительных устройств ТЭЦ могут быть ниже по сравнению с КЭС.

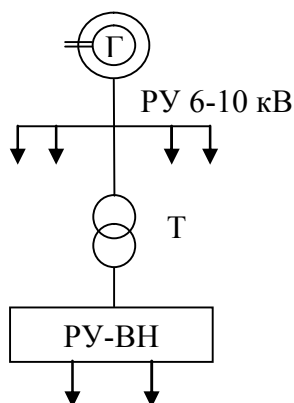


Рисунок 1.7. Электрическая схема энергоблока ТЭЦ

Наиболее целесообразно использовать ТЭЦ для комплексного энергоснабжения промышленных районов и городов электрической и тепловой энергией.

На ТЭЦ допускается и даже требуется **сезонное** регулирование графика электрических нагрузок в зависимости от режима тепловых нагрузок. На **суточном** графике нагрузки энергосистемы они располагаются в базисной части.

1.7 Газотурбинные станции (ГТУ)

ГТУ оснащаются газотурбинными установками, работающими обычно на жидком топливе или газе единичной мощностью 50-100 МВт. Имеют блочную технологическую схему.

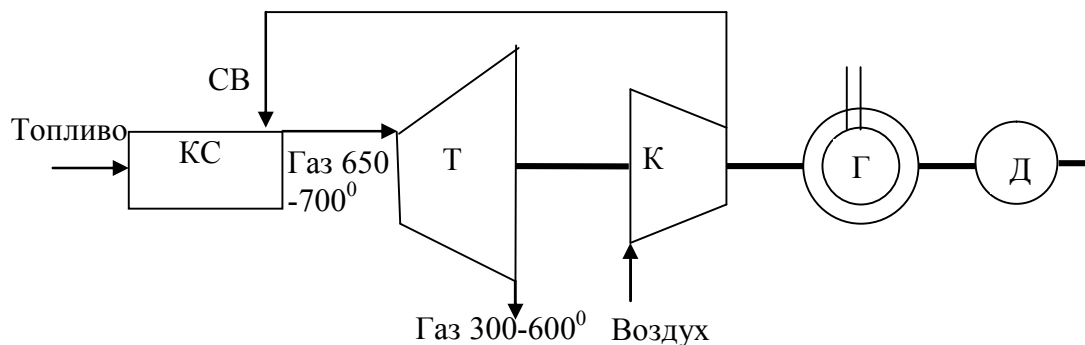


Рисунок 1.8. Технологическая схема энергоблока ГТУ

Топливо сжигается в камере сгорания КС, дымовые газы с температурой 650 - 700⁰ С поступают в цилиндры газовой турбины Т. На одном валу с турбиной расположены: компрессор (К), синхронный генератор Г и пусковой двигатель Д. Сжатый воздух СВ подается в камеру сгорания для повышения эффективности горения топлива.

Электроэнергия с ГТУ выдается на средних напряжениях 35-220 кВ.

Особенности ГТУ:

- себестоимость электроэнергии незначительно выше, чем на КЭС;
- допускается глубокое регулирование мощности;
- осуществим легкий и быстрый пуск и останов агрегатов;
- КПД составляет 25-30%.

Основные недостатки ГТУ: низкий КПД и дефицитность газотурбинного топлива.

ГТУ используются, в основном, в качестве источников, работающих в **пиковом** режиме с низким числом часов использования установленной мощности.

Для повышения КПД разработаны **парогазовые** установки ПГУ. В них топливо сжигается в топке парогенератора, где вместе с газовыми продуктами сгорания получают пар. ПГУ имеет две турбины – паровую и газовую. Тепло дымовых газов утилизируется в экономайзере для подогрева питательной воды. Мощность ПГУ достигает 200-250 МВт.

1.8 Атомные электростанции

Атомные электростанции (АЭС) являются тепловыми паротурбинными станциями, использующими в качестве источника энергии процесс деления атомов урана U-235 под действием тепловых или быстрых нейтронов.

На АЭС роль котельных агрегатов выполняют атомные **реакторы** и парогенераторы.

Один из основных элементов АЭС- **реактор**. В России используются, в основном, реакторы на тепловых нейтронах: ВВЭР и РБМК.

В реакторе **ВВЭР** (водо- водяном энергетическом реакторе) вода используется в качестве замедлителя реакции и теплоносителя. Выделяемое в реакторе тепло передается первичному теплоносителю, который с помощью насосов циркулирует через реактор. Так как реакторы являются источником опасных радиоактивных излучений, первичный теплоноситель не подают непосредственно в турбоагрегаты, а его энергия используется для получения пара (вторичного теплоносителя). Реактор и парогенератор располагают в отдельных изолированных помещениях. На рис. 1.9 представлена принципиальная технологическая схема энергоблока двухконтурной АЭС с реактором типа ВВЭР.

Насосами ГЦН вода первого радиоактивного контура подается в трубки реактора. Нагретая вода НВ в виде водопаровой смеси поступает в сепараторы С, где разделяется на жидкую и газовую фракции. В верхней части собирается насыщенный пар НП, который возвращается в реактор, где подогревается и высушивается, превращаясь в перегретый пар ПП. Перегретый пар поступает в парогенератор, состоящий из последовательных теплообменников. Пройдя последний теплообменник, конденсат К вместе с водой из сепараторов вновь поступает в реактор. Для восполнения утечек в сепараторы подается добавочная вода ДВ.

Питательная вода второго контура, поступающая из машинного зала, подается сначала в подогреватель конденсата ПК, затем в парогенератор насыщенного пара ПНП. Насыщенный пар поступает в пароперегреватель

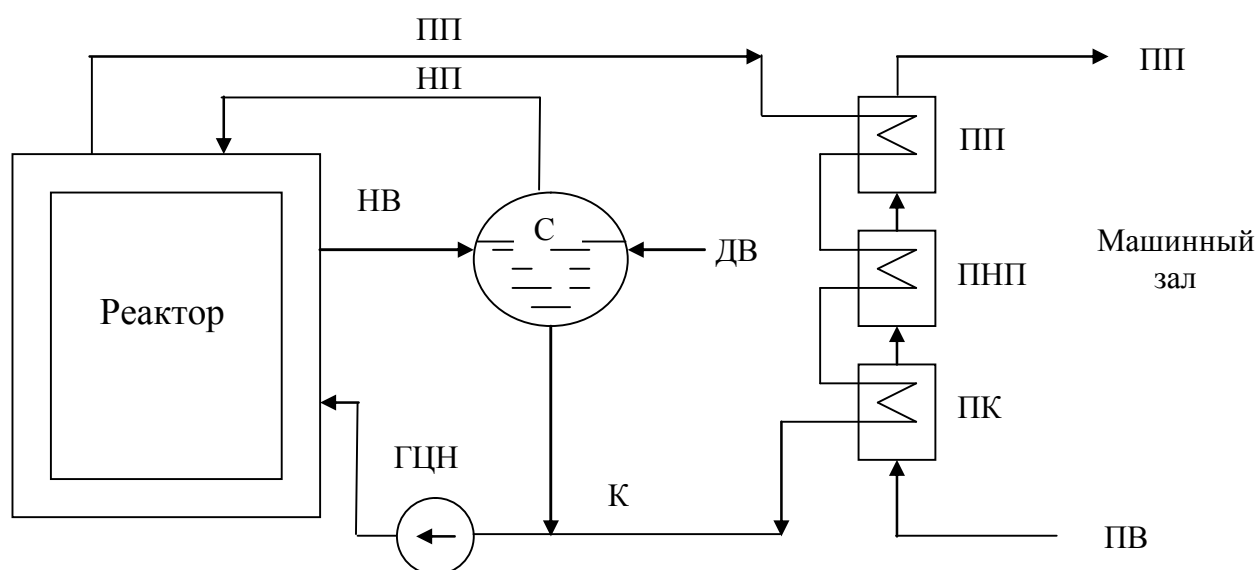


Рис. 1.9. Технологическая схема энергоблока двухконтурной АЭС ПП, из которого перегретый пар ПП поступает в паровую турбину.

В части машинного зала АЭС аналогична конденсационной тепловой станции.

В реакторе **РБМК** (реакторе большой мощности канального типа) в качестве замедлителя нейтронов используется графит, а в качестве первичного теплоносителя - вода. Технологическая схема АЭС с реакторами типа РБМК является одноконтурной. Пароводяная смесь из реактора поступает в сепараторы, куда также подается нагретая вода. Получая дополнительную энергию, вода превращается в пар, который направляется непосредственно в цилиндры паровой турбины.

Реакторы на быстрых нейтронах (**БН**) используются одновременно для получения тепловой и электрической энергии, а также для воспроизводства ядерного горючего. АЭС с реакторами типа БН выполняются по трехконтурной схеме. В первом контуре теплоносителем

является жидкий натрий, который эффективно поглощает тепло. Натрий бурно реагирует с водой, поэтому в теплообменниках парогенератора возможно выделение радиоактивных газов при повреждениях трубопроводов. Чтобы избежать контакта радиоактивного натрия первого контура с питательной водой, выполняют промежуточный контур с нерадиоактивным натрием.

Преимуществами атомных электростанций являются:

- малый расход ядерного топлива, в результате чего транспорт разгружается от перевозок топлива;
- большие единичные мощности (до 2000 МВт);
- чистота производства.

АЭС работают в базисной части графика нагрузки энергосистемы. Хотя на АЭС технически осуществимо регулирование мощности в широком диапазоне, оно не используется по условиям безопасности. По этой же причине АЭС удалены от потребителей. Поэтому в электрической части атомные электростанции аналогичны КЭС.

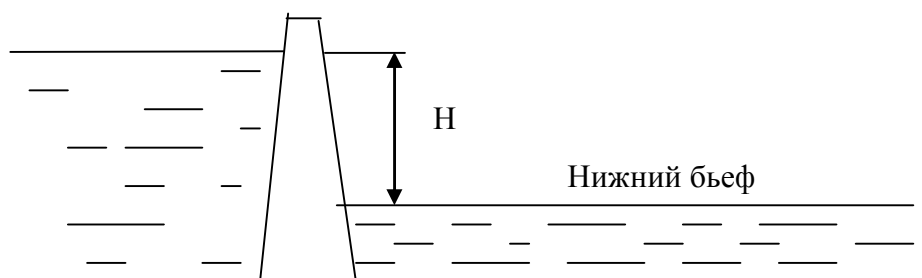
1.9 Гидроэлектростанции

ГЭС используют энергию водных потоков (рек, водопадов) для выработки электроэнергии. ГЭС вырабатывают 15% от общего объема производства электроэнергии. Энергетический потенциал реки определяется ее уклоном и стоком - объемом воды, протекающий через створ за определенный отрезок времени.

Первичными двигателями на ГЭС являются гидравлические турбины, которыми приводятся во вращение синхронные гидрогенераторы. Мощность, развиваемая турбиной, зависит от количества проходящей через нее воды Q и величины напора H

$$P_t = H \cdot Q.$$

Напор создается плотиной на равнинных реках, где отсутствуют естественный перепад уровней воды. Со стороны верхнего бьефа образуется водохранилище.



Плотины могут быть водосливные и глухие. Водосливные плотины имеют водопропускные отверстия с затворами для сброса излишней воды из водохранилища в нижний бьеф.

В состав гидроузла на равнинной реке входят: плотина, здание станции, судоходные шлюзы и дамбы. Сооружение гидроузла вместе с затратами на обустройство водохранилища требует значительных капитальных вложений. Значительны и сроки строительства. В этом состоят основные недостатки ГЭС.

На горных реках используют естественные уклоны реки, но при этом приходится создать систему деривационных сооружений, направляющих воду в обход русла реки.

При небольших напорах наиболее распространенным типом являются русловые ГЭС, при которых здание ГЭС является продолжением плотины. Через отверстия в плотине вода подается к турбинам.

При напорах более 30-35 м сооружают станции приплотинного типа, на которых здание станции расположено за глухой бетонной стеной со стороны нижнего бьефа и не воспринимает непосредственного напора воды. Вода поступает через специальные напорные трубопроводы в спиральные камеры, охватывающие тело турбины, вертикальный вал которой соединен с генератором. Регулирование мощности осуществляется с помощью затворов напорного трубопровода.

Достоинствами гидроэлектростанций являются:

- низкая себестоимость электроэнергии (в 7-10 раз ниже, чем ТЭС), так как не требуется поставок и подготовки специального топлива, выработки теплоносителя и т.д.;
- небольшое потребление электроэнергии на собственные нужды (подготовку топлива, утилизацию тепла и т.д.);
- меньше численность персонала;
- меньше объем эксплуатационных и ремонтных работ;
- улучшение судоходства, орошения земель, водоснабжения городов за счет водохранилищ;
- возможность регулирования мощности в большом диапазоне и с минимальными затратами.

Гидроэлектростанции в энергосистеме работают параллельно с тепловыми. При этом, если ГЭС не имеет водохранилища, регулирование мощности на ней определяется естественным (сезонным) изменением стока. Поэтому они работают в базисной части графика, а регулирование суточного графика нагрузки осуществляется на ТЭС, что крайне неэкономично.

ГЭС с водохранилищами осуществляют искусственное регулирование стока, как сезонное (задерживают паводковые воды и постепенно расходуют в другие периоды), так и суточное (увеличивают сток в период максимальной нагрузки и снижают в часы минимума нагрузок). Поэтому ГЭС с водохранилищами используют в пиковой и полупиковой части графика (соответственно в паводковый и непаводковый периоды).

В электрической части ГЭС подобны КЭС, так как они удалены от потребителей.

Коэффициент полезного действия ГЭС составляет 85-90%.

Особую роль играют **гидроаккумулирующие** станции (ГАЭС). Они имеют два бассейна на разных уровнях и "обратимые" гидроагрегаты. В часы минимума нагрузки энергосистемы генераторы ГАЭС работают в двигательном режиме, а турбины - в насосном. При этом вода по трубопроводу перекачивается из нижнего в верхний бассейн. В периоды максимальной нагрузки ГАЭС осуществляют сброс воды из верхнего в нижний бассейн и вырабатывают электроэнергию, снимая пики нагрузки энергосистемы. В результате повышается экономичность работы ТЭС и АЭС, так как на них не потребуется проведение дорогостоящих мероприятий по регулированию мощности.

Обобщая сведения об участии электростанций разных типов в формировании общего суточного графика выработки электроэнергии, можно построить рис. 1.10. Из рисунка следует, что в постоянной **базисной** части графика работают электростанции, на которых невозможно, неэкономично или небезопасно регулирование мощности. К таким станциям относятся ГЭС без водохранилищ, атомные электростанции и ТЭЦ.

Конденсационные электростанции экономически выгоднее использовать в базисной части графика, но при необходимости на них осуществляется регулирование мощности для покрытия переменных нагрузок в **полупиковой** зоне.

В **пиковой** части суточного графика энергосистемы используются ГЭС и ГАЭС, ГТУ и ПГУ. На перечисленных станциях легко и с малыми затратами регулируется мощность в зависимости от требований энергосистемы. Учитывая, что ГАЭС, ГТУ и ПГУ вырабатывают незначительное количество электроэнергии в масштабах энергосистемы, на рисунке показаны только ГЭС.

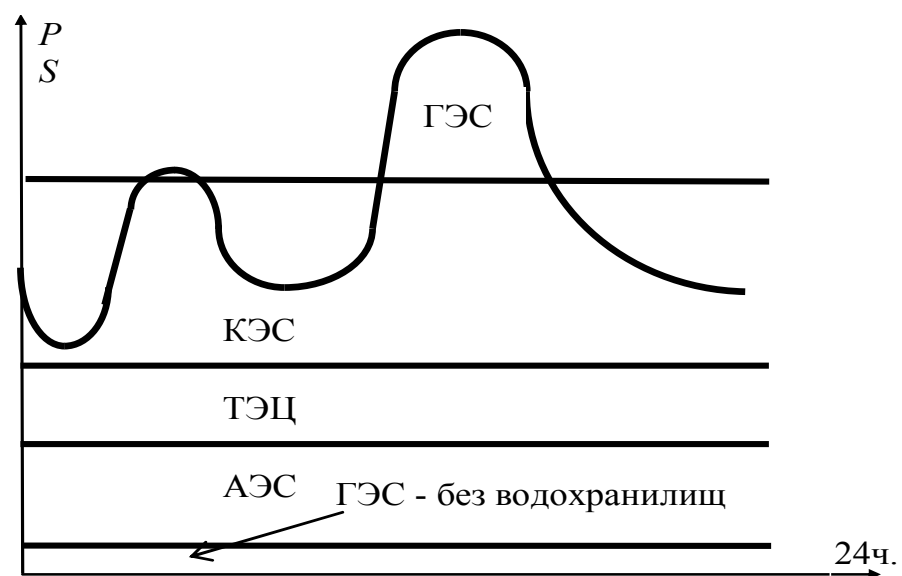


Рис. 1.10. Участие электростанций в формировании суточного графика производства электроэнергии

ЛЕКЦИЯ № 3

2 СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

Основными элементами электростанций являются турбо- или гидроагрегаты, составными частями которых служат турбины (паровые, газовые или гидравлические) и электрические синхронные генераторы.

Принято генераторы, первичными двигателями которых являются паровые или газовые турбины, называть турбогенераторами, а генераторы с гидравлическими турбинами - гидрогенераторами.

2.1 Турбогенераторы

Турбогенератор (ТГ) представляет собой **быстроходную** (1500, 3000 об/мин.) электрическую машину с неподвижным статором и вращающимся цилиндрическим ротором. Увеличение частоты вращения повышает экономичность работы паровых турбин и уменьшает габариты турбин и генераторов. Быстроходность обеспечивается конструкцией ротора.

Ротор турбоагрегатов выполняется **неявнополюсным** в виде цельной поковки из высококачественной легированной стали. В радиальные пазы ротора укладывается обмотка возбуждения из полосовой электролитической меди с изоляцией из слюды или микаленты.

Максимальный диаметр ротора (1,0 - 1,3 м) при высокой скорости вращения определяется механической прочностью поковки, а длина ограничена прогибом вала (до 12 м).

Статор выполняется **шихтованным** из листов стали толщиной 0,5 мм. Листы набираются в пакеты, между которыми оставляют вентиляционные каналы. Обмотка (стержневая двухслойная с изоляцией из микаленты) укладывается в пазы во внутренней расточке.

Турбогенераторы выполняются с **горизонтальным** валом.

При частоте(f)50 Гц турбогенераторы имеют одну пару полюсов (p)при номинальной частоте вращения (n)3000 об/мин., так как

$$n = \frac{60 \cdot f}{p}.$$

На АЭС чаще всего устанавливаются реакторы ВВЭР. Они сравнительно дешевы, но вырабатывают пар с пониженными параметрами, что приводит к необходимости увеличения выходного сечения цилиндров низкого давления и уменьшения скоростей лопаток последних ступеней для предотвращения эрозии, что возможно за счет перехода на скорость 1500 об/мин. Поэтому генераторы для АЭС могут иметь две пары полюсов (четыреполюсные).

Для турбогенераторов принята стандартная шкала мощностей: 2,5 - 4 - 6 - 12 - 32 - 63 - 100 - 160 - 200 - 300 - 500 - 800 - 1200 МВт.

2.2 Гидрогенераторы

Гидрогенераторы относятся к числу тихоходных электрических машин (60- 750 об/мин) в зависимости от напора и расхода воды. Так как скорость вращения определяется потенциалом реки, где сооружается ГЭС, то генераторы могут иметь разное количество пар полюсов и мощность их не стандартизируется (от 8 до 640 МВт). Для ГЭС генераторы обычно изготавливаются по заказу.

В зависимости от расположения вала гидроагрегаты называют горизонтальными (малой мощности) и вертикальными (большой мощности). Большинство гидроагрегатов имеют **вертикальное** исполнение с размещением генератора над турбиной.

Основными элементами вала вертикальной машины являются подпятник и направляющие подшипники. Подпятник воспринимает нагрузку от веса генератора и рабочего колеса турбины, а так же от вертикальной составляющей реакции воды. В мощных генераторах он погружается в масло. Радиальные усилия, действующие на ротор, воспринимается двумя направляющими подшипниками, которые также обеспечивают вертикальное положение вала.

В зависимости от расположения подпятника различают гидрогенераторы **подвесного** (а) и **зонтного** (б) типа:

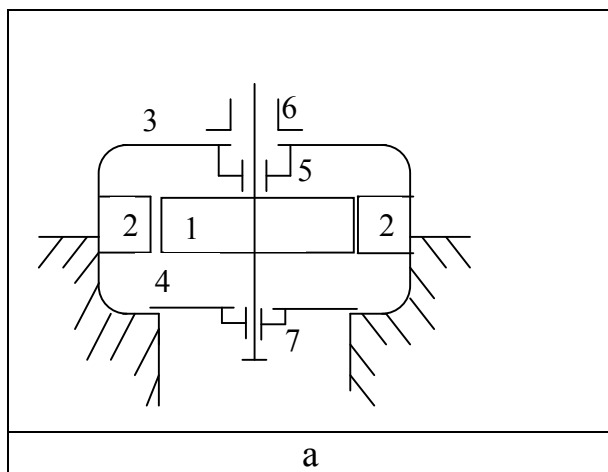
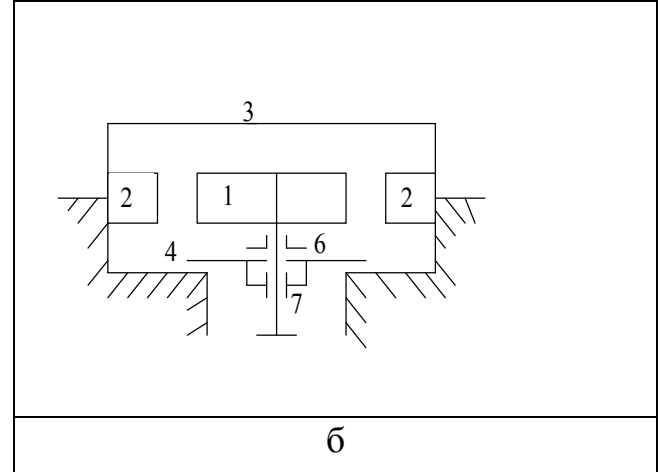


Рисунок 2.1. Гидрогенераторы подвесного и зонтичного типа

1 - ротор, 2 – статор, 3 - верхняя крестовина, 4 - нижняя крестовина, 5 - верхний направляющий подшипник, 6 – подпятник, 7 - нижний направляющий подшипник.



Подвесное исполнение обеспечивает более высокую механическую устойчивость и свободный доступ к подпятнику. Зонтичное - позволяет уменьшить размеры верхней крестовины и высоту здания электростанции, что важно при больших мощностях.

Ротор гидрогенератора принципиально отличается от ротора турбогенератора. Он выполняется **явнополюсным** в виде колеса, к ободу которого крепятся полюса. Полюса собираются из листовой стали. Обмотки возбуждения выполняются в виде катушек из голой шинной меди, которые надеваются на выступающие полюса. Вместо полосовой меди могут использоваться трубки, одновременно используемые для охлаждения. Витки изолируют асбестом или миканитом. Чем меньше частота вращения, тем больше полюсов должно быть на роторе. Поэтому ротор может иметь диаметр 4- 8 м.

Статор гидрогенератора конструктивно не имеет принципиальных отличий от статора турбогенератора.

2.3 Системы охлаждения генераторов

Во время работы в генераторах возникают потери энергии, вызывающие нагрев его элементов. Хотя КПД генераторов высок и потери составляют всего 1.5- 2%, абсолютные потери достигают 10 МВт в машине 800 МВт, что приводит к значительному повышению температуры активной стали, меди и изоляции. При этом предельный нагрев лимитируется изоляцией обмоток.

Синхронные генераторы имеют искусственное охлаждение. Различают системы искусственного охлаждения:

- поверхностное или косвенное;
- непосредственное.

В качестве охлаждающей среды в генераторах применяются газы (воздух и водород) и жидкости (вода и масло).

2.3.1 Косвенные системы охлаждения

При поверхностном или косвенном охлаждении охлаждающий **газ** подается с помощью встроенного или внешнего вентилятора внутрь машины и прогоняется через ее воздушный зазор и систему вентиляционных каналов. При этом газ не соприкасается с проводниками обмоток, и тепло от них

передается охлаждающему газу через изоляцию обмоток, пазовую изоляцию и сталь зубцов, т.е. через значительный "тепловой барьер".

Косвенные системы охлаждения могут быть воздушными и водородными.

Воздушные системы охлаждения могут быть:

- проточными;
- замкнутыми.

При **проточном** охлаждении воздух забирается извне через очистительные фильтры, прогоняется через машину и выбрасывается наружу. Оно применяется для генераторов небольшой мощности (ТГ –до 2 МВА, ГГ –до 4МВА), так как с воздухом в машину поступает пыль, несмотря на фильтры.

Для крупных генераторов применяют **замкнутую** систему охлаждения, когда один и тот же объем воздуха циркулирует в машине. Нагретый в машине воздух выходит через специальный патрубок в камеру горячего воздуха, проходит через воздухоохладитель (орошаемый водой) и через камеру холодного воздуха возвращается в машину.

Для восполнения потерь воздуха в результате утечек предусмотрен забор воздуха через двойные масляные фильтры в камере холодного воздуха.

Замкнутые системы охлаждения выполняются по двум схемам:

- осевые;
- многоструйные.

Осевая схема предусматривает прохождение охладителя через зазор между статором и ротором, а также через вентиляционные осевые каналы статора. Недостатком является неравномерность охлаждения обмотки в начале и в конце обмотки по движению воздуха.

Эффективность вентиляции повышается при разделении потока охлаждающего воздуха на несколько струй.

Многоструйная радиальная схема охлаждения предусматривает деление системы вентиляции вертикальными (перпендикулярно валу) плоскостями по секции. В каждую секцию воздух поступает из воздушного зазора или специального осевого канала и проходит через радиальные вентиляционные каналы в отводящие камеры.

Воздушное охлаждение применяется в турбогенераторах до 12 МВт и гидрогенераторах до 150- 160 МВт.

Более крупные генераторы и синхронные компенсаторы экономически выгоднее снабжать водородным охлаждением.

Водородные системы охлаждения обеспечивают лучший отвод тепла, так как водород имеет в 7 раз большую теплопроводность и в 1,44 раза больший коэффициент теплоотдачи с поверхности. Это позволяет увеличить мощность ТГ на 15- 20%, или сберечь при той же мощности на 15- 30% активные материалы. Еще более повышается эффективность охлаждения при повышении давления водорода.

За счет водородного охлаждения также:

- снижаются потери на трение ротора;

- более долговечной становится изоляция, так как в среде водорода не образуется озона, ее разрушающего);
- меньше вероятность пожара, так как водород не поддерживает горения.

Наряду с этим водородное охлаждение создает трудности:

- во избежание образования взрывоопасной смеси с воздухом необходима надежная изоляция вентиляционной системы и поддержание повышенного давления;
- корпус генератора должен быть более прочным (больше затраты металла и выше качество сварки);
- стоимость выше на 40%,но эта добавочная стоимость окупается за 2- 3 года.

Источником водорода на ТЭС являются установки электролиза воды. Реже водород доставляют в баллонах.

Для гидрогенераторов водородное охлаждение не применяется, т.к. большие размеры не позволяют создать надежную изоляцию вентиляционной системы от окружающего воздуха.

2.3.2 Непосредственное (форсированное) охлаждение

Дальнейшее повышение мощности турбогенераторов оказалось возможным при переходе на систему непосредственного охлаждения. В них охлаждающая среда непосредственно соприкасается с медью обмоток. В непосредственных системах охлаждения в качестве охлаждающей среды используют **водород, воду (реже масло)**.

Непосредственное охлаждение турбогенераторов выполняется по четырем схемам:

1. Косвенное охлаждение статора и непосредственное охлаждение ротора водородом (генераторы ТВФ). **Косвенное охлаждение обмотки и стали статора осуществляется по многоструйной радиальной схеме.** Циркуляция водорода осуществляется вентиляторами на валу машины. **Обмотка ротора охлаждается по схеме самовентиляции:** газ (водород) забирается из зазора между статором и ротором через отверстия в пазовых клиньях с последующим выбросом нагретого газа обратно в зазор. Обмотка выполнена из сплошных проводников прямоугольного сечения с косыми вырезами в боковых поверхностях, образующих вентиляционные каналы.

2. Непосредственное охлаждение статора и ротора водородом (генераторы ТГВ). Циркуляция водорода обеспечивается компрессором, установленным со стороны контактных колец. **Обмотка статора охлаждается по аксиальной (осевой) схеме.** Так как в пазы статора укладывается большое число проводников малого сечения, затрудняется выполнение вентиляционных каналов (вырезов) достаточного сечения. Поэтому водород пропускают по специальным трубкам из немагнитной стали, проложенным в пазах.

Обмотка ротора охлаждается по аксиальной схеме или по схеме самовентиляции. В случае аксиального охлаждения обмотку ротора

выполняют из проводников корытообразного сечения, образующих каналы, в которые газ подается с обеих сторон.

Сталь статора охлаждается по радиальной схеме через вентиляционные каналы в шихтованном сердечнике.

3. Непосредственное жидкостное охлаждение статора и непосредственное водородное охлаждение ротора. В качестве охлаждающей жидкости применяют масло и воду. Основное достоинство масла заключается в его высоких изолирующих свойствах, поэтому масло позволяет использовать дешевую бумажную изоляцию. Вместе с тем, масло разрушает изоляцию обмоток, пожароопасно, вязкость масла создает трудности его перемещения. Поэтому в большинстве случаев используют воду (генераторы ТВВ). **Обмотка статора охлаждается по аксиальной схеме водой.** Для этого обмотка выполняется из полых проводников прямоугольного сечения, внутри которых циркулирует вода. **Сталь статора охлаждается по радиальной схеме водородом. Ротор - по схеме самовентиляции водородом.**

4. Непосредственное жидкостное охлаждение статора и ротора. Для генераторов ТГВ- 500, 1200 МВт и гидрогенераторов выполняют:

- **охлаждение статора водой;**
- **охлаждение ротора водой;**
- **охлаждение стали водородом по радиальной схеме.**

На ТЭС целесообразно использовать конденсат турбин, включив систему каналов охлаждения генератора в систему циркуляции турбины.

Для турбогенераторов ТВМ используется **масло**, которое прогоняется через осевые каналы в стали статора и полые проводники обмоток специальными маслососами. Сердечник статора отделен от ротора изоляционным цилиндром, который размещается в зазоре и герметично закреплен в торцах.

Эффективность рассмотренных систем охлаждения иллюстрируется табл. 2.1.

Таблица 2.1

Система охлаждения	Увеличение мощности
Воздушное	1
Косвенное водородное давление 0.005 МПа	1.25
Косвенное водородное давление 0.2 Мпа	1.7
Непосредственное водородное	2.7
Непосредственное: статор- масло ротор- вода	3.6
Непосредственное водяное	4.0

ЛЕКЦИЯ №4

2.4 Системы возбуждения генераторов

Система возбуждения предназначена для питания обмотки возбуждения ротора постоянным током и регулирования тока возбуждения. Источник тока возбуждения называется возбудителем.

Значения ЭДС генератора определяется величиной тока возбуждения. Поэтому регулирование напряжения на выводах генератора осуществляется за счет изменения тока возбуждения.

Системы возбуждения характеризуются параметрами:

- $U_{f_{ном}}$ - номинальное напряжение возбуждения (на кольцах ротора);
- $I_{f_{ном}}$ - номинальный ток возбуждения (соответствует номинальной нагрузке);
- $P_{f_{ном}}$ - номинальная мощность возбуждения (0,2 - 0,6% от номинальной мощности машины);
- форсировочная способность (K_U);
- быстродействие при авариях в системе;
- скорость развозбуждения генератора при действии релейной защиты.

Форсировочной способностью по напряжению (току) $K_{U(I)}$ называют отношение напряжения (тока) потолка возбуждения $U_{f_{пот}} (I_{f_{пот}})$ к номинальному $U_{f_{ном}} (I_{f_{ном}})$. Генераторы должны иметь не менее, чем двукратную форсировку

$$K_U = \frac{U_{f_{пот}}}{U_{f_{ном}}} \geq 2; \quad K_I = \frac{I_{f_{пот}}}{I_{f_{ном}}} \geq 2.$$

Потолок возбуждения - величина, до которой быстро увеличивают (форсируют) возбуждение при глубоком снижении напряжения на зажимах генератора при коротких замыканиях в системе.

Быстродействие систем возбуждения в процессе форсировки напряжения при авариях в энергосистеме характеризуется скоростью нарастания напряжения возбуждения (1/сек).

$$\nu = 0,632 \cdot \frac{U_{f_{пот}} - U_{f_{ном}}}{U_{f_{ном}} \cdot t} \geq 2 \text{ 1/c},$$

где t - время, за которое происходит форсировка.

К системам возбуждения предъявляются следующие требования:

- высокая надежность в нормальном и аварийном режимах;
- устойчивость возбуждения; - высокий потолок возбуждения;

- высокая скорость нарастания возбуждения.

Возбуждение машины устойчиво, если любое изменение ее нагрузки не вызывает изменения возбуждения и на зажимах генератора поддерживается уровень напряжения с точностью до $\pm 0,5\%$.

В зависимости от возбудителя системы возбуждения можно разделить на два основных вида:

- электромашинное возбуждение;
- полупроводниковое возбуждение.

Полупроводниковые системы возбуждения, в свою очередь, можно разделить на три вида:

- высокочастотное (индукторное) независимое возбуждение;
- тиристорное независимое возбуждение;
- бесщеточное независимое возбуждение;

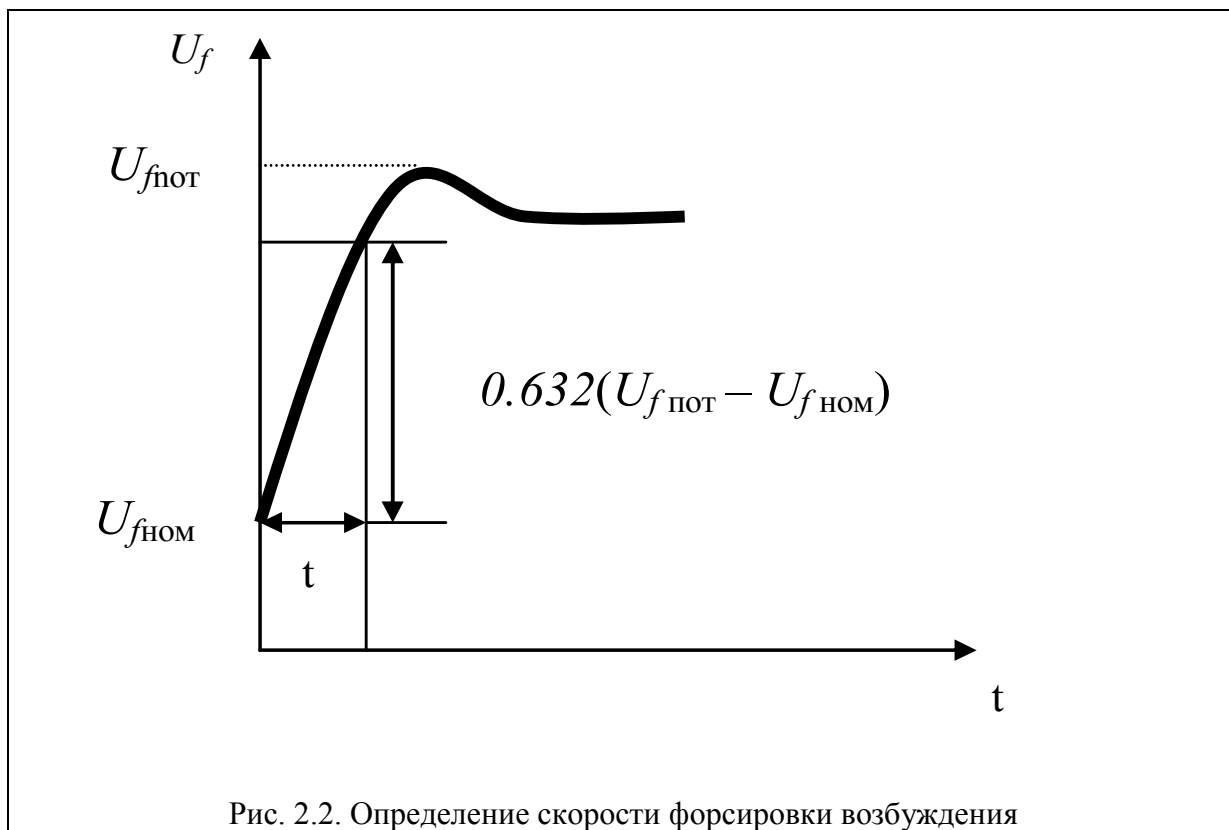


Рис. 2.2. Определение скорости форсировки возбуждения

- полупроводниковое самовозбуждение.

2.4.1 Электромашинные системы возбуждения

Возбудителем (*GE*) является генератор постоянного тока. Возбудитель может иметь самовозбуждение (обмотка возбуждения *LGE* подключена к якору) или возбуждение от независимого подвозбудителя (генератора постоянного тока).

К возбудителю подключается обмотка возбуждения *LG* основного генератора *G*.

Различают электромашинные системы возбуждения двух типов: самовозбуждение и независимое возбуждение.

В схеме **самовозбуждения** (рис. 2.3) якорь генератора постоянного тока (возбудителя) приводится во вращение асинхронным двигателем M , который подключен к шинам 0,4 кВ собственных нужд электростанции. Трансформатор 10/0,4 кВ собственных нужд (ТСН) подключен к выводам основного генератора. Если вблизи выводов генератора произойдет короткое замыкание, напряжение в точке подключения ТСН резко снижается и нарушается работа системы возбуждения. Поэтому самовозбуждение применяется только для маломощных генераторов или в качестве резервных систем для мощных генераторов.

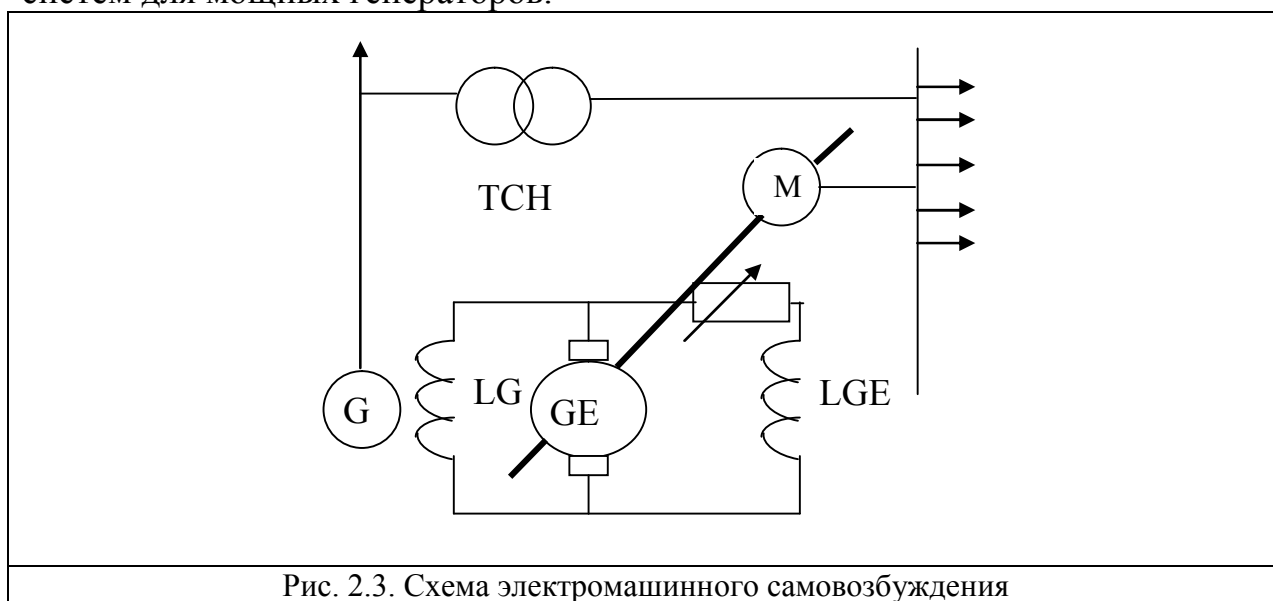
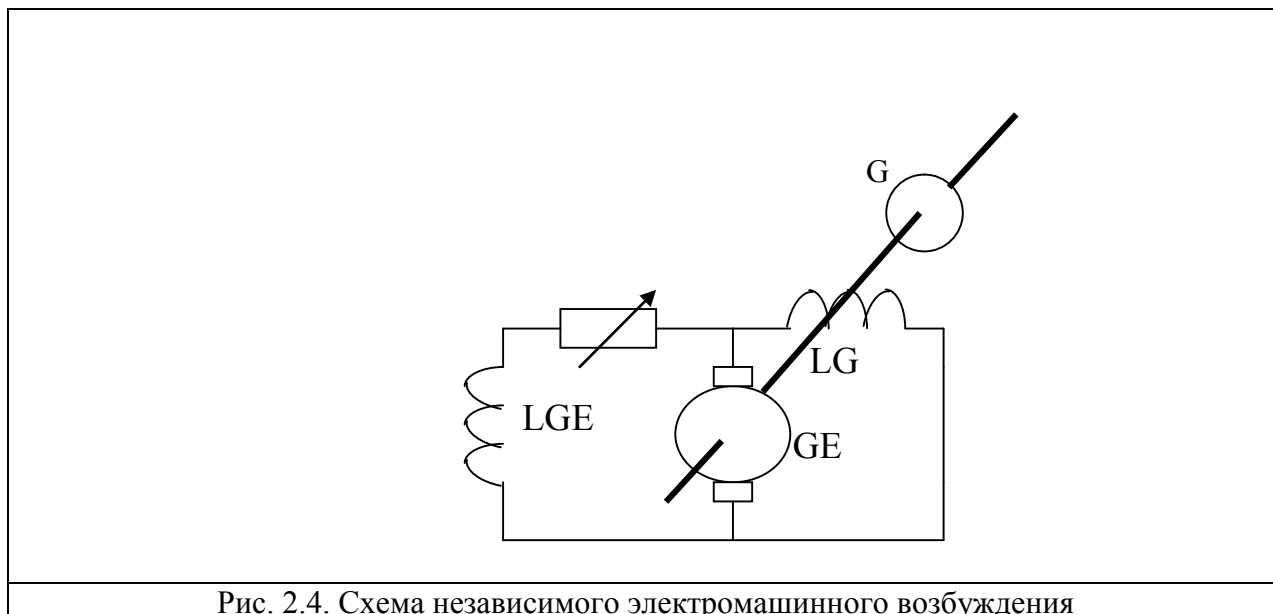


Рис. 2.3. Схема электромашинного самовозбуждения

В схеме **независимого** возбуждения (рис. 2.4) якорь возбудителя находится на одном валу с ротором основного генератора. При аварийных посадках напряжения на выводах генератора не происходит нарушения функционирования системы возбуждения, так как скорость вращения ротора основного генератора в течение некоторого времени не изменяется за счет инерции турбины. Поэтому независимое возбуждение обладает высокой надежностью.



Регулирование тока в схемах электромашинного возбуждения осуществляется за счет переменного сопротивления в цепи LGE .

Электромашинные системы возбуждения применяются только для генераторов мощностью до 100- 150 МВт.

2.4.2 Независимое высокочастотное возбуждение с полупроводниковыми выпрямителями

В качестве возбудителя (GE) используется генератор переменного тока на одном валу с турбогенератором (G).

Для уменьшения габаритов возбудителя в качестве вспомогательного генератора применяют высокочастотный индукторный генератор трехфазного тока 500 Гц. Ротор индукторного генератора не имеет обмотки возбуждения, а на его цилиндрической поверхности выфрезеровано 10 продольных пазов. В пазах статора расположены: трехфазная обмотка и три обмотки возбуждения (последовательная и две независимые). При вращении зубчатого ротора магнитный поток, создаваемый обмотками возбуждения, пульсирует. За счет пульсаций в обмотке трехфазного переменного тока наводится ЭДС частотой 500 Гц.

Напряжение возбудителя выпрямляется полупроводниковым выпрямителем VD и подводится к обмотке возбуждения LG основного генератора.

Последовательная обмотка возбуждения LGE высокочастотного возбудителя является основной и создает основной магнитный поток возбудителя.

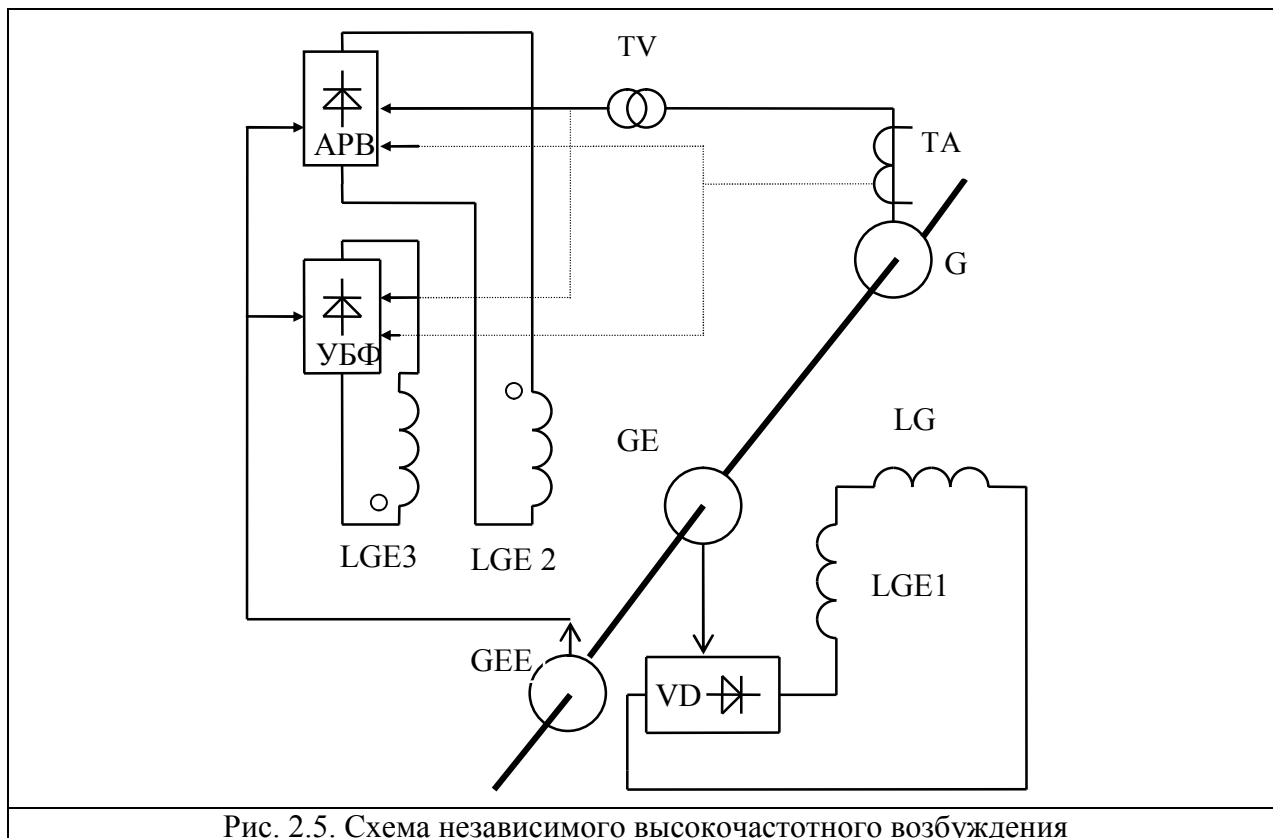


Рис. 2.5. Схема независимого высокочастотного возбуждения

Независимая обмотка возбуждения $LGE2$ подключена через выпрямительное устройство APB к подвозбудителю GEE . Она создает МДС, встречную МДС основной обмотки. Регулирование тока в обмотке $LGE2$ осуществляется устройством APB (автоматического регулирования возбуждения), обеспечивая поддержание напряжения генератора при нормальном режиме работы в функции напряжения генератора через трансформатор напряжения TV и тока через трансформатор тока TA .

Независимая обмотка возбуждения $LGE3$ подключена к подвозбудителю через устройство бесконтактной форсировки возбуждения $УБФ$. Она создает МДС, согласную с МДС основной обмотки, и обеспечивает начальное кратковременное возбуждение при пуске и форсировку возбуждения при аварийном снижении напряжения генератора более чем на 5 %.

В качестве подвозбудителя GEE используется высокочастотный индукторный генератор (400 Гц), возбуждаемый постоянными магнитами на роторе.

Высокочастотное возбуждение обеспечивает $K_U=2$ и $V=2$ (1/с). Поэтому оно используется для ТГ средней мощности 200 -300 Мвт при условии, что они не требуют высокого быстродействия по условиям работы.

2.4.3 Независимое тиристорное возбуждение

Возбудителем является специальный синхронный генератор промышленной частоты 50Гц на одном валу с ротором основного генератора.

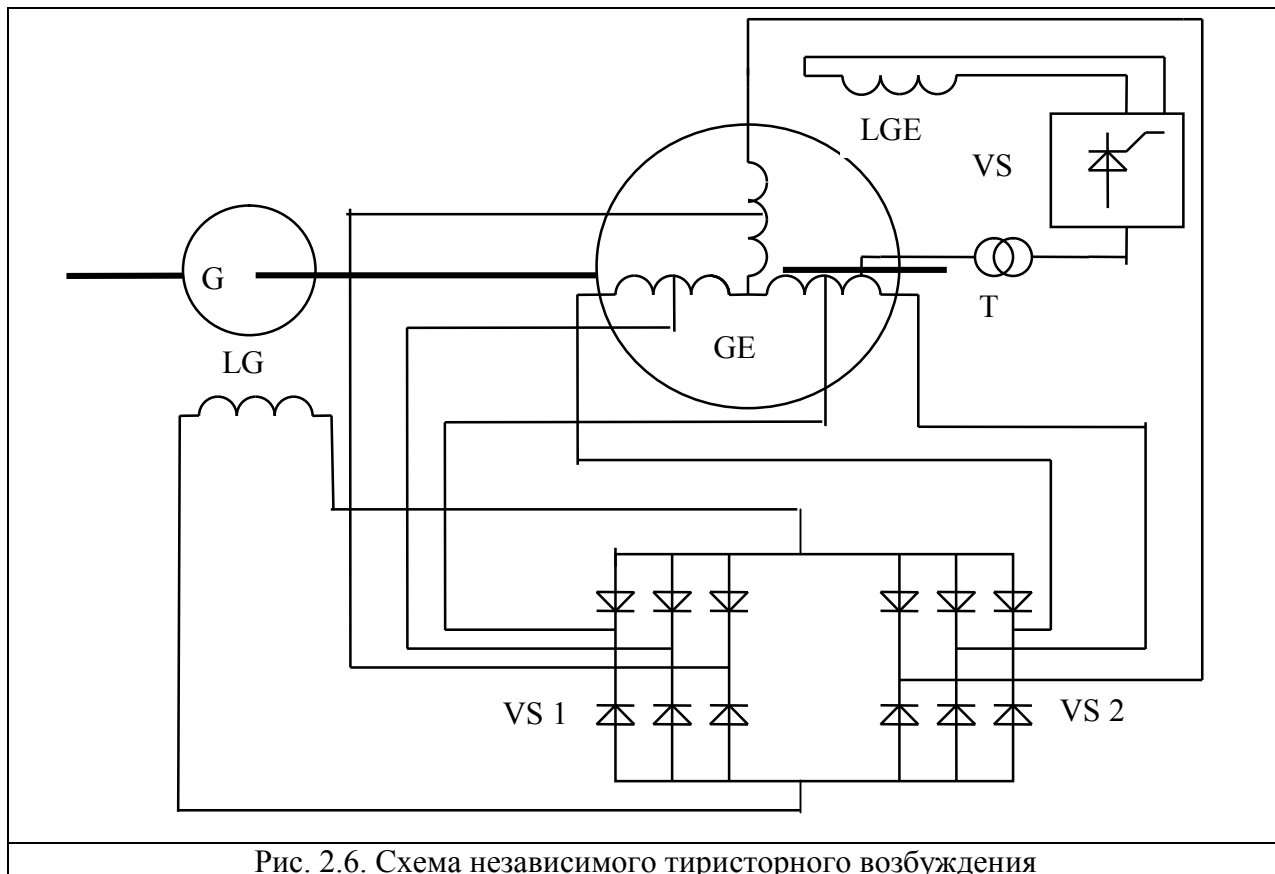


Рис. 2.6. Схема независимого тиристорного возбуждения

Возбудитель *GE* имеет обмотку статора, выполняемую с дополнительными выводами (**отпайками**). К низковольтной части (к отпайкам) подключена **рабочая** группа тириستоров *VS1*, к высоковольтной – **форсировочная** группа *VS2*. Тиристорная группа *VS1* обеспечивает возбуждение в нормальном режиме и управляется от устройства АРВ подачей импульсов на управляющие электроды. При этом группа *VS2* закрыта.

В режиме форсировки возбуждения открываются тиристоры форсировочной группы *VS2*. Они включены на полное напряжение возбудителя и дают полный ток форсировки возбуждения. При этом запирается рабочая группа *VS1*.

Возбудитель *GE* имеет самовозбуждение с подключением обмотки возбуждения через трансформатор *T* и управляемое выпрямительное устройство *VS*.

2.4.4 Бесщеточное независимое возбуждение

Общим недостатком рассмотренных ранее систем является наличие скользящих контактов для подвода тока к ротору (контактных колец на валу ротора и щеток). При больших токах возбуждения (более 3000 А) этот недостаток может быть решающим.

В схеме бесщеточного возбуждения возбудителем GE является генератор особой конструкции: его обмотка возбуждения расположена на статоре, а обмотка 3-х фазного переменного тока расположена на роторе, соединенном с валом генератора G . Переменный ток с ротора подводится к выпрямителю VD , выполненному на основе неуправляемых кремниевых вентилей повышенной прочности и малых габаритов, вращающимся на одном валу с генератором и возбудителем. Регулирование напряжения осуществляется за счет изменения тока в обмотке LGE .

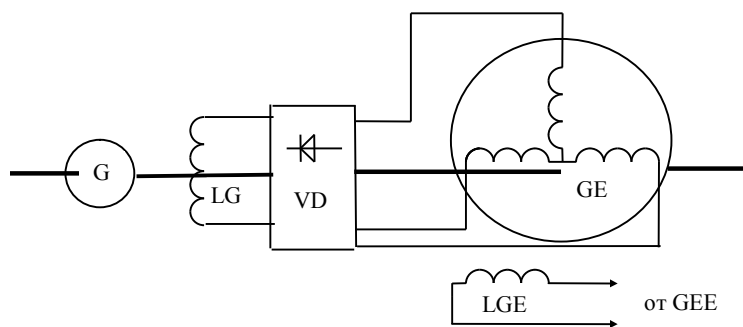


Рисунок 2.7. Принципиальная схема независимого бесщеточного возбуждения

Схема применяется для ТГ мощностью до 1200 МВт.

2.4.5 Самовозбуждение с полупроводниковыми преобразователями

Систему самовозбуждения с полупроводниковыми преобразователями принято называть системой прямого или силового компаундирования.

Выпрямительное устройство системы возбуждения состоит из двух групп (3-х фазных мостов) вентилей: неуправляемых VD (диодов) и управляемых VS (тиристоров).

Диодный мост VD получает питание от трансформатора силового компаундирования TA (вторичный ток пропорционален току генератора). Тиристорная группа VS получает питание от выпрямительного трансформатора TE (вторичное напряжение пропорционально напряжению генератора). Трансформатор силового компаундирования аналогичен трансформатору тока.

Группа VD обеспечивает основной ток возбуждения в нормальном режиме работы (70 -80%) и форсировку возбуждения в режиме короткого замыкания в подключенной сети.

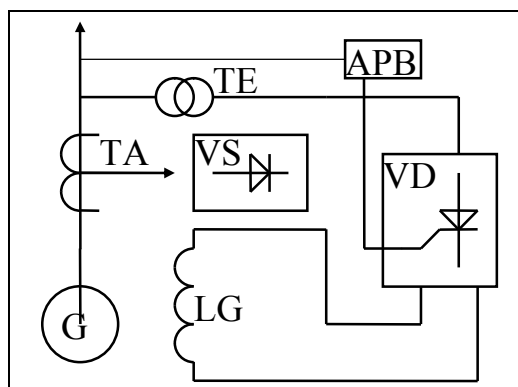


Рис. 2.8. Схема полупроводникового самовозбуждения

Вентили VS осуществляют регулирование тока возбуждения в обмотке LG (угол отпирания и запираания тиристоров регулируется через систему APB в функции напряжения генератора), а также обеспечивает возбуждение в режиме холостого хода.

Полупроводниковые схемы самовозбуждения применяются на мощных агрегатах, но обеспечивают низкую стабильность напряжения. Поэтому они используются для генераторов, связанных с потребителями линиями небольшой длины.

2.4.6 Автоматическое гашение поля (АГП)

После аварийного отключения генератора защитой необходимо его развозбудить, т.е. погасить магнитное поле. При этом уменьшается ЭДС генератора, время горения дуги и выгорание обмоток и стали. Гашение поля необходимо не только при аварийных, но и при нормальных отключениях. При разрыве обмотки возбуждения, имеющей большую индуктивность и малую емкость, появляется перенапряжение, которое может привести к пробое изоляции.

Проще всего осуществить гашение поля с помощью активного сопротивления (рис. 2.9).

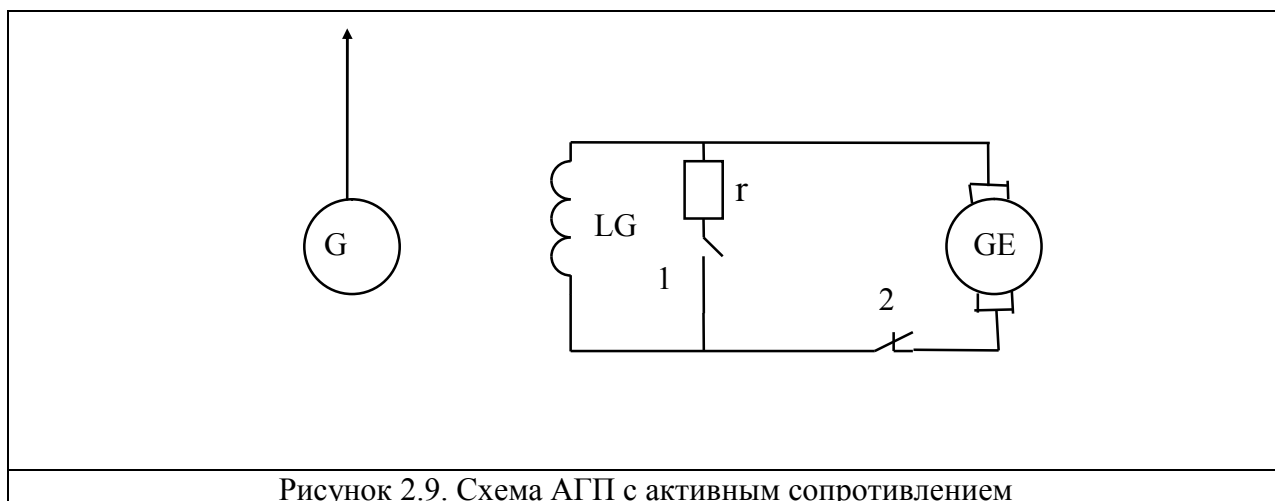


Рисунок 2.9. Схема АГП с активным сопротивлением

От действия релейной защиты генератора сначала замыкается контакт 1, подключая к обмотке возбуждения LG сопротивление r , в котором гасится электромагнитная энергия. Затем размыкается контакт 2. При этом контакт 2 не разрывает цепь обмотки LG и не возникает перенапряжения.

Такая схема не обеспечивает быстрого гашения поля (несколько секунд) и применяется только для машин небольшой мощности.

Используются также автоматы гашения поля с **дугогасительной решеткой** (рис. 2.10). В состав АГП входят:

- обмотка контактора K ;
- блок - контакт KK ;
- рабочие контакты 1;
- дугогасительные контакты 2;
- дугогасительная решетка 3.

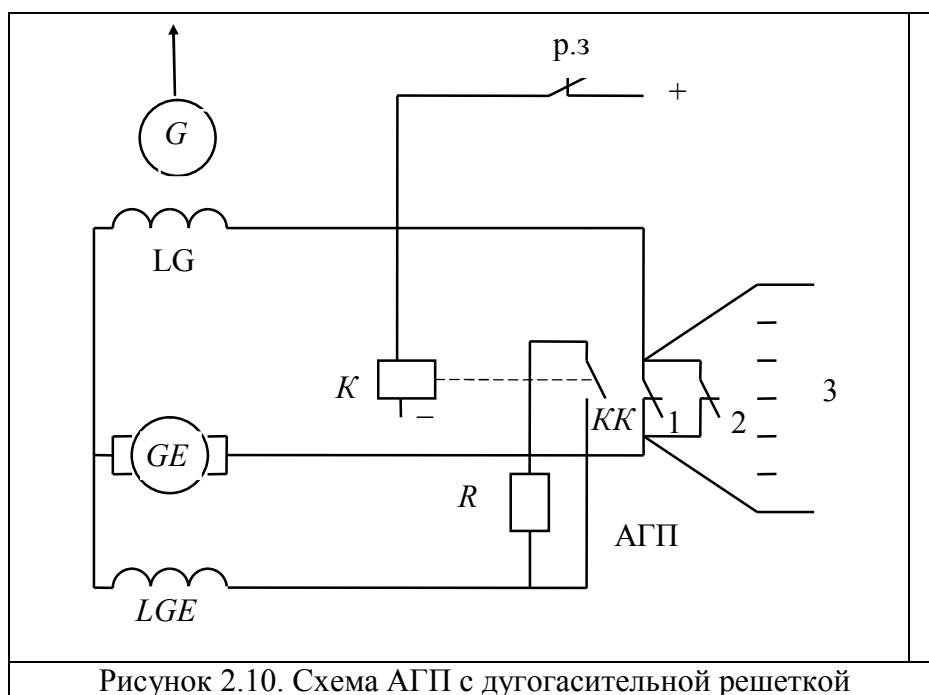


Рисунок 2.10. Схема АГП с дугогасительной решеткой

При нормальной работе генератора рабочие 1 и дугогасительные 2 контакты замкнуты, обмотка K имеет замкнутую цепочку, следовательно, контакты KK замкнуты и сопротивление R зашунтировано.

При срабатывании релейной защиты (р.з) цепь обмотки АГП разрывается и контакт KK , размыкаясь, вводит в цепь LGE добавочное сопротивление R , снижая ток возбуждения возбудителя.

Одновременно с этим размыкаются контакты автомата 1 и 2 (сначала рабочие, затем - дугогасительные), дуга втягивается в дугогасительную решетку 3. Энергия обмотки возбуждения поддерживает дугу, т.е. напряжение обмотки разряжается на дугогасительную решетку. При этом время горения дуги составляет не более 0,5 -1 с.

2.4.7 Автоматическое регулирование возбуждения

Устройства АРВ выполняют две основных функции: поддерживают заданное напряжение на генераторе в нормальных условиях его работы и обеспечивают форсировку возбуждения при коротких замыканиях в сети.

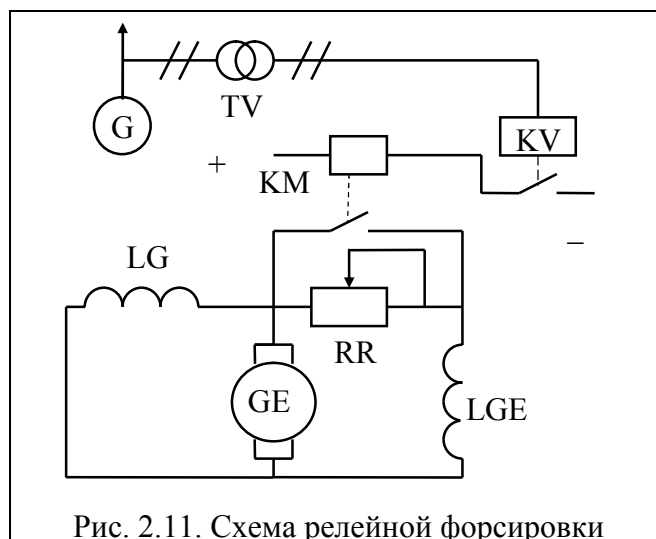
При электромашинном возбуждении применяют две основные группы регуляторов:

- регулирующих возбуждение путем изменения сопротивления в цепи возбуждения возбудителя (устройства релейной форсировки);
- регулирующих возбуждение при помощи изменения дополнительных токов, поступающих в обмотку возбуждения возбудителя (устройства компаундирования).

Такими устройствами снабжаются все генераторы, а генераторы мощностью более 3000 КВт еще имеют устройства, регулирующие возбуждение в нормальном режиме.

2.4.8 Релейная форсировка возбуждения

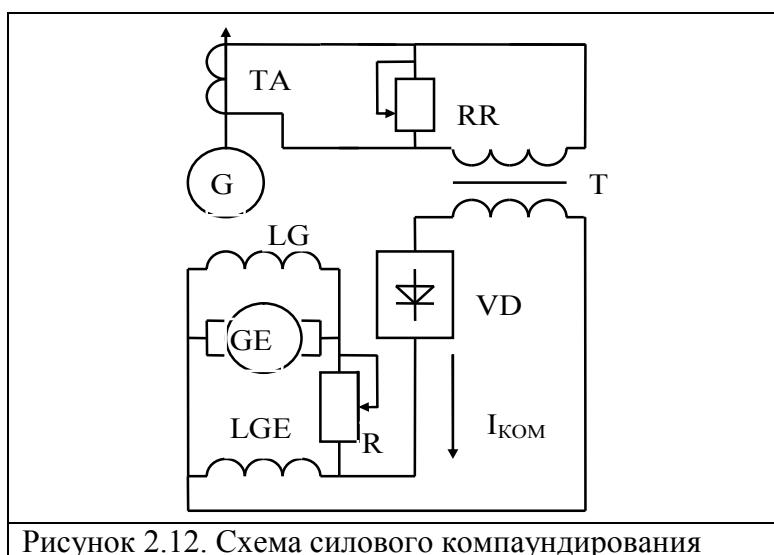
При коротких замыканиях, сопровождающихся понижением напряжения до $0,85 U_{ном}$ и ниже автоматическое устройство релейной форсировки позволяет быстро увеличить возбуждение генератора.



Реле минимального напряжения KV подключено через трансформатор напряжения TV . При уменьшении напряжения реле замыкает контакт и подключает обмотку контактора KM , контакты которого замыкаясь, шунтируют реостат RR (шунтовый реостат). Ток в LGE при этом увеличивается до потолочного значения. Устройствами релейной форсировки оснащаются все генераторы.

2.4.9 Компаундирование возбуждения генераторов

Устройства компаундирования применяются в сочетании с электромашиным возбуждением.



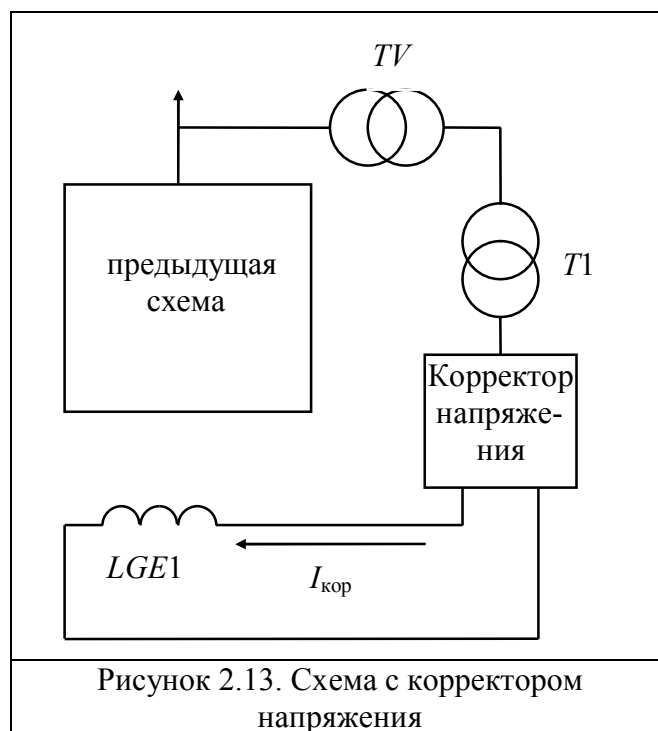
Компаундирование достигается путем подпитки обмотки возбуждения возбудителя добавочным током $I_{ком}$, пропорциональным току статора генератора. От трансформатора тока TA (рис. 2.12), вторичная обмотка которого замкнута на установочный реостат RR , питается разделительный трансформатор T . Напряжение с RR через трансформатор T и

выпрямитель VD подается к обмотке возбуждения возбудителя LGE , создавая в ней дополнительный ток $I_{\text{ком}}$.

При росте нагрузки генератора происходит падение напряжения, но увеличивается $I_{\text{ком}}$, в результате чего напряжение восстанавливается.

Компаундирование в чистом виде не обеспечивает достаточно точное поддержание напряжения, поэтому оно дополняется корректором напряжения (рис. 2.13). Он подключен через трансформатор напряжения TV и установочный трансформатор $T1$. Выпрямленный ток коррективной $I_{\text{кор}}$, пропорциональный напряжению генератора, поступает в дополнительную обмотку возбуждения $LGE1$.

Разработаны схемы АРВ, осуществляющие фазовое компаундирование, когда ток компаундирования зависит не только от абсолютного значения тока статора, но и от коэффициента мощности ($\cos\phi$). Кроме рассмотренных АРВ пропорционального действия, реагирующих на **отклонение** тока и напряжения генератора, разработаны регуляторы сильного действия, реагирующие на **скорость и ускорение** изменения параметров регулирования.



ЛЕКЦИЯ №5

3. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

Электроэнергия, вырабатываемая генераторами электростанций, при передаче к потребителям претерпевает многократную трансформацию в повышающих и понижающих трансформаторах. Поэтому установленная мощность трансформаторов в энергосистеме превышает мощность генераторов в 4-5раз.

Применяют:

- однофазные и трехфазные трансформаторы;
- двухобмоточные и трехобмоточные трансформаторы;
- автотрансформаторы.

Трехфазные трансформаторы по сравнению с однофазными экономичней (на 20-25% меньше стоимость, на 12-15% меньше потери) и проще в эксплуатации. Поэтому в основном применяют 3-х фазные трансформаторы. Группы из трех **однофазных** трансформаторов применяют при больших мощностях (более 100 МВА) по условиям изготовления или по условиям транспортировки.

Двухобмоточные трансформаторы (35/6-10 кВ; 110/6-10 кВ) применяются в тех случаях, когда на подстанции нужно иметь одно вторичное напряжение. Если требуется получить два вторичных напряжения, применяются **трехобмоточные** трансформаторы (220/110/6-10кВ, 110/35/6-10кВ). В них суммарная мощность обмоток среднего и низшего напряжений может быть равна мощности обмотки высшего напряжения или все обмотки рассчитаны на одинаковую мощность.

Разновидностью трехобмоточного трансформатора является трансформатор с **расщепленной обмоткой низшего напряжения** (110/10/10 кВ; 110/6/6 кВ или 110/10/6 кВ). Обмотка низшего напряжения (НН) состоит из двух ветвей, расположенных симметрично обмотке высшего напряжения. Каждая ветвь рассчитана на $0,5 S_{\text{ном}}$. Трансформаторы с расщепленной обмоткой имеют большое сопротивление, что позволяет ограничить токи короткого замыкания на стороне НН.

В электроустановках 220-500кВ применяют силовые **автотрансформаторы** (АТ). Если в трансформаторах, имеющих самостоятельные обмотки первичного и вторичного напряжения, уложенные на общий магнитопровод, передача энергии из одной обмотки в другую осуществляется электромагнитным путем, то в автотрансформаторах имеет место и электрическая связь между обмотками.

Для силовых трансформаторов и АТ применяют буквенно-цифровые обозначения, установленные ГОСТом.

В типе трансформаторов последовательно указывают:

1. Т - трехфазный;

- О - однофазный.
2. С – естественное воздушное охлаждение;
М – естественное масляное охлаждение;
Д – масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла;
ДЦ – масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла;
Ц-масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла.
3. Т - трехобмоточный;
Р – с расщепленной вторичной обмоткой;
без обозначения - двухобмоточный.
- Буква А перед обозначением обозначает автотрансформатор.
Буква Н после обозначения обозначает наличие устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Примеры: ТДТН - трансформатор трехфазный с масляным охлаждением с дутьем трехобмоточный с РПН; ТРДН - трансформатор трехфазный с масляным охлаждением, с дутьем, с расщепленной вторичной обмоткой, с РПН; ТДН - трансформатор трехфазный с масляным охлаждением, с дутьем, двухобмоточный, с РПН; АТДЦТН - автотрансформатор трехфазный с масляным охлаждением, с дутьем и принудительной циркуляцией масла, трехобмоточный, с РПН.

-

3.1 Номинальные параметры трансформаторов

Номинальным называется режим работы трансформатора, для которого он предназначен заводом-изготовителем. Условиями, определяющими номинальный режим работы, являются:

- номинальная мощность, $S_{\text{ном}}$, кВА, МВА;
- номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$, кВ;
- номинальный ток, $I_{\text{ном}}$, А;
- номинальные условия охлаждающей среды;
- напряжение короткого замыкания, u_k %;
- ток холостого хода, $I_{\text{хх}}$;
- потери холостого хода, $\Delta P_{\text{хх}}$;
- потери короткого замыкания, $\Delta P_{\text{кз}}$.

Номинальной мощностью трансформатора называется указанное в паспорте значение полной мощности, на которую трансформатор может быть нагружен непрерывно в номинальных условиях установки и охлаждающей среды при номинальной частоте и напряжении. Если обмотки трансформатора имеют разные мощности, то за номинальную принимают наибольшую (обычно ВН). За номинальную мощность АТ принимается

номинальная мощность сторон, имеющих автотрансформаторную связь. Ее называют "проходной" мощностью.

Номинальное напряжение обмоток - это напряжение первичной и вторичных обмоток при холостом ходе (линейные - для 3-хфазных или $U_{л}/\sqrt{3}$ - для однофазных трансформаторов. Номинальным коэффициентом трансформации для 2-х обмоточных трансформаторов называют

$$n = \frac{U_{\text{номВН}}}{U_{\text{номНН}}}.$$

Для 3-хобмоточных трансформаторов определяют коэффициент трансформации каждой пары обмоток.

Номинальными токами обмоток трансформатора называют токи, определяемые по их номинальным мощностям и номинальным напряжениям. Под номинальной нагрузкой понимают нагрузку, равную номинальному току.

Напряжение короткого замыкания (U_k) - это напряжение в процентах от номинального, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора в замкнутой накоротко другой обмотке ток равен номинальному. Оно характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора. Для 3-хобмоточных трансформаторов и АТ приводится U_k для каждой пары обмоток (при разомкнутой третьей).

Ток холостого хода I_{xx} характеризует активные и реактивные потери в стали и выражается в процентах от номинального тока трансформатора.

Потери холостого хода ΔP_{xx} и **короткого замыкания** $\Delta P_{кз}$ определяют экономичность работы трансформатора. Они характеризуют потери в стали (на вихревые токи и гистерезис) и потери в обмотках при протекании по ним токов нагрузки.

3.2 Схемы и группы соединения обмоток

Обмотки обычно имеют схемы соединений: звезда Y; звезда с выведенной нейтралью Y_0 ; треугольник Δ .

Сдвиг фаз между ЭДС первичной и вторичной обмоток выражают группой соединений. При разных схемах соединений обмоток может быть получено 12 групп соединений.

При схемах Y / Y - группы: 2,4,6,8,10,0.

При схемах Δ / Y или Y / Δ - группы: 1,3,5,7,11.

Обмотку ВН обычно соединяют в Y, что позволяет экономить изоляцию ($U_{\phi} = U_{л}/\sqrt{3}$), а обмотку НН - в Δ , так как при этом ток в фазе будет $I_{л}/\sqrt{3}$, что позволяет снизить расход меди.

Соединение обмоток в Y с выведенной нулевой точкой применяется в том случае, когда нейтраль обмотки заземляется. Эффективное заземление нейтралей обязательно в трансформаторах 300кВ и выше и во всех АТ. Системы 110 – 220кВ, как правило, работают с эффективно-заземленной нейтралью. Однако для уменьшения токов однофазного короткого замыкания часть трансформаторов может работать с изолированной нейтралью. При этом в режиме разземленной нейтрали последняя защищается от перенапряжений, так как изоляция нулевых выводов не рассчитана на полное напряжение.

3.3 Элементы конструкции трансформаторов

Основными элементами конструкции являются:

- магнитопровод;
- обмотки;
- изоляция;
- выводы;
- бак;
- охлаждающие устройства;
- устройства регулирования напряжения;
- защитные и измерительные устройства;
- тележка (каретка с катками).

Магнитопровод составляет остов трансформатора. Он выполняется из листов электротехнической стали, изолируемых бумагой или лаком. Стержни магнитопровода стягиваются стеклобандажами а ярма – стальными бандажами.

На остоле магнитопровода устанавливают **обмотки** - концентрические или чередующиеся. Чаще применяются концентрические обмотки, чередующиеся - только в специальных трансформаторах (печных, сухих).

Для проводников **обмоток** используют алюминий (при мощности трансформаторов до 6300кВА) или медь.

Для **изоляции** масляных трансформаторов используются:

- масло и твердые диэлектрики;
- масло и бумага;
- масло электрокартон;
- масло игетинакс;
- масло и дерево.

Масло заполняет бак трансформатора, обеспечивая междуфазную изоляцию и изоляцию от заземленного бака.

В сухих трансформаторах применяются изолирующие материалы на основе кремнийорганических соединений.

Магнитопровод вместе с обмотками и отводами от них к вводам составляют **активную** часть.

Активную часть помещают в **бак**. Крышку бака используют для установки **вводов, расширителя**, термометров. На стенках бака укрепляют охлаждающие устройства - **радиаторы**. В трансформаторах небольшой мощности бак выполняют с верхним разъемом. При ремонтах снимают крышку и поднимают активную часть из бака. Если масса активной части больше 25 тонн, она устанавливается на донную часть бака, а затем накрывается колоколообразной верхней частью бака. При ремонтах не требуется выемки активной части. Баки экранируются пакетами электротехнической стали или немагнитными материалами.

Расширитель представляет собой цилиндрический бак, соединенный трубками с баком. В него вытесняется масло при повышении его уровня в баке при нагреве. При понижении уровня масла в расширитель всасывается воздух через силикагелевый фильтр. Фильтр осушает воздух, чтобы влажный воздух не вызывал снижения диэлектрических свойств масла. Так как силикагелевый фильтр полностью не осушает воздух (особенно при резких колебаниях нагрузки), в современной энергетике широкое применение получают герметичные баки с заполнением свободного пространства под крышкой инертным газом.

На крышке бака размещают **защитные и измерительные устройства**: маслоуказатель, термометры, реле понижения уровня масла.

Системы охлаждения силовых трансформаторов

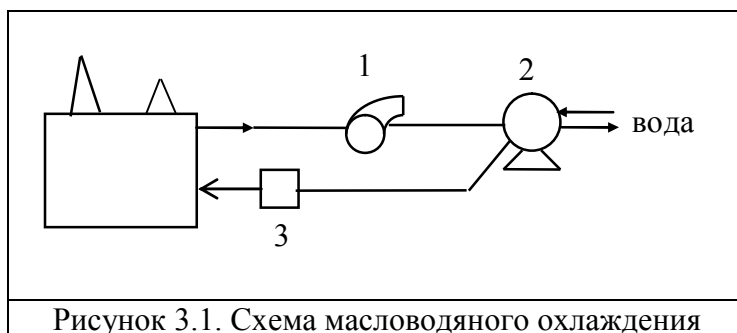
Большинство трансформаторов имеют масляное охлаждение. Охлаждение масляных трансформаторов выполняют:

- естественным масляным;
- естественным масляным с искусственным воздушным;
- маслководяным;
- масловоздушным.

При **естественном масляном (М)** охлаждении тепло от обмоток и магнитопровода передается маслу, а от него через стенки и крышку бака – окружающему воздуху. При этом происходит естественная циркуляция масла в баке. Трансформаторы малой мощности имеют гладкие стенки бака, трансформаторы средней мощности - трубчатые или снабженные трубчатыми радиаторами.

При **естественном масляном с принудительным воздушным дутьем (Д)** охлаждение осуществляется обдувом трубчатых радиаторов от двигателей- вентиляторов, размещенных внутри радиаторов. При этом масло проникает в радиаторы естественным образом. Пуск и остановка всех или части вентиляторов в зависимости от температуры может осуществляться вручную или автоматически.

При **маслководяном (Ц)** охлаждении (рис. 3.1) центробежный насос (1) забирает горячее масло из верхней части бака, прогоняет его через **водяной** охладитель (2) и возвращает в нижнюю часть бака через воздухоотделитель (3).



Трансформаторы с маслководяным охлаждением имеют гладкие стенки бака, а так как маслководяное охлаждение применяют только для мощных трансформаторов, даже на холостом ходу система циркуляции должна быть включена.

При **масловооздушном**(ДЦ, НДЦ)охлаждении масло насосами прогоняется через **воздушные** охладители.

Маслководяное и масловооздушное охлаждение применяются для трансформаторов большой мощности. Маслоохладители могут быть установлены на стенках бака или выносными.

Сухие трансформаторы имеют воздушное охлаждение(С). Применяется для трансформаторов небольшой мощности, если по условиям пожароопасности невозможна установка масляного трансформатора(в производственных помещениях, общественных зданиях). Воздушное охлаждение выполняется в разных исполнениях:

- С - открытом;
- СЗ- защищенном;
- СГ- герметизированном;
- СД- с принудительной циркуляцией воздуха.

ЛЕКЦИЯ №6

3.4 Нагрузочная способность трансформаторов

Для силовых трансформаторов кроме номинальной мощности используется понятие "нагрузочной способности", критерием которой является срок службы трансформатора.

В процессе эксплуатации трансформатор, мощность которого выбрана по максимальной нагрузке, часть суток может быть недогружен. В результате уменьшается износ изоляции, а срок службы увеличивается и трансформатор по своим техническим показателям устареет раньше, чем износится изоляция. Поэтому в эксплуатации считают возможным превышать номинальную нагрузку, но при этом срок службы был не менее 20 - 25 лет.

Нагрузочная способность трансформатора - это совокупность допустимых нагрузок и перегрузок.

Допустимая нагрузка- это длительная нагрузка, при которой износ изоляции обмоток не превосходит износ при номинальном режиме.

Перегрузка- режим, при котором износ изоляции обмоток превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы. Систематические перегрузки трансформатора возможны за счет неравномерности его нагрузки в течение суток. Максимальная допустимая систематическая нагрузка определяется при условии, что наибольшая температура обмотки не превышает 140°C , а наибольшая температура масла в верхних слоях - 95°C . Для определения допустимой систематической перегрузки используются графики нагрузочной способности трансформаторов.

ГОСТ 14209-85 содержит 36 графиков (рис. 3.2) нагрузочной способности (для разных систем охлаждения, значений постоянной времени нагрева трансформаторов и эквивалентной температуры окружающей среды).

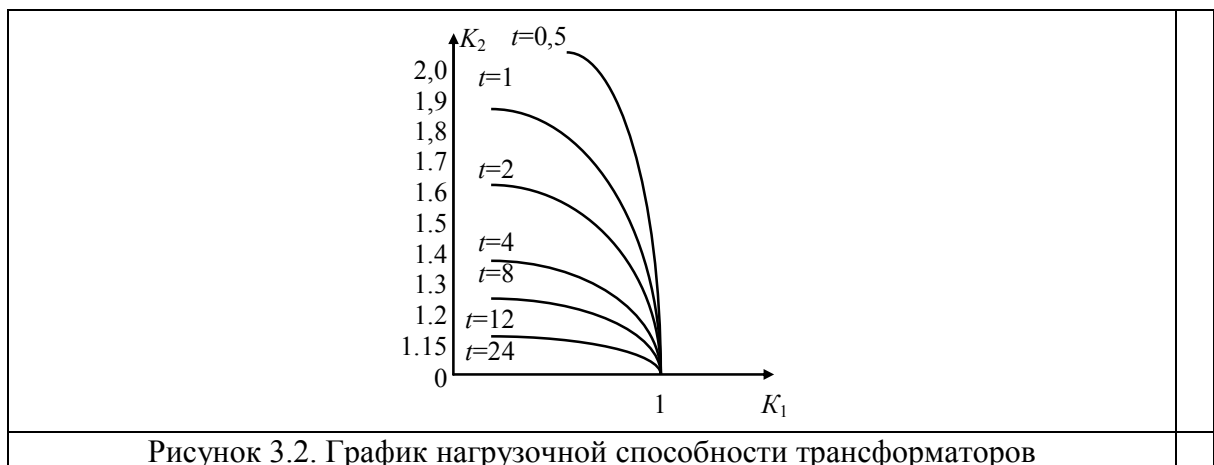


Рисунок 3.2. График нагрузочной способности трансформаторов

На графиках:

K_1 – коэффициент начальной нагрузки (предшествующей перегрузке);

K_2 – коэффициент допустимого превышения нагрузки.

Кривые построены для разных продолжительностей t перегрузки.

Для вычисления K_1 и K_2 исходный суточный график (на рис. 3.3 показан пунктиром) приводят к эквивалентному двухступенчатому графику с нагрузками $S_{1э}, S_{2э}$

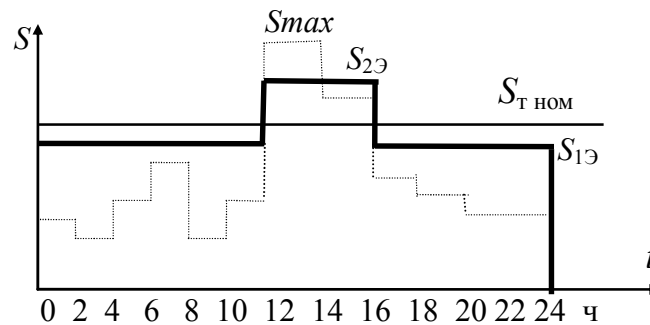


Рисунок 3.3. Двухступенчатый график нагрузки

$$S_{1э} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n1} S_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^{n1} t_i}}, \quad S_{2э} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n2} S_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^{n2} t_i}},$$

где S_i – нагрузка i -й ступени графика нагрузки;

t_i – продолжительность i -й ступени;

$S_{Т ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

n_1 – число ступеней, где нагрузка меньше $S_{Т ном}$;

n_2 – число ступеней, где нагрузка больше $S_{Т ном}$.

Нагрузка $S_{1э}$ определяется за интервал времени 10 часов, предшествующий началу наибольшей перегрузки. Затем вычисляют:

$$K_1 = \frac{S_{1э}}{S_{Т ном}}; K_2' = \frac{S_{2э}}{S_{Т ном}} \quad \text{и} \quad K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{Т ном}}.$$

Если $K_2' \geq 0,9 K_{max}$, принимают $K_2 = K_2'$

Если $K_2' \leq 0,9 K_{max}$, принимают $K_2 = 0,9 K_{max}$.

После вычисления K_1 и K_2 по графику нагрузочной способности определяют продолжительность допустимого превышения нагрузки t . Если $t \geq \Sigma t_i$, такая перегрузка **допустима**.

Если зимние и летние графики нагрузки совпадают, то принимают годовую эквивалентную температуру охлаждающей среды. Если графики различаются, расчет делают отдельно для зимнего и летнего графиков.

Нагрузки более $1,5 \cdot S_{\text{ТНОМ}}$ допустимы только по согласованию с заводом-изготовителем, более $2 \cdot S_{\text{ТНОМ}}$ - не разрешаются.

Аварийная перегрузка определяется предельно допустимой температурой обмоток $+140^{\circ}\text{C}$ и температурой масла $+115^{\circ}\text{C}$. Такая перегрузка допускается в аварийных ситуациях.

Величина допустимой аварийной перегрузки определяется ГОСТ 14209-85 в зависимости от K_1 (коэффициента начальной нагрузки), температуры охлаждающей среды в момент аварии и длительности перегрузки. Точный расчет систематических нагрузок и аварийных перегрузок производится на основании расчета его температурного режима (теплого расчета).

3.5 Тепловой расчет трансформаторов

Тепловой расчет заключается в вычислении температуры масла и обмоток трансформатора в течение суток.

Превышение температуры **масла** (в верхних слоях) над температурой окружающей среды.

$$\tau_{\text{м}} = \tau_1 + (\tau_2 - \tau_1) \cdot \left(1 - e^{-t/T_{\text{нагр}}} \right),$$

где τ_1 - превышение температуры масла, соответствующее коэффициенту начальной нагрузки K_1 .

$$\tau_1 = \tau_{\text{м(н)}} \left(\frac{1 + b \cdot k_1^2}{1 + b} \right)^m;$$

τ_2 - превышение температуры масла, соответствующее K_2 .

$$\tau_2 = \tau_{\text{м(н)}} \left(\frac{1 + b \cdot k_2^2}{1 + b} \right)^m;$$

где $\tau_{\text{м(н)}}$ - превышение температуры масла при номинальной нагрузке;

b - отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого хода

$$b = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{\Delta P_{\text{хз}}};$$

где $T_{\text{нагр}}$ - постоянная времени нагрева трансформатора;

m - показатель степени, который зависит от системы охлаждения.

Превышение температуры **обмотки** над температурой окружающей среды

$$\tau_{\text{обм}} = \tau_{\text{м}} + \Delta\tau_{\text{обм(н)}} \cdot K_2^{2m},$$

где $\Delta\tau_{\text{обм(н)}}$ - суммарный перепад температур между наиболее нагретой точкой изоляции и верхними слоями масла при номинальной нагрузке.

Температуры масла и обмоток:

$$\theta_{\text{м}} = \tau_{\text{м}} + \theta_{\text{о}}; \quad \theta_{\text{обм}} = \tau_{\text{обм}} + \theta_{\text{о}},$$

где $\theta_{\text{о}}$ - температура окружающей среды.

Износ изоляции характеризуется величиной относительного износа L - отношением суточного износа изоляции в рассматриваемом режиме к номинальному (в условиях, когда температура обмотки в наиболее нагретой точке постоянна и равна 98°C). Величина L определяется в соответствии с "шестиградусным правилом" (при увеличении температуры на 6°C срок службы изоляции уменьшается в два раза):

$$L = 2^m,$$

где m - показатель степени, равный:

$$m = \frac{(\theta_{\text{обм}} - 98^\circ)}{6^\circ}.$$

ЛЕКЦИЯ №7

3.6 Особенности автотрансформаторов

Однофазный трансформатор имеет две независимые обмотки, уложенные на общий магнитопровод.

Автотрансформатор (рис. 3.4) имеет одну обмотку, к концам которой (AX) приложено напряжение U_1 , а между средней точкой и одним из концов (aX) – снимается напряжение U_2

Под действием U_1 в части обмотки Aa (последовательной) течет ток I_1 , создавая магнитный поток, который наводит ЭДС и ток I_0 во второй части обмотки aX (общей)

Во вторичную цепь ($Z_{\text{нагр}}$) течет ток I_1 (благодаря наличию электрической связи) и ток I_0 (благодаря магнитной связи)

$$I_2 = I_1 + I_0.$$

Ток в общей обмотке

$$I_0 = I_2 - I_1.$$

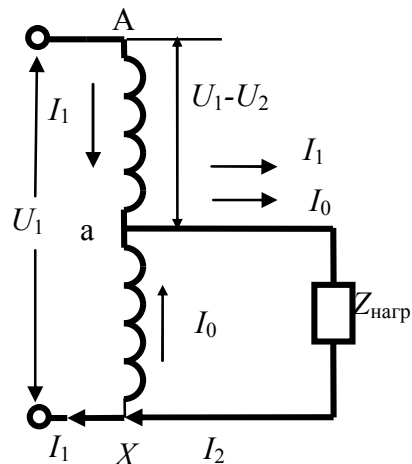


Рис. 3.4. Схема однофазного автотрансформатора

Полная мощность, передаваемая с первичной на вторичную обмотку (если пренебречь потерями)

$$S = U_1 \cdot I_1 = U_2 \cdot I_2.$$

Если преобразовать это выражение, получим:

$$S = U_1 \cdot I_1 = [(U_1 - U_2) + U_2] \cdot I_1 = (U_1 - U_2) \cdot I_1 + U_2 \cdot I_1.$$

Следовательно, полная передаваемая мощность имеет две составляющие:

$(U_1 - U_2) \cdot I_1$ - мощность, передаваемая магнитным путем или **трансформаторная** мощность (S_T);

$U_2 \cdot I_1$ - мощность, передаваемая электрическим путем или **электрическая** мощность ($S_э$).

В номинальном режиме полная мощность S , которую называют **проходной**, является номинальной мощностью. $S = S_{\text{прох}} = S_{\text{ном}}$, а трансформаторная мощность - **типовой** мощностью. $S_T = S_{\text{тип}}$.

Из рис 3.4 следует, что мощность последовательной обмотки

$$S_{\text{посл}} = (U_1 - U_2) \cdot I_1 = S_T = S_{\text{тип}}.$$

Мощность общей обмотки

$$S_{\text{общ}} = U_2 \cdot I_o = U_2 \cdot (I_2 - I_1) = U_2 \cdot I_2 - U_2 \cdot I_1 = S_{\text{ном}} - S_э.$$

Трансформаторная мощность определяет размеры магнитопровода, а отношение

$$\frac{S_{\text{тип}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{(U_1 - U_2) \cdot I_1}{I_1 \cdot U_1} = \frac{U_1 - U_2}{U_1} = 1 - \frac{1}{n} = k_{\text{выг}},$$

где $n = \frac{U_1}{U_2}$ - коэффициент трансформации.

$k_{\text{выг}}$ - коэффициент выгодности автотрансформатора по сравнению с обычным трансформатором или коэффициент типовой мощности.

Если через $k_{\text{выг}}$ выразить мощность общей обмотки

$$S_{\text{общ}} = U_2 \cdot (I_2 - I_1) = U_2 \cdot I_2 \cdot \left(1 - \frac{I_1}{I_2}\right) = U_2 \cdot I_2 \cdot \left(1 - \frac{1}{n}\right) = S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{выг}} = S_{\text{тип}}.$$

Таким образом, мощности последовательной и общей обмоток не превышают **типовой** мощности.

Автотрансформаторы 220 – 500 кВ, как правило, имеют третичную обмотку напряжением 6 (10) кВ, которая не связана электрически с первичной и вторичной. Третья обмотка используется для подключения источников мощности (генераторов и синхронных компенсаторов) на электростанциях, питания близлежащих потребителей или потребителей собственных нужд подстанций и электростанций. Мощность третьей обмотки не может быть больше $S_{\text{тип}}$, так как магнитопровод, через который

передается энергия из первичной обмотки в третью, рассчитан на типовую мощность.

Автотрансформаторы могут работать в разных **режимах** (рис. 3.5):

- а,б) Автотрансформаторные режимы. Мощность $S_{\text{ном}}$ может передаваться в обоих направлениях – при этом общая и последовательная обмотки нагружены мощностью $S_{\text{тип}}$, на которую и рассчитаны.
- в,г) Трансформаторные режимы. Мощность третьей обмотки S_{HH} равна $S_{\text{тип}}$, поэтому может быть передана мощность $S_{\text{тип}}$. В случае в) мощность общей обмотки равна типовой и она загружена на всю передаваемую мощность $S_{\text{тип}}$, поэтому передать на сторону СН какую-то дополнительную мощность со стороны ВН невозможно, хотя последовательная обмотка и не загружена полностью. В режиме г) общая и последовательная обмотка вместе нагружены на $S_{\text{тип}}$. Поэтому еще некоторая мощность может быть передана со стороны СН на сторону ВН.
- д,е,ж,з) - Комбинированные режимы. В режиме д) в общей обмотке суммируются токи, передаваемые автотрансформаторным и трансформаторным способом. Поэтому режим д) допускается при условии, что $S_o \leq S_{\text{тип}}$. В режиме е) в последовательной обмотке суммируются токи, передаваемые автотрансформаторным и трансформаторным путем. Следовательно, режим г) допустим, если $S_{\text{посл}} \leq S_{\text{тип}}$.
- В случаях ж) и з) соотношения и условия д) и е) остаются такими же.

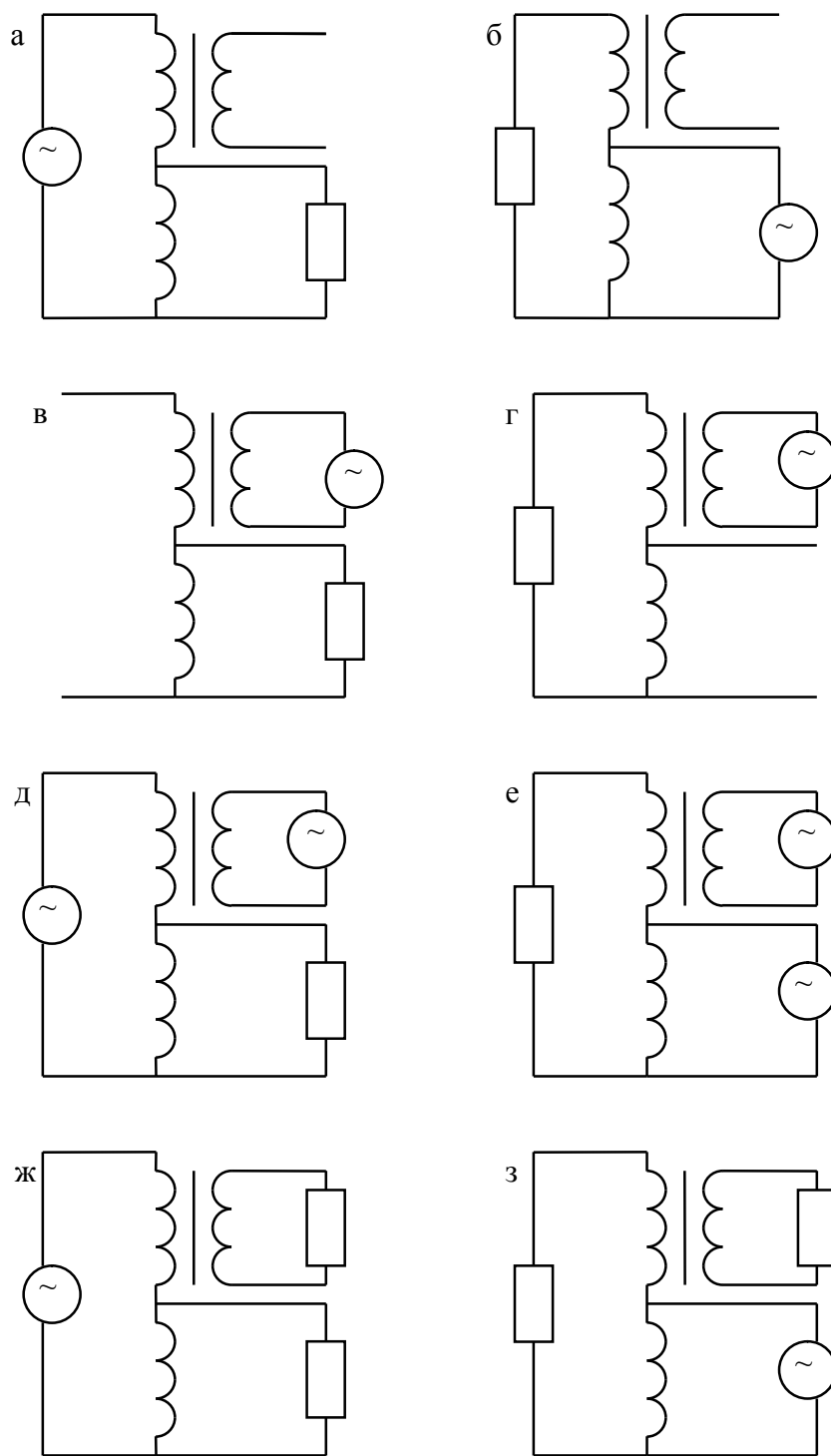


Рисунок 3.5. Режимы работы автотрансформаторов

Для **трехфазного** автотрансформатора справедливы все полученные соотношения.

Схема трехфазного автотансформатора приведена на рис 3.6. Нейтральная точка, общая для обмоток ВН и СН, должна быть заземлена.

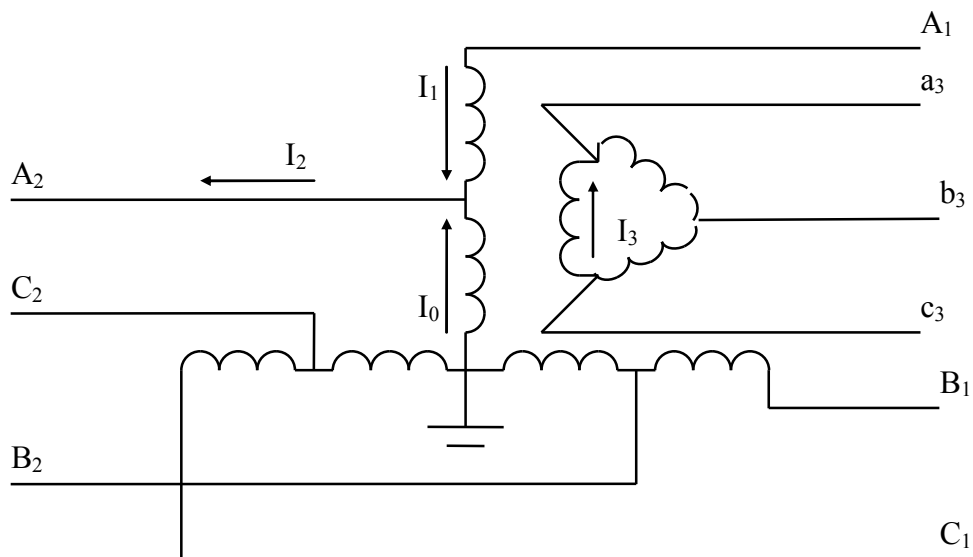


Рисунок 3.6. Схема трехфазного трансформатора

3.7 Регулирование напряжения трансформаторов

Регулирование напряжения осуществляется за счет изменения коэффициента трансформации

$$n = \frac{U_1}{U_2} = \frac{\omega_1}{\omega_2};$$

$$U_2 = U_1 \cdot \frac{\omega_2}{\omega_1}.$$

Если обмотки трансформатора выполнить с отпайками (ответвлениями), то можно изменять число витков (коэффициент трансформации) и вторичное напряжение.

Переключение ответвлений может производиться при отключенном от сети состоянии (ПБВ - переключение без возбуждения) или в процессе работы трансформатора автоматически (РПН - регулирование под нагрузкой).

Устройства ПБВ обеспечивают регулирование напряжения в пределах $\pm 5\%$. Для этого обмотки со стороны ВН имеют 2 или 4 ответвления. Переключатель осуществляет регулирование одновременно в трех фазах или в каждой фазе отдельно. Принцип действия устройства ПБВ показан на рис. 3.7.

Если трансформатор работал на основном выводе (X_2 Y_2 Z_2), то переключают ответвления на X_1 Y_1 Z_1 уменьшая ω_1 . Коэффициент трансформации увеличивается и повышается вторичное напряжение U_2 .

Переключения ПБВ вручную производятся несколько раз в год, осуществляя сезонное регулирование напряжения.

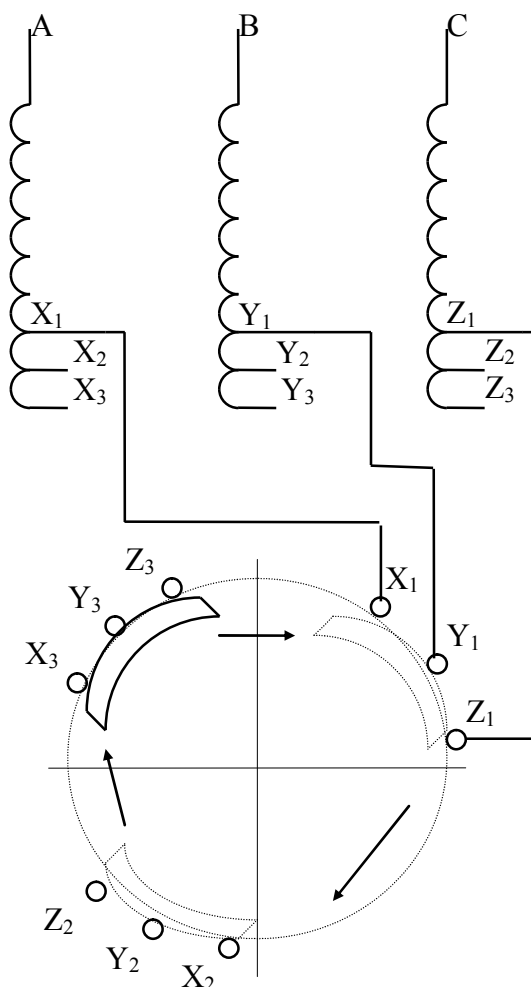
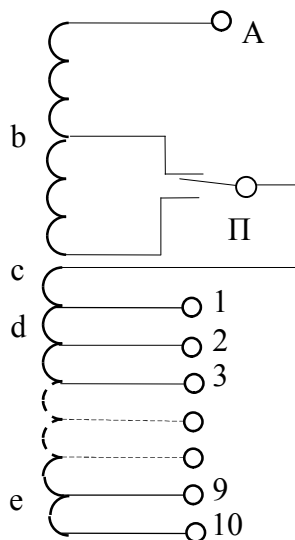


Рисунок 3.7. Принцип действия устройства ПВВ

Зимой нагрузки увеличиваются, увеличиваются потери напряжения в сетях и понижается напряжение у потребителей. Поэтому ПВВ переключают на крайнюю отпайку -5%. Летом -на отпайку + 5%. Могут быть промежуточные положения(при четырех отпайках).

Устройства РПН позволяют регулировать напряжение ступенями $\pm 10(16) \times 1,5\%$. Отпайки выполняют на стороне ВН.



Переключатель (П) обеспечивает грубую регулировку (добавляется или исключается сразу несколько витков *bc*).

Избиратель (И) тонкой регулировки добавляет или убирает по одному витку. Переключение регулировочной обмотки *de* должно осуществляться без разрыва цепи и замыкания накоротко витков. Для этого применяются специальные переключающие устройства с реакторами или резисторами, включающимися в моменты перехода с одной отпайки на другую. Переключения резисторов осуществляется контакторами. В современных устройствах РПН применяют бесконтактные тиристорные переключатели.

На автотрансформаторах ответвления выполняют вблизи нейтральной точки или на конце обмотки общей обмотки. На стороне третичной обмотки дополнительно устанавливается регулировочный трансформатор.

Библиографический список

1. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2002. 648 с.
2. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. высш. учеб. заведений. / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.-7-е изд.,»Академия»; 2010 - 448 с.
3. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств.- М.: Энергоатомиздат, 1985. 220 с.
4. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций.- Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.
5. Электротехнический справочник: Т. 2, 3/ Под ред. Профессоров МЭИ. 7-е изд.-М.: Энергоатомиздат, 1986, 1989.
6. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. 768 с.
7. Электрическая часть станций и подстанций (справочные материалы) / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Энергоиздат, 1989. 402 с.