

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования «Саратовский государственный технический  
университет имени Гагарина Ю.А.»

Кафедра «Электроэнергетика и электротехника»

**Методические указания  
по организации практической работы студентов по дисциплине  
«Основы электроэнергетики»**

Саратов 2022

# Методические указания по выполнению практической работы №1

## Тема: Изучение классификации тепловых электростанций

**Задание:** Составить схему классификации электростанций.

**Цель:** систематизировать теоретические знания студентов по разновидностям электростанций

**Содержание задания:** Используя полученные знания теории, составить схему классификации электростанций.

**Предварительная подготовка.**

### Классификация электростанций:

#### **I. По виду используемой природной энергии:**

1. ТЭС-тепловые электростанции (используют для работы органическое топливо)
2. ГЭС-гидравлические электростанции (используют механическую энергию воды)
3. АЭС-атомные электростанции (используют ядерное топливо)
4. ПрЭС-приливные электростанции (используют энергию приливов и отливов)
5. ВЭС-ветровые электростанции (используют ветровую энергию ветра)
6. СЭС-солнечные электростанции (используют энергию солнца)
7. ГеоЭС-геотермальные электростанции (используют тепло подземных горячих источников)

#### **II. По виду отпускаемой потребителям энергии:**

1. КЭС-конденсационные электростанции  
(основным видом отпускаемой энергии является электрическая энергия)
2. ТЭЦ-теплоэлектроцентрали  
(осуществляют комбинированную выработку электрической и тепловой энергии)

#### **III. По виду теплового двигателя турбины:**

1. Паротурбинные электростанции (двигатель- паровая турбина - ПТУ)
2. Газотурбинные электростанции (двигатель- газовые турбины -ГТУ)
3. Комбинированные **паро-газовые** электростанции  
(двигатель- паро-газовые турбины - ПГУ)

#### **IV. По назначению:**

1. Станции общего пользования –

Государственные районные электростанции (ГРЭС)

2. Станции местного пользования - бытовые или промышленные котельные

**Форма отчета: Структурная схема классификации электростанций.**

Контрольные вопросы:

1. Дайте определение тепловой электрической станции
2. Назовите назначение электростанции с конденсационными турбинами
3. Назовите назначение электростанции с теплофикационными турбинами
4. Назовите назначение электростанции с производственно-теплофикационными турбинами
5. Назовите разницу между Государственными районными электростанциями и промышленными котельными
6. Перечислите виды теплового двигателя турбины
7. Перечислите виды используемой природной энергии на электростанциях.
8. Перечислите виды отпускаемой с электростанции энергии

## Методические указания по выполнению практической работы №2

### Тема: Технологическая схема тепловой электрической станции

**Задание:** Составить таблицу с наименованием оборудования технологических процессов электростанции с указанием их назначения

**Цель:** систематизировать теоретические знания студентов по изучению оборудования тепловых электрических станций

### Содержание задания:

Вставить в нижеприведенный текст номера элементов технологической схемы

Используя полученные знания по описанию технологических процессов по выработке электрической и тепловой энергии на ТЭС составить таблицу с наименованием элементов схемы и их назначением на ТЭС.

### Предварительная подготовка.

ТЭС представляет собой сложный комплекс взаимосвязанных трактов и систем: топливный тракт, газовоздушный тракт, шлакозолоудаление, электрическая часть, система приготовления питательной воды, система технического водоснабжения.

**Доставка твердого топлива** осуществляется по железной дороге в специальных полувагонах. Полувагоны с углем взвешивают на железнодорожных весах. В зимнее время полувагоны с углем пропускают через размораживающий тепляк.

Далее полувагон заталкивается в разгрузочное устройство – **вагонопрокидыватель** ( ), в котором он поворачивается на угол 180°; уголь сбрасывается на решетки перекрывающие **приемные бункера** ( ).

Уголь из бункеров подается питателями на транспортер, по которому поступает в **узел пересыпки** ( ).

Отсюда уголь подается транспортерами либо на **угольный склад** ( ), либо через **дробильное отделение** ( )

в **бункера сырого угля** ( ) котельной в которые может также доставляться с угольного склада.

Размол дробленого угля осуществляется в **мельнице** ( ) с непосредственным вдуванием пылеугольной смеси через горелки в топку. Предварительно прогретый в **воздухоподогревателе** ( ) воздух, нагнетаемый **дутьевым вентилятором** ( ), подается частично в мельницу (первичный воздух) и частично – непосредственно к горелкам (вторичный воздух). Дутьевой вентилятор засасывает воздух через воздухозаборный короб либо из верхней части котельного отделения (летом), либо извне главного корпуса (зимой). Широко распространен калориферный подогрев воздуха паром или горячей водой перед подачей его в воздухоподогреватель.

Пылеугольные котлы обязательно имеют также растопочное топливо, обычно мазут. Мазут доставляется в железнодорожных цистернах ( ), в который он перед сливом разогревается паром. Разогретый мазут сливается по обогреваемому межрельсовому лотку ( ) в приемный резервуар ( ), из которого перекачивающими насосами ( ) подается основной резервуар ( ). Насосом первого подъема ( ) мазут прокачивается через подогреватели ( ), обогреваемые паром, после которых насосом второго подъема ( ) подается к мазутным форсункам. Растопочным топливом может быть также природный газ, поступающий из газопровода через газо-регулирующий пункт ( ) в котельную.

На ТЭС, сжигающих газо-мазутное топливо, топливное хозяйство значительно упрощается по сравнению с пылеугольными ТЭС, отпадают угольный склад, дробильное отделение, система транспортеров, бункера сырого угля и пыли, а также система золоулавливания и золошлакоудаления.

На ТЭС, сжигающих твердое топливо в котлах с жидким шлакоудалением, зола сожженного в топке котла ( ) топлива частично вытекает в виде жидкого шлака через летку пода топки, а частично уносится дымовыми газами из котла, улавливается затем в электрофильтре ( ) и собирается в бункерах летучей золы. Посредством смывных устройств шлак и летучая зола подаются в самотечные каналы

гидрозолоудаления ( ), из которых гидрозолошлаковая смесь, пройдя предварительно металлоуловитель и шлако-дробилку, поступает багерный насос ( ), транспортирующий ее по золопроводам на золоотвал. Наряду с гидрозолоудалением находит применение пневмозолоудаление, при котором зола не смачивается и может использоваться для приготовления строительных материалов.

Дымовые газы после золоуловителя дымососом ( ) подаются дымовую трубу ( ).

При работе котла под наддувом необходимость установки дымососов отпадает.

Подогретый пар из выходного коллектора пароперегревателя по паропроводу свежего пара ( ) поступает в цилиндр высокого давления ЦВД ( ) паровой турбины. После ЦВД пар по “холодному” паропроводу промежуточного перегрева ( ) возвращается в котел и поступает в промежуточный перегреватель ( ), в котором перегревается вновь до температуры свежего пара или близкой к ней. По “горячей” линии промежуточного перегрева пар поступает к цилиндру среднего давления ЦСД ( ), затем - в цилиндр низкого давления ЦНД ( ) из него – в конденсатор турбины ( ).

Из конденсатосборника конденсатора конденсатные насосы I ступени ( ) подают конденсат на фильтры установки очистки конденсата ( ), после которой конденсатным насосом второй ступени ( ) конденсат прокачивается через группу подогревателей низкого давления (ПНД) ( ) в деаэратор ( ). В деаэраторе вода доводится до кипения и при этом освобождается от растворенных в ней агрессивных газов O<sub>2</sub> и CO<sub>2</sub>, что предотвращает коррозию в пароводяном тракте. Деаэрированная питательная вода из аккумуляторного бака деаэратора, питательным насосом ( ), подается через группу подогревателей высокого давления (ПВД) ( ) в экономайзер ( ). Тем самым замыкается пароводяной тракт, включающий в себя пароводяные тракты котла и турбинной установки.

В последние годы находит применение нейтральный водный режим с дозированием газообразного кислорода во всасывающий коллектор **конденсатных насосов II ступени**. этом прекращается дозировка в конденсат или питательную воду гидразина и аммиака, выпары деаэратора закрываются.

Концентрация кислорода в воде 200-400 мкг/кг при высоком качестве обессоленного конденсата и отсутствии органических соединений обеспечивает образование пассивирующих окисных пленок в конденсатно – питательном тракте, на поверхностях нагрева **ПВД** и парового котла. Применение этого метода на новых энергоблоках приведет к бездеаэраторной схеме.

Пароводяной тракт **ТЭС** является наиболее сложным и ответственным, ибо в этом имеют место наиболее высокие температуры металла и наиболее давления пара и воды. Для обеспечения функционирования пароводяного тракта необходимы еще *система приготовления и подачи добавочной воды* на восполнение потерь рабочего *система технического водоснабжения ТЭС* для подачи охлаждающей воды в конденсатор турбины.

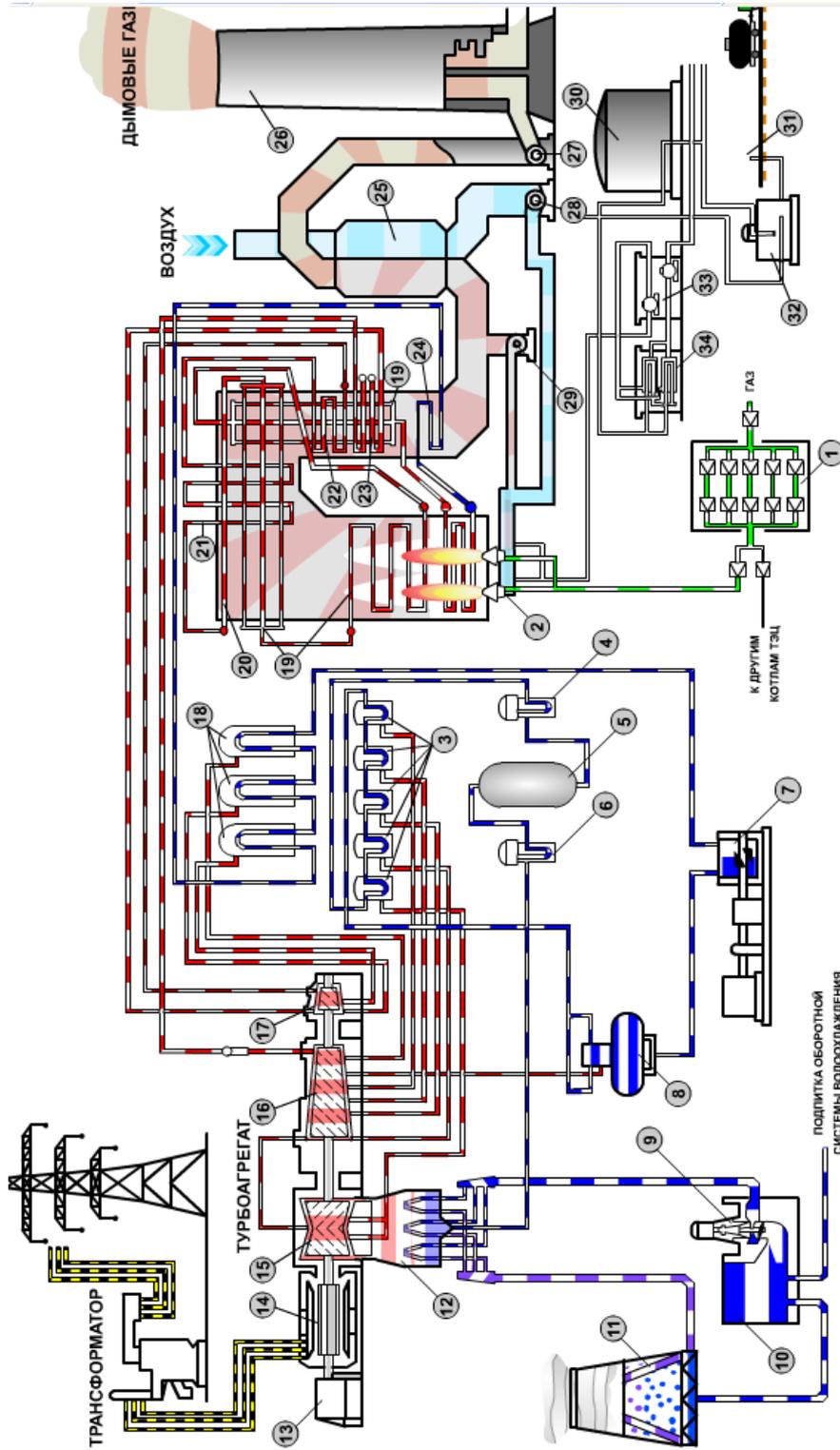
Добавочная вода получается в результате химической очистки сырой воды, осуществляемой в специальных ионообменных фильтрах **химводоочистки** ( ).

Из **бака обессоленной воды** ( ) добавочная вода перекачивающим насосом подается в конденсатор турбины.

Охлаждающая вода прокачивается через трубки конденсатора **циркуляционным насосом** ( ) и затем поступает в **башенный охладитель (градирню)** ( ), где за счет испарения вода охлаждается на тот же перепад температур, на который она нагрелась в конденсаторе. Система водоснабжения с градирнями применяется преимущественно на **ТЭЦ**. На **КЭС** применяются системы водоснабжения с прудами- охладителями. При испарительном охлаждении воды выпар примерно равен количеству конденсирующегося в конденсаторах турбин пара. Поэтому требуется подпитка систем водоснабжения, обычно водой из реки.

**Электрический генератор** ( ), вращаемый паровой турбиной, вырабатывает переменный электрический ток, который через повышающий **трансформатор** ( ) идет на **сборные шины** ( ) открытого распределительного устройства (**ОРУ**) **ТЭС**. К выводам генератора через **трансформатор собственных нужд** ( ) присоединены также **шины собственного расхода** ( ). Таким образом, собственные нужд

ы энергоблока (электродвигатели агрегатов собственных нужд- насосов, вентиляторов, мельниц и т.п.) питаются от генератора энергоблока. В особых случаях (аварийные ситуации, сброс нагрузки, пуски и остановки) питание собственных нужд обеспечивается через резервный трансформатор с шин **ОРУ**. Надежное электропитание электродвигателей агрегатов собственных нужд обеспечивает надежность функционирования энергоблоков и **ТЭС** в целом. Нарушения электропитания собственных нужд приводят к отказам и авариям.



- 1 - газораспределительный пункт; 2 - подовые горелки; 3 - группа ПВД; 4 - конденсатные насосы II подъема; 5 - БОУ; 6 - конденсатные насосы I подъема; 7 - питательный электронасос; 8 - деаэрагор; 9 - циркуляционный насос; 10 - аванкамера; 11 - градирня; 12 - конденсатор турбины; 13 - возбудитель электрогенератора; 14 - электрогенератор; 15 - ЦВД; 16 - ЦСД; 17 - ЦВД; 18 - группа ПВД; 19 - зкраны; 20 - потолочный пароперегреватель; 21 - ширмовый пароперегреватель; 22 - конвективный пароперегреватель; 23 - промежуточный пароперегреватель; 24 - экономайзер; 25 - вращающийся регенеративный воздухоподогреватель; 26 - дымовая труба; 27 - дымосос; 28 - дутьевой вентилятор; 29 - дымосос рециркуляции дымовых газов; 30 - мазутный резервуар; 31 - железнодорожный состав цистерн с мазутом; 32 - поленная емкость мазута; 33 - насосы перекачки мазута; 34 - подогреватели мазута

### Форма отчета:

Номер элемента	Наименование элемента	Назначение элемента

## Методические указания по выполнению практической работы №3

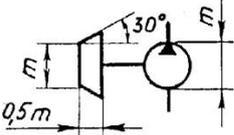
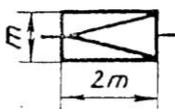
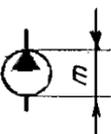
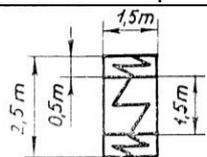
### Тема: Обозначение элементов принципиальной тепловой схемы ТЭС

**Задание:** Составить в табличной форме перечень элементов и трубопроводов пароводяного тракта ТЭС с указанием их обозначения по ЕСКД.

**Цель:** Закрепление теоретического материала по пройденной теме.

**Ориентировочный объем работы:** 48 часов

Графическое изображение элемента схемы	Наименование элемента схемы	Назначение элемента схемы
	<p>Котел паровой</p> <p>Котел паровой с пароперегревателем</p>	Для испарения воды, образования пара и его перегрева
	Цилиндр турбины	Для превращения тепловой энергии пара в механическую работу вращения ротора турбины
	Конденсатор поверхностный	Для конденсации отработавшего в турбине пара
	Деаэратор	Для удаления из воды растворенных газов путем доведения ее до кипения
	Подогреватель поверхностный	Для подогрева конденсата, питательной и сетевой воды
	Теплообменник смешивающий	Для подогрева основного конденсата
	Бытовой потребитель горячей воды	Для использования тепла воды для отопления и горячего водоснабжения
	Производственный потребитель	Для использования тепла пара из отбора турбины для технологических целей предприятия

	Турбонасос	Для подачи питательной воды в группу ПВД
	Редукционно-охлаждающая установка	Для снижения параметров пара (давления и температуры) от их значения в отборе до значений, необходимых для работы деаэратора.
	Насос	Насос с электроприводом для подачи рабочей среды
	Подогреватель высокого давления	Для подогрева питательной воды

*Обозначение трубопроводов по ЕСКД.*

Графическое изображение трубопровода	Назначение трубопровода в тепловой схеме
	Паропровод свежего пара
	Паропровод с давлением пара выше 20 МПа
	Паропровод низкого давления (отборы из турбины и др.)
	Паропровод горячего промежуточного перегрева пара
	Паропровод холодного промежуточного перегрева пара
	Паровоздушная смесь
	Трубопровод питательной воды
	Трубопроводы конденсата
	Трубопровод сырой воды
	Трубопровод сетевой воды
	Трубопроводы дренажные
	Трубопроводы растопочные
	Трубопроводы обессоленной воды

**Форма отчета.**

Составление и заполнение таблиц в рабочей тетради

## Методические указания по выполнению практической работы №4

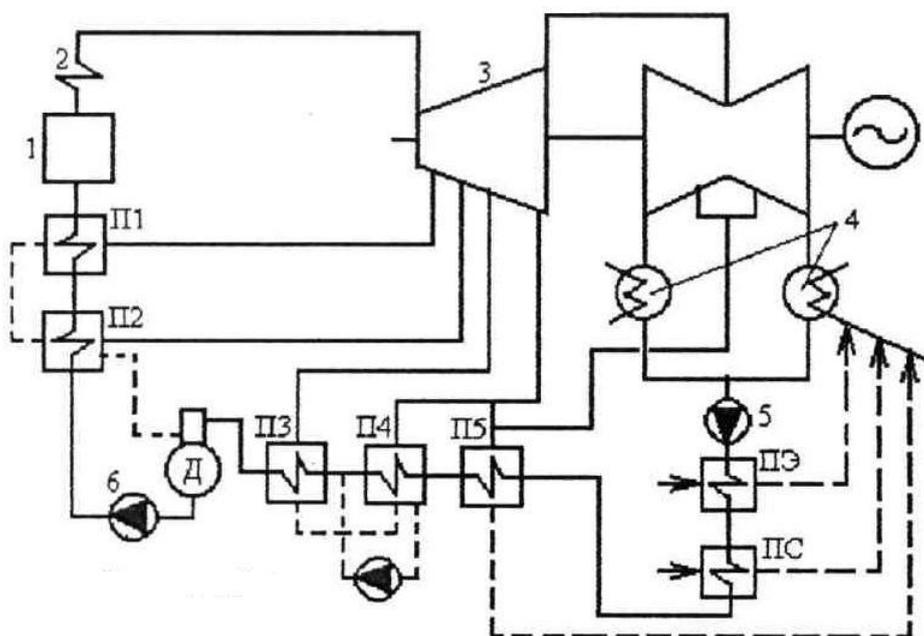
**Тема:** Изучение схем пароводяного тракта ТЭС

**Цель:** Закрепление теоретического материала по пройденной теме.

**Содержание задания:**

Изобразить схему пароводяного тракта (КЭС или ТЭЦ), составить перечень элементов схемы и их назначение, описание схемы с указанием в тексте обозначений элементов.

Пример принципиальной тепловой схемы КЭС с барабанным котлом и без промежуточного перегрева пара с турбиной К-100-90, которая представлена на



Пар из парового котла 1 по паропроводу свежего пара 2 поступает в ЦВД паровой турбины 3. Из конденсатора 4 конденсат откачивается конденсатным насосом 5, который прокачивает его последовательно через подогреватель эжекторов (ПЭ), сальниковый подогреватель (ПС) и далее через группу ПНД в деаэрататор. После деаэрататора питательная вода поступает в питательный насос 6, который подает ее через группу ПВД в экономайзер парового котла

Из рассмотренного примера вытекают следующие основные положения построения тепловой схемы:

- деаэрататор и питательный насос делят схему регенеративного подогрева на группы ПВД и ПНД
- группа ПВД, как правило, состоит из двух-трех подогревателей с каскадным сливомдренажей вплоть до деаэрататора.

- деаэратор питается паром от того же отбора, что и первый по ходу питательной воды ПВД. Такая схема включения деаэратора по пару называется предвключенной - группа ПНД состоит из четырех-пяти регенеративных и двух-трех вспомогательных (ПЭ, ПС) подогревателей. При наличии испарительной установки конденсатор испарителя включается между ПНД.

Для мощных энергоблоков характерно использование паротурбинных приводов питательных насосов.

Принципиальная тепловая схема КЭС ввиду блочной структуры электростанции является, как правило, ПТС энергоблока.

#### Основные элементы и условные обозначения:

К- (конденсатор)	ТП - тепловой потребитель
КУ- котельная установка	СН - сетевой насос
ПК – паровой котел	КН – конденсатный насос
ЦВД- цилиндр высокого давления	ДН – дренажный насос
ЦСД – цилиндр среднего давления	ПН – питательный насос
ЦНД- цилиндр низкого давления	ПНД – подогреватель высокого давления
ЭГ – электрический генератор	ПВД – подогреватель низкого давления
ОЭ – охладитель эжектора	ХОВ – хим. очищенная вода
ПУ- пар с уплотнений	БН - бустерный насос
ПС – подогреватель сетевой	Д - деаэратор
ПВК – пиковый водогрейный котел	

#### **Форма отчета о проделанной работе № практической работы.**

Изображение схемы пароводяного тракта ТЭС , перечень элементов схемы и их назначение, описание схемы с указанием в тексте обозначений элементов .

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5.

### «Определение потерь напряжения в линиях разомкнутых местных сетей и проверка сечений по допустимой потере напряжения»

#### Цель:

1. Изучить методику определения сечения проводников эл.сети по допустимой потере напряжения.
2. Получить навыки в расчете и выборе сечения проводников.

#### Порядок выполнения работы:

1. Ознакомление с теоретической частью.
2. Распределение мощности по участкам (потокораспределение).
3. Расчет допустимых потерь напряжения и сечения проводника.
4. Проверка выбранного сечения проводника по допустимой потере напряжения.
5. Выводы. Оформление отчёта.

#### Теоретическая часть.

Этот метод позволяет сразу же находить нужное сечение проводов по заданной величине допустимой потери напряжения  $\Delta U_{\text{доп.}}$ .

Если не учитывать реактивное сопротивление (КЛ до 10 кВ), то сечение

$$\text{равно: } F = \frac{\rho \cdot \sum_1^n P_i \cdot l_i}{\Delta U_{\text{доп.а}} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (1)$$

где  $n$  – количество потребителей;

$P_i$  – нагрузка на каждом участке линии  $l$ ;

$\Delta U_{\text{а доп}}$  – допустимая потеря напряжения, т.к.  $\Delta U_{\text{р.доп.}} = 0$ , то  $\Delta U_{\text{а доп}} = \Delta U_{\text{доп}}$  – полная потеря напряжения;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение;

$\rho$  – расчетное удельное сопротивление провода (справочник) (для сталеалюминиевых проводов  $\rho = 31,2$  (Ом·мм<sup>2</sup>/км),

С учетом реактивного сопротивления  $\Delta U_{\text{доп}}$  равна:

$$\Delta U_{\text{доп.}} = \frac{\sum_1^n P_i \cdot l_i \cdot r_0 + \sum_1^n Q_i \cdot l_i \cdot x_0}{U_n} = \frac{\sum_1^n P_i \cdot l_i \cdot r_0}{U_n} + \frac{\sum_1^n Q_i \cdot l_i \cdot x_0}{U_n} = \Delta U_{\text{а,доп}} + \Delta U_{\text{р,доп.}} \quad (2)$$

$x_0$  – находят по формуле или по справочнику.

Предварительно можно принять  $x_0$  равным средней величине реактивного сопротивления линии. Например, для ВЛ  $x_0 \approx 0,38$  Ом/км, для КЛ U до 10 кВ  $x_0 \approx 0,07$  Ом/км, для КЛ U до 35 кВ  $x_0 \approx 0,12$  Ом/км.

Определяются потери напряжения, обусловленные реактивным сопротивлением и из формулы (2) находят допустимую потерю напряжения  $\Delta U_{\text{доп.}}$ , обусловленную активным сопротивлением:  $\Delta U_{\text{а,доп.}} = \Delta U_{\text{доп.}} - \Delta U_{\text{р.}}$

Так получают  $\Delta U_{\text{а доп}}$ , зависящую только от активного сопротивления проводов, по которой далее и определяют сечение линии по формуле (1).

Алгоритм расчета задачи по выбору сечения провода:

$$x_0 \Rightarrow \Delta U_{\text{р доп}} \Rightarrow \Delta U_{\text{а доп}} \Rightarrow F.$$

Полученное сечение провода округляют до стандартного, определяют для

него по справочным таблицам  $r_0$  и  $x_0$ , после чего проверочным расчетом определяют действительную потерю напряжения и, если она превышает допустимую, принимают сечение на ступень выше.

Значение потерь  $U$  в %:  $\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\%$  . Должно выполняться

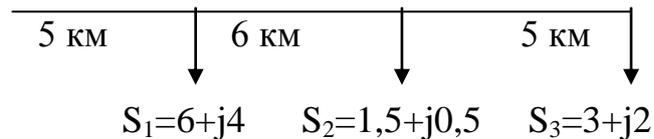
условие.  $\Delta U_{\%} \leq \Delta U_{доп\%}$  ,

**Допустимые величины потерь напряжения:**

- а) для сетей 220-380 В на всем их протяжении, начиная от шин п/ст до последнего приемника – 5÷6,5 %, из них во внутриквартирной сети - 1÷2,5%;
- б) для питающей сети  $U$  6-35 кВ: в норм.режиме – 6÷8%; в ав.режиме – 10÷12%.
- в) для сельских сетей  $U$  6-35 кВ в целях их удешевления допускается иметь потерю  $U$  в норм.режиме до 10 %.
- г) для эл.двигателей в пределах от –5 до +10 % от ном. $U$ ;
- д) для освещения общественных и производственных зданий в пределах от –2,5 до +5 % от ном. $U$

**Пример:** Рассчитать линию передачи напряжением 35 кВ, схема которой представлена на рис., где нагрузки – МВА, длины – км.  $F$  АС-? и фактическую потерю  $U$ . Провода сталеалюминиевые, расстояние между проводами 3000мм, расположение по треугольнику.

$\rho=31,2$  (Ом·мм<sup>2</sup>/км)  
 $x_0=0,38$  Ом/км

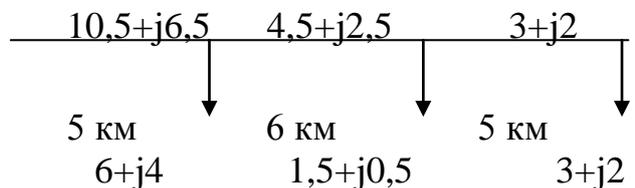


**Решение:**

Допустимая потеря напряжения:  $\Delta U_{доп} = 6\%$

или  $\Delta U_{доп} = \frac{6 \cdot 35000}{100} = 2800B = 2,1кВ$

Приняв, что средняя реактивность линии напряжением 35 кВ составляет  $x_0=0,38$  Ом/км, и распределив мощности по участкам, указанным на рис., (определяем потокораспределение)



получим:  $\Delta U_{p.доп} = \frac{\sum Q_i \cdot l_i \cdot x_0}{U_{ном}} = \frac{(2 \cdot 5 + 2,5 \cdot 6 + 6,5 \cdot 5) \cdot 0,38}{35} = 0,62кВ$

Допустимая потеря напряжения, обусловленная активной составляющей нагрузки, будет:

$\Delta U_{a.доп} = \Delta U_{доп} - \Delta U_{р.доп} = 2,1 - 0,62 = 1,48$  кВ

Воспользуемся методом постоянного сечения вдоль линии и по формуле

определим  $F$ :

$$F = \frac{\rho \cdot \sum_{n=1} P_i \cdot l_i}{\Delta U_{\text{доп}} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{31,2 \cdot (10,5 \cdot 5 + 4,5 \cdot 6 + 3 \cdot 5)}{1,48 \cdot 35} = 56,9 \text{ мм}^2 \text{ (70 или 50)}$$

Принимаем провод сечением 50 мм<sup>2</sup> АС-50/8, x<sub>0</sub>=0,3644, r<sub>0</sub>=0,592.

Фактическая потеря напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sum P_i \cdot l_i \cdot r_0 + \sum Q_i \cdot l_i \cdot x_0}{U_{\text{ном}}} =$$

$$= \frac{(10,5 \cdot 5 + 4,5 \cdot 6 + 3 \cdot 5) \cdot 0,592 + (6,5 \cdot 5 + 2,5 \cdot 6 + 2 \cdot 5) \cdot 0,364}{35} = 2,197 \text{ кВ}$$

или в %  $\Delta U = \frac{2,197 \cdot 100}{35} = 6,28\% \quad (\Delta U_{\text{доп}} = 6\%)$

Вывод: Условие  $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$ , не выполняется  $\Delta U = 2,197 \text{ кВ} \geq \Delta U_{\text{доп}} = 2,1 \text{ кВ}$ ,

следовательно сечение не проходит по  $\Delta U_{\text{доп}}$ , выбираем сечение провода 70 мм<sup>2</sup> и марку провода АС-70/11.

**Задание.** Рассчитать линию передачи напряжением U<sub>н</sub>, кВ схема которой представлена на рис., где нагрузки – МВ·А, длины – км.. Провода сталеалюминиевые, расположение по треугольнику, D<sub>ср.г.</sub>, м.

Найти F АС-? и фактическую потерю U.

$$\rho = 31,2 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км)}$$

$$x_0 = 0,38 \text{ Ом/км}$$

$$\begin{array}{ccc} \overline{\ell_1, \text{ км}} & \overline{\ell_2, \text{ км}} & \overline{\ell_3, \text{ км}} \\ \downarrow & \downarrow & \downarrow \\ S_1 = P_1 + jQ_1 & S_2 = P_2 + jQ_2 & S_3 = P_3 + jQ_3 \end{array}$$

Вариант	I	II	III	IV
Параметры				
Дано:				
U <sub>н</sub> , кВ	35	35	35	35
ΔU <sub>доп</sub> , %	10	6	8	7
ℓ <sub>1</sub> , км	3	3	10	4
ℓ <sub>2</sub> , км	6	7	3	5
ℓ <sub>3</sub> , км	13	9	6	9
S <sub>1</sub> =P <sub>1</sub> +jQ <sub>1</sub> , МВ·А	6+j4	4+j3	1+j0,75	3+j1,5
S <sub>2</sub> =P <sub>2</sub> +jQ <sub>2</sub> , МВ·А	4+j2	2+j1	3+j1,5	9+j6,75
S <sub>3</sub> =P <sub>3</sub> +jQ <sub>3</sub> , МВ·А	1+j0,75	2+j1,5	10+j5	2+j1
D <sub>ср.г.</sub> , м	3	2,5	3,5	2
Определить:				
ΔU <sub>доп</sub> , кВ				
ΔU <sub>р.доп</sub> , кВ				
ΔU <sub>а.доп</sub> , кВ				
F, мм <sup>2</sup>				

Тип провода				
Найти по справочным данным:				
d, мм				
R <sub>0</sub> , Ом/км				
X <sub>0</sub> , Ом/км				
Определить:				
ΔU, кВ				
ΔU, %				

**Контрольные вопросы:** Достоинства метода определения сечения по  $\Delta U_{\text{доп}}$ .  
Какие два слагаемых представляют  $\Delta U_{\text{доп}}$ . Алгоритм определения сечения.  
Условие проверки сечения по  $\Delta U_{\text{доп}}$ .

Индуктивные сопротивления воздушных линий  $x_0$ , Ом/км.

Характеристики проводов (АС)

Д <sub>ср.г.</sub> м	Диаметр провода d, мм														АС	d, мм	Г <sub>о</sub> , Ом/км
	5	6	7	8	9	10	12	14	16	18	20	24	28	32			
0,6	0,359	0,347	0,337	0,329	0,322	0,316	0,305	0,245	-	-	-	-	-	-	50/8	9,6	0,592
0,8	0,376	0,364	0,356	0,347	0,340	0,333	0,322	0,312	-	-	-	-	-	-	70/11	11,4	0,429
1,0	0,391	0,379	0,370	0,361	0,354	0,347	0,336	0,326	-	-	-	-	-	-	70/72	15,4	0,428
1,25	0,404	0,393	0,383	0,376	0,368	0,362	0,350	0,340	-	-	-	-	-	-	95/16	13,5	0,306
1,5	0,416	0,404	0,394	0,386	0,379	0,372	0,362	0,351	-	-	-	-	-	-	95/141	19,8	0,321
1,75	0,426	0,415	0,404	0,396	0,389	0,383	0,371	0,363	-	-	-	-	-	-	120/19	15,2	0,249
2,0	0,433	0,422	0,413	0,404	0,396	0,391	0,379	0,370	0,361	0,354	0,347	-	-	-	120/27	15,5	0,253
2,5	-	-	0,426	0,419	0,411	0,404	0,393	0,383	0,376	0,368	0,362	-	-	-	150/19	16,8	0,199
3,0	-	-	0,437	0,429	0,422	0,416	0,404	0,394	0,386	0,379	0,372	-	-	-	150/24	17,1	0,198
3,5	-	-	0,448	0,439	0,432	0,426	0,415	0,404	0,396	0,389	0,383	-	-	-	150/34	17,5	0,201
4,0	-	-	0,456	0,448	0,441	0,433	0,422	0,413	0,404	0,396	0,391	0,379	0,370	0,361	185/24	18,9	0,157
4,5	-	-	-	-	0,448	0,441	0,432	0,419	0,412	0,404	0,398	0,386	0,378	0,369	185/29	18,8	0,162
5,0	-	-	-	-	0,455	0,448	0,436	0,429	0,419	0,411	0,404	0,393	0,383	0,376	185/43	19,6	0,158
5,5	-	-	-	-	0,461	0,454	0,442	0,432	0,425	0,418	0,410	0,399	0,389	0,381	240/32	21,6	0,121
6,0	-	-	-	-	0,466	0,460	0,448	0,436	0,429	0,422	0,416	0,404	0,394	0,386	240/39	21,6	0,124
6,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,421	0,410	0,400	0,391	240/56	22,4	0,122
7,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,426	0,415	0,404	0,396	300/39	24,0	0,098
7,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,430	0,419	0,409	0,400	300/48	24,1	0,100
8,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,433	0,422	0,413	0,404	300/66	24,5	0,102
8,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,438	0,426	0,416	0,405	330/30	24,8	0,088
															330/43	25,2	0,089

## **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6.**

### **«Составление порядка работ по определению мест повреждения на линиях электропередачи»**

#### **Цель:**

1. Изучить положения Типовой инструкции по организации работ для определения мест повреждения ЛЭП напряжением 110 кВ и выше с помощью фиксирующих приборов. ТИ 34-70-035-85. РД 34.20.563.
2. Получить навыки составления порядка работ по определению мест повреждения ЛЭП.

#### **Порядок выполнения работы:**

1. Ознакомление с теоретической частью.
2. Составление порядка работ.
3. Оформление отчёта.

#### **Теоретическая часть.**

### **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Методы ОМП по параметрам аварийного режима по основному признаку - виду измерений - можно разделить на две группы: методы с двусторонним и с односторонним измерением параметров.

Методы с двусторонним измерением основаны на фиксации в момент КЗ с помощью фиксирующих приборов тока и напряжения параметров на концах поврежденной ВЛ с последующим расчетом расстояния до мест повреждения.

Методы с односторонним измерением обеспечивают фиксацию либо сопротивления участка ВЛ, пропорционального расстоянию до места КЗ, либо одного из параметров аварийного режима (тока, напряжения).

Выбор методов определения мест КЗ обуславливается рядом факторов и зависит в каждом случае от конкретных условий (конфигурации сети, вида ВЛ, параметров линии электропередачи и примыкающих к ней сетей и др.).

Поскольку на долю КЗ на землю приходится 80 - 90% всех видов КЗ, при двусторонних измерениях наиболее целесообразны способы, основанные на фиксации токов и напряжений.

Для ускорения отыскания мест КЗ целесообразно использование средств телемеханики при передаче показаний фиксирующих приборов.

Срабатывание приборов должно сопровождаться работой соответствующей сигнализации.

Фиксирующие приборы, как правило, должны работать селективно, т.е. только при аварийном отключении поврежденной линии.

Инструкции обязаны знать:

а) оперативный персонал диспетчерских пунктов объединенных энергетических систем (ДП ОЭС), диспетчерских пунктов энергосистем (ДП ЭС), диспетчерских пунктов предприятий электрических сетей (ДП ПЭС), диспетчерских пунктов районов электросетей (ДП РЭС);

б) оперативный персонал электрических станций и подстанций, в том числе персонал оперативно-выездных бригад (ОВБ);

в) персонал служб релейной защиты и автоматики (РЗА) ПЭО (РЭУ) и ОДУ;

г) персонал службы эксплуатации и ремонта электротехнического оборудования (ЭРЭО) или служб высоковольтных электрических сетей ПЭО (РЭУ);

д) персонал служб релейной защиты, автоматики и измерений (РЗАИ) ПЭС и электротехнических лабораторий (ЭТЛ) электростанций;

е) персонал службы линий ПЭС, осуществляющий отыскание мест повреждения.

Объем знаний инструкции, необходимый каждой из перечисленных категорий персонала, устанавливается в соответствии с местными условиями.

## **2. ОБЯЗАННОСТИ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА ПОДСТАНЦИЙ (ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ)**

При работе фиксирующих приборов оперативный персонал обязан:

а) снять показания и записать в оперативный журнал дату, время работы и показания для каждого прибора в отдельности.

б) сообщить диспетчеру показания приборов.

Оперативный персонал обязан знать принцип работы всех фиксирующих приборов.

О всех замеченных при осмотре неисправностях и дефектах приборов следует немедленно сообщить диспетчеру.

## **3. ОБЯЗАННОСТИ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА ДИСПЕТЧЕРСКИХ ПУНКТОВ**

Оперативный персонал ДП обязан знать принцип работы всех приборов.

В зависимости от оперативной подчиненности ВЛ место повреждения при КЗ на ней определяет: - дежурный диспетчер.

На диспетчерском пункте должна иметься следующая документация: перечень линий, инструкция по определению мест повреждения; таблицы для записи показаний фиксирующих приборов; таблицы расстановки опор ВЛ.

## **4. ОБЯЗАННОСТИ СЛУЖБЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПЭО (РЭУ) И ОДУ**

Служба РЗА:

а) осуществляет выбор оптимальных методов и устройств;

б) составляет новые и уточняет существующие инструкции; и т.д.

## **5. ОБЯЗАННОСТИ СЛУЖБЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

В функции службы ЭРЭО входит:

а) передача службе РЗА необходимых данных и параметров ВЛ;

б) совместно со службой РЗА ведение учета работы приборов;

в) составление годовых отчетов по оснащению ВЛ приборами;

г) составление таблицы размещения фиксирующих приборов; и т.д.

## **6. ОБЯЗАННОСТИ ОТДЕЛА АСУ**

6.1. В функции отдела АСУ входит:

а) разработка по заказу служб энергоуправления программ ;

в) составление инструкций по работе на ЭВМ при расчете расстояния до мест повреждения;

г) обеспечение оперативности при определении мест КЗ.

## 7. ОБЯЗАННОСТИ СЛУЖБЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, АВТОМАТИКИ

Служба РЗАИ ПЭС (ЭТЛ) осуществляет непосредственное техническое обслуживание всех фиксирующих приборов, установленных на подстанциях (электростанциях).

## 8. ОБЯЗАННОСТИ СЛУЖБЫ ЛИНИЙ ПЭС

Служба линий ПЭС непосредственно организует поиск мест повреждения ВЛ.

а) осуществляет обход и осмотр участка линии в целях отыскания места КЗ на основе полученных от диспетчера ПЭС ;

б) передает информацию диспетчеру, в чьем управлении находится ВЛ, о результатах поиска мест повреждения и всех выявленных дефектах.

Примечание. При успешном повторном включении линии и отсутствии видимых дефектов на расчетном участке ВЛ, указанном диспетчером, дальнейший обход прекращается. Об этом сообщается диспетчеру. При устойчивом КЗ обход и осмотр ВЛ продолжают до обнаружения места повреждения;

в) осуществляет учет и анализ всех случаев отключения ВЛ, связанных с повреждением ВЛ;

г) при трех-четырех автоматических отключениях линии с успешным повторным включением, связанных с повреждением практически в одном и том же месте, и в случае невозможности выявления причин отключения при низовом осмотре организует верховой осмотр тех участков линии, которые примыкают к расчетному месту КЗ;

д) составляет для диспетчерских служб, осуществляющих определение мест повреждения, таблицы расстановки опор ВЛ, входящих в данное ПЭС (см. табл. 2);

е) организовывает либо участвует в проведении специальных испытаний по уточнению или определению параметров ВЛ и других элементов электрической сети.

### Приложение ФОРМЫ ТАБЛИЦ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ ВЛ И УЧЕТУ РАБОТЫ ФИКСИРУЮЩИХ ПРИБОРОВ

Таблица 1

Минэнерго СССР  
ПЭО (РЭУ) \_\_\_\_\_

#### Определение мест повреждения ВЛ \_\_\_\_\_ кВ

-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----									
---+-----									
№	Дата и время	Фиксирующие приборы на подстанции	АПВ	Расстояние от (электростанции)	успешное	(был КЗ)	причина	Подпись	Дата
п/п	на диспет-	на	успешное	Расчетное	Действитель-	был	или не	или не	ВЛ
КЗ	через	и	успешное	Расчетное	Действитель-	был	или не	или не	ВЛ
дата									



п	время	- вани е ВЛ	жени е ВЛ, кВ -	км	й чиво е или не усто й чиво е	(был или не был	(най дено или не найден о	Рас чет ное , $\ell$ км	Дейст витель ное, $\ell$ д км	Аб со лю тная $\Delta \ell$ = $\ell$ р- $\ell$ д	Относи - тельна я $\frac{\Delta \ell}{L}$ 100%	чание -

Примечание. Таблица заполняется совместно службами РЗА и ЭРЭО ПЭО (РЭУ), а также службой РЗА ОДУ по сведениям соответствующих диспетчерских служб <1>. На основании данной таблицы составляются сводные таблицы по работе приборов за год. Вместо указанной таблицы допускается применение журнала учета работы фиксирующих приборов.

<1> Если неустойчивое КЗ обнаруживается не при первоначальном обходе ВЛ после АПВ, а при последующих обходах, об этом делается соответствующая запись в графе "Примечание".

#### Размещение фиксирующих приборов для определения мест повреждения ВЛ \_\_\_\_ кВ

N п/ п	Наимено вание ВЛ, дата ввода в эксплуата цию фиксирующ их приборов	Напря же ние ВЛ, кВ; длина ВЛ, км	Схема ВЛ и обозначен ия изменя емых величин	Тип прибора		Номер прибора		Пределы измерения		Диспет чер, оп реде ляющи й место повре ждени я
				На под- станции и (электр о- станции и)						

Примечания: 1. Для составляющих нулевой последовательности рекомендуется применять индекс "0", обратной последовательности - "2".

2. Вместо данной таблицы можно составлять схему размещения фиксирующих приборов аналогично карте размещения устройств релейной защиты и электроавтоматики.

3. При измерениях больше чем с двух сторон соответствующие графы таблицы изменяются