

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Электроснабжение»

К. М. Медведев, О. М. Головач

ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

**ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
по одноименной дисциплине для студентов
специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение
(по отраслям)» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
электрооборудования организаций»
дневной формы обучения**

Гомель 2012

УДК 621.315(075.8)
ББК 31.27я73
М42

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 10 от 26.06.2012 г.)*

Рецензент: зав. каф. «Теоретические основы электротехники» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *А. В. Козлов*

Медведев, К. М.

М42 Передача и распределение электроэнергии : лаборатор. практикум по одноим. дисциплине для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация электрооборудования организаций» днев. формы обучения / К. М. Медведев, О. М. Головач. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 87 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц; 32 Mb RAM; свободное место на HDD 16 Mb; Windows 98 и выше; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://alis.gstu.by/StartEK/>. – Загл. с титул. экрана.

Содержит краткие теоретические сведения, задания и порядок выполнения по восьми лабораторным работам, позволяющим студентам закрепить знания по конструкциям воздушных и кабельных линий, режимам работы линий электропередачи, разомкнутых и замкнутых электрических сетей, показателям качества напряжения и средствам регулирования режимов электрических сетей.

Для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация электрооборудования организаций» дневной формы обучения.

УДК 621.315(075.8)
ББК 31.27я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2012

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

1.1. Цель работы

Знакомство с конструкцией, областью применения и условиями работы воздушных и кабельных линий электропередачи.

1.2. Теоретические сведения

Воздушные линии (ВЛ) предназначены для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе.

Основными конструктивными элементами ВЛ являются *провода, опоры, изоляторы, линейная арматура и грозозащитные тросы.*

Провода ВЛ служат для передачи электрической энергии. По конструкции они делятся на одно- и многопроволочные. Многопроволочные провода бывают монометаллические (алюминиевые) и комбинированные (сталеалюминиевые).

Алюминиевые провода марок А, Ап (рис. 1.1, *а, б*) состоят из нескольких повивов проволок одного диаметра. Они обладают невысокой механической прочностью и чаще применяются на ВЛ до 1 кВ.

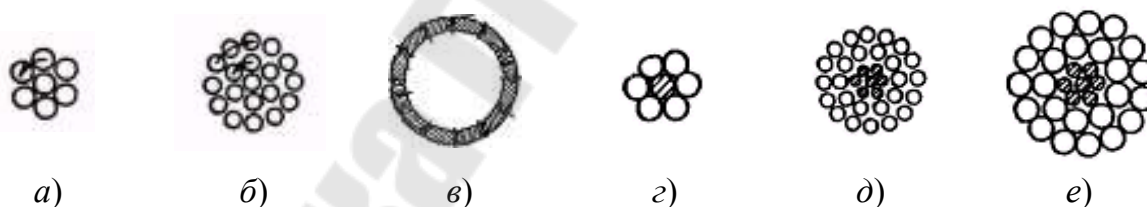


Рис. 1.1. Конструкции алюминиевых и сталеалюминиевых проводов: *а* – А-70; *б* – А-150; *в* – полый алюминиевый провод; *г* – АС-70/11; *д* – АС-150/24; *е* – АС-240/32

Часто на ВЛ используются многопроволочные монометаллические провода марок АЖ и АН из алюминиевых сплавов повышенной прочности, которые дешевле сталеалюминиевых проводов.

Стальные многопроволочные провода марки ПС иногда используются на ВЛ сельскохозяйственного назначения.

К монометаллическим проводам также относят полые провода, применяемые с целью снижения короны для ошиновки подстанций (рис. 1.1, *в*).

Комбинированные сталеалюминиевые провода марок АС наиболее широко используются на ВЛ напряжением более 1 кВ. Они состоят из одно- или многопроволочного стального сердечника и внешних алюминиевых повивов (рис. 1.1, *з, д, е*).

С защитой от коррозии выпускаются сталеалюминиевые провода марок АКП, АСКС, АСК и АСКП. Максимальной коррозионной стойкостью обладают провода АСКП.

Опоры ВЛ поддерживают провода на определенной высоте над землей, водой или сооружением, обеспечивая требуемый габарит.

По числу цепей опоры, как правило, бывают одно- и двухцепные.

Конструкция опоры во многом определяется расположением на ней проводов (рис. 1.2).

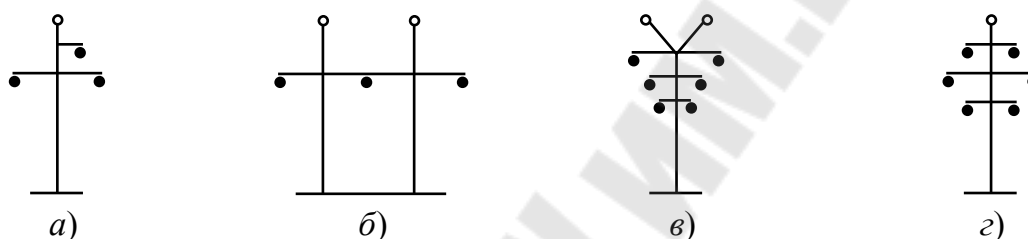


Рис. 1.2. Расположение проводов на опорах: *а* – треугольником; *б* – горизонтальное; *в* – "обратной ёлкой"; *з* – шестиугольником

По назначению опоры ВЛ делятся на анкерные, угловые, промежуточные и специальные.

Промежуточные опоры наиболее просты и служат для поддержания проводов на прямых участках ВЛ.

Анкерные опоры предназначены для жесткого закрепления проводов в особо ответственных точках ВЛ: на концах линий и прямых участках, на пересечении важных инженерных сооружений. Опоры данного типа обычно значительно сложнее и дороже промежуточных.

Угловые опоры устанавливаются в точках, где линия делает поворот. Они могут быть анкерного (при угле поворота ВЛ более 20°) и промежуточного типов.

Специальные опоры бывают следующих типов: переходные – для больших пролетов при пересечении рек, ущелий; транспозиционные – для изменения порядка расположения проводов на опоре; ответвительные – для выполнения ответвления от ВЛ.

В зависимости от материала опоры ВЛ делят на железобетонные, металлические и деревянные.

Изоляторы применяют для изоляции и крепления проводов на опоре. Они изготавливаются из фарфора или закаленного стекла. В отличие от фарфора, закаленное стекло при пробое изолятора рассыпается, что облегчает поиск поврежденных изоляторов на линии.

По конструкции изоляторы делят на штыревые, подвесные и стержневые.

Штыревые изоляторы применяются на ВЛ до 1 кВ, 6-20 кВ и реже – 35 кВ (рис. 1.3). Они крепятся к опорам на штырях или крюках с помощью пластмассовых колпачков.

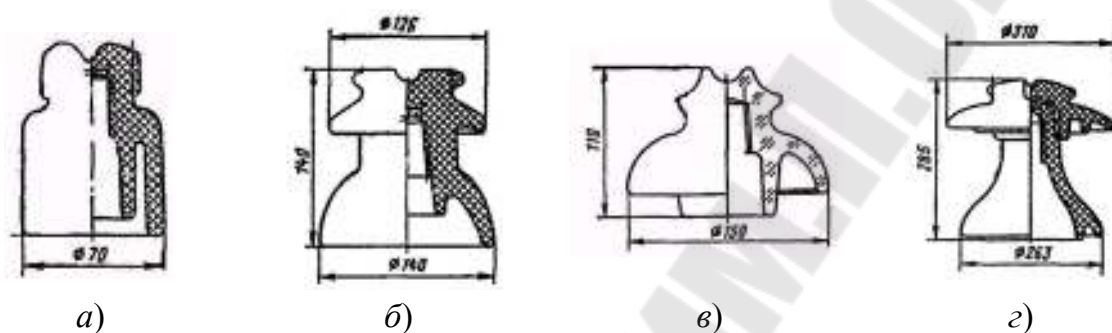


Рис. 1.3. Штыревые изоляторы: а, б – фарфоровые на 0,38 и 10 кВ; в – стеклянный на 10 кВ; з – фарфоровый на 35 кВ

Подвесные изоляторы применяются на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Они состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей части 1 (рис. 1.4, а), шапки из ковкого чугуна 2, металлического стержня 3 и армирующей цементной связки 4. Подвесные изоляторы собираются в поддерживающие (для промежуточных опор) или натяжные (для анкерных опор) гирлянды. Число изоляторов в гирлянде определяется напряжением линии: 35 кВ – 3...4 изолятора; 110 кВ – 6...8.



Рис. 1.4. Подвесной (а) и стержневой полимерный (б) изоляторы

Стержневые полимерные изоляторы (рис. 1.4, б), которые нашли применение в последнее время, представляют собой несущий стержневой элемент из высокопрочных нитей стеклопластика. На него для увеличения поверхности изолятора армируются изоляционные тарелки. Такие изоляторы позволяют заменить целые гирлянды на ВЛ со-

ответствующих классов напряжения. Масса полимерных изоляторов в несколько раз меньше массы гирлянд подвесных изоляторов.

Линейная арматура предназначена для крепления гирлянд изоляторов к опорам, подвески проводов к гирляндам, сборки многоцепных гирлянд, соединения проводов и их защиты от вибрации и т.д. Её можно разделить на следующие группы: поддерживающие зажимы, натяжные зажимы, сцепная арматура, соединительные зажимы, защитная арматура, гасители вибрации, дистанционные распорки.

Поддерживающие зажимы служат для подвески и крепления проводов ВЛ к поддерживающим гирляндам на промежуточных опорах.

Натяжные зажимы применяются для крепления проводов к натяжным гирляндам изоляторов на опорах анкерного типа.

Сцепная арматура служит для соединения гирлянды изоляторов с опорой и зажимами, для образования многоцепных гирлянд. В их состав входят: серьги, ушки, скобы, коромысла, промежуточные звенья, узлы крепления гирлянд к опорам.

Соединительные зажимы предназначены для соединения проводов, которые выпускаются отрезками определенной длины.

Защитная арматура позволяет выровнять напряжение, приложенное к первым изоляторам со стороны провода, защищает от перенапряжений. К ней относят защитные кольца и экраны, разрядные рога.

Гасители вибрации защищают провода от вибрации.

Грозозащитные тросы защищают провода от непосредственного попадания в них молнии. Тросы подвешивают над фазными проводами на ВЛ 35 кВ и выше в зависимости от района по грозовой деятельности и материала опор. В качестве грозозащитных тросов ВЛ используются стальные канаты или сталеалюминиевые провода.

В настоящее время в распределительных сетях напряжением до 1 кВ широкое применение находят воздушные ЛЭП с проводами, изолированными полиэтиленовой оболочкой (ВЛИ), а в сетях напряжением 6-35 кВ – с защищенными проводами (ВЛЗ).

Стоимость таких линий выше, чем традиционных воздушных линий с неизолированными алюминиевыми и сталеалюминиевыми проводами, однако они обладают рядом преимуществ:

- затраты на их эксплуатацию ниже, чем для традиционных линий, а надежность электроснабжения потребителей выше;

- снижаются габариты линий до земли и инженерных сооружений, что позволяет уменьшать высоту и стоимость опор;
- снижаются затраты на монтаж линий;
- упрощается ремонт и монтаж линий, сокращаются их сроки;
- снижается возможность несанкционированных подключений к линиям;
- снижается возможность поражения электрическим током при монтаже, ремонте и эксплуатации, а также при работах вблизи линии;
- по сравнению с традиционными линиями они имеют более низкое реактивное сопротивление.

Для ВЛИ напряжением 0,38 кВ и ответвлений от них к жилым домам и хозяйственным постройкам применяют двух-, трёх- и четырёхпроводные самонесущие изолированные провода (СИП). Они могут содержать провод для подключения уличного освещения и состоят из трех изолированных фазных проводов, выполненных из уплотненных алюминиевых проволок, скрученных поверх несущего нулевого провода.

В проводах СИП-1 и СИП-2 всю механическую нагрузку несет неизолированный нулевой провод, который выполняется из сталеалюминиевого провода или провода из алюминиевого сплава. В проводах СИП-1А и СИП-2А нулевой провод изолирован, а несущими являются все четыре провода (рис. 1.5).

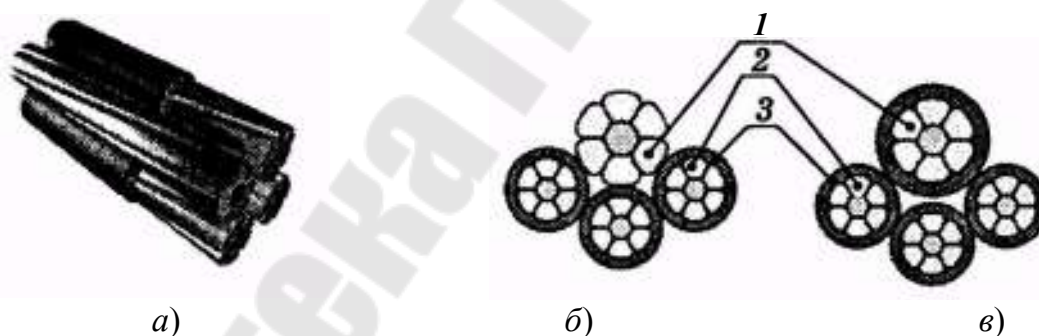


Рис. 1.5 Самонесущие изолированные провода (СИП):
 а – внешний вид; б – СИП-1, СИП-2; в – СИП-1А, СИП-2А:
 1 – несущий нулевой провод; 2 – фазные провода;
 3 – изоляция из полиэтилена

В проводах СИП-1 и СИП-1А изоляция выполняется из термопластичного светостабилизированного полиэтилена, в проводах СИП-2 и СИП-2А – из сшитого светостабилизированного полиэтилена.

В проводе СИП-4 фазные и нулевой провода выполнены из алюминия и имеют одинаковую площадь сечения (рис. 1.6). Изоля-

цию СИП-4 выполняют из термопластичного светостабилизированного полиэтилена, СИПн-4 – из светостабилизированной полимерной композиции, не распространяющей горение, СИПс-4 – из сшитого светостабилизированного полиэтилена.



Рис. 1.6. Самонесущий изолированный провод СИП-4:
а – внешний вид; б – конструкция провода:
1 – токопроводящая жила; 2 – изоляция из полиэтилена

Провода ВЛИ скручены в жгут и могут крепиться с помощью крюков, кронштейнов и арматуры к опорам, стенам зданий и сооружений.

На ВЛЗ напряжением 10-20 кВ применяют одножильный самонесущий изолированный провод СИП-3 (рис. 1.7). Он состоит из токопроводящей жилы и изолирующей оболочки из сшитого светостабилизированного полиэтилена. Жила площадью сечения 35-150 мм² выполнена из алюминиевого сплава высокой прочности или алюминиевого провода, упрочненного стальной проволокой.



Рис. 1.7. Самонесущий изолированный провод СИП-3:
а – внешний вид; б – конструкция провода:
1 – токопроводящая жила; 2 – изоляция из полиэтилена

Для ВЛЗ напряжением 35 кВ выпускают провода с защитной изоляцией ПЗВ и ПЗВГ (грозоустойчивый) (рис. 1.8). Провод ПЗВ предназначен для магистральных линий, провод ПЗВГ – для ВЛЗ, проходящих по населенным пунктам и на участках линий вблизи подстанций. Токопроводящая жила выполнена из проволок алюминиево-

го сплава площадью сечения от 35 до 240 мм². Изоляция состоит из слоев сшитого полиэтилена.

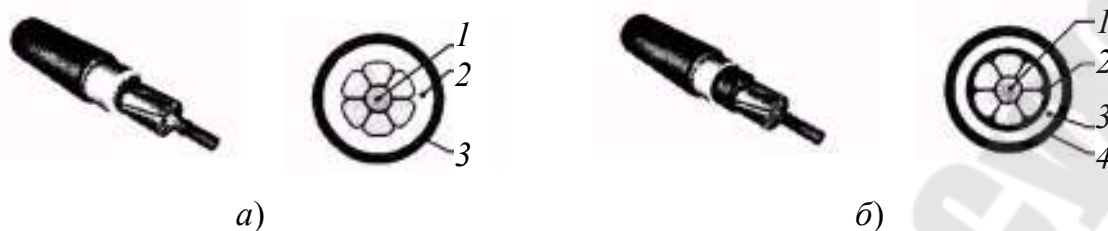


Рис. 1.8. Самонесущие изолированные провода для ВЛЗ напряжением 35 кВ: а – провод марки ПЗВ; б – провод марки ПЗВГ: 1 – токопроводящие жилы; 2 – слой из изоляционного сшитого полиэтилена; 3 – слой из атмосферостойкого сшитого полиэтилена; 4 – защитная изоляция из трекингостойкого полиэтилена

Для одновременной передачи электрической энергии и оптических сигналов связи по ВЛЗ напряжением 10 кВ разработан провод ПЗВ-О (СИП-О) (рис. 1.9).



Рис. 1.9. Самонесущий изолированный провод марки ПЗВ-О (СИП-О): а – внешний вид; б – конструкция провода: 1 – центральный силовой элемент; 2 – токоведущие жилы; 3 – оптический модуль; 4 – водоблокирующий наполнитель; 5 – защитная оболочка

Токосоведущие жилы провода ПЗВ-О выполняются из алюминия или алюминиевого сплава. Оптический модуль, содержащий от 2 до 24 волокон, изолирован гидрофобным наполнителем. Снаружи провод защищен оболочкой из сшитого полиэтилена. Прочность конструкции обеспечивается центральным силовым элементом из стальной проволоки или алюминиевого сплава.

Кабельной называется линия (КЛ) для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами.

Кабель имеет одну или несколько изолированных токопроводящих жил, заключенных в герметичную оболочку, которая может быть защищена от механических повреждений броней.

Кабельные линии по сравнению с воздушными имеют ряд преимуществ. В основном они не подвергаются атмосферным воздействиям и поэтому более надежны в эксплуатации. На ограниченной территории может быть проложено несколько кабельных линий, так как они весьма компактны. Вместе с тем, КЛ значительно дороже воздушных. Они более сложны в эксплуатации, в них труднее найти и устранить повреждение.

Кабели подразделяются по номинальному напряжению, виду изоляции и другим конструктивным особенностям.

По номинальному напряжению их условно делят на кабели низкого и высокого напряжения.

К кабелям низкого напряжения относят кабели, предназначенные для работы в сетях напряжением до 35 кВ включительно. Они выпускаются с бумажной пропитанной, резиновой и пластмассовой изоляцией в одно-, двух-, трех-, четырёх- и пятижильном исполнении. Кабели в четырёх- и пятижильном исполнении применяют только в сетях до 1 кВ с заземлённой нейтралью.

Кабели высокого напряжения служат для работы в сетях напряжением 110 кВ и выше. Они выпускаются с пластмассовой или пропитанной маслом бумажной изоляцией – маслонаполненные кабели низкого и высокого давления. В маслонаполненном кабеле низкого давления бумажная изоляция пропитывается составом из маловязкого дегазированного масла, которое находится в кабеле под избыточным давлением.

Маслонаполненные кабели высокого давления состоят из трех одножильных кабелей, помещенных в стальную трубу, которая заполнена маслом под давлением 1,5 МПа.

Традиционными металлами для токопроводящих жил являются алюминий и медь.

Кабели с бумажной пропитанной изоляцией выпускаются на напряжения до 35 кВ включительно. Их изоляция состоит из лент кабельной бумаги, пропитанной маслоканифольным составом.

Основным недостатком бумажной пропитанной изоляции является ее большая гигроскопичность. Для защиты изоляции от увлажнения кабели заключают в алюминиевую или свинцовую оболочку.

Металлические оболочки защищаются от коррозии и механических повреждений с помощью брони из стальных лент или стальных оцинкованных круглых проволок. Поверх брони накладывают защитное покрытие от коррозии из кабельной пряжи, пропитанной битумом.

Трёхжильный кабель с бумажной изоляцией на напряжение 10 кВ (рис. 1.10) включает: 1 – токопроводящие жилы; 2 – фазную изоляцию; 3 – поясную изоляцию; 4 – защитную оболочку; 5 – подушку под броней; 6 – стальную броню; 7 – защитное покрытие; 8 – заполнения.

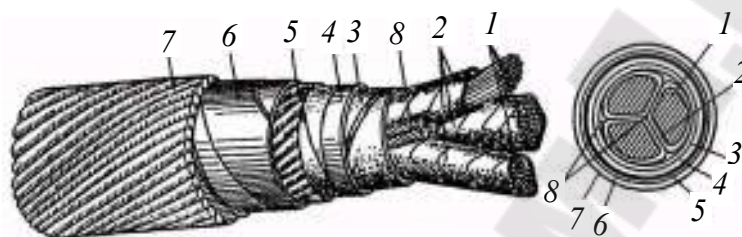


Рис. 1.10. Трёхжильный кабель с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение 10 кВ

Кабели с резиновой изоляцией выпускаются на напряжение до 10 кВ, причем при напряжении более 1 кВ изготавливаются только одножильными. Основным преимуществом данных кабелей является их гибкость.

Кабели с пластмассовой изоляцией считаются наиболее перспективными среди других кабелей при напряжении до 110 кВ. Применение пластмасс позволяет облегчить конструкцию кабеля, упростить их прокладку, монтаж и технологию изготовления. Поэтому при проектировании новых кабельных линий вместо кабелей с пропитанной бумажной изоляцией следует предусматривать прокладку кабелей различной конструкции с пластмассовой изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена.

На напряжение до 1 кВ широкое применение находят кабели с поливинилхлоридной изоляцией и оболочкой. В качестве примера на рис. 1.11 показан кабель марки АВВГ.

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-кабели) в последнее время получили распространение как альтернатива кабелям с бумажной пропитанной изоляцией на напряжения 6-35 кВ. Преимущества СПЭ-кабелей заключаются в следующем:

- пропускная способность, ограниченная по условию работы изоляции допустимой температурой $+90^{\circ}\text{C}$, на 15-30 % выше по сравнению с кабелями с бумажно-масляной изоляцией того же сечения;
- небольшая масса и меньший диаметр делают прокладку, монтаж, ремонт таких кабелей, соединительных муфт и концевых заделок дешевле и проще, чем кабелей традиционного исполнения;
- отсутствие жидких компонентов в изоляции дает возможность прокладки кабелей вертикально и на трассах с большой разницей уровней;
- низкая повреждаемость по сравнению с кабелями с бумажной изоляцией;
- применение одножильных кабелей исключает двух- и трехфазные короткие замыкания, хотя при этом увеличивается ширина трассы кабельной линии.

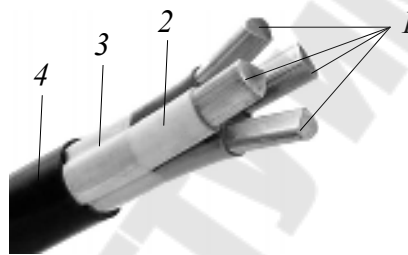


Рис. 1.11. Кабель марки АВВГ с изоляцией и оболочкой из ПВХ-пластиката:

- 1 – токоведущие жилы; 2 – поливинилхлоридная изоляция;
 3 – обмотка из нетканого полотна;
 4 – поливинилхлоридная оболочка

На рис. 1.12 представлен одножильный СПЭ-кабель марки АПвП (ПвП) на напряжение 10 кВ: 1 – круглая многопроволочная уплотненная жила (алюминиевая у АПвП или медная у ПвП); 2 – полупроводящий слой из сшитого полиэтилена поверх жилы; 3 – изоляция из сшитого полиэтилена; 4 – полупроводящий слой из сшитого полиэтилена поверх изоляции; 5 – слой электропроводящей бумаги или электропроводящей полимерной ленты; 6 – экран из медных проволок; 7 – медная лента поверх экрана из медных проволок; 8 – разделительный слой из кабельной бумаги или прорезиненной ткани; 9 – оболочка из полиэтилена.

Зарубежной промышленностью вместе с одножильными производятся также и трёхжильные СПЭ-кабели.

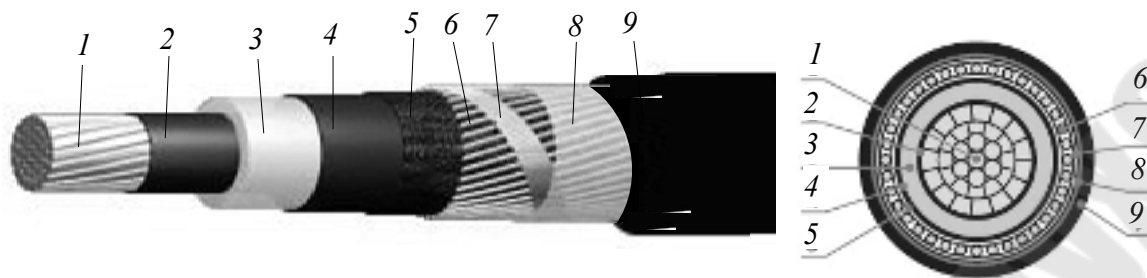


Рис. 1.12. Одножильный кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-кабель) типа АПвП (ПвП) на напряжение 10 кВ

В отечественной практике используют следующие индексы при маркировке СПЭ-кабелей:

1-я позиция: А – алюминиевые жилы; отсутствие буквы А – медные жилы;

2-я позиция: Пв – изоляция из сшитого полиэтилена;

3-я позиция: П – оболочка из полиэтилена; Пу – усиленная оболочка из полиэтилена; В – оболочка из ПВХ-пластиката; Внг – оболочка из ПВХ-пластиката пониженной горючести;

4-я позиция: г – водоблокирующая лента для герметизации металлического экрана; 2г – алюмополимерная лента поверх водоблокирующей ленты.

Пример обозначения СПЭ-кабеля: АПвП 1×150/25-10 – одножильный кабель на напряжение 10 кВ, алюминиевая жила сечением 150 мм², изоляция из сшитого полиэтилена, сечение медного экрана 25 мм², полиэтиленовая оболочка.

Муфты предназначены для соединения отдельных кабелей при прокладке КЛ, а также оконцевания кабелей в местах присоединения к источнику питания или потребителю.

По назначению муфты кабельных линий подразделяются на соединительные, стопорные и концевые.

Соединительные муфты служат для соединения отдельных строительных кабелей при сооружении линий. Стопорные муфты предназначены для соединения строительных длин и одновременного секционирования кабельных линий в целях предотвращения перетекания масла или другого пропиточного состава из секции в секцию. Концевые муфты применяются для оконцевания кабельных линий.

Конструкции муфт разнообразны и определяются типом кабелей, номинальным напряжением, условиями прокладки кабелей и размещения муфт, типом изоляции кабелей.

Конструкция чугунной муфты для кабелей с бумажной изоляцией до 1 кВ (рис. 1.13, а) такова: 1 – корпус; 2 – трехфазный кабель; 3 – фарфоровая распорка; 4 – соединительный зажим. Свинцовая муфта для таких же кабелей, но на напряжение 6-10 кВ, состоит из следующих элементов (рис. 1.13, б): 1 – бандаж; 2 – провод заземления; 3 – корпус муфты; 4 – заливочное отверстие; 5 – изоляция кабеля; 6 – подмотка из бумажных лент; 7 – жила; 8 – соединительная гильза.

Для соединения кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 10 кВ применяются муфты из самосклеивающихся лент (рис. 1.13, в): 1 – соединительная гильза; 2 – адгезионный слой; 3 – изоляция из самосклеивающихся лент; 4 – полупроводящий экран; 5 – металлический экран; 6 – подмотка лентой из ПВХ-пластиката; 7 – наружный покров (термоусаживающаяся трубка). Для таких же кабелей на напряжение до 1 кВ используют соединительные муфты из термоусаживаемых изоляционных трубок, число которых соответствует количеству жил кабеля, и одной шланговой термоусаживаемой трубки, восстанавливающей оболочку в месте соединения (рис. 1.13, г).

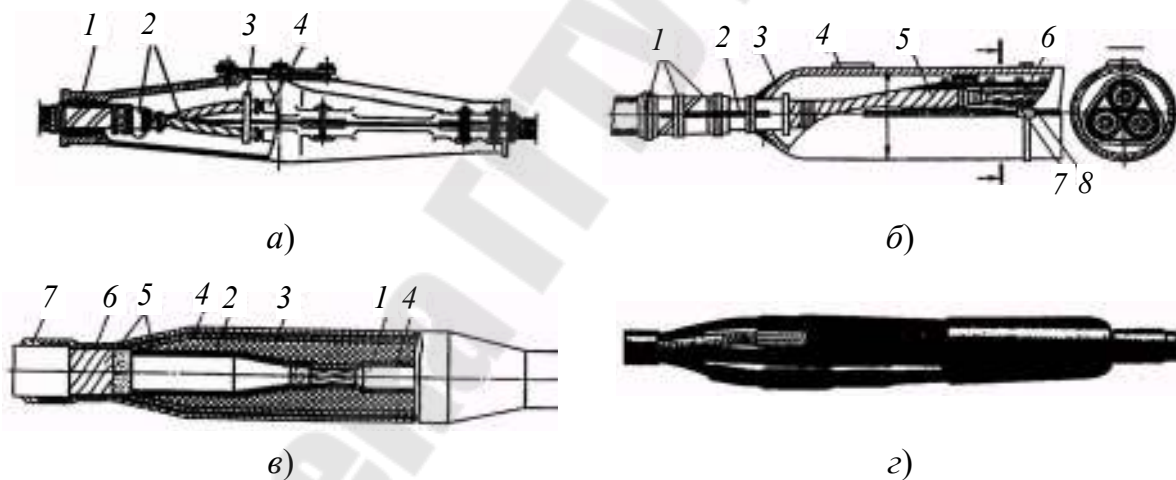


Рис. 1.13. Соединительные муфты: а – чугунная для кабелей до 1 кВ с бумажной изоляцией; б – свинцовая для кабелей 6-10 кВ с бумажной изоляцией; в – из самосклеивающихся лент для кабелей 10 кВ с пластмассовой изоляцией; г – из термоусаживаемых изоляционных трубок для кабеля до 1 кВ с пластмассовой изоляцией

Для защиты изоляции кабеля и дополнительной изоляции муфты наружной установки от влаги конец кабеля с подмоткой помещается в фарфоровый изолятор (рис. 1.14, а). Оконцевание кабелей на напряжение до 10 кВ в закрытых помещениях осуществляется с помощью концевых заделок (рис. 1.14, б): 1 – кабельный наконечник; 2 – под-

мотка из поливинилхлоридной ленты; 3 – конусная подмотка; 4 – эпоксидный корпус; 5 – провод заземления.

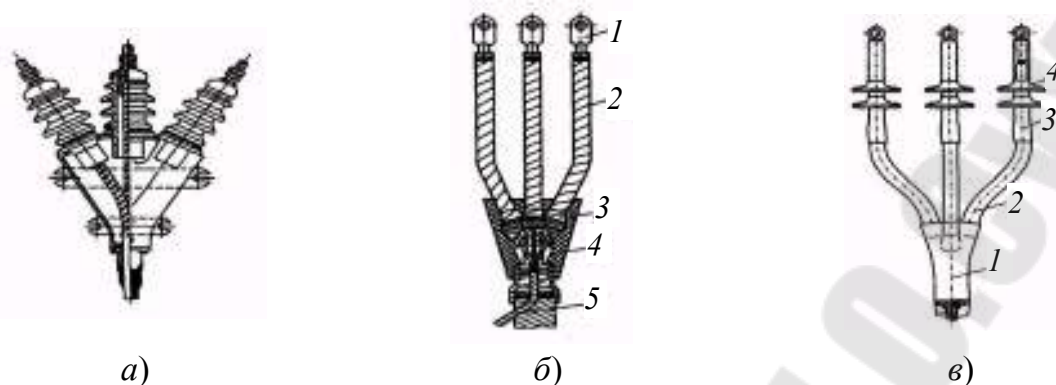


Рис. 1.14. Концевая муфта наружной установки с фарфоровым изолятором на напряжение 10 кВ (а); концевая заделка для кабелей 10 кВ с пластмассовой изоляцией (б); концевая муфта наружной установки для кабелей 10 кВ с пластмассовой изоляцией (в)

Для кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 10 кВ используется концевая муфта наружной установки, представленная на рис. 1.14, в. Она состоит из термоусаживаемой перчатки 1, стойкой к воздействию окружающей среды, и полупроводящих термоусаживаемых трубок 2, с помощью которых на конце трехжильного кабеля создаются три одножильных кабеля. На них надеваются изоляционные термоусаживаемые трубки 3, поверх которых монтируется нужное количество термоусаживаемых изоляторов 4.

Способ прокладки КЛ выбираются в зависимости от числа кабелей, условий прохождения трассы, наличия или отсутствия взрывоопасных газов тяжелее воздуха, степени загрязненности почвы, требований эксплуатации и экономических факторов.

Прокладка кабелей может осуществляться в траншеях и специальных кабельных сооружениях.

Кабельным сооружением называется сооружение, специально предназначенное для размещения в нем кабелей и кабельных муфт. К ним относятся: кабельные туннели, каналы, короба, блоки, шахты, этажи, двойные полы, эстакады, галереи, камеры. Внутри кабельных сооружений и производственных помещений кабели прокладывают на стальных конструкциях различного исполнения (рис. 1.15): на настенных конструкциях, лотках, в коробах.

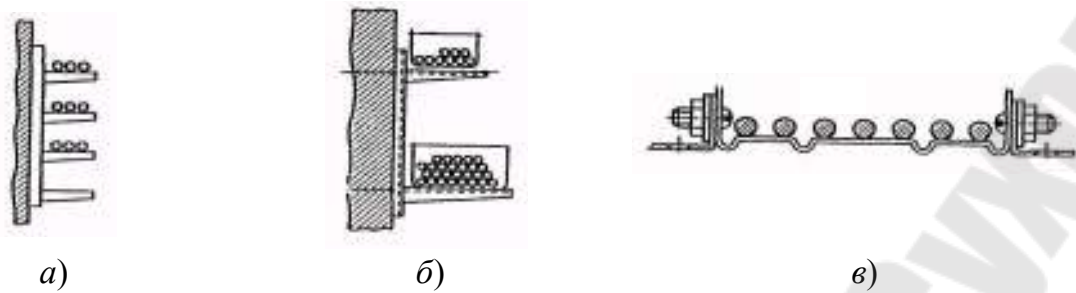


Рис. 1.15. Конструктивное выполнение кабельных прокладок:
a – на настенных конструкциях; *б* – в коробах; *в* – на лотках

Наиболее простой является прокладка кабелей в траншеях (рис. 1.16, *a*). Земляная траншея для укладки кабелей имеет глубину не менее 800 мм. На ее дне создают мягкую подушку из просеянной земли. Ширина траншеи зависит от числа прокладываемых в ней кабелей. Расстояние между кабелями на напряжение до 10 кВ должно быть не менее 100 мм. Кабели укладывают на дне траншеи в один ряд, а их количество в одной траншее не должно превышать шести. Для защиты от механических повреждений кабельную линию на напряжение выше 1 кВ по всей длине сверху слоя засыпки покрывают бетонными плитами или кирпичом.

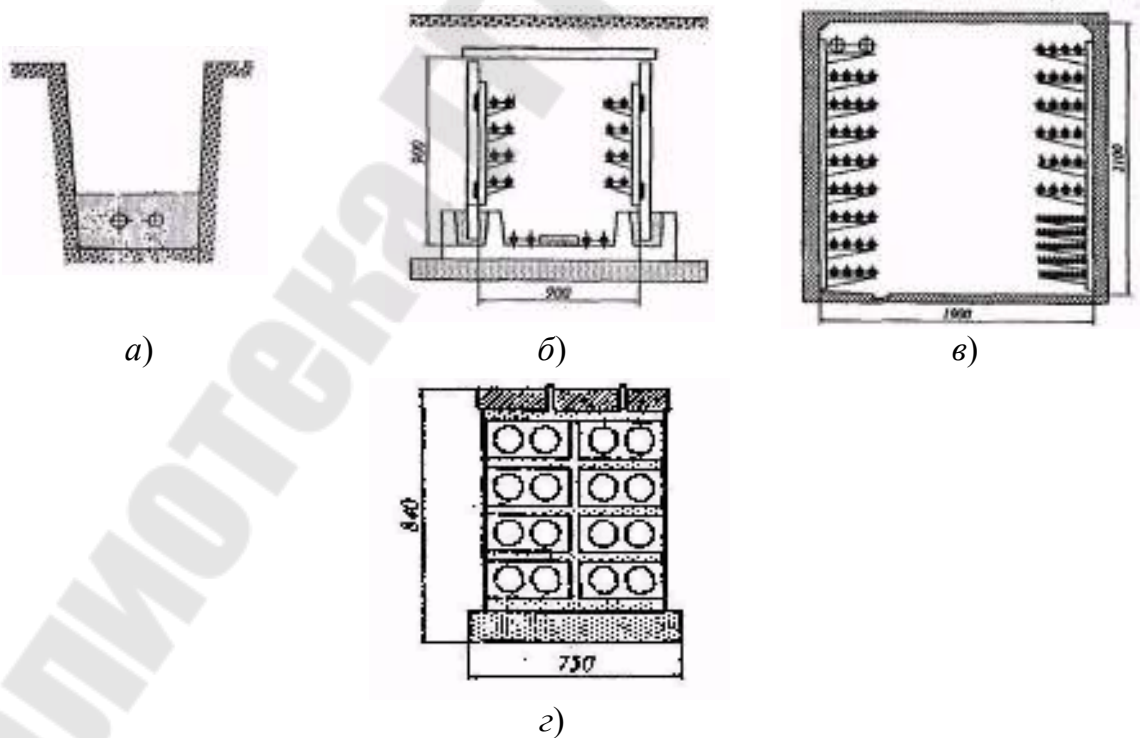


Рис. 1.16. Способы прокладки кабелей: *a* – в траншее; *б* – в канале;
в – в туннеле; *г* – в блоке

Кабельный туннель – закрытое сооружение с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, со свободным проходом по всей длине, позволяющим производить прокладку, ремонты и осмотр кабелей.

Кабельным блоком называется кабельное сооружение с трубами для прокладки кабелей с относящимися к нему колодцами.

Кабельная эстакада – надземное или наземное открытое протяженное кабельное сооружение.

Кабельная галерея – надземное или наземное закрытое полностью или частично протяженное проходное кабельное сооружение.

1.3. Порядок выполнения работы

1. Изучить теоретическую часть работы, используя данные методические указания и другую учебную литературу.

2. Изучить представленные в лаборатории наглядные пособия (плакаты, настенные стенды, лабораторные образцы) по теме работы.

3. Описать конструкцию, область применения и основные характеристики предложенного преподавателем лабораторного образца элемента ВЛ (провода, изолятора, элемента линейной арматуры) или кабеля.

1.4. Содержание отчёта

1. Цель работы.

2. Результаты описания лабораторного образца.

3. Выводы по работе.

1.5. Контрольные вопросы

1. Что называется воздушной линией электропередачи? Для чего предназначены ВЛ?
2. Назовите основные конструктивные элементы ВЛ?
3. Каково назначение проводов ВЛ? Какова их конструкция?
4. Как провода ВЛ защищаются от коррозии?
5. В чём преимущества и недостатки проводов из различных материалов: алюминиевых, сталеалюминиевых, медных и стальных?
6. В чём назначение опор ВЛ? На какие основные типы они делятся с точки зрения функционального назначения?
7. Опишите преимущества и недостатки железобетонных, металлических и деревянных опор?
8. Какие типы изоляторов используются на ВЛ?
9. Опишите конструкцию подвешенного изолятора.
10. Назовите основные виды линейной арматуры.
11. Какова конструкция линий с изолированными проводами?

12. Назовите преимущества ВЛИ по сравнению с традиционными ВЛ?
13. Что называется кабельной линией?
14. Назовите достоинства и недостатки КЛ по сравнению с ВЛ.
15. Как подразделяются кабели по номинальному напряжению и виду изоляции?
16. Из каких конструктивных элементов состоит кабель с бумажной масляной изоляцией?
17. В каких сетях применяют четырёхжильные и пятижильные кабели?
18. Из каких металлов выполняют жилы кабелей?
19. Какова конструкция кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена?
20. Для чего предназначены кабельные муфты? Каких видов они бывают?
21. Какие способы прокладки КЛ Вы знаете?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

ИЗУЧЕНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЁТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1. Цель работы

Изучение основных методов расчёта потерь электроэнергии в электрических сетях.

2.2. Теоретические сведения

В линиях электропередачи и трансформаторах имеют место нагрузочные потери электроэнергии $\Delta W_{\text{н}}$, потери холостого хода $\Delta W_{\text{х}}$ (в трансформаторах) и потери на корону $\Delta W_{\text{кор}}$ (в ЛЭП).

Как правило, потери холостого хода рассчитывают без учёта изменения напряжения во времени:

$$\Delta W_{\text{х}} = \Delta P_{\text{х}} \cdot T, \quad (2.1)$$

где $\Delta P_{\text{х}}$ – мощность потерь холостого хода трансформатора;

T – период времени, за который вычисляются потери (обычно год).

Потери на корону обычно рассчитывают по среднестатистическим данным, полученным из справочной литературы, по аналогичной формуле:

$$\Delta W_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{кор.ср}} \cdot T, \quad (2.2)$$

где $\Delta P_{\text{кор.ср}}$ – средние потери мощности на корону за время T .

Расчёт потерь холостого хода и потерь на корону не вызывает затруднений, но расчёт нагрузочных потерь, связанный с учётом изменения нагрузки во времени, требует специального рассмотрения.

Существует несколько методов расчёта нагрузочных потерь электроэнергии.

Наиболее простой и широко используемый метод расчёта потерь называется методом *времени потерь* или методом *времени наибольших потерь*. По данному методу расчёт потерь электроэнергии ведут по формулам:

$$\Delta W_{\text{н}} = 3 I_{\text{нб}}^2 \cdot R \cdot \tau \quad (2.3)$$

или

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{S_{\text{Hб}}^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot R \cdot \tau = \frac{P_{\text{Hб}}^2 + Q_{\text{Hб}}^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot R \cdot \tau, \quad (2.4)$$

где $I_{\text{Hб}}$ и $S_{\text{Hб}}$, $P_{\text{Hб}}$, $Q_{\text{Hб}}$ – наибольшие значения тока и мощностей из графика нагрузки;

R – активное сопротивление элемента сети;

τ – время наибольших потерь, в течение которого при пропуске по сети наибольшей неизменной нагрузки получаются те же потери электроэнергии, что и при переменной нагрузке в соответствии с действительным графиком нагрузки за год;

U_{H} – номинальное напряжение сети.

Время наибольших потерь τ можно рассчитать по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + T_{\text{Hб}} \cdot 10^{-4} \right)^2 8760, \quad (2.5)$$

где $T_{\text{Hб}}$ – время использования наибольшей нагрузки, в течение которого потребитель, работая в режиме наибольшей неизменной нагрузки, получит ту же электроэнергию, что и при переменной нагрузке в соответствии с действительным графиком нагрузки за год.

Наиболее точный метод расчёта нагрузочных потерь электроэнергии ΔW_{H} – это определение их *по графику нагрузок* ветви, причём расчёт производится для каждой ступени графика. Данный метод ещё называют *методом графического интегрирования*. При расчёте за каждый час получается почасовой расчёт потерь электроэнергии. Тогда потери электроэнергии за рассматриваемый промежуток времени можно определить по выражению:

$$\Delta W_{\text{H}} = \sum_{i=1}^n (\Delta P_i \cdot \Delta t_i) = 3R \sum_{i=1}^n (I_i^2 \cdot \Delta t_i) = \frac{R}{U_{\text{H}}^2} \sum_{i=1}^n (S_i^2 \cdot \Delta t_i), \quad (2.6)$$

где I_i , S_i – соответственно ток и мощность на i -й ступени графика нагрузки;

Δt_i – длительность i -й ступени графика нагрузки;

n – число ступеней графика.

По суточному графику нагрузки определяют потери электроэнергии за соответствующие характерные сутки.

По годовому графику нагрузок можно определить годовые потери электроэнергии. Для этого определяют потери мощности и электроэнергии для каждого режима, затем эти потери электроэнергии суммируют и находят потери за год.

Рассмотрим, например, трёхступенчатый график на рис. 2.1.

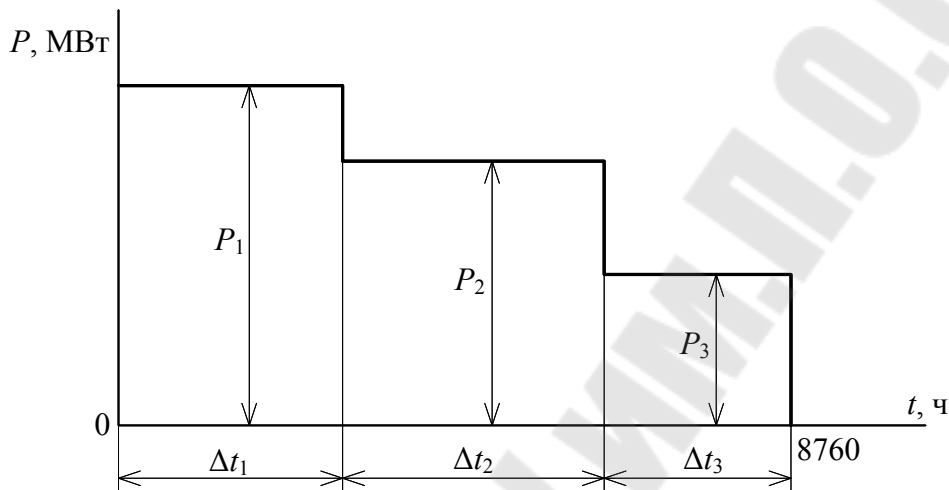


Рис. 2.1. Трёхступенчатый годовой график нагрузки по продолжительности

На рис. 2.1 для режима при нагрузке P_1 потери мощности в ветви:

$$\Delta P_1 = \frac{S_1^2}{U_1^2} \cdot R. \quad (2.7)$$

Потери электроэнергии находим, умножая потери мощности для данного режима на его длительность:

$$\Delta W_1 = \Delta P_1 \cdot \Delta t_1. \quad (2.8)$$

Таким же образом по выражениям (2.7) и (2.8) определяем ΔP_2 , ΔP_3 и ΔW_2 , ΔW_3 . Тогда суммарные годовые потери электроэнергии для графика на рис. 2.1 можно найти как сумму потерь на каждом интервале времени:

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W_1 + \Delta W_2 + \Delta W_3. \quad (2.9)$$

Для многоступенчатого графика с числом ступеней, равным N , потери электроэнергии можно определить аналогичным способом:

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_{i=1}^N (\Delta P_i \cdot \Delta t_i). \quad (2.10)$$

Достоинством метода определения потерь электроэнергии по графику нагрузки является его высокая точность.

2.3. Порядок выполнения работы

1. Изучить теоретическую часть работы, используя данные методические указания и другую учебную литературу.

2. Для заданного варианта построить суточные графики нагрузки ЛЭП, показанной на рис. 2.2, для зимнего и летнего дня. Суточные графики нагрузки линии в табличной форме приведены в таблице 2.1, а параметры линии, её номинальное напряжение и коэффициент мощности нагрузки – в таблице 2.2.

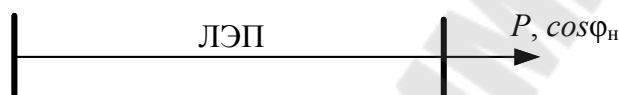


Рис. 2.2. Линия электропередачи

3. На основании построенных графиков нагрузки, приняв, что потребители в среднем в течение года работают 200 дней по зимнему графику и 165 дней по летнему, построить годовой график по продолжительности. Для этого на суточных графиках надо отметить ступени нагрузки $P_1, P_2, \dots, P_i, \dots, P_N$. Суточные графики имеют 6 ступеней ($N = 6$). По суточным графикам определить, сколько часов действует данная нагрузка P_i в течение зимних и летних суток, т.е. найти $\Delta t_{i,з}$ и $\Delta t_{i,л}$. Продолжительность действия каждой нагрузки $P_1, P_2, \dots, P_i, \dots, P_N$ в течение года определить следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta t_1 &= 200 \Delta t_{1,з} + 165 \Delta t_{1,л}; \\ \Delta t_2 &= 200 \Delta t_{2,з} + 165 \Delta t_{2,л}; \\ &\dots; \\ \Delta t_i &= 200 \Delta t_{i,з} + 165 \Delta t_{i,л}; \\ &\dots; \\ \Delta t_N &= 200 \Delta t_{N,з} + 165 \Delta t_{N,л}. \end{aligned} \quad (2.11)$$

Откладывая соответствующие точки P_i и Δt_i в системе координат P и t , начиная с наибольшего значения мощности из ряда

$P_1, P_2, \dots, P_i, \dots, P_N$ и далее – в порядке убывания P_i , и соединяя их построить годовой график нагрузки по продолжительности. Данный график должен иметь вид, подобный графику на рис. 2.1.

Таблица 2.1

Суточные графики активной нагрузки $P = f(t)$, МВт

Длительность ступени, ч		Вариант №					
		0-4	4-8	8-12	12-16	16-20	20-24
1	зима	0,38	0,44	0,57	0,48	0,65	0,33
	лето	0,25	0,28	0,37	0,31	0,39	0,2
2	зима	0,54	0,62	0,8	0,7	0,86	0,43
	лето	0,35	0,4	0,52	0,4	0,55	0,3
3	зима	0,69	0,8	1,0	1,1	0,89	0,6
	лето	0,45	0,52	0,67	0,72	0,58	0,39
4	зима	0,75	0,88	1,1	0,97	1,2	0,65
	лето	0,49	0,57	0,74	0,63	0,75	0,42
5	зима	2,52	3,0	3,9	4,2	3,4	2,31
	лето	1,64	2,0	2,55	2,73	2,21	1,5
6	зима	3,62	4,0	5,4	5,75	4,64	3,16
	лето	2,35	2,61	3,55	3,7	3,1	2,05
7	зима	3,0	3,74	6,46	5,51	6,81	3,74
	лето	1,9	2,5	4,21	3,58	4,52	2,83
8	зима	4,3	5,2	7,83	6,96	8,7	5,2
	лето	3,0	3,25	5,1	4,5	5,8	3,4
9	зима	11,25	16,4	21,3	22,5	18,22	13,5
	лето	7,31	10,67	14,8	14,8	11,84	8,77
10	зима	14,0	20,2	26,6	20,2	28,0	16,8
	лето	9,1	14,5	17,29	13,1	18,5	10,5
11	зима	17,1	24,5	28,78	33,2	27,7	20,5
	лето	11,1	16,2	20,0	22,8	18,0	13,3
12	зима	22,1	32,1	41,4	35,7	44,2	26,5
	лето	14,36	20,8	27,2	23,2	28,5	17,2
13	зима	41,2	61,5	78,0	61,5	82,1	49,2
	лето	24,6	40,0	50,7	37,5	53,4	31,8
14	зима	48,0	55,4	92,0	97,8	79,2	58,7
	лето	31,7	36,0	60,3	65,7	51,4	38,1
15	зима	67,0	104,0	125,4	104,0	132,0	79,2
	лето	42,9	70,0	81,51	67,6	89,0	51,5

Таблица 2.2

Параметры линии электропередачи и коэффициент мощности нагрузки

Параметр Вариант №	Марка и сечение провода	Длина линии, км	Номинальное напряжение линии U_H , кВ	Коэффициент мощности $\cos \varphi_H$
1	АС-35/6,2	5	10	0,9
2	АС-50/8	4	10	0,92
3	АС-70/11	6,5	10	0,94
4	АС-70/11	8	10	0,93
5	АС-70/11	10	35	0,9
6	АС-95/16	12	35	0,93
7	АС-120/19	15	35	0,9
8	АС-150/24	18	35	0,95
9	АС-120/19	25	110	0,95
10	АС-150/24	30	110	0,9
11	АС-185/29	35	110	0,91
12	АС-240/32	40	110	0,92
13	АС-240/32	60	220	0,95
14	АС-300/39	80	220	0,95
15	АС-400/51	120	220	0,9

4. Найти следующие характеристики суточных графиков нагрузки:

- наибольшую нагрузку $P_{нб}$;
- наименьшую нагрузку $P_{нм}$;
- среднюю нагрузку $P_{ср}$;

$$P_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{24} (\Delta P_i \cdot \Delta t_i)}{24} = \frac{W_{сут}}{24}, \quad (2.12)$$

где $W_{сут}$ – количество потреблённой за сутки электроэнергии;

- среднеквадратичную нагрузку $P_{ск}$;

$$P_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{24} (\Delta P_i^2 \cdot \Delta t_i)}{24}}; \quad (2.13)$$

– коэффициент заполнения графика k_3 :

$$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{нб}}}; \quad (2.14)$$

– коэффициент формы графика k_ϕ :

$$k_\phi = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{ср}}}; \quad (2.15)$$

– коэффициент неравномерности нагрузки k_n :

$$k_n = \frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}}. \quad (2.16)$$

5. Для годового графика нагрузки по продолжительности рассчитать:

– годовое потребление электроэнергии $W_{\text{год}}$:

$$W_{\text{год}} = \sum_{i=1}^N (P_i \cdot \Delta t_i); \quad (2.17)$$

– время использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$:

$$T_{\text{нб}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{нб}}}; \quad (2.18)$$

– время наибольших потерь τ по выражению (2.5);

– нагрузочные потери электроэнергии в линии за год ΔW_n методом графического интегрирования и методом времени наибольших потерь.

2.4. Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Краткие теоретические сведения.
3. Суточный и годовой по продолжительности графики нагрузки, пример и результаты расчёта характеристик графиков в соответствии с п.п. 3 и 4.

4. Подробный расчёт потерь электроэнергии в линии за год двумя методами в соответствии с п.5.

5. Содержательные выводы по работе.

2.5. Контрольные вопросы

1. В чём различие между суточным графиком нагрузки и графиком по продолжительности?
2. Как определить время наибольшей нагрузки и время наибольших потерь?
3. Какие методы применяются для расчёта потерь электроэнергии?
4. Что понимается под временем наибольших потерь и от чего оно зависит?
5. Как определяются потери электроэнергии холостого хода в трансформаторе?
6. Какие параметры влияют на потери электроэнергии в сопротивлениях линии?
7. Как определяются потери электроэнергии по методу времени наибольших потерь?
8. Как определяются потери электроэнергии по графику нагрузки?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

3.1. Цель работы

Изучение физической сущности и расчета параметров линии электропередачи, исследование влияния величины и характера нагрузки на параметры режима линии электропередачи.

3.2. Теоретические сведения

Для практических расчётов линии электропередачи (рис. 3.1, а) сравнительно небольшой длины (до 300-400 км) представляют в виде схемы замещения с сосредоточенными параметрами. Для ЛЭП напряжением 330 кВ и выше обычно пользуются полной П-образной схемой замещения (рис. 3.1, б), которая включает активное $R_{\text{л}}$ и индуктивное $X_{\text{л}}$ сопротивления (продольная часть схемы), активную $G_{\text{л}}$ и ёмкостную $B_{\text{л}}$ проводимости (поперечная часть схемы).

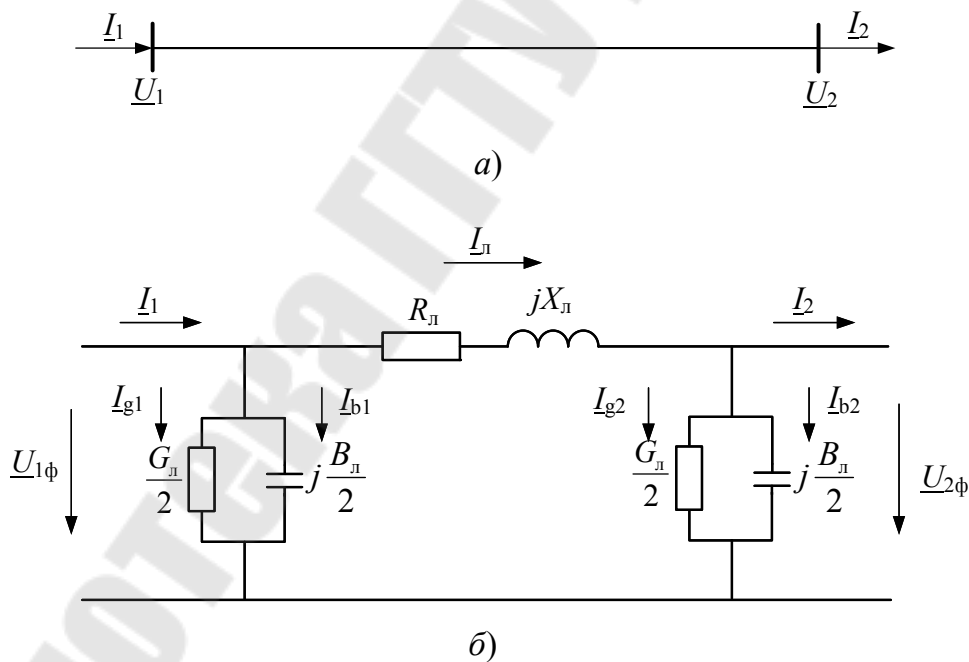


Рис. 3.1. Линия электропередачи (а) и её полная П-образная схема замещения (б)

На режим работы ЛЭП кроме параметров $R_{\text{л}}$, $X_{\text{л}}$, $G_{\text{л}}$ и $B_{\text{л}}$ оказывает также влияние характер нагрузки, мощность которой передаётся по линии. Исследуем данное влияние с помощью векторных диа-

грамм ЛЭП, работающей в режимах активно-индуктивной и активной нагрузки, а также в режиме холостого хода.

Линия электропередачи и её схема замещения показаны на рис. 3.1: $\underline{U}_{1\phi}$ и $\underline{U}_{2\phi}$ – фазные напряжения в начале и в конце линии соответственно; \underline{I}_1 – ток в начале линии (ток источника); \underline{I}_2 – ток в конце линии (ток нагрузки); $\underline{I}_л$ – ток в линии (ток, текущий по проводникам, т. е. в сопротивлениях линии); \underline{I}_{g1} и \underline{I}_{g2} – токи в активной проводимости в начале и в конце линии; \underline{I}_{b1} и \underline{I}_{b2} – токи в емкостной проводимости в начале и в конце линии.

Сначала рассмотрим наиболее характерный случай – режим активно-индуктивной нагрузки (векторная диаграмма показана на рис. 3.2, а).

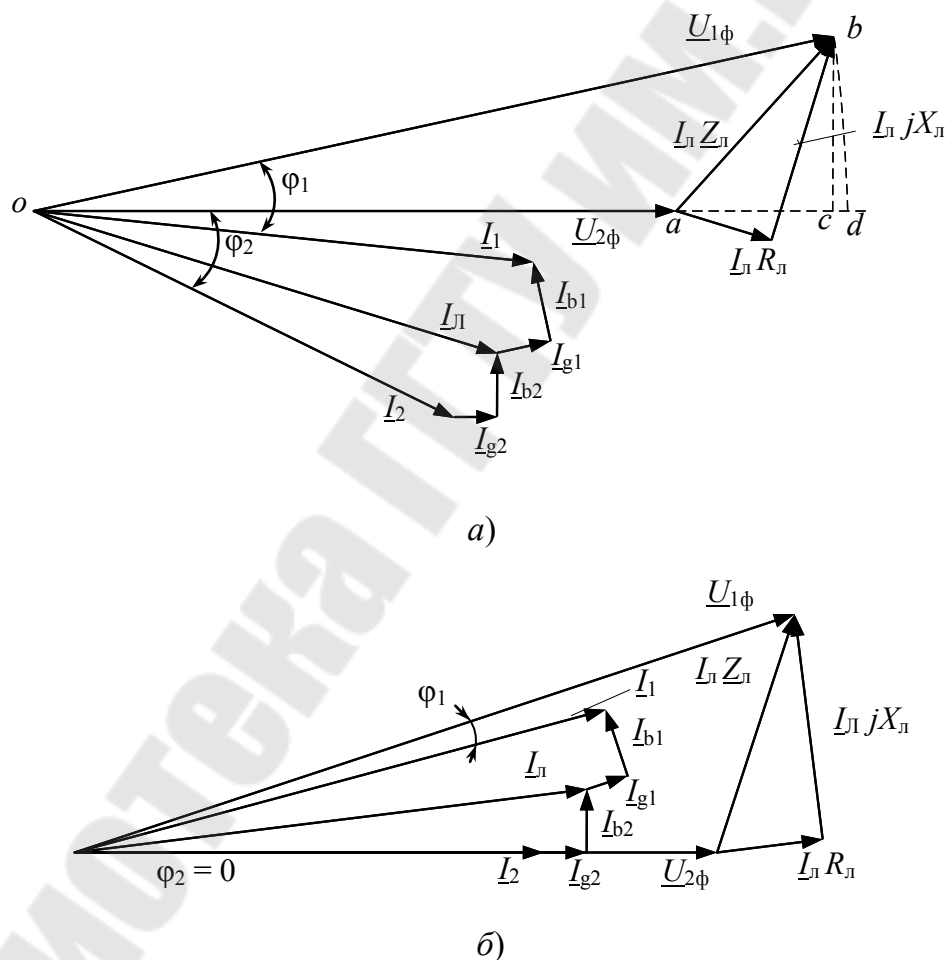


Рис. 3.2. Векторные диаграммы ЛЭП: а – режим активно-индуктивной нагрузки; б – режим активной нагрузки

Примем, что вектор фазного напряжения в конце линии $\underline{U}_{2\phi}$ направлен по действительной оси, тогда можно записать $\underline{U}_{2\phi} = U_{2\phi}$. При активно-индуктивной нагрузке вектор тока \underline{I}_2 отстаёт от напряжения $U_{2\phi}$ на угол φ_2 . По закону Ома токи проводимостей в конце линии:

$$\underline{I}_{g2} = U_{2\phi} \frac{G_{\text{л}}}{2}; \quad \underline{I}_{b2} = U_{2\phi} j \frac{B_{\text{л}}}{2}. \quad (3.1)$$

Вектор тока \underline{I}_{g2} имеет активный характер, поэтому откладывается совпадающим по направлению с вектором $\underline{U}_{2\phi}$ от конца вектора тока нагрузки \underline{I}_2 . Ток \underline{I}_{b2} имеет емкостной характер, поэтому он опережает на 90° напряжение $U_{2\phi}$ и откладывается от конца вектора \underline{I}_{g2} . В результате получается ток в линии $\underline{I}_{\text{л}}$ как геометрическая сумма векторов \underline{I}_2 , \underline{I}_{g2} и \underline{I}_{b2} , определяемая первым законом Кирхгофа:

$$\underline{I}_{\text{л}} = \underline{I}_2 + \underline{I}_{g2} + \underline{I}_{b2}. \quad (3.2)$$

По закону Ома напряжение в начале линии равно:

$$\underline{U}_{1\phi} = U_{2\phi} + \underline{I}_{\text{л}} \underline{Z}_{\text{л}} = U_{2\phi} + \underline{I}_{\text{л}} R_{\text{л}} + \underline{I}_{\text{л}} j X_{\text{л}}. \quad (3.3)$$

В соответствии с (3.3) к концу вектора $U_{2\phi}$ пристроим вектор падения напряжения на активном сопротивлении $\underline{I}_{\text{л}} R_{\text{л}}$, совпадающий по направлению с вектором тока $\underline{I}_{\text{л}}$, и от конца вектора $\underline{I}_{\text{л}} R_{\text{л}}$ отложим вектор падения напряжения на реактивном сопротивлении $\underline{I}_{\text{л}} j X_{\text{л}}$, опережающий вектор $\underline{I}_{\text{л}}$ на 90° . Вектор, построенный как геометрическая сумма векторов $U_{2\phi}$ и $\underline{I}_{\text{л}} \underline{Z}_{\text{л}}$, является вектором фазного напряжения в начале линии $\underline{U}_{1\phi}$.

Токи проводимостей в начале линии найдём по выражениям:

$$\underline{I}_{g1} = \underline{U}_{1\phi} \frac{G_{\text{л}}}{2}; \quad \underline{I}_{b1} = \underline{U}_{1\phi} j \frac{B_{\text{л}}}{2}. \quad (3.4)$$

Ток \underline{I}_{g1} совпадает по направлению с напряжением $\underline{U}_{1\phi}$, т. к. носит активный характер, а емкостной ток \underline{I}_{b1} опережает вектор $\underline{U}_{1\phi}$ на 90° . Вектор \underline{I}_{g1} пристраиваем к концу вектора $\underline{I}_{\text{л}}$, а вектор \underline{I}_{b1} – к концу \underline{I}_{g1} .

Ток в начале линии \underline{I}_1 найдём по первому закону Кирхгофа и построим как геометрическую сумму соответствующих векторов:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_л + \underline{I}_{g1} + \underline{I}_{b1}. \quad (3.5)$$

Из диаграммы видно, что между векторами $\underline{U}_{1\phi}$ и \underline{I}_1 образовался угол ϕ_1 . Напряжение $U_{2\phi}$ в конце линии меньше, чем напряжение $U_{1\phi}$ в начале линии. При этом разность напряжений $\underline{U}_{1\phi}$ и $\underline{U}_{2\phi}$ равна вектору $\underline{I}_л \underline{Z}_л$, который называется падением напряжения в линии $\Delta \underline{U}_л$:

$$\Delta \underline{U}_л = \underline{I}_л \underline{Z}_л = \underline{U}_{1\phi} - \underline{U}_{2\phi}. \quad (3.6)$$

Падение напряжения – это геометрическая разность векторов напряжений в начале и конце линии электропередачи. На векторной диаграмме (рис. 3.2, а) оно соответствует вектору ab .

Вектор падения напряжения $\Delta \underline{U}_л$ можно разложить на две ортогональные составляющие – продольную $\Delta U'_л$ и поперечную $\delta U''_л$. Продольная составляющая падения напряжения совпадает по направлению с вектором напряжения $\underline{U}_{2\phi}$ и соответствует вектору ac на рис. 3.2, а. Поперечная составляющая падения напряжения перпендикулярна вектору напряжения $\underline{U}_{2\phi}$ и соответствует вектору cb на рис. 3.2, а. Тогда падение напряжения можно представить в виде

$$\Delta \underline{U}_л = \Delta U'_л + j \cdot \delta U''_л, \quad (3.7)$$

а его модуль определить по теореме Пифагора:

$$|\Delta \underline{U}_л| = \sqrt{(\Delta U'_л)^2 + (\delta U''_л)^2}. \quad (3.8)$$

Используя выражения (3.6) – (3.8) можно определить связь между напряжениями начала и конца ЛЭП:

$$\underline{U}_{1\phi} = \underline{U}_{2\phi} + \Delta \underline{U}_л + j \cdot \delta U''_л. \quad (3.9)$$

Тогда модуль напряжения $U_{1\phi}$:

$$U_{1\phi} = \sqrt{(U_{2\phi} + \Delta U'_л)^2 + (\delta U''_л)^2}. \quad (3.10)$$

Потеря напряжения – это алгебраическая разность напряжений в начале и конце линии электропередачи:

$$\Delta U_л = U_{1\phi} - U_{2\phi}. \quad (3.11)$$

На векторной диаграмме (рис. 3.2, а) потерю напряжения $\Delta U_{\text{л}}$ можно найти, если вектор напряжения $\underline{U}_{1\phi}$ поворотом относительно точки o совместить с вектором $\underline{U}_{2\phi}$. Он примет положение od , а отрезок ad – разность отрезков od и oa – и будет потерей напряжения $\Delta U_{\text{л}}$.

Аналогичным образом строится векторная диаграмма для активной нагрузки (рис. 3.2, б). В этом случае угол φ_2 между током и напряжением в конце линии будет равен нулю, и вектор \underline{I}_2 будет строиться совпадающим по направлению с вектором \underline{U}_2 .

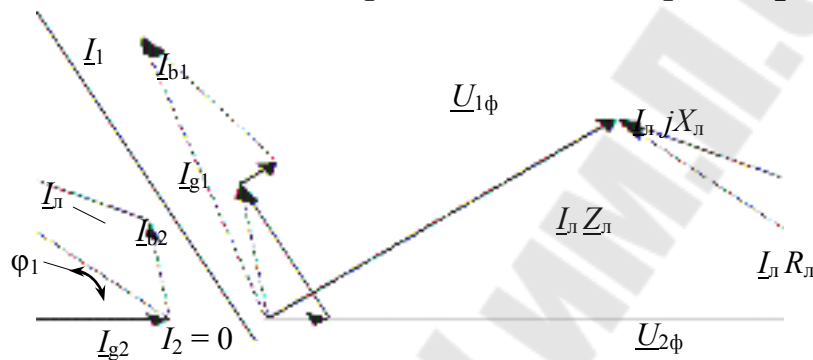


Рис. 3.3. Векторная диаграмма ЛЭП в режиме холостого хода

Определённый интерес представляет векторная диаграмма токов и напряжений ЛЭП, работающей в режиме холостого хода, т.е. когда отсутствует нагрузка в конце линии (рис. 3.3). В этом случае $\underline{I}_2 = 0$, а в линии протекает ток $\underline{I}_{\text{л}}$, состоящий только лишь из токов \underline{I}_{g2} и \underline{I}_{b2} , причём зарядный ток обычно намного больше тока в активной проводимости. Как видно из векторной диаграммы, в режиме холостого хода напряжение в конце линии $\underline{U}_{2\phi}$ больше напряжения в начале линии $\underline{U}_{1\phi}$, а ток в начале линии \underline{I}_1 носит емкостный характер.

3.3. Порядок выполнения работы

1. Изучить теоретическую часть работы, используя данные методические указания и другую учебную литературу.
2. Подготовить таблицу 3.1 для записи результатов работы.
3. Собрать на лабораторном стенде схему для исследования режимов работы ЛЭП (рис. 3.4).

Представить собранную схему преподавателю для проверки!

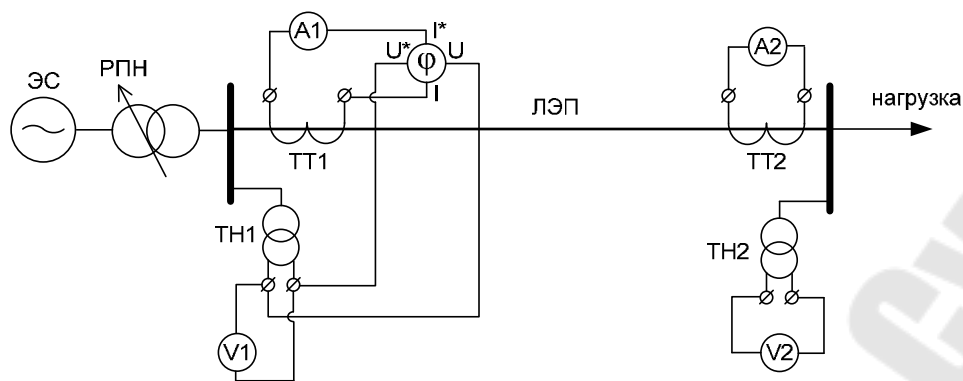


Рис. 3.4. Схема лабораторного стенда

4. При помощи регулятора напряжения РПН установить заданное преподавателем напряжение в начале линии $U_1 = \text{const}$ (должно быть неизменным для всех режимов).

5. В режиме холостого хода ЛЭП измерить следующие величины (при заданном напряжении U_1):

- ток холостого хода линии I_0 ;
- коэффициент мощности в начале линии $\cos \varphi_1$;
- напряжение в конце линии U_2 .

6. Задаваясь несколькими (не менее пяти) значениями тока I_2 в режиме активной нагрузки ЛЭП измерить следующие величины (при заданном и неизменном напряжении U_1):

- ток в начале линии I_1 ;
- коэффициент мощности в начале линии $\cos \varphi_1$;
- напряжение в конце линии U_2 ;
- ток нагрузки I_2 .

Результаты измерений заносятся в таблицу 3.1.

7. Аналогичным пункту 6 образом производятся измерения для режима активно-индуктивной нагрузки.

8. По результатам измерений п.п. 5-7 вычислить:

- активную P_1 и реактивную Q_1 мощности в начале линии:

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1; \quad Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_1; \quad (3.12)$$

- активную P_2 и реактивную Q_2 мощности в конце линии:

$$P_2 = P_1 - \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} R_{л}; \quad Q_2 = Q_1 - \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} X_{л}; \quad (3.13)$$

– модуль падения напряжения в линии $|\Delta U|$:

$$|\Delta U| = \sqrt{\left(\frac{P_1 R_{\text{л}} + Q_1 X_{\text{л}}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_1 X_{\text{л}} - Q_1 R_{\text{л}}}{U_1}\right)^2}; \quad (3.14)$$

– КПД передачи $\eta_{\text{ЛЭП}}$:

$$\eta_{\text{ЛЭП}} = \frac{P_2}{P_1} 100 \%. \quad (3.15)$$

Сопротивления линии: $R_{\text{л}} = 2,9 \text{ Ом}$; $X_{\text{л}} = 3,7 \text{ Ом}$.

Результаты вычислений занести в таблицу 3.1.

9. По результатам измерений и вычислений построить векторные диаграммы ЛЭП в режимах холостого хода, активной и активно-индуктивной нагрузок (для одного значения тока I_2 в каждом режиме).

10. Построить зависимости $I_1 = f(P_2)$, $\cos \varphi_1 = f(P_2)$, $P_1 = f(P_2)$, $U_2 = f(P_2)$ и $\eta_{\text{ЛЭП}} = f(P_2)$ для режимов активной и активно-индуктивной нагрузок.

3.4. Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Краткие теоретические сведения.
3. Схема лабораторного стенда.
4. Результаты измерений и вычислений в виде таблицы 3.1.
5. Векторные диаграммы ЛЭП, построенные в соответствии с п. 9 раздела 3.3 работы.
6. Зависимости в соответствии с п. 10 раздела 3.3 работы.
7. Выводы по работе.

Таблица 3.1.

Результаты измерений и вычислений

№ п/п	Режим нагрузки	Измерено					Вычислено					
		U_1 , В	I_1 , А	$\cos \varphi_1$	U_2 , В	I_2 , А	$ \Delta U $, В	P_1 , Вт	Q_1 , вар	P_2 , Вт	Q_2 , вар	η , %
холостой ход												
1	активная											
2												
...												
1	активно-индуктивная											
2												
...												

3.5. Контрольные вопросы

1. В чём физический смысл активного и индуктивного сопротивлений ЛЭП?
2. Поясните физическую сущность активной и ёмкостной проводимостей ЛЭП.
3. Что такое зарядная мощность линии?
4. Что собой представляет явление короны на ЛЭП?
5. Изобразите П-образную схему замещения ЛЭП и обозначьте на ней все токи и напряжения.
6. Постройте векторную диаграмму ЛЭП в режиме холостого хода, поясните порядок построения.
7. Постройте векторную диаграмму ЛЭП в режиме активной нагрузки, поясните порядок построения.
8. Постройте векторную диаграмму ЛЭП в режиме активно-индуктивной нагрузки, поясните порядок построения.
9. Что называется падением напряжения?
10. Что такое продольная и поперечная составляющие падения напряжения?
11. Что такое потеря напряжения? Как определить потерю напряжения на векторной диаграмме ЛЭП?
12. Когда возникает режим холостого хода ЛЭП? В чём его основные особенности?
13. Как зарядная мощность влияет на напряжение в конце линии?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

4.1. Цель работы

Изучение особенностей исполнения, режимов работы и электрических расчётов разомкнутых электрических сетей.

4.2. Теоретические сведения

Разомкнутой называется электрическая сеть, потребители которой могут получать электроэнергию только с одной стороны.

На рис. 4.1 приведены различные конфигурации разомкнутых электрических сетей. Они могут быть нерезервированными (рис. 4.1, а-г), резервированными (рис. 4.1, д-ж) и частично резервированными (рис. 4.1, з).

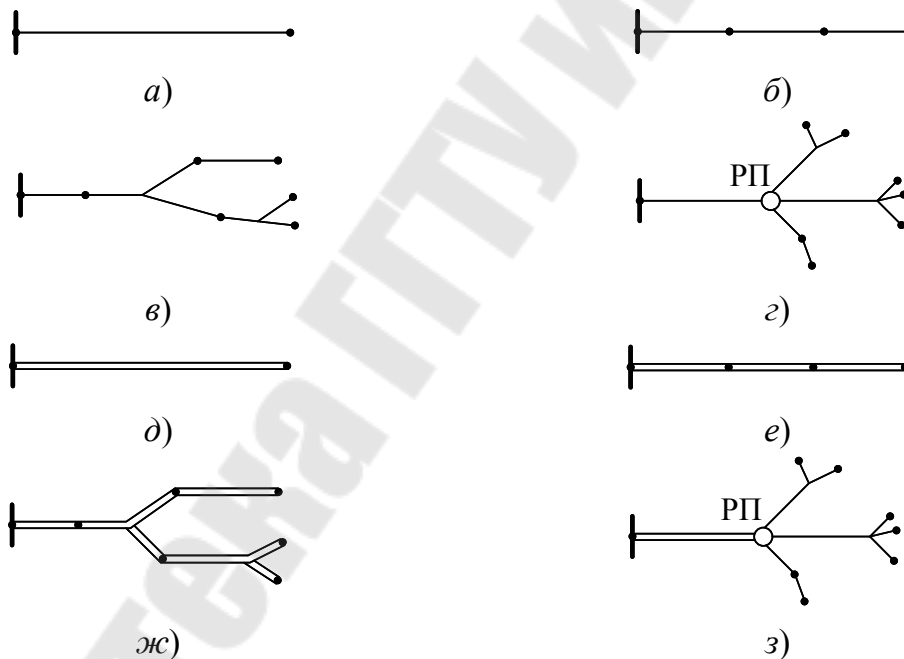


Рис. 4.1. Варианты конфигурации разомкнутых сетей:
а, б, в, г – нерезервированные радиальная, магистральная, разветвлённая и с промежуточным РП; д, е, ж – резервированные радиальная, магистральная и разветвлённая; з – частично резервированная

Схемы нерезервированных сетей, как правило, применяются для электроснабжения потребителей III категории надёжности. Иногда нерезервированные электрические сети используют также для пита-

ния потребителей II категории. К достоинствам таких сетей относится их простота и невысокая стоимость, к недостаткам – погашение всех или части потребителей в случае повреждения линии.

Частично резервированные схемы сетей могут применяться для питания потребителей II категории. Разомкнутая нерезервированная сеть может быть выполнена в виде радиальной (рис. 4.1, а) – для питания одного потребителя, магистральной (рис. 4.1, б) – для питания нескольких потребителей, разветвлённой (рис. 4.1, в) и с промежуточными распределительными пунктами (РП) (рис. 4.1, г).

Разомкнутые резервированные сети используются для питания потребителей I и II категорий надёжности. Их особенность в том, что они содержат две параллельные цепи, по которым одновременно может передаваться мощность в нормальном режиме работы. В случае повреждения или ремонта одной из цепей вся нагрузка переключается на оставшуюся в работе цепь. Линии такой сети могут быть выполнены на двухцепных опорах либо в виде двух цепей на отдельных опорах. Разомкнутые резервированные сети, как и нерезервированные, могут быть выполнены по радиальной (рис. 4.1, д) – при питании одного потребителя, магистральной (рис. 4.1, е) – для электроснабжения нескольких потребителей, и разветвлённой (рис. 4.1, ж) схемам.

4.3. Порядок выполнения работы

1. Изучить теоретическую часть работы, используя данные методические указания и другую учебную литературу.

2. Подготовить таблицу 4.1 для записи результатов измерений и расчётов.

3. На лабораторном стенде, схема которого показана на рис. 4.2, включить выключатели Q1 и Q2 (**выключатель Q3 оставить отключённым**), после чего выключателями Q4 – Q12 подключить все нагрузки в узлах 2, 3, 4 и 5 соответственно.

4. В центре питания 1 выставить заданное преподавателем значение напряжения U_1 , которое далее при выполнении всех измерений **должно поддерживаться на одном неизменном уровне**. Выполнить измерения токов и напряжений во всех узлах сети и тока на участке 1-2. Результаты измерений занести в таблицу 4.1.

5. По заданию преподавателя отключить по одному или два выключателя в каждом из узлов нагрузок 2, 3, 4 и 5. Повторить п. 4.

6. Отключить секционный выключатель Q2. Повторить п. 4.

7. По результатам измерений п.п. 4-6 рассчитать токи на участках 2-3 и 4-5, а также в ветви 3-4 секционного выключателя Q2. Для каждого из трёх случаев построить диаграмму распределения токов и напряжений по ветвям и узлам сети соответственно (рис. 4.3).

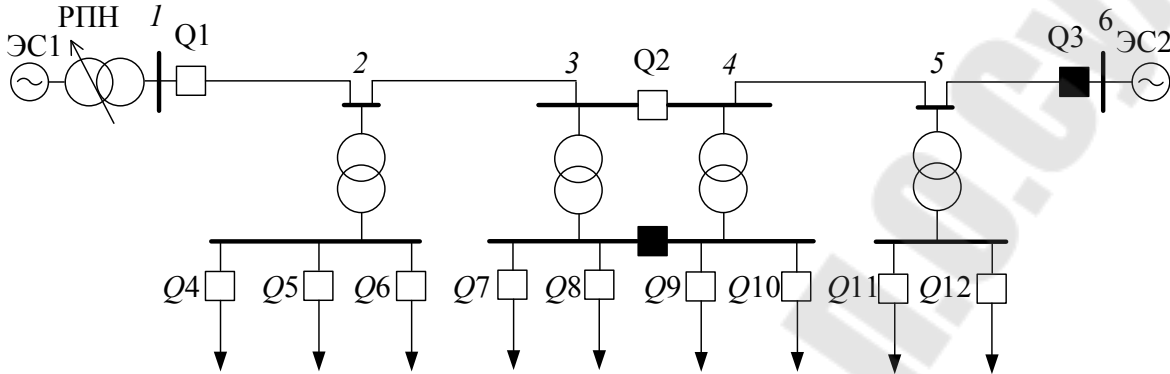


Рис. 4.2. Схема лабораторного стенда

Таблица 4.1.

Результаты измерений и вычислений

№	Выключатели		Измерено									Рассчитано			
	вкл.	откл.	I_{12}	I_2	I_3	I_4	I_5	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	I_{23}	I_{34}	I_{45}
1															
2															
3															

8. Для режима, когда включены все нагрузки во всех узлах сети, снять и построить зависимость напряжения U_5 в узле 5 от напряжения U_1 в центре питания сети 1. Напряжение U_1 изменять в соответствии с указаниями преподавателя.

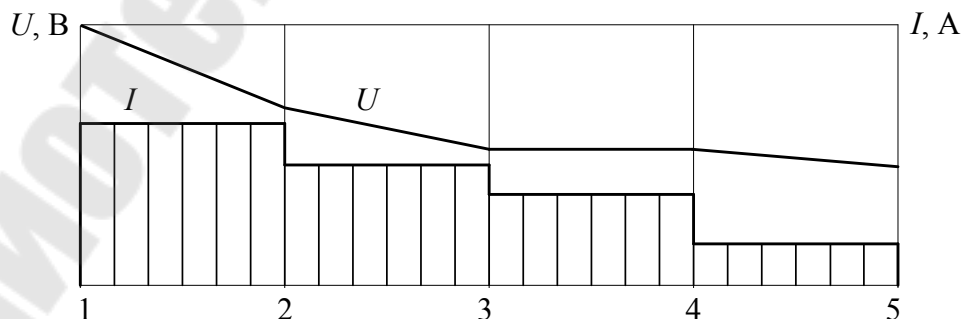


Рис. 4.3. Диаграммы распределения токов и напряжений

4.4. Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Краткие теоретические сведения.
3. Схема лабораторного стенда.
4. Результаты измерений и вычислений в виде таблицы 4.1.
5. Диаграммы распределения токов и напряжений для трёх рассмотренных случаев.
6. Зависимости $U_5 = f(U_1)$.
7. Выводы по работе.

4.5. Контрольные вопросы

1. Какие сети называются разомкнутыми?
2. Изобразите основные конфигурации разомкнутых электрических сетей.
3. В чём достоинства и недостатки резервированных сетей по сравнению с нерезервированными?
4. Как выполняется расчёт режима разомкнутой сети, когда известны нагрузки в узлах и напряжение в наиболее удалённой точке?
5. Как выполняется расчёт режима разомкнутой сети, когда известны нагрузки в узлах и напряжение в центре питания?
6. Каковы особенности расчёта режима местных электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже?
7. Изобразите векторную диаграмму напряжений разомкнутой электрической сети.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЗАМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

5.1. Цель работы

Изучение особенностей исполнения, режимов работы и электрических расчётов замкнутых электрических сетей.

5.2. Теоретические сведения

Замкнутой называется электрическая сеть, потребители которой получают электроэнергию с двух и более сторон.

Различные варианты конфигураций замкнутых сетей показаны на рис. 5.1.

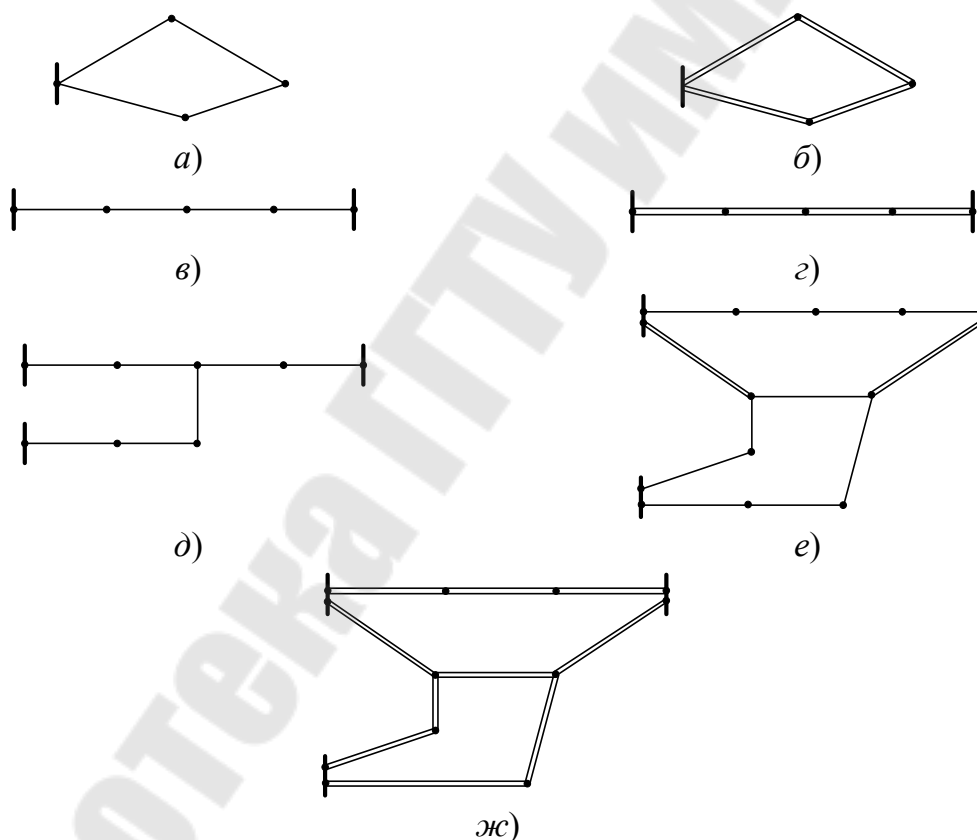


Рис. 5.1. Варианты конфигурации замкнутых сетей: *a* – замкнутая с питанием от одного ЦП с одноцепными линиями; *б* – замкнутая с питанием от одного ЦП с двухцепными линиями; *в* – с питанием от двух ЦП с одноцепными линиями; *г* – с питанием от двух ЦП с двухцепными линиями; *д* – узловая с питанием от трёх ЦП; *е, ж* – многоконтурная

Достоинством одноконтурных (кольцевых) схем (рис. 5.1, а, б) является независимость потокораспределения от потоков в сети высокого напряжения и отсутствие влияния на уровень токов короткого замыкания в прилегающих сетях. Цепочечные конфигурации, или линии с двухсторонним питанием (рис. 5.1, в, г), дают возможность охвата территории сетями и уменьшения суммарной длины воздушных линий. Узловая схема (рис. 5.1, д) имеет более высокую надёжность благодаря присоединению к трём ЦП. Многоконтурная сеть (рис. 5.1, е, ж) – результат неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения ЦП.

Перечислим основные достоинства замкнутых электрических сетей по сравнению с разомкнутыми:

- увеличивается надёжность электроснабжения потребителей;
- улучшаются эксплуатационные качества электрической сети, повышается её гибкость в эксплуатации;
- улучшается качество напряжения у потребителей;
- более высокая жёсткость схемы сети, то есть меньшая чувствительность к колебаниям рабочего напряжения на шинах потребителей при резких изменениях их электрических нагрузок;
- режимы работы замкнутой электрической сети в целом будут более экономичными, так как уменьшаются потери мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах.

Наряду с этим существуют определённые отрицательные стороны использования замкнутых схем электрических сетей:

- схема замкнутой сети, как правило, дороже разомкнутой;
- при наличии неоднородных участков ($r_0/x_0 \neq \text{const}$) в замкнутом контуре возникает уравнивательная ЭДС, создающая уравнивательный контурный ток, что вызывает дополнительные потери напряжения, мощности и электроэнергии;
- для осуществления требуемых режимов работы замкнутых электрических сетей необходима более сложная и дорогостоящая техническая система управления и защиты (режимная и противоаварийная автоматика и релейная защита).

При повышении требований к вопросам надёжности электроснабжения преимущества замкнутых сетей обычно преобладают над их недостатками.

5.3. Порядок выполнения работы

1. Изучить теоретическую часть работы, используя данные методические указания и другую учебную литературу.
2. Подготовить таблицу 5.1 для записи результатов измерений и расчётов.
3. На лабораторном стенде, схема которого показана на рис. 5.2, включить выключатели Q1, Q2 и Q3, после чего выключателями Q4 – Q12 подключить все нагрузки в узлах 2, 3, 4 и 5 соответственно.
4. Измерить в центре питания 6 значение напряжения U_6 . Выставить в центре питания 1 напряжение $U_1 = U_6$. Данное равенство поддерживать при выполнении всех измерений.

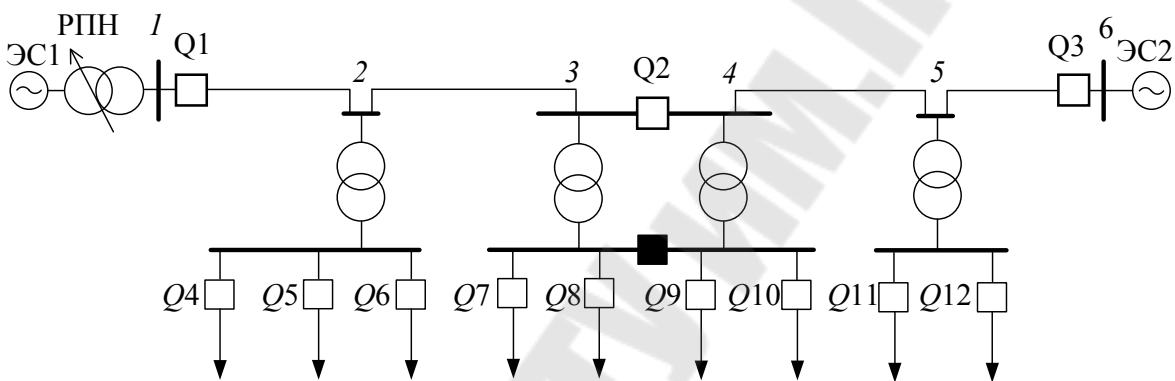


Рис. 5.2. Схема лабораторного стенда

5. Выполнить измерения токов и напряжений во всех узлах сети, а также токов на головных участках 1-2 и 6-5. Результаты измерений занести в таблицу 5.1.

Таблица 5.1

Результаты измерений и вычислений

№	Выключали		Измерено												Рассчитано		
	вкл.	откл.	I_{12}	I_{65}	I_2	I_3	I_4	I_5	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6	I_{23}	I_{34}	I_{45}
1																	
2																	
3																	
4																	

6. По заданию преподавателя отключить часть нагрузок в одном или нескольких узлах. Повторить измерения п. 5.

7. По результатам измерений п.п. 4-6 рассчитать токи на участках 2-3 и 4-5, а также в ветви 3-4 секционного выключателя Q2. Для каждого случая построить диаграмму распределения токов и напря-

жений по ветвям и узлам сети соответственно (рис. 5.3). Определить точку токораздела сети для каждого из двух режимов.

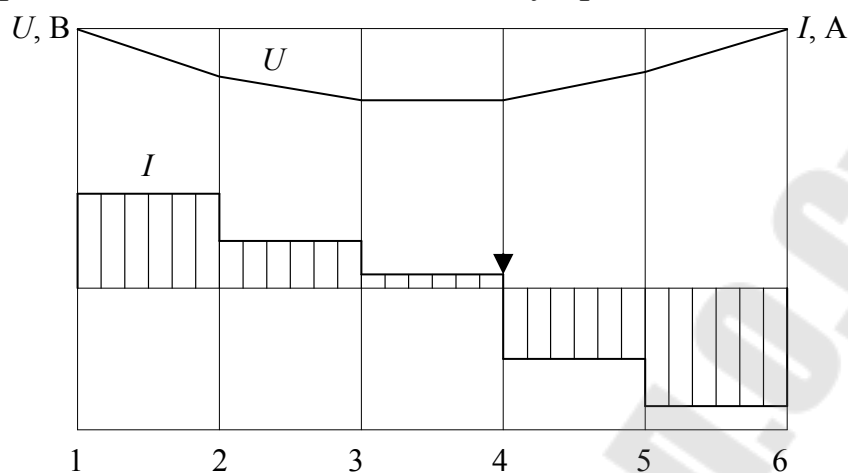


Рис. 5.3. Диаграммы распределения токов и напряжений

8. Выставить в центре питания 1 напряжение U_1 на 5-10 % отличающееся от напряжения U_6 . Повторить все измерения, расчёты и построения по п.п. 3-7. Результаты занести в таблицу 5.1.

5.4. Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Краткие теоретические сведения.
3. Схема лабораторного стенда.
4. Результаты измерений и вычислений в виде таблицы 5.1.
5. Диаграммы распределения токов и напряжений для всех рассмотренных случаев.
6. Выводы по работе.

5.5. Контрольные вопросы

1. Какие электрические сети называются замкнутыми?
2. Изобразите основные конфигурации замкнутых сетей.
3. Укажите достоинства и недостатки замкнутых сетей по сравнению с разомкнутыми.
4. Какая электрическая сеть называется однородной?
5. Что такое точка потокораздела (токораздела)? Как её находят?
6. Могут ли точки потокораздела активной и реактивной мощностей не совпадать? Если да, то изобразите потокораспределение для данного случая.
7. Запишите выражения для расчёта мощностей на головных участках линии с двухсторонним питанием для случаев: а) неоднородная сеть, напряжения источников питания не равны; б) неоднородная сеть, напряжения источников питания равны; в) однородная сеть, напряжения источников питания не равны; г) однородная сеть, напряжения источников питания равны.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6

ИСТОЧНИКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

И ИССЛЕДОВАНИЕ ИХ ВЛИЯНИЯ НА РЕЖИМНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СЕТИ

6.1. Цель работы

Изучение конструкций и принципа действия средств генерации и регулирования реактивной мощности и исследование влияния их работы на параметры режима электрической сети.

6.2. Теоретические сведения

Для обеспечения баланса реактивной мощности в электроэнергетических системах используются различные средства, к которым относятся:

- генераторы электростанций;
- линии электропередачи;
- синхронные двигатели промышленных предприятий;
- различные компенсирующие устройства поперечной компенсации.

Дадим краткую характеристику перечисленных средств.

Генераторы электрических станций. Возможности синхронных генераторов как источников реактивной мощности (ИРМ) поясним, используя рис. 6.1, где значения P и Q характеризуют активную и реактивную мощности, линия $S_{ст}$ соответствует полной мощности, ограничиваемой током статора, а линия S_p показывает ограничения по току ротора.

На рис. 6.1 можно выделить несколько характерных режимов генератора. Линия 1-2-3 соответствует номинальной нагрузке генератора по активной мощности. В точке 2 реактивная мощность $Q = 0$, а в точке 3 – активная и полная мощности равны номинальным значениям, при этом генератор работает с номинальным коэффициентом мощности $\cos \varphi_{ном}$.

При уменьшении активной мощности P относительно номинальной можно увеличить выдаваемую реактивную мощность Q . При этом на участке 3-4 ограничения наступают по току статора, а на участке 4-5 – по току ротора.

При активной мощности $P = 0$ (точка 5) генераторы в зависимости от их типа могут выдавать максимальную реактивную мощность $Q_{\text{макс}}^{\text{в}} = (0,7...0,85) S_{\text{ном}}$, где $S_{\text{ном}}$ – номинальная полная мощность генератора.

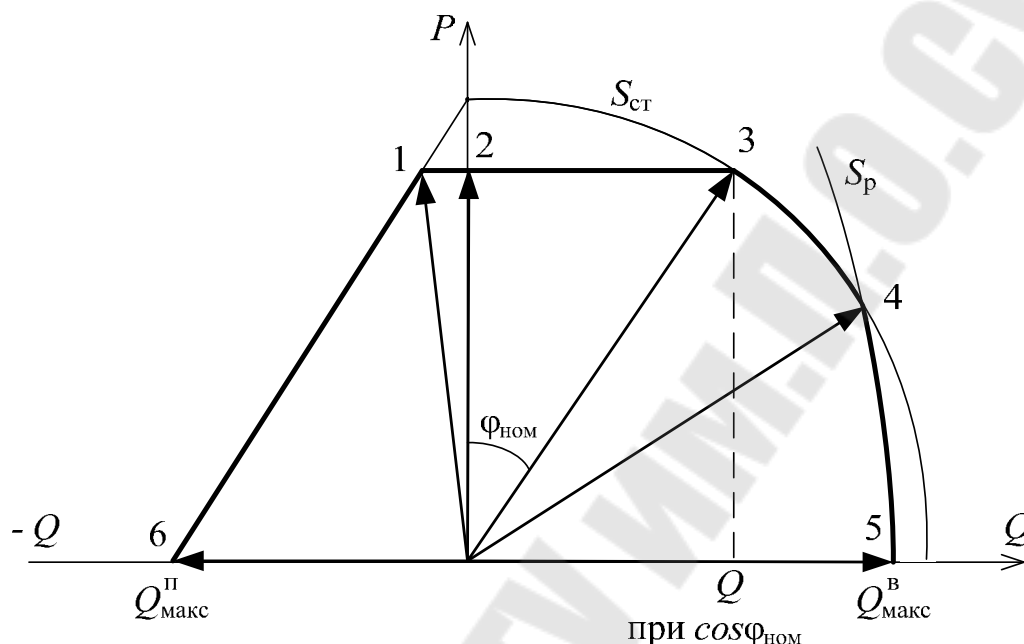


Рис. 6.1. Характеристика возможностей регулирования реактивной мощности генератора

В ряде случаев при больших избытках реактивной мощности в системе генераторы эксплуатируют в режиме недовозбуждения. При этом генератор потребляет из сети реактивную мощность. Возможности такого режима ограничиваются в основном устойчивой работой синхронного генератора и характеризуются линией 2-7-6 на рис. 6.1. В предельном режиме при $P = 0$ (точка 6) максимальная потребляемая реактивная мощность составляет $Q_{\text{макс}}^{\text{п}} = (0,4...0,5) S_{\text{ном}}$.

Изменение выдаваемой или потребляемой генератором реактивной мощности осуществляется путем регулирования тока возбуждения. При этом одновременно изменяется и напряжение на зажимах генератора, которое обычно находится в пределах от $0,95U_{\text{ном}}$ до $1,05U_{\text{ном}}$.

Выпускаемые гидрогенераторы обычно имеют возможность работать в режиме синхронного компенсатора. При этом его полная мощность S не зависит от $\cos \varphi$ и равна номинальной. Следователь-

но, при $P = 0$ гидрогенератор может выдавать реактивную мощность, равную номинальной полной мощности, т.е. $Q_{\text{макс}}^B = S_{\text{ном}}$.

Линии электропередачи. В зависимости от передаваемой мощности воздушные и кабельные линии электропередачи могут быть как источниками, так и потребителями реактивной мощности. Их режим зависит от соотношения зарядной мощности Q_b и потерь реактивной мощности ΔQ :

$$\delta Q = Q_b - \Delta Q = U^2 \cdot \omega \cdot C_0 \cdot l - \frac{S^2}{U^2} \cdot \omega \cdot L_0 \cdot l, \quad (6.1)$$

где U – режимное напряжение линии;

ω – угловая частота сети;

C_0 – удельная ёмкость линии;

l – длина линии;

S – модуль полной мощности, текущей по линии;

L_0 – удельная индуктивность линии.

При малых нагрузках величина $\delta Q > 0$, и линия является источником реактивной мощности. При больших нагрузках $\delta Q < 0$ – линия является потребителем реактивной мощности. В последнем случае для покрытия потерь затрачивается вся зарядная мощность и часть реактивной мощности, поступающей из сети.

Как следует из формулы (6.1), зарядная мощность и потери реактивной мощности зависят соответственно от удельных емкости C_0 и индуктивности L_0 , которые, в свою очередь, связаны с конструктивным исполнением линии (воздушная или кабельная), диаметрами проводов фаз и расстояниями между фазами. Кроме того, указанные мощности Q_b и ΔQ зависят также от напряжения линии. Удельные зарядные мощности кабельных линий значительно выше, чем воздушных того же номинального напряжения.

Существенного воздействия на величину δQ можно добиться путем реализации различных вариантов разрабатываемых воздушных компактных линий электропередачи, которые обладают повышенной емкостью и пониженной индуктивностью. Если на таких линиях обеспечить управляемость фазовым сдвигом между векторами напряжений сближенных фаз различных цепей (в пределе от 180° до 0°),

то можно добиться при одной и той же нагрузке линии изменения параметра δQ в 3...5 и более раз.

Из формулы (6.1) также следует, что управлять режимом реактивной мощности линии можно, воздействуя в условиях эксплуатации на режимное напряжение линии.

Синхронные двигатели широко применяются на промышленных предприятиях для привода технологических машин, которые не требуют регулирования частоты вращения. Они могут работать с $\cos \varphi = 1$, не потребляя реактивную мощность из сети, либо с $\cos \varphi = 1$, генерируя в сеть реактивную мощность.

Значения реактивной мощности, которую может выдать в сеть синхронный двигатель, зависят от загрузки активной мощностью и напряжения на его зажимах.

Предельная выдаваемая реактивная мощность двигателя, используемого только для компенсации, составляет 0,6...0,8 его полной мощности. Однако в таком режиме использование синхронного двигателя экономически нецелесообразно из-за весьма значительных удельных потерь активной мощности на выработку 1 квар реактивной мощности, и он может быть допущен лишь в послеаварийных режимах электрической сети.

Компенсирующие устройства (КУ) поперечной компенсации предназначены для выработки или потребления реактивной мощности с целью обеспечения в сети баланса реактивной мощности (кроме дугогасящего реактора, предназначенного для компенсации ёмкостных токов в сетях с изолированной нейтралью). Кроме того, КУ поперечной компенсации позволяют снизить потери мощности и электроэнергии в электрических сетях и улучшить качество напряжения в них по отклонению, несимметрии и несинусоидальности.

Существуют следующие виды устройств поперечной компенсации (кроме дугогасящего реактора):

- синхронные компенсаторы (СК);
- батареи статических конденсаторов (БСК);
- шунтирующие (ШР) и управляемые (УР) реакторы;
- статические тиристорные компенсаторы (СТК).

Синхронные компенсаторы представляют собой синхронные двигатели, работающие без механической нагрузки на валу. Потребляя из сети активную мощность на вращение, путем регулирования тока возбуждения в обмотке возбуждения в них можно изменять режим реактивной мощности. Пренебрегая активным сопротивлением

СК, для схемы замещения, приведенной на рис. 6.2, можно записать выражение для тока СК:

$$I_{СК} = \frac{E - U_{СК}}{\sqrt{3}X_{СК}}, \quad (6.2)$$

где E – ЭДС синхронного компенсатора;

$U_{СК}$ – напряжение на выводах обмотки статора СК;

$X_{СК}$ – реактивное сопротивление СК в установившемся режиме.

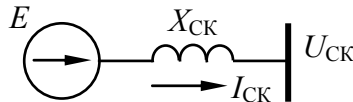


Рис. 6.2. Схема замещения синхронного компенсатора

Тогда мощность СК

$$S_{СК} \approx Q_{СК} = \sqrt{3} \cdot U_{СК} \cdot I_{СК} = \frac{E - U_{СК}}{X_{СК}} \cdot U_{СК}. \quad (6.3)$$

Отсюда следует, что при $E > U_{СК}$ реактивная мощность $Q_{СК} > 0$. Следовательно, СК будет выдавать реактивную мощность в сеть. Такой режим называется режимом перевозбуждения СК. Уменьшая ЭДС путем снижения тока возбуждения, можно создать режим, в котором $E < U_{СК}$ и $Q_{СК} < 0$. Этот режим называется режимом недовозбуждения. В нем СК будет работать как потребитель реактивной мощности.

В предельном случае при $E = 0$ СК будет потреблять максимальную реактивную мощность:

$$Q_{СК} = - \frac{U_{СК}^2}{X_{СК}}. \quad (6.4)$$

В эксплуатации находятся СК мощностью до 160 Мвар. Они установлены, как правило, на крупных районных подстанциях. Часть из них подключена к обмотке низшего напряжения автотрансформаторов, которые потребляют значительную реактивную мощность.

К преимуществам СК относятся возможность выдачи и потребления реактивной мощности, плавного и автоматического регулирования, независимость выдаваемой реактивной мощности от напряжения в сети. При снижении напряжения выдаваемую реактивную мощность можно регулировать, изменяя ЭДС.

К недостаткам СК относятся наличие вращающихся частей, достаточно большие затраты активной мощности на их вращение (1,5-3,0 % при номинальной нагрузке и до 5-8 % при сниженной нагрузке), большие удельные капитальные затраты, особенно при малых мощностях СК.

Батареи статических конденсаторов устанавливаются в узлах нагрузки и служат для выдачи реактивной мощности, необходимой потребителям. Они собираются из отдельных конденсаторов путём параллельного и последовательного соединения для обеспечения необходимой реактивной мощности и напряжения соответственно.

Мощность БСК определяется по формуле:

$$Q_{\text{БСК}} = U^2 \cdot \omega \cdot C_{\text{БСК}}, \quad (6.5)$$

где U – напряжение в точке подключения БСК;

ω – угловая частота сети;

$C_{\text{БСК}}$ – ёмкость БСК.

Конденсаторы, из которых собирают БСК, выпускают на номинальное напряжение от 0,22 до 10,5 кВ единичной мощностью 10-125 квар. Для подключения БСК к трёхфазной сети их фазы соединяют по схеме звезды или треугольника (рис. 6.3).

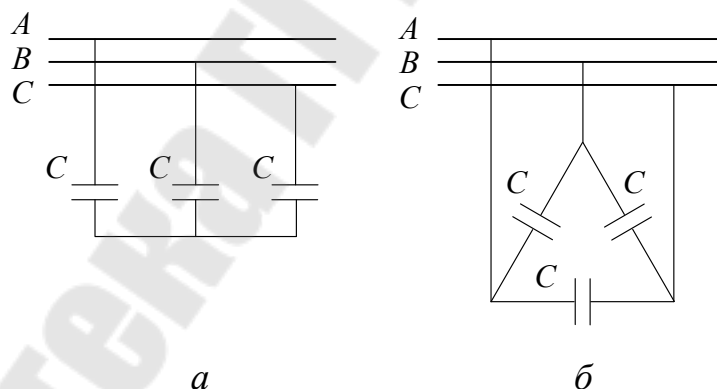


Рис. 6.3. Схемы соединения БСК: а – в звезду; б – в треугольник

Если ёмкость одной фазы равна C , мощность трехфазной БСК, соединенной в звезду:

$$Q_{\text{БСК}} = U_{\text{Л}}^2 \cdot \omega \cdot C_{\text{БСК}}, \quad (6.6)$$

а при соединении в треугольник

$$Q_{\text{БСК}} = 3U_{\text{Л}}^2 \cdot \omega \cdot C_{\text{БСК}}, \quad (6.7)$$

где $U_{\text{Л}}$ – линейное (междуфазное) напряжение.

К достоинствам БСК относят меньшие по сравнению с СК потери активной мощности (примерно 0,5 %), простоту в обслуживании и производстве монтажных работ, возможность набрать из отдельных конденсаторов любую мощность.

В то же время они не могут работать в режиме потребления реактивной мощности.

Существенный недостаток БСК связан с зависимостью выдаваемой реактивной мощности от напряжения. Действительно, понижение напряжения обычно связано с дефицитом реактивной мощности в данном узле сети. Уменьшение же мощности БК при этом приводит к еще большему дефициту реактивной мощности – отрицательный регулирующий эффект БСК. При особо неблагоприятных условиях такое снижение мощности БК может привести к лавине напряжения.

К другим недостаткам БСК можно отнести возникновение сверхтоков и перенапряжений при коммутациях конденсаторов, значительные размеры при большой мощности, недостаточная надежность из-за относительно частых повреждений при токах короткого замыкания и повышении напряжений более $1,1U_{ном}$, невозможность восстановления поврежденных конденсаторов, перегрев при наличии в сети высших гармоник, ведущий к выходу конденсаторов из строя.

В электрических сетях БСК широко используют при напряжениях от 0,38 до 110 кВ включительно. Особенно большое распространение они нашли в сетях промышленных предприятий.

Шунтирующие реакторы представляют собой индуктивную катушку с малым активным сопротивлением, намотанную на магнитопровод. Они могут только потреблять из сети реактивную индуктивную мощность. ШР устанавливают для компенсации избытка реактивной мощности в сетях высоких классов напряжений до 750 кВ. С их помощью ограничиваются длительные повышения напряжения в режимах малых нагрузок, кратковременные повышения напряжения на линии при ее одностороннем включении и перенапряжения, возникающие при коммутации линии.

Реактивная мощность, потребляемая ШР из сети, определяется по формуле:

$$Q_{ШР} = U^2 \cdot B_{ШР}, \quad (6.8)$$

где U – напряжение в точке подключения ШР;
 $B_{ШР}$ – индуктивная проводимость реактора.

Шунтирующие реакторы могут подключаться непосредственно на напряжении линии либо на вторичном или третичном напряжении подстанции. Если ШР подключаются к сети через коммутационный аппарат, то они могут работать в двух режимах: при включённом ШР из сети потребляется номинальная или близкая к ней реактивная мощность, при отключённом ШР $Q_{ШР} = 0$.

Из формулы (6.8) следует, что потребляемая мощность зависит от напряжения, что является достоинством ШР. При повышении напряжения, когда в сети имеется избыток реактивной мощности, ШР увеличивает потребляемую мощность и тем самым способствует снижению напряжения.

В ШР имеют место некоторые потери активной мощности, которые составляют 0,2-0,4 % его реактивной мощности.

Управляемый реактор – тот же ШР, но обладающий способностью регулирования потребляемой реактивной мощности в широких пределах.

Известны различные технические решения управляемых реакторов. Общим, однако, является то, что УР представляет собой электромагнитную систему, магнитопровод которой подмагничивается постоянным током. Потребляемая УР мощность наименьшая при отсутствии подмагничивания, а номинальная – при номинальном токе подмагничивания.

Статические тиристорные компенсаторы представляют собой сочетание батарей конденсаторов и реактора с тиристорным ключом, обеспечивающим безинерционное регулирование мощности от выдачи $Q_{БСК}$ до потребления Q_P .

Сущность управления реактивной мощностью заключается во встречно-параллельном включении тиристорov в цепь реактора (рис. 6.4, а) либо в цепь БСК (рис. 6.4, б).

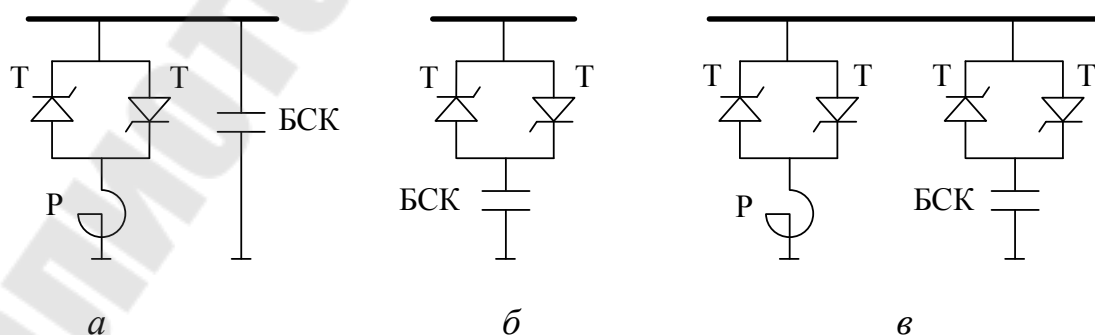


Рис. 6.4. Схемы СТК с управлением: а – в цепи реактора; б – в цепи БСК; в – в цепи реактора и БСК (комбинированные СТК)

При полностью открытых тиристорах ток в цепи реактора или БСК максимальный. Изменением угла управления тиристорами ток в цепях реактора и БСК можно уменьшить до нуля.

Путем последовательного и параллельного соединения отдельных тиристоров можно получить требуемое напряжение и мощность устройства.

В СТК с управлением в цепи реактора (рис. 6.4, а) управляемые тиристоры Т со встречно-параллельным включением соединены последовательно с реактором Р. К шинам подключена нерегулируемая БСК. Мощность СТК определяется по выражению

$$Q_{\text{СТК}} = Q_{\text{БСК}} - Q_{\text{Р}}. \quad (6.9)$$

Если мощность БСК в данный момент больше потребляемой мощности реактора ($Q_{\text{БСК}} > Q_{\text{Р}}$), то СТК выдает в сеть реактивную мощность. При обратном соотношении ($Q_{\text{БСК}} < Q_{\text{Р}}$) СТК является потребителем реактивной мощности. В этом устройстве БСК может работать в двух режимах: подключена к сети (выдаваемая мощность $Q_{\text{БСК}}$) и полностью отключена от сети (мощность $Q_{\text{БСК}} = 0$).

Схему СТК с управлением в цепи БСК обычно используют в режиме ключа, обеспечивая дискретное регулирование. Очевидно, что возможности таких СТК ограничены тем, что они не могут работать в режиме потребления реактивной мощности.

Комбинированные СТК при использовании встречно-параллельного включения тиристоров содержат одновременно как управляемый реактор, так и управляемую БСК (рис. 6.4, в).

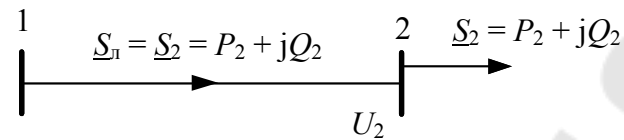
К достоинствам СТК относятся: возможность работы в режимах как выдачи, так и потребления реактивной мощности, возможность осуществления ступенчатого и плавного регулирования, высокое быстродействие и небольшие потери активной мощности (0,2-1 %), многофункциональность.

Влияние КУ поперечной компенсации на режимные параметры электрической сети. Пусть в узле 2 (рис. 6.5) существует дефицит реактивной мощности. Тогда по линии 1-2 будет передаваться мощность $\underline{S}_{\text{л}} = \underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$, причём её реактивная составляющая jQ_2 , так же, как и активная P_2 , будет направлена от узла 1 к узлу 2 (рис. 6.5, а).

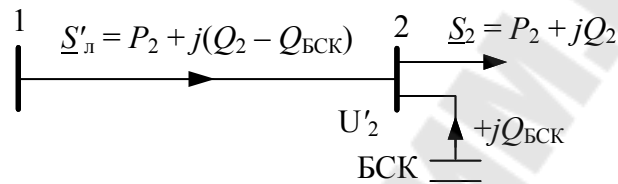
Для уменьшения дефицита реактивной мощности к узлу 2 подключим КУ, генерирующее реактивную мощность (например, БСК). Тогда, в соответствии с первым законом Кирхгофа, при неизменной

мощности S_2 в узле 2 поток мощности $S_{л}$ в линии 1-2 уменьшится на величину $jQ_{\text{кв}}$, то есть $\underline{S}'_{л} = \underline{S}_{л} - jQ_{\text{БСК}} = P_2 + j(Q_2 - Q_{\text{БСК}})$ (рис. 6.5, б), что также видно из векторной диаграммы (рис. 6.5, в).

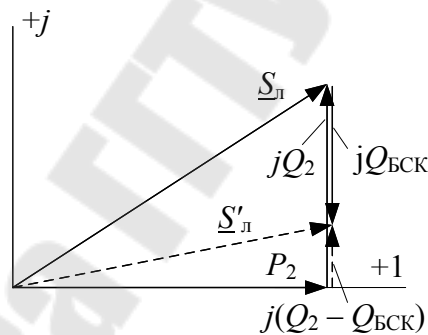
Уменьшение дефицита реактивной мощности приводит к снижению падения напряжения в линии 1-2 ($\Delta U'_{12} < \Delta U_{12}$) и, следовательно, повышению напряжения в узле 2 ($U'_2 > U_2$).



а)



б)



в)

Рис. 6.5. Компенсация дефицита реактивной мощности:
а – линия без БСК; б – линия с БСК; в – векторная диаграмма

Если не учитывать поперечную составляющую падения напряжения, то напряжение в узле 2 до и после установки БСК будет равно соответственно:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_2 \cdot R_{12} + Q_2 \cdot X_{12}}{U_1},$$

$$U'_2 = U_1 - \Delta U'_{12} = U_1 - \frac{P_2 \cdot R_{12} + (Q_2 - Q_{\text{БСК}}) \cdot X_{12}}{U_1}.$$
(6.10)

Процесс изменения напряжения в узле 2 при использовании БСК в качестве устройства поперечной компенсации можно пояснить также с помощью векторных диаграмм на рис. 6.6.

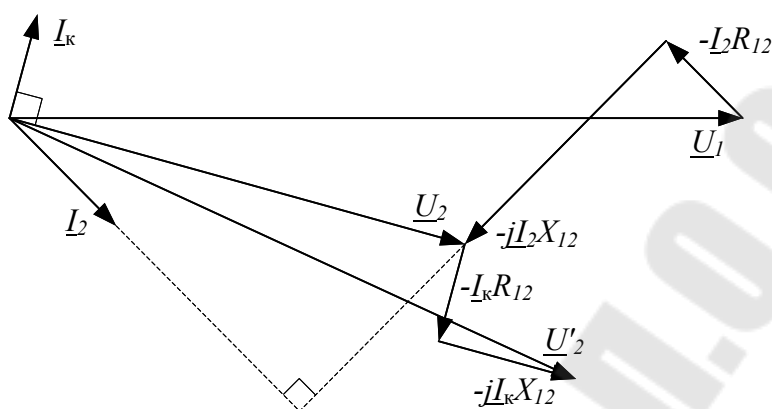


Рис. 6.6. Векторная диаграмма линии при работе поперечного компенсирующего устройства, выдающего реактивную мощность

На рис. 6.6 отложим вектор напряжения \underline{U}_1 по вещественной оси и под некоторым углом к нему – вектор тока нагрузки \underline{I}_2 . Вычтем из вектора \underline{U}_1 падение напряжения $\underline{I}_2 R_{12}$ от тока нагрузки в активном сопротивлении и падение напряжения $j\underline{I}_2 X_{12}$ от тока нагрузки в реактивном сопротивлении. В результате получим вектор напряжения \underline{U}_2 в конце линии 1-2 при работе сети без компенсирующего устройства.

Учтём влияние на \underline{U}_2 компенсирующего устройства (например, БСК), работающего в режиме выдачи реактивной мощности. Для этого отложим вектор тока \underline{I}_k , создаваемого им в линии. Вычтем из вектора \underline{U}_2 падения напряжения от тока \underline{I}_k в активном и реактивном сопротивлениях линии, т.е. векторы $\underline{I}_k R_{12}$ и $j\underline{I}_k X_{12}$ соответственно. В результате получим вектор \underline{U}_2' в конце линии с учетом компенсирующего устройства. Из диаграммы видно, что $U_2' > U_2$, т.е. выдача реактивной мощности позволила повысить напряжение в конце линии.

Установка БСК в узле 2 приведёт также к снижению потерь мощности в линии 1-2 ($\Delta P_{12}' < \Delta P_{12}$), а, следовательно, и потерь электроэнергии. Потери активной мощности в линии до и после установки БСК соответственно:

$$\Delta P_{12} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot R_{12},$$

$$\Delta P'_{12} = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_{\text{БСК}})^2}{(U'_2)^2} \cdot R_{12}. \quad (6.11)$$

В случае избытка реактивной мощности в узле 2 (рис. 6.7) по линии 1-2 мощность jQ_2 будет теперь передаваться в направлении, противоположном активной мощности P_2 , т.е. от узла 2 к узлу 1, о чём говорит знак « \leftarrow » перед j : $\underline{S}_{\text{л}} = \underline{S}_2 = P_2 - jQ_2$ (рис. 6.7, а).

Чтобы компенсировать избыток реактивной мощности, в узел 2 необходимо включить КУ, которое способно её потребить. В этом качестве может выступить, например, ШР (рис. 6.7, б). Тогда по линии 1-2 станет протекать мощность $\underline{S}'_{\text{л}} = \underline{S}_{\text{л}} + jQ_{\text{ШР}} = P_2 + j(Q_{\text{ШР}} - Q_2)$, что так же, как и в случае с дефицитом, означает снижение потока реактивной, а, следовательно, и полной мощности в линии (рис. 6.7, б, в).

Компенсация избытка реактивной мощности приводит к увеличению падения напряжения в линии 1-2 ($\Delta U'_{12} > \Delta U_{12}$), снижению напряжения в узле 2 ($U'_2 < U_2$) и уменьшению потерь мощности в линии ($\Delta P'_{12} < \Delta P_{12}$):

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_2 \cdot R_{12} - Q_2 \cdot X_{12}}{U_1},$$

$$U'_2 = U_1 - \Delta U'_{12} = U_1 - \frac{P_2 \cdot R_{12} + (Q_{\text{ШР}} - Q_2) \cdot X_{12}}{U_1};$$

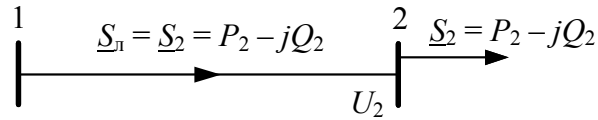
$$\Delta P_{12} = \frac{P_2^2 + (-Q_2)^2}{U_2^2} \cdot R_{12},$$

$$\Delta P'_{12} = \frac{P_2^2 + (Q_{\text{ШР}} - Q_2)^2}{(U'_2)^2} \cdot R_{12}. \quad (6.12)$$

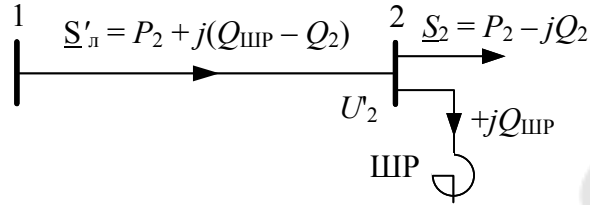
$$\Delta P_{12} = \frac{P_2^2 + (-Q_2)^2}{U_2^2} \cdot R_{12},$$

$$\Delta P'_{12} = \frac{P_2^2 + (Q_{\text{ШР}} - Q_2)^2}{(U'_2)^2} \cdot R_{12}. \quad (6.13)$$

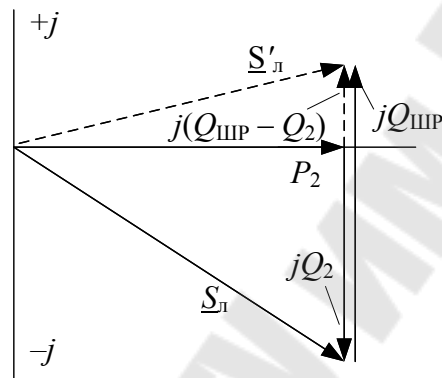
Из векторной диаграммы на рис. 6.8, так же, как и из выражений (6.12), видно, что в случае подключения к узлу 2 компенсирующего устройства, потребляющего реактивную мощность, напряжение в конце линии 1-2 снижается, т.е. $U'_2 < U_2$.



a)



б)



в)

Рис. 6.7. Компенсация избытка реактивной мощности:
 а – линия без ШП; б – линия с ШП; в – векторная диаграмма

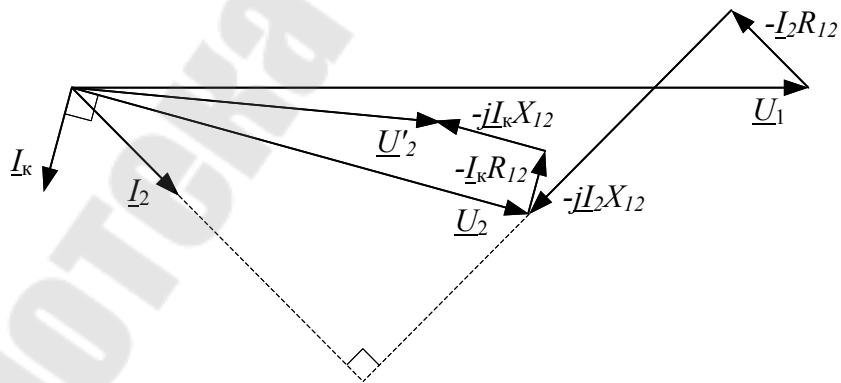


Рис. 6.8. Векторная диаграмма линии при работе поперечного компенсирующего устройства, потребляющего реактивную мощность

6.3. Порядок выполнения работы

1. Изучить теоретическую часть работы, используя данные методические указания и другую учебную литературу.

2. Подготовить таблицу 6.1 для записи результатов измерений и расчётов.

3. Собрать на лабораторном стенде схему, показанную на рисунке 6.9. **Представить собранную схему преподавателю для проверки!**

4. При помощи регулятора напряжения РПН установить заданное преподавателем напряжение в начале линии $U_1 = \text{const}$ (должно быть неизменным для всех режимов). Установить с помощью реостата заданную преподавателем нагрузку (режим нагрузки 1).

5. При отключённой БСК (ёмкость $C_{\text{БСК}} = 0$) выполнить измерения следующих параметров режима сети: тока линии $I_{\text{л}}$, коэффициента мощности линии $\cos \varphi_1$, напряжения в узле нагрузки U_2 , токов нагрузки $I_{\text{н}}$ и БСК $I_{\text{БСК}}$, падения напряжения в линии ΔU . Результаты измерений занести в таблицу 6.1.

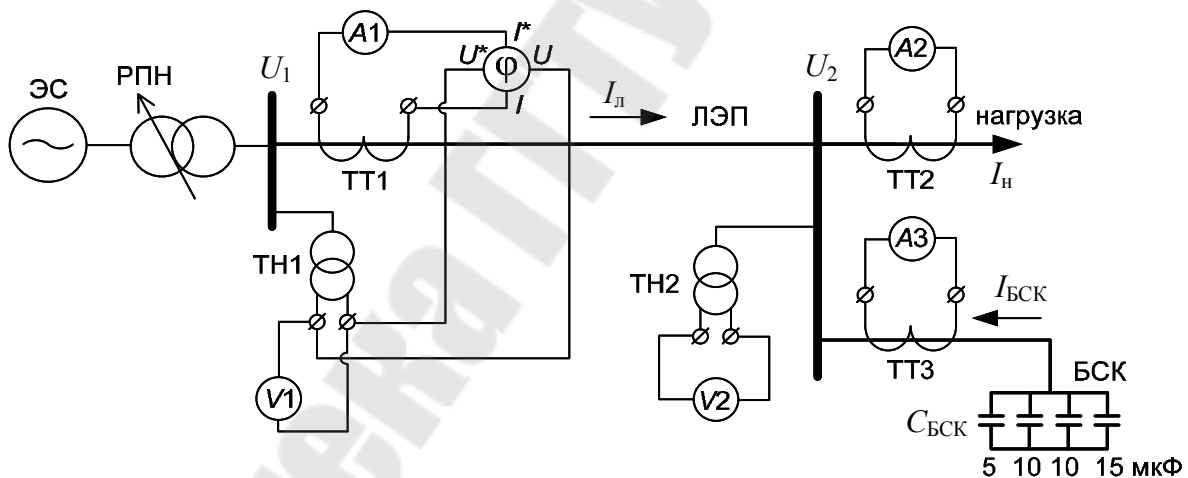


Рис. 6.9. Схема лабораторного стенда

6. Увеличивая ёмкость БСК от 5 мкФ до 40 мкФ с шагом 5 мкФ, повторить измерения по п. 5 для каждого из 8 значений $C_{\text{БСК}}$ с занесением результатов в таблицу 6.1.

7. Изменить по указанию преподавателя величину и характер нагрузки с помощью реостата (режим нагрузки 2). Повторить все измерения по п. 5 и п. 6.

Таблица 6.1

Результаты измерений и вычислений

№ п/п	Режим нагр.	C _{БСК} , мкФ	Измерено							Вычислено			
			U ₁ , В	I _л , А	УГОЛ φ ₁		U ₂ , В	I _н , А	I _{БСК} , А	ΔU, В	Q _{БСК} , вар	ΔP, Вт	δP, %
					cosφ ₁	емк./ инд							
1	1	0											
2		5											
3		10											
...		...											
9		40											
1	2	0											
2		5											
3		10											
...		...											
9		40											

8. Используя результаты измерений по п.п. 5-7 рассчитать:

- мощность БСК, выдаваемую в линию, вар (по формуле (6.5));
- потери активной мощности в линии, Вт:

$$\Delta P = I_{\text{л}}^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (6.14)$$

где $R_{\text{л}} = 2,9$ Ом – активное сопротивление линии;

– относительное снижение потерь активной мощности в линии в сравнении с режимом без БСК:

$$\Delta P = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_i}{\Delta P_1} \cdot 100\%, \quad (6.15)$$

где ΔP_1 – потери мощности в линии в режиме, когда БСК отключена ($C_{\text{БСК}} = 0$);

ΔP_i – потери мощности в i -м режиме работы БСК (индекс i изменяется от 1 до 9 в соответствии с номером п/п по таблице 6.1).

Результаты вычислений занести в таблицу 6.1

9. По результатам измерений и вычислений построить зависимости $U_2 = f(Q_{\text{БСК}})$, $I_{\text{л}} = f(Q_{\text{БСК}})$, $\cos\varphi_1 = f(Q_{\text{БСК}})$, $\Delta U = f(Q_{\text{БСК}})$, $\Delta P = f(Q_{\text{БСК}})$ и $\delta P = f(Q_{\text{БСК}})$ для двух режимов нагрузки.

6.4. Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Краткие теоретические сведения.
3. Схема лабораторного стенда.

4. Результаты измерений и вычислений в виде таблицы 6.1.

5. Зависимости $U_2 = f(Q_{\text{БСК}})$, $I_{\text{л}} = f(Q_{\text{БСК}})$, $\cos\varphi_1 = f(Q_{\text{БСК}})$, $\Delta U = f(Q_{\text{БСК}})$, $\Delta P = f(Q_{\text{БСК}})$ и $\delta P = f(Q_{\text{БСК}})$ для двух режимов нагрузки.

6. Выводы по работе.

6.5. Контрольные вопросы

1. Для чего предназначены устройства поперечной компенсации?
2. Какие устройства поперечной компенсации Вы знаете?
3. Изобразите схемы включения устройств поперечной компенсации в электрической сети.
4. Какие устройства поперечной компенсации могут генерировать реактивную мощность? Опишите их конструкцию, принцип действия, область применения. Запишите выражения для реактивной мощности, которую они выдают в сеть.
5. Что такое отрицательный регулирующий эффект БСК?
6. Какие устройства поперечной компенсации могут потреблять реактивную мощность из сети? Опишите их конструкцию, принцип действия, область применения. Запишите выражения для реактивной мощности, которую они потребляют.
7. Как влияют конструктивное исполнение сети (кабельная или воздушная) и сечения проводников, которыми она выполнена, на эффективность применения поперечной компенсации с точки зрения регулирования напряжения? Почему?
8. Используя отчёт по лабораторной работе, с помощью соответствующих выражений объяснить характер построенных зависимостей $I_{\text{л}} = f(Q_{\text{БСК}})$ и $\cos\varphi_1 = f(Q_{\text{БСК}})$.
9. Используя отчёт по лабораторной работе, с помощью соответствующих выражений объяснить характер построенных зависимостей $U_2 = f(Q_{\text{БСК}})$ и $\Delta U = f(Q_{\text{БСК}})$.
10. Как влияют устройства поперечной компенсации на потери мощности в сети? Пояснить с использованием необходимых выражений характер построенных в работе зависимостей $\Delta P = f(Q_{\text{БСК}})$ и $\delta P = f(Q_{\text{БСК}})$.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7

ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ

И ИХ КОНТРОЛЬ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

7.1. Цель работы

Изучение критериев оценки, способов контроля и анализа качества напряжения в электрических сетях.

7.2. Теоретические сведения

Стандарт ГОСТ 13109-97 [14] “Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения” устанавливают следующие показатели качества напряжения (ПКН):

- 1) установившееся отклонение напряжения ($\delta U_y, \%$);
- 2) размах изменения напряжения ($\delta U_t, \%$);
- 3) доза фликера (P_t , отн.ед);
- 4) коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения ($K_U, \%$);
- 5) коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения ($K_{U(n)}, \%$);
- 6) коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности ($K_{2U}, \%$);
- 7) коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности ($K_{0U}, \%$).

Показатели 2 и 3 характеризуют колебания напряжения, 4 и 5 – несинусоидальность напряжения, 6 и 7 – несимметрию напряжения.

Нормы качества напряжения бывают *нормально допустимыми* и *предельно допустимыми*.

Установившееся отклонение напряжения – это относительная разность (в %-х) между его текущим и номинальным значениями, возникающая при сравнительно медленном изменении режима сети.

Установившееся отклонение напряжения находится по формуле:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_n}{U_n} 100\%, \quad (7.1)$$

где U_y – усреднённое значение действующего напряжения прямой последовательности основной частоты за интервал времени 60 с, кВ;

U_n – номинальное междуфазное напряжение сети, кВ.

Напряжение U_y находится по формуле:

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_{(1)i}^2}{N}}, \quad (7.2)$$

где $U_{(1)i}$ – действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты при i -м измерении;

N – число наблюдений за 1 мин, которое должно быть не менее 18.

Величина $U_{(1)i}$ может быть найдена по выражению:

$$U_{(1)i} = \frac{1}{3} (U_{AB(1)i} + U_{AC(1)i} + U_{BC(1)i}), \quad (7.3)$$

где $U_{AB(1)i}$, $U_{AC(1)i}$, $U_{BC(1)i}$ – действующие значения междуфазных напряжений основной частоты.

Качество напряжения считается соответствующим ГОСТ, если все измеренные значения δU_y находятся в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями ($\pm 10\%$), а не менее 95% измеренных значений находятся в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями ($\pm 5\%$).

Размах изменения напряжения представляет собой интегральную характеристику колебаний напряжения и определяется как разность между действующими значениями напряжения до (U_i) и после (U_{i+1}) одиночного изменения напряжения:

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_n} 100\%. \quad (7.4)$$

Качество напряжения считают соответствующим нормам, если измеренное значение размаха изменения напряжения не превышает значений, приведённых в ГОСТ 13109-97 [14] на рис. 1.

Доза фликера – это мера восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени.

Доза фликера идентична размаху изменения напряжения и в действующих электрических сетях вводится по мере их оснащения

соответствующими приборами (фликерметрами). При использовании показателя “доза фликера” оценка допустимости размаха изменения напряжения может не производиться, так как рассматриваемые показатели взаимозаменяемы.

Содержание высших гармоник в электрической сети характеризуется *коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения* K_U , который определяется по выражению:

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{U_i}^2}{N}}, \quad (7.5)$$

где K_{U_i} – коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в i -м наблюдении ($i = 1, 2, \dots, N$).

Количество наблюдений N в интервале времени, равном 3 с, должно быть не менее девяти.

В свою очередь, K_{U_i} находится так:

$$K_{U_i} = \frac{1}{U_{(1)i}} \sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2} \cdot 100\%, \quad (7.6)$$

где $U_{(1)i}$ – действующее значение напряжения основной частоты в i -м наблюдении;

40 – порядок последней из учитываемых гармонических составляющих;

$U_{(n)i}$ – действующее значение n -й ($n = 2, 3, \dots, 40$) гармонической составляющей напряжения в i -м измерении.

Нормально и предельно допустимые значения K_U не должны соответственно превышать: 8% и 12% в электрической сети напряжением до 1 кВ; 5% и 8% – в электрической сети напряжением 6...20 кВ; 4% и 6% – в электрической сети напряжением 35 кВ; 2% и 3% – в электрической сети напряжением 110 кВ и выше.

Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения нечётного/чётного порядка при i -м измерении – это отношение действующего значения n -й гармонической составляющей напряжения к действующему значению напряжения основной частоты, т.е.:

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{(1)i}} 100 \% . \quad (7.7)$$

Значение коэффициента n -й гармонической составляющей $K_{U(n)}$ находится как результат усреднения N наблюдений ($N \geq 9$) $K_{U(n)i}$ на интервале времени, равном 3 с, т.е:

$$K_{U(n)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{U(n)i}^2}{N}} . \quad (7.8)$$

По значению коэффициента $K_{U(n)}$ определяется спектр n -х гармонических составляющих, на подавление которых должны быть рассчитаны соответствующие силовые фильтры. Нормально и предельно допустимые значения, например, 5-й гармоники, не должны соответственно превышать: 6% и 9% в электрической сети напряжением до 1 кВ; 4% и 6% – в электрической сети напряжением 6...20 кВ; 3% и 4,5% – в электрической сети напряжением 35 кВ; 1,5% и 2,2% – в электрической сети напряжением 110 кВ и выше. Для других гармоник нормально и предельно допустимые значения приведены в ГОСТ 13109-97 [14] в таблице 2.

Несимметрия проявляется в виде неравенства фазных (междуфазных) напряжений между собой и характеризуется **коэффициентом несимметрии напряжения по обратной последовательности**, который для i -го измерения определяется по выражению:

$$K_{2U_i} = \frac{U_{2i}}{U_n} 100 \% , \quad (7.9)$$

где U_{2i} – действующее значение напряжения обратной последовательности при i -м измерении.

Значение величины U_{2i} можно получить измерением трёх междуфазных напряжений основной частоты, т.е. $U_{AB(1)i}$, $U_{AC(1)i}$, $U_{BC(1)i}$:

$$U_{2i} = 0,62 (U_{нбi} - U_{нми}) , \quad (7.10)$$

где $U_{\text{нб}i}$, $U_{\text{нм}i}$ – соответственно наибольшее и наименьшее действующие значения из трёх междуфазных напряжений основной частоты при i -м измерении.

Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности определяется как результат усреднения N наблюдений ($N \geq 9$) K_{2U_i} на интервале 3 с, т.е.:

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2U_i}^2}{N}}. \quad (7.11)$$

Коэффициентом несимметрии напряжения по нулевой последовательности в i -м наблюдении:

$$K_{0U_i} = \frac{U_{0i}}{U_{\text{н.ф}}} 100 \%, \quad (7.12)$$

где U_{0i} – действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты при i -м измерении;

$U_{\text{н.ф}}$ – номинальное фазное напряжение.

Величина U_{0i} определяется по результатам измерений трёх фазных напряжений основной частоты, т.е.:

$$U_{0i} = 0,62 (U_{\text{нб.ф}i} - U_{\text{нм.ф}i}), \quad (7.13)$$

где $U_{\text{нб.ф}i}$, $U_{\text{нм.ф}i}$ – соответственно наибольшее и наименьшее из трёх действующих значений фазных напряжений основной частоты в i -м наблюдении.

Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности определяется как результат усреднения N наблюдений ($N \geq 9$) K_{0U_i} на интервале 3 с, т.е.:

$$K_{0U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{0U_i}^2}{N}}. \quad (7.14)$$

На зажимах симметричного электроприёмника нормально допустимые значения коэффициентов несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям равны 2%, а предельно допустимые – 4%.

7.3. Порядок выполнения работы

1. Изучить теоретическую часть работы, используя данные методические указания и другую учебную литературу.
2. Подготовить таблицу для занесения в неё результатов работы.
3. Ознакомиться с имеющимися в лаборатории приборами для измерения ПКН и порядком работы с ними.
4. На модели электрической сети, представленной на рис. 7.1, произвести измерения фазных и междуфазных напряжений и заданных преподавателем ПКН во всех узлах.
5. По результатам измерений расчётным путём по формулам (7.1)-(7.14) определить указанные преподавателем ПКН.
6. Произвести анализ ПКН и сделать вывод об их соответствии ГОСТ.
7. Выявить причины возникновения недопустимых значений ПКН и предложить пути их устранения.

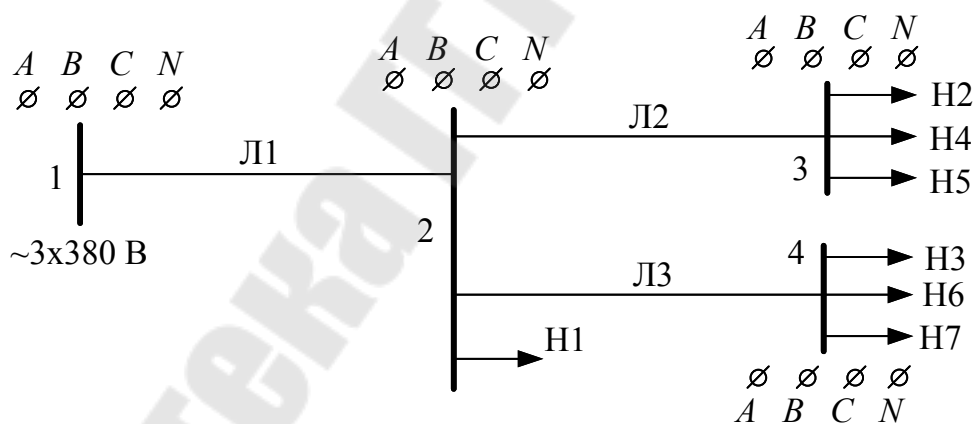


Рис. 7.1. Модель электрической сети

7.4. Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Краткие теоретические сведения.
3. Схема модели электрической сети.
4. Результаты измерений, расчётов и анализа ПКН в соответствии с программой работы.

5. Выводы по работе.

7.5. Контрольные вопросы

1. Какими показателями характеризуется качество напряжения?
2. Что такое отклонение напряжения и как оно влияет на работу потребителей?
3. С какой целью осуществляют контроль качества напряжения в электрической сети?
4. Что такое несимметрия напряжения и какие отрицательные последствия её появления?
5. Каковы отрицательные последствия несинусоидальности и несимметрии напряжения?
6. Что понимают под колебанием напряжения, каковы причины его появления?
7. По каким причинам возникает несинусоидальность напряжения, и какие отрицательные последствия её появления?
8. Как количественно оцениваются ПКН?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №8

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ НА ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

8.1. Цель работы

Изучение способов и средств регулирования параметров режимов электрической сети.

8.2. Теоретические сведения

Одним из основных направлений по управлению нормальными установившимися режимами систем передачи и распределения электроэнергии является управление напряжением и реактивной мощностью в электрических сетях.

Управление режимом по напряжению и реактивной мощностью включает:

- поддержание напряжения у электроприёмников в соответствии с нормами качества электроэнергии;
- обеспечение экономичности режима с учётом технических ограничений по её элементам.

К основным средствам регулирования режимов напряжения и реактивной мощности можно отнести:

- генераторы электростанций;
- силовые трансформаторы и автотрансформаторы с устройствами РПН (устройство *регулирования* напряжения *под нагрузкой*) и/или ПБВ (устройство регулирования напряжения с *переключением без возбуждения*);
- вольтодобавочные трансформаторы и линейные регуляторы;
- различные компенсирующие устройства поперечной и продольной компенсации.

С помощью перечисленных средств возможно использование различных способов регулирования режимов напряжения и реактивной мощности:

- управление реактивной нагрузкой генераторов электростанций с помощью их систем возбуждения, что позволяет регулировать напряжение, поддерживать заданные уровни напряжения в системообразующей сети и в контрольных точках, осуществлять снижение по-

терь активной мощности за счёт оптимизации перетоков реактивной мощности;

– управление коэффициентами трансформации трансформаторов и автотрансформаторов с целью обеспечения и регулирования заданных режимов напряжения;

– введение дополнительной ЭДС в сеть, позволяющее регулировать напряжение в центре питания сети или на отдельной линии;

– управление реактивной мощностью устройств поперечной компенсации, что даёт возможность регулировать напряжения в узлах электрической сети и снижать потери мощности в линиях и трансформаторах;

– изменение реактивного сопротивления электрической сети с помощью устройств продольной компенсации, позволяющее влиять на режим напряжения сети.

Следует отметить, что конструкции и принципы действия средств генерации и регулирования реактивной мощности и исследование влияния их работы на параметры режима электрической сети были рассмотрены в лабораторной работе №6. Поэтому в данной работе основное внимание будет уделено средствам регулирования напряжения.

Рассмотрим подробно, как могут использоваться перечисленные выше средства регулирования режимов для регулирования напряжения в электрических сетях.

Генераторы электростанций. Изменяя ток возбуждения генератора, можно изменять его ЭДС. Напряжение на зажимах генератора при наличии нагрузки:

$$\underline{U}_r = \underline{E} - \sqrt{3} \underline{I} \cdot \underline{Z}, \quad (8.1)$$

где \underline{E} – ЭДС генератора;

\underline{I} – ток статора генератора;

\underline{Z} – полное сопротивление генератора.

$\sqrt{3} \underline{I} \cdot \underline{Z}$ – падение напряжения в обмотках генератора.

При повышении тока возбуждения будет происходить увеличение ЭДС, одновременно будет возрастать выдаваемая генератором реактивная мощность, что приводит к увеличению тока статора \underline{I} и падению напряжения в генераторе. Если в этом процессе преобладает повышение ЭДС, то напряжение на зажимах генератора будет расти.

Этот способ может быть использован в том случае, когда станция работает изолированно от системы и потребители питаются непосредственно от шин генераторного напряжения (рис. 8.1, а). При этом верхний допустимый предел напряжения на шинах генератора устанавливается по условию работы ближайшего потребителя 1, а нижний – по наиболее удаленному потребителю 2.

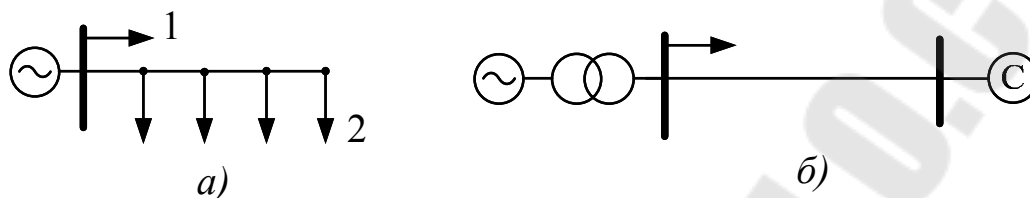


Рис. 8.1. Схемы регулирования напряжения генераторами при работе: а – на местную нагрузку; б – на систему С

Если станция связана с системой через повышающий трансформатор (рис. 8.1, б), то регулированием напряжения на генераторе можно также изменять напряжение и на шинах высшего напряжения при неизменном коэффициенте трансформации трансформатора. Однако это удастся лишь на мощной станции, так как в противном случае напряжение на шинах данной станции более зависимо от режима работы других станций и перетоков мощности по линиям.

Достоинством регулирования напряжения генераторами является плавность регулирования.

Изменение тока возбуждения генераторов осуществляют обычно с помощью специальных автоматических регуляторов возбуждения (АРВ). Возможности повышения напряжения ограничиваются двумя факторами: номинальным током возбуждения генератора и номинальным током статора.

Допустимые пределы изменения напряжения на генераторах составляют $\pm 5\%$ от их номинального напряжения. Например, если генератор подключается к сети с номинальным напряжением 10 кВ, то его номинальное напряжение будет равно 10,5 кВ, а допустимые пределы изменения напряжения – от 10,0 до 11,0 кВ.

Трансформаторы и автотрансформаторы. Регулирование напряжения трансформаторами и автотрансформаторами осуществляется посредством изменения их коэффициентов трансформации. Для этого на всех трансформаторах выполняют специальные ответвления, которые соответствуют различному числу витков обмоток и, следовательно, различным коэффициентам трансформации.

Коэффициент трансформации двухобмоточного трансформатора определяется по выражению:

$$k_T = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}, \quad (8.2)$$

где $U_{\text{ВН}}$ – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;

$U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора.

Тогда напряжение на шинах низшего напряжения двухобмоточного трансформатора можно записать в виде:

$$U_{\text{Н}} = \frac{U'_{\text{Н}}}{k_T}, \quad (8.3)$$

где $U'_{\text{Н}}$ – напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к шинам высшего напряжения.

При изменении числа витков в обмотке высшего напряжения будет изменяться $U_{\text{ВН}}$ и, следовательно, напряжение на вторичной стороне трансформатора $U_{\text{Н}}$, т.е. при переходе с одного ответвления на другое будет происходить регулирование напряжения.

В тех случаях, когда на трансформаторах имеется возможность переключения ответвлений в различных режимах работы сети, при переходе от одного режима к другому может быть осуществлено регулирование напряжения.

Так, для схемы сети на рис. 8.2, а на рис. 8.2, б показан случай, когда в режиме наибольших нагрузок напряжение $U_{\text{Нб}}$ выходит на шинах потребителя за нижний допустимый предел $-U_{\text{доп}}$, а в режиме наименьших нагрузок $U_{\text{Нм}}$ – за верхний допустимый предел $+U_{\text{доп}}$. Если на трансформаторе Т в режиме наибольших нагрузок уменьшить коэффициент трансформации, а в режиме наименьших нагрузках сети его увеличить, то картина изменения напряжений будет иметь вид, показанный на рис. 8.2, в. При этом на шинах потребителя в обоих режимах напряжение окажется в допустимых пределах.

В электрических сетях эксплуатируются трансформаторы с различными видами устройств регулирования напряжения (рис. 8.3).

На двухобмоточных трансформаторах ответвления выполняют на обмотке высшего напряжения (ВН), а на трехобмоточных трансформаторах – со стороны ВН и среднего напряжения (СН). На обмотке низшего напряжения (НН) ответвления не делают, так как этот вариант по конструкции сложнее из-за большого тока в обмотке НН при одинаковой мощности обмоток ВН, СН и НН.

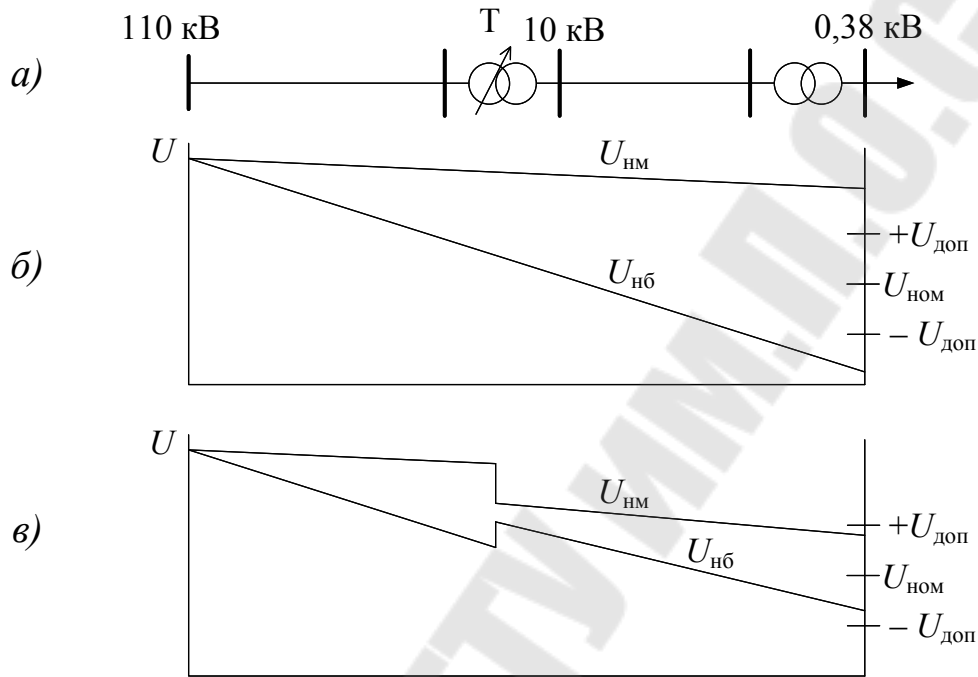


Рис. 8.2. Принцип регулирования напряжения с помощью трансформатора: а – схема сети; б, в – диаграммы напряжений

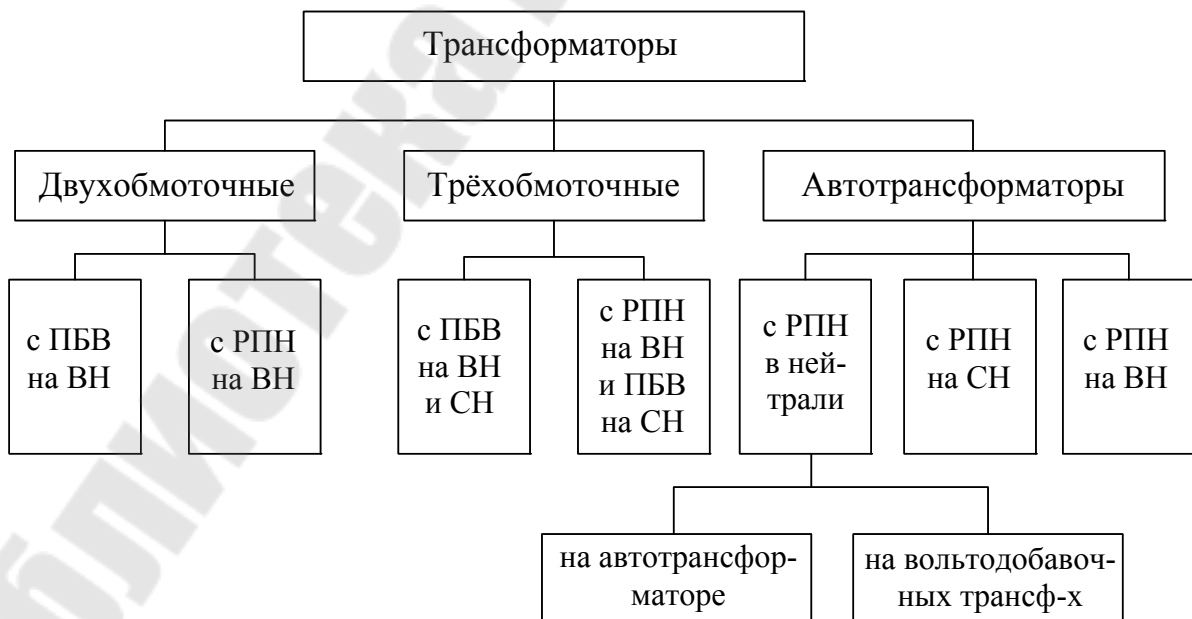


Рис. 8.3. Классификация трансформаторов по устройствам регулирования напряжения

Трансформаторы различают с переключением ответвлений без возбуждения (с ПБВ) и с регулированием под нагрузкой (РПН).

У трансформаторов с ПБВ для переключения ответвлений требуется отключение трансформатора от сети, потому что при перестановке ответвлений разрывается ток нагрузки. Процедура переключения ответвлений занимает 1,5...2,0 ч и связана с погашением потребителей, если нет параллельно работающих трансформаторов. Обмотки трансформаторов с ПБВ выполняют со ступенями регулирования 2,5 % и диапазоном регулирования $\pm 2 \times 2,5$ %.

Трансформаторы с ПБВ обычно устанавливают только на электростанциях, где частое регулирование можно выполнять генераторами, а также в распределительных сетях 6-20 кВ из экономических соображений.

Трансформаторы с РПН относятся к более гибким средствам регулирования напряжения. В то же время их стоимость выше, чем стоимость трансформаторов с ПБВ. Регулировочную часть обмотки, как правило, выполняют со стороны нейтрали трансформатора, так как при этом требуется меньшая изоляция переключающего устройства.

Схема обмоток одной фазы трансформатора с РПН показана на рис. 8.4.

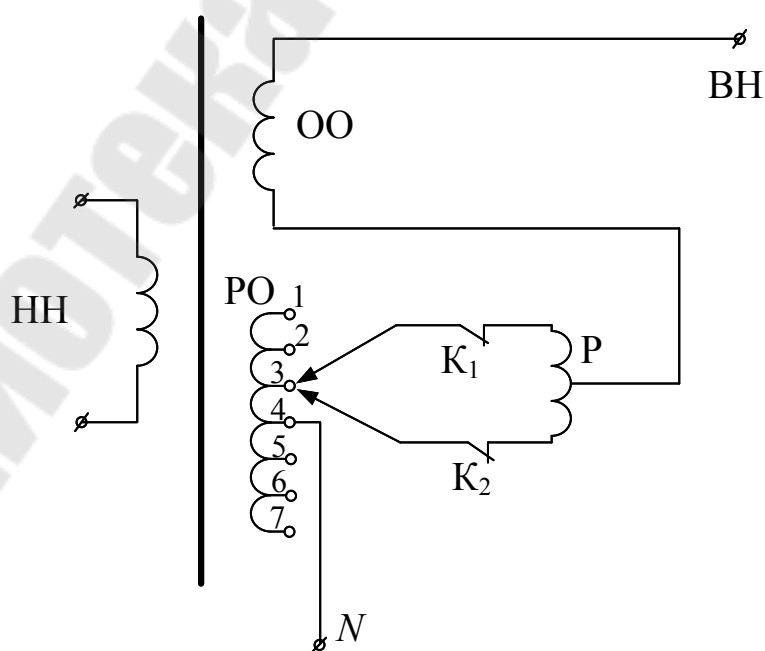


Рис. 8.4. Принципиальная схема обмоток трансформатора с РПН

Ответвление 4 соответствует нейтральному положению, при котором регулировочная часть обмотки РО не участвует в регулировании, и основная часть обмотки ОО подключена непосредственно к нейтрали N . Включение переключателя на ответвления 1-3 увеличивает коэффициент трансформации и тем самым снижает напряжение на выводах НН. Ответвления 5-7 соответствуют уменьшению коэффициента трансформации.

Переход с одного ответвления на другое осуществляется без разрыва тока нагрузки путем определенного порядка перемещения контактов с помощью контакторов K_1 и K_2 . При этом неизбежно в какой-то отрезок времени обмотка между соседними ответвлениями будет замкнута, и по ней пройдет ток:

$$I_c = \frac{\Delta U_c}{z_c}, \quad (8.4)$$

где ΔU_c – напряжение ступени регулирования;

z_c – полное сопротивление между двумя ответвлениями.

Ток I_c может быть опасным для обмотки. Его ограничивают реактором R или активными сопротивлениями.

Трансформаторы выпускают со ступенями регулирования от 1,25 % до 1,78 % и диапазонами регулирования от ± 10 % до ± 16 %. Такие большие диапазоны позволяют регулировать напряжение в широких пределах, а малые ступени – устранить недостаток, связанный с дискретностью регулирования.

На трехобмоточных трансформаторах, как правило, устройство РПН выполняют на обмотке ВН, а на обмотке СН – устройство с ПБВ. При фиксированном ответвлении со стороны СН одновременно изменяются напряжения на выводах СН и НН, причем эти изменения согласованные, т.е. в одну сторону.

Автотрансформаторы принципиально могут быть выполнены по различным схемам (рис. 8.5). Каждая из схем обладает своими особенностями регулирования.

Так, в случае выполнения регулирующего устройства в нейтрали (рис. 8.5, а) при установке переключателя в среднее положение можно записать выражения коэффициентов трансформации в виде:

$$k_{Т.ВС} = \frac{U_{ВН}}{U_{СН}} ; \quad k_{Т.ВН} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} . \quad (8.5)$$

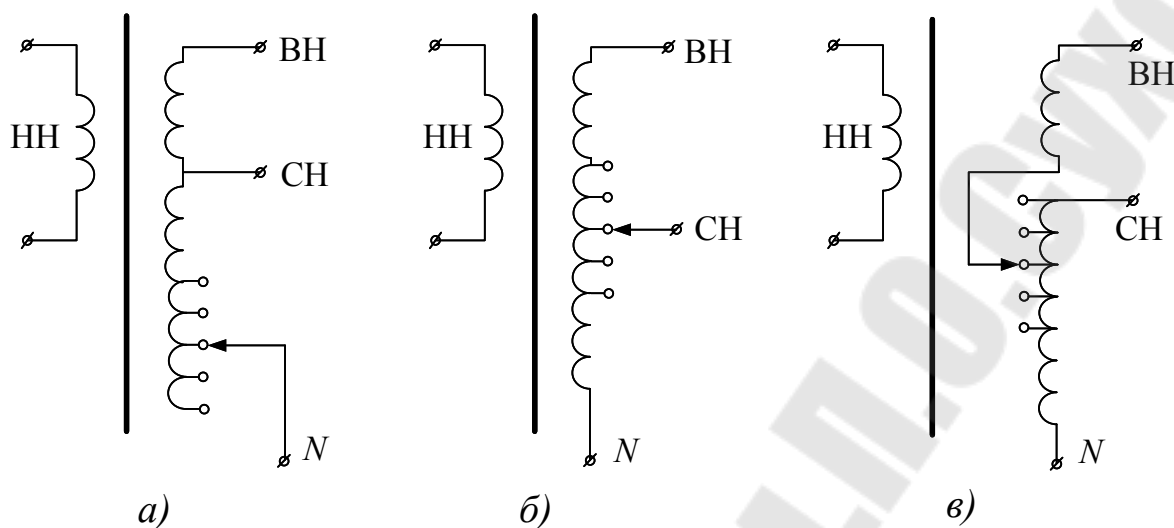


Рис. 8.5. Принципиальные схемы автотрансформаторов с РПН: *а* – в нейтрали; *б* – на выводе СН; *в* – на выводе ВН

Переключение на другое ответвление будет соответствовать добавке напряжения δU как к выводу ВН, так и к выводу СН по причине изменения числа витков обмотки на ВН и на СН. Тогда коэффициенты трансформации окажутся равными:

$$k'_{Т.ВС} = \frac{U_{ВН} \pm \delta U}{U_{СН} \pm \delta U} ; \quad k'_{Т.ВН} = \frac{U_{ВН} \pm \delta U}{U_{НН}} . \quad (8.6)$$

Например, при $\delta U > 0$ будут иметь место соотношения:

$$k'_{Т.ВС} < k_{Т.ВС} ; \quad k'_{Т.ВН} > k_{Т.ВН} . \quad (8.7)$$

Отсюда следует, что на автотрансформаторах с РПН в нейтрали происходит несогласованное изменение напряжения на выводах СН и НН, так как при повышении напряжения на стороне СН и соответствующем переключении ответвления РПН напряжение на стороне НН будет снижаться, и наоборот. Поэтому такой способ регулирования приемлем в случаях, когда нет нагрузки на стороне НН.

Если регулирующее устройство выполнено на стороне СН автотрансформатора (рис. 8.5, *б*), то для среднего ответвления, соответствующего надбавке напряжения $\delta U = 0$:

$$k_{\text{Т.ВС}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} ; \quad k_{\text{Т.ВН}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} , \quad (8.8)$$

а для любого другого ответвления:

$$k'_{\text{Т.ВС}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}} \pm \delta U} ; \quad k'_{\text{Т.ВН}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} . \quad (8.9)$$

Отсюда видно, что $k'_{\text{Т.ВС}} \neq k_{\text{Т.ВС}}$, а $k'_{\text{Т.ВН}} = k_{\text{Т.ВН}}$, т.е. при выполнении РПН на выводе СН и питании со стороны ВН переключение ответвлений позволяет осуществлять регулирование напряжения только со стороны СН.

В том случае, когда автотрансформатор имеет РПН на выводе ВН (рис. 8.5, в), коэффициенты трансформации будут равны:

– при среднем ответвлении

$$k_{\text{Т.ВС}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} ; \quad k_{\text{Т.ВН}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} ; \quad (8.10)$$

– при любом другом ответвлении

$$k'_{\text{Т.ВС}} = \frac{U_{\text{ВН}} \pm \delta U}{U_{\text{СН}}} ; \quad k'_{\text{Т.ВН}} = \frac{U_{\text{ВН}} \pm \delta U}{U_{\text{НН}}} . \quad (8.11)$$

Следовательно, при $\delta U > 0$ $k'_{\text{Т.ВС}} > k_{\text{Т.ВС}}$ и $k'_{\text{Т.ВН}} > k_{\text{Т.ВН}}$, т. е. при переключении ответвлений происходит согласованное изменение напряжений как на стороне СН, так и на стороне НН.

В энергосистемах наибольшее распространение получили автотрансформаторы с РПН на стороне СН.

Заметим, что трансформаторы и автотрансформаторы с РПН устанавливаются на всех понижающих подстанциях напряжением 35 кВ и выше. Автотрансформаторы обычно применяют, начиная с напряжения 220 кВ и выше.

Вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ) и линейные регуляторы (ЛР). Воздействие на режим напряжений с помощью этих устройств осуществляется путем введения соответствующей дополнительной ЭДС. Устройство, установленное в сочетании с автотрансформатором, называется вольтодобавочным трансформатором, а в сочетании с линией – линейным регулятором.

Вольтодобавочные трансформаторы в виде отдельного агрегата устанавливают совместно с автотрансформаторами в тех случаях, когда автотрансформаторы не оборудованы устройствами РПН. Такой подход по экономическим соображениям может быть целесообразен при больших мощностях автотрансформаторов. ВДТ может устанавливаться в нейтрали автотрансформатора или на стороне СН (рис. 8.6, а, б).

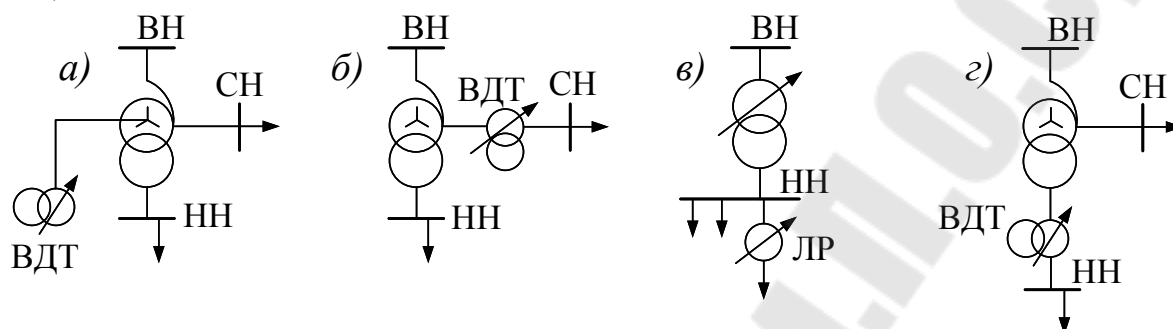


Рис. 8.6. Однолинейные схемы включения ВДТ и ЛР: а – ВДТ в нейтрали автотрансформатора; б – ВДТ на стороне СН автотрансформатора; в – ЛР в линии; г – ВДТ на стороне НН автотрансформатора

Если на подстанции для какого-то потребителя требуется регулировать напряжение по закону, отличному от принципов регулирования для всех остальных потребителей, то только для одной линии может быть установлен линейный регулятор (рис. 8.6, в).

Как уже отмечалось, на автотрансформаторах с РПН в нейтрали или на выводе СН не обеспечивается согласованное регулирование напряжения одновременно на шинах СН и НН. В таких случаях при необходимости в цепи НН могут быть установлены ВДТ (рис. 8.6, г), выполняющие фактически функции ЛР. При этом устройство РПН автотрансформатора используется для независимого регулирования напряжения на шинах СН, а ВДТ – на шинах НН.

Принципиальные схемы одной фазы ВДТ и ЛР показаны на рис. 8.7. Здесь обмотка ВДТ 1, имеющая устройство РПН, включается последовательно с обмоткой автотрансформатора (рис. 8.7, а) или последовательно с выводом СН автотрансформатора (рис. 8.7, б), а также с линией (рис. 8.7, в).

На другую обмотку 2 ВДТ подается напряжение той же фазы, что и фаза автотрансформатора (линии), обычно с шин низшего напряжения подстанции. При этом будет создаваться продольная ЭДС E'_A , а на стороне СН автотрансформатора (соответственно – за ЛР на линии) напряжение будет равно (рис. 8.8, а):

$$\underline{U}'_A = \underline{U}_A + \underline{E}'_A, \quad (8.12)$$

где U_A – напряжение фазы A , создаваемое без ВДТ или ЛР.

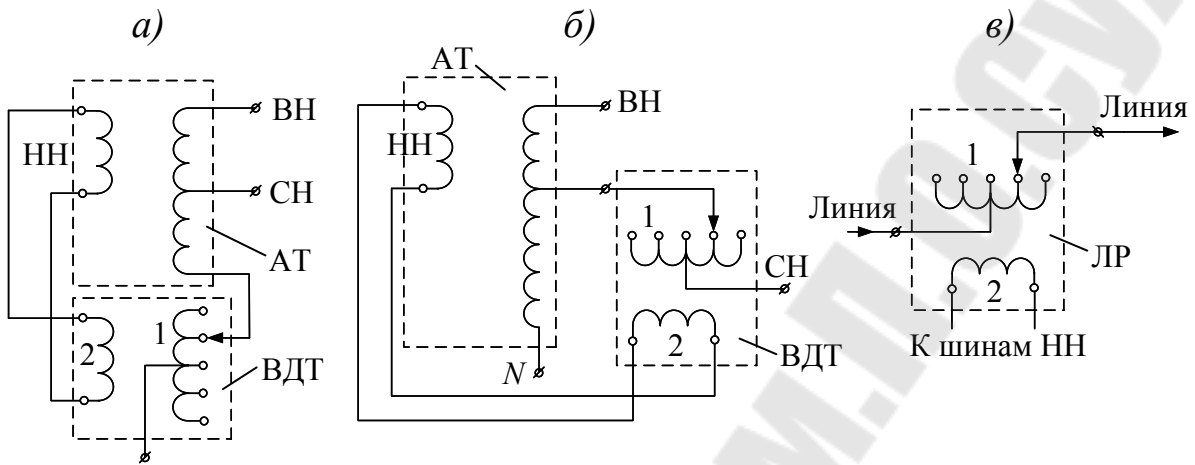


Рис. 8.7. Принципиальные схемы продольного РПН с помощью ВДТ и ЛР: а – ВДТ в нейтрали автотрансформатора; б – ВДТ на стороне СН автотрансформатора; в – ЛР в линии

Регулирование, при котором напряжение изменяется только по модулю, называется продольным, и коэффициент трансформации автотрансформатора в сочетании с ВДТ представляет собой действительную величину.

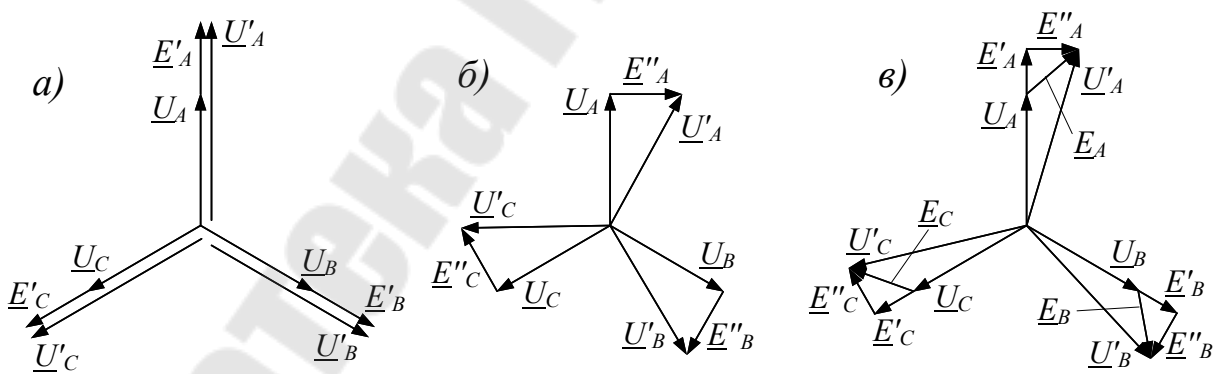


Рис. 8.8. Векторные диаграммы напряжений: а – при продольном регулировании; б – при поперечном регулировании; в – при продольно-поперечном регулировании

С помощью ВДТ можно создавать также поперечную E'' или продольно-поперечную ЭДС $\underline{E} = \underline{E}' + j\underline{E}''$ (рис. 8.8, б, в). Регулирование напряжения введением E'' называется соответственно попереч-

ным, а введение \underline{E} – продольно-поперечным. В этом случае напряжение изменяется как по модулю, так и по фазе, а коэффициент трансформации будет комплексной величиной. Напряжение на стороне СН автотрансформатора будет равно:

– при поперечном регулировании

$$\underline{U}'_A = \underline{U}_A + \underline{E}''_A; \quad (8.13)$$

– при продольно-поперечном регулировании

$$\underline{U}'_A = \underline{U}_A + \underline{E} = \underline{U}_A + \underline{E}'_A + j\underline{E}''_A. \quad (8.14)$$

Принципиальные схемы ВДТ с поперечным или продольно-поперечным регулированием такие же, как и с продольным регулированием (рис. 8.9). Они содержат регулировочную обмотку 1 и питающую обмотку 2. Для создания поперечной ЭДС в фазе A питающая обмотка ВДТ фазы A может быть подключена к фазам B и C шин НН (рис. 8.9, a и рис. 8.8, b), а для получения продольно-поперечной ЭДС – к фазам A и C (рис. 8.9, b и рис. 8.8, $в$).

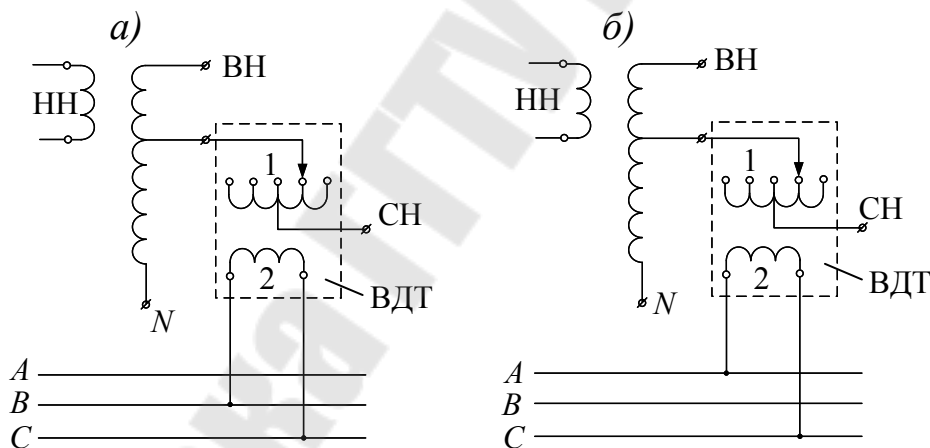


Рис. 8.9. Принципиальные схемы поперечного (a) и продольно-поперечного (b) регулирования напряжения с ВДТ

Применение ВДТ поперечного или продольно-поперечного регулирования бывает целесообразным в неоднородных замкнутых сетях.

Поперечные компенсирующие устройства. Принципы регулирования напряжения с помощью устройств поперечной компенсации рассмотрены в лабораторной работе №6.

Устройства продольной компенсации. Устройства продольной компенсации (УПК) служат для изменения реактивного сопротивления электрической сети.

В качестве УПК могут применяться:

- батареи статических конденсаторов (БСК);
- токоограничивающие реакторы (ТОР).

БСК продольной компенсации могут применяться в распределительных сетях для снижения потери напряжения с целью обеспечения необходимых отклонений напряжения у потребителей.

Поясним принцип регулирования напряжения посредством использования БСК в качестве УПК.

Пусть по линии 1-2 (рис. 8.10, а) потребителю передаётся мощность $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$. Тогда потерю напряжения в линии можно определить по выражению (рис. 8.10, б):

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{P_2 R_{\text{л}} + Q_2 X_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} = \Delta U_{\text{л.а}} + \Delta U_{\text{л.р}}, \quad (8.15)$$

где $\Delta U_{\text{л.а}}$ и $\Delta U_{\text{л.р}}$ – соответственно активная и реактивная составляющие потери напряжения в линии.

Из формулы (8.15) видно, что изменить потерю напряжения при неизменной мощности нагрузки можно, изменяя сопротивления линии $R_{\text{л}}$ и $X_{\text{л}}$. Активное сопротивление можно изменять за счет сечения проводов, но они выбираются исходя из экономических соображений. Реактивное сопротивление можно изменять, в частности, путем расщепления фаз линии. Но для регулирования напряжения этот путь также экономически нецелесообразен.

Изменить реактивное сопротивление можно также путем включения в рассечку линии УПК (рис. 8.10, в), представляющего собой БСК, после чего потеря напряжения в линии уменьшится за счёт уменьшения её реактивной составляющей $\Delta U'_{\text{л.р}}$, т.е. $\Delta U'_{\text{л}} < \Delta U_{\text{л}}$ (рис. 8.10, з):

$$\Delta U'_{\text{л}} = \frac{P_2 R_{\text{л}} + Q_2 (X_{\text{л}} - X_{\text{БСК}})}{U_{\text{ном}}} = \Delta U_{\text{л.а}} + \Delta U'_{\text{л.р}}, \quad (8.16)$$

где $X_{\text{БСК}} = \frac{1}{\omega C_{\text{БСК}}}$ – реактивное сопротивление БСК ёмкостью $C_{\text{БСК}}$.

Уменьшение потери напряжения приведёт, соответственно, к увеличению напряжения в конце линии, т.е. $U_2' > U_2$

$$\begin{aligned} U_2 &= U_1 - \Delta U_{л}; \\ U_2' &= U_1 - \Delta U_{л}'. \end{aligned} \quad (8.17)$$

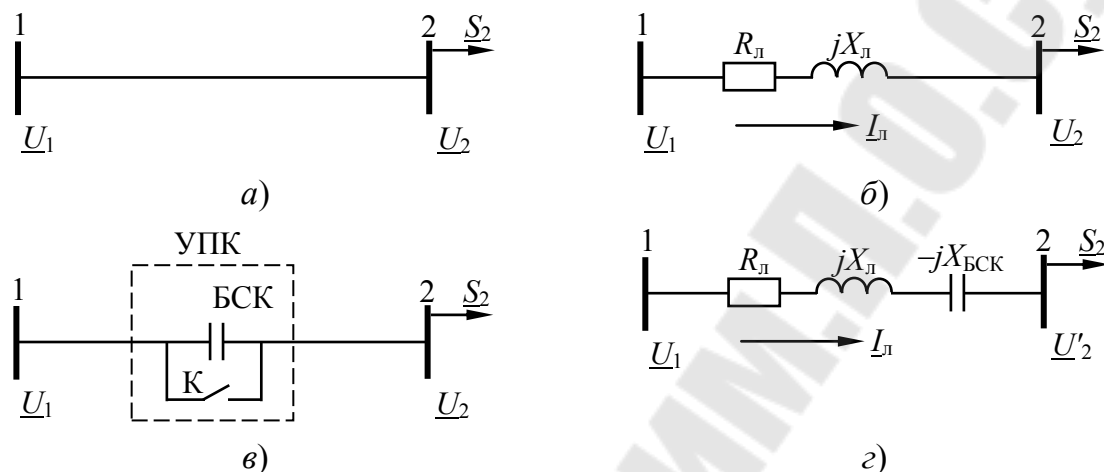


Рис. 8.10. Продольная компенсации:
 а – ЛЭП без УПК; б – схема замещения ЛЭП без УПК;
 в – ЛЭП с УПК; г – схема замещения ЛЭП с УПК

Эффект изменения напряжения посредством УПК можно продемонстрировать также с помощью векторных диаграмм (рис. 8.11), построенных на основании схем замещения (рис. 8.10, б, г).

Применение УПК для регулирования напряжения экономически целесообразно при больших реактивных сопротивлениях линий и малых коэффициентах мощности нагрузки (в основном, в сетях 35 кВ и ниже, питающих нагрузки с $\cos\varphi \leq 0,8$), т.е. там, где составляющая $\Delta U_{л,р}$ как минимум сравнима с $\Delta U_{л,а}$. В сетях более высоких классов напряжений при соотношении $X_{л} \gg R_{л}$ УПК применяются в первую очередь для повышения их пропускной способности, статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем.

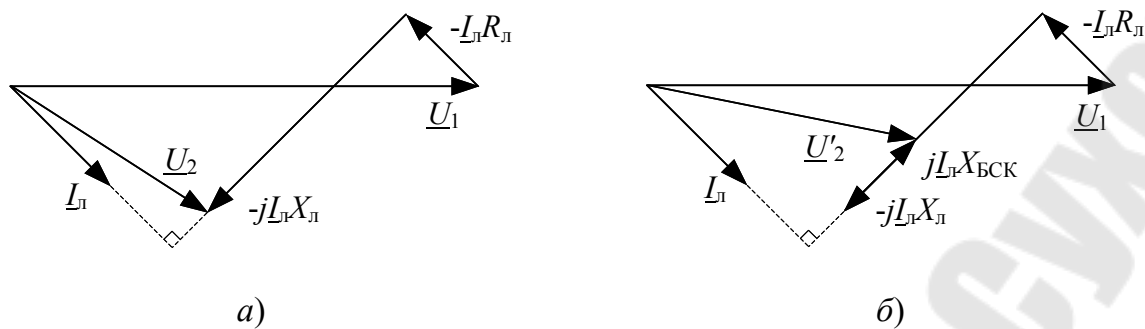


Рис. 8.11. Векторная диаграмма линии: а – без УПК; б – с УПК

Устройство продольной компенсации выполняется в виде БСК, состоящей из необходимого количества соединенных параллельно и последовательно стандартных конденсаторов (рис. 8.12).



Рис. 8.12. Схема БСК продольной компенсации

8.3. Порядок выполнения работы

1. Изучить теоретическую часть работы, используя данные методические указания и другую учебную литературу.

2. Получить у преподавателя вариант задания, после чего из таблицы 8.1 выписать свои исходные данные к расчёту.

3. Для схемы, показанной на рис. 8.13, оценить характер и степень влияния устройства поперечной компенсации, генерирующего реактивную мощность и установленного в узле 2, на режимные параметры сети, для чего:

- при отключённом компенсирующем устройстве рассчитать исходный режим наибольших нагрузок электрической сети с определением напряжений в узлах 1 и 2, потерь мощности и годовых потерь электроэнергии в линии и трансформаторе, коэффициента мощности $\cos \varphi$ в узле 2; результаты расчёта занести в таблицу 8.2;

- включить в узле 2 мощность компенсирующего устройства Q_k , значение которой определить по выражению:

$$Q_k = Q_2 - \frac{P_2}{\cos \varphi_{ж}} \sqrt{1 - (\cos \varphi_{ж})^2}, \quad (8.18)$$

где $\cos \varphi_{ж}$ – желаемый коэффициент мощности в узле 2 (принять $\cos \varphi_{ж} = 0,95$);

результаты расчёта занести в таблицу 8.2;

– сравнить параметры режима сети для двух случаев – с включённым и отключённым компенсирующим устройством соответственно, сделать обоснованные выводы.

Таблица 8.1

Варианты заданий

№ вар	U_A , кВ	Трансф-р	ЛЭП		Нагрузки			
			провод	длина, км	узел 1		узел 2	
					\underline{S}_1 , МВ·А	$T_{нб1}$, ч	\underline{S}_2 , МВ·А	$T_{нб2}$, ч
1	120	ТМН-2500/110/10	АС-70/11	15	13+j7	2800	2,0+j1,3	5000
2	119	ТМН-6300/110/10	АС-95/16	20	18+j9	3100	5,3+j3,1	4700
3	118	ТДН-10000/110/10	АС-120/19	26	20+j8,6	3300	7+j4,8	4600
4	117	ТДН-16000/110/10	АС-150/24	35	23+j9,7	3500	12+j7	4200
5	116	ТРДН-25000/110/10	АС-185/29	40	26+j12	3700	18+j12	3900
6	114	ТРДН-40000/110/10	АС-240/32	44	36+j17	3800	25+j15	3750
7	113	ТРДЦН-63000/110/10	АС-240/32	51	44+j19	4000	52+j25	3400
8	112	ТРДН-25000/110/10	АС-240/32	55	25+j12	4100	15+j9	3200
9	230	ТРДН-32000/220/10	АС-240/32	60	60+j36	4300	23+j14	3100
10	228	ТРДНС-40000/220/10	АС-300/39	75	78+j30	4500	30+j16	3000
11	226	ТРДЦН-63000/220/10	АС-400/51	90	55+j24	4800	45+j20	2900

12	224	ТРДЦН- 100000/220/10	АС-500/64	120	65+j28	5100	60+j32	2700
13	110	ТМН- 2500/110/10	АС-120/19	18	10+j6	3000	1,8+j0,7	4200
14	108	ТМН- 6300/110/10	АС-150/24	23	15+j7	3600	4,4+j2,0	4500
15	106	ТДН- 10000/110/10	АС-185/29	28	20+j9	4100	6+j3	2300



Рис. 8.13. Схема электрической сети

4. Для схемы, показанной на рис. 8.13, выбрать регулировочное ответвление устройства регулирования напряжения трансформатора из условия обеспечения желаемого напряжения в узле 2 в режиме наибольших нагрузок, для чего:

– при отключённом устройстве поперечной компенсации рассчитать исходный режим наибольших нагрузок электрической сети с определением напряжений в узлах 1 и 2 (U_1 и U_2 соответственно), а также напряжения на шинах низшего напряжения трансформатора, приведённого к высшему напряжению; результаты расчёта занести в таблицу 8.3;

– определить расчётное напряжение ответвления трансформатора по выражению:

$$U_{\text{отв.р}} = \frac{U_2^B}{U_{2.ж}} U_{\text{нн}}, \quad (8.19)$$

где U_2^B – напряжение на шинах низшего напряжения трансформатора, приведённого к высшему напряжению, кВ;

$U_{2.ж}$ – желаемое напряжение на шинах низшего напряжения трансформатора (в узле 2) в режиме наибольших нагрузок, кВ (принять на 5% выше номинального напряжения сети);

$U_{\text{нн}}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

– рассчитать по найденному $U_{\text{отв.р}}$ стандартное напряжение от-
ветвления трансформатора $U_{\text{отв.ст}}$, одновременно подбирая номер от-
ветвления n таким образом, чтобы величина $U_{\text{отв.ст}}$ оказалась как
можно ближе к $U_{\text{отв.р}}$:

$$U_{\text{отв.ст}} = U_{\text{вн}} \pm n \frac{\Delta u_{\text{ступ}}}{100} U_{\text{вн}} = U_{\text{вн}} \pm \frac{\delta U, \%}{100} U_{\text{вн}} = U_{\text{вн}} \pm \delta U, \quad (8.20)$$

где $U_{\text{вн}}$ – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения
трансформатора, кВ;

n – номер выбранного ответвления;

$\Delta u_{\text{ступ}}$ – степень регулирования трансформатора (принимается из
каталожных данных), %;

$\delta U, \%$ – надбавка напряжения, %;

δU – надбавка напряжения, кВ;

– найти напряжение в узле 2 (на шинах низшего напряжения
трансформатора) с учётом выбранного ответвления по выражению:

$$U_2' = \frac{U_2^{\text{в}}}{U_{\text{отв.ст}}} U_{\text{нн}}; \quad (8.21)$$

результат расчёта занести в таблицу 8.3;

– сравнить напряжения U_2 и U_2' , сделать выводы о достаточности
пределов регулирования трансформатора для обеспечения желаемого
напряжения в узле 2.

Таблица 8.2

Результаты расчёта режима до и после установки БСК

Режим сети	U_1 , кВ	U_2 , кВ	ΔP , МВт		ΔQ , Мвар		ΔW , МВт·ч		$\cos\varphi_2$
			ЛЭП	тр-р	ЛЭП	тр-р	ЛЭП	тр-р	
исходный режим									
после установки КУ в уз- ле 2 мощностью $Q_k =$									
изменение пара- метра режима	в и.е.								
	в %-х								

Таблица 8.3

Результаты расчёта режима до и после выбора регулировочного ответвления трансформатора

Режим сети	U_2 , кВ	U'_2 , кВ	$U_2 - U_{2.ж}$		$U'_2 - U_{2.ж}$	
			кВ	В % ОТ $U_{2.ж}$	кВ	В % ОТ $U_{2.ж}$
исходный режим					—	—
режим после выбора ответвления $n =$			—	—		

8.4. Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Краткие теоретические сведения.
3. Результаты расчётов по п. 3 и п. 4 и их сравнение в виде таблиц 8.2 и 8.3.
4. Выводы по работе.

8.5. Контрольные вопросы

1. Какие средства регулирования режимов Вы знаете?
2. Как происходит регулирование режима напряжения с помощью синхронных генераторов на электростанциях?
3. Какие виды устройств регулирования напряжения на силовых трансформаторах Вам известны? Опишите их конструкцию и принцип действия.
4. Какие бывают варианты установки устройств регулирования напряжения на автотрансформаторах? В чём особенности каждого варианта?
5. Для чего используются вольтодобавочные трансформаторы и линейные регуляторы. Опишите их конструктивные особенности и принцип действия.
6. Как влияют устройства поперечной компенсации на параметры режима электрической сети?
7. Как устройства продольной компенсации влияют на режим напряжения в сети?
8. Для заданного преподавателем случая выбрать регулировочные ответвления силового трансформатора исходя из необходимости обеспечения желаемых напряжений на шинах подстанции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети : Учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычёв. – Минск : УП "Технопринт", 2004. – 720 с.
2. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети : Учеб. пособие / А.В. Лыкин. – М.: Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с.
3. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : Учебное пособие / А.А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов н/Д. : Феникс; Красноярск : Издательские проекты, 2006. – 720 с.
4. Лычёв, П.В. Электрические системы и сети. Решение практических задач /П.В. Лычёв, В.Т. Федин. – Мн: Дизайн ПРО, 1997. – 192 с.
5. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск : Выш. шк., 1988. – 308 с.
6. Фадеева, Г.А. Проектирование распределительных электрических сетей : учеб. пособие / Г.А. Фадеева, В.Т. Федин; под общ. ред. В.Т. Фебина. – Минск : Выш. шк., 2009. – 365 с. : ил.
7. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ / Е.Ф. Макаров; под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – М. : Папирус Про, 2003. – Т. II. – 640 с. : ил.
8. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ / Е.Ф. Макаров; под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – М. : Папирус Про, 2004. – Т. III. – 688 с. : ил.

9. Короткевич, М.А. Проектирование линий электропередачи. Механическая часть : учеб. пособие / М.А. Короткевич. – Минск : Выш. шк., 2010. – 574 с. : ил.
10. Лычѳв, П.В. Электрические сети энергетических систем: Учебное пособие / П.В. Лычѳв, В.Т. Федин. – Минск: Унiверсiтэцкае, 1999. – 255 с.
11. Идельчик, И.В. Электрические системы и сети / И.В. Идельчик. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
12. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : ЭНАС, 2009. – 392 с.
13. Лабораторные работы по дисциплине «Электрические системы и сети» для студентов специальностей Т.01.01 – «Электроэнергетика» и Т.01.03 – «Автоматизация и управление энергетическими процессами» / Под ред. В.Т. Федина. – Минск : УП "Технопринт", 2000. – 167 с.
14. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97. – Введ. 01.01.99. – Минск: Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации: Белорус. гос. ин-т стандартизации и сертификации, 1997. – 30 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Лабораторная работа № 1. Конструктивные элементы воздушных и кабельных линий	3
Лабораторная работа № 2. Изучение методов расчёта потерь электроэнергии.....	19
Лабораторная работа № 3. Исследование режимов работы линии электропередачи	27
Лабораторная работа № 4. Исследование режимов работы разомкнутой электрической сети	35
Лабораторная работа № 5. Исследование режимов замкнутой электрической сети	39
Лабораторная работа № 6. Источники реактивной мощности и исследование их влияния на режимные параметры сети.....	43
Лабораторная работа № 7. Показатели качества напряжения и их контроль в электрических сетях.....	59
Лабораторная работа № 8. Исследование влияния средств регулирования режимов на параметры режима электрической сети....	66
Литература	85

**Медведев Константин Михайлович
Головач Ольга Михайловна**

**ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

**Лабораторный практикум
по одноименной дисциплине для студентов
специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение
(по отраслям)» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
электрооборудования организаций»
дневной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 15.11.12.

Рег. № 40Е.

<http://www.gstu.by>