

**Ысык-Кульский государственный университет  
им. К. Тыныстанова**

**Физико – технический факультет**

**Кафедра: «Физики и электроснабжения»**

**Методическое руководство**

**к лабораторным работам по курсу:  
«Передача и распределение электрической энергии»**

**КАРАКОЛ - 2015**

УДК 621.31  
ББК 31.19  
М 54

Рекомендовано к изданию решением  
Учебно-методического совета (протокол  
№ 8 от 27.04.2015 г.) Ысык-Кульского  
государственного университета  
им. К. Тыныстанова

Рецензенты: доц., канд. физ.-мат. наук, Бейшекеева Г.Дж.,  
доц., канд. физ.-мат. наук, Жамангулов А.А.

М 54 Методическое руководство к лабораторным работам по курсу:  
«Передача и распределение электрической энергии». /Сост. З.В.Докомбаев,  
У.С. Торубаева. – Каракол: 2013. – 60 с.

ISBN 978-9967-454-66-8

Настоящее руководство к лабораторным работам по курсу «Передача и распределение электрической энергии» составлено в соответствии с программой для высших учебных заведений.

В данном руководстве кратко даются основные сведения, описание стендов, методика проведения эксперимента для каждой лабораторной работы. Эти работы предназначены для закрепления теоретического материала по курсу: «Передача и распределение электрической энергии».

М 2201000000-15  
ISBN 978-9967-454-66-8

УДК 621.31  
ББК 31.19  
© составители: Докомбаев З.В.,  
Торубаева У.С.  
@: ЫГУ им. К.Тыныстанова, 2015

До выполнения лабораторных работ студенты должны прослушать курс лекций по дисциплине «Передача и распределение электроэнергии» и ознакомиться с настоящими методическими указаниями.

Структура и порядок выполнения всех лабораторных работ одинаковые:

1. Цель работы
2. Основные теоретические положения
3. Порядок выполнения работы
4. Содержание отчёта.

При непосредственном выполнении лабораторных работ все студенты должны принимать активное участие в работе, вести соответствующие записи для последующего оформления отчёта. Отчёты по всем лабораторным работам должны быть оформлены каждым студентом в отдельной тетради.

К зачёту по дисциплине «Передача и распределение электроэнергии» допускаются студенты, в полном объёме выполнившие лабораторные работы, аккуратно и качественно оформившие отчёты.

## Лабораторная работа №1

Тема: Трансформаторные *подстанции 10/0,4 кВ*.

Цель работы: *Изучить работу элементов трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ в рабочих и аварийных режимах.*

Содержание отчёта.

1. Название, цель, программа работы.
2. Однолинейная схема КТП с необходимыми пояснениями.
3. Схема изменения числа витков обмотки высокого напряжения силового трансформатора.

### Порядок выполнения работы:

1. Изучить принципиальную схему комплектной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ (КТП).
2. Найти все элементы принципиальной схемы на макете.
3. Разобраться с работой устройства регулирования напряжения.
4. Разобраться с работой схемы автоматического управления наружным освещением.
5. По схемам и на макете разобрать работу элементов схемы в различных режимах работы.

#### 1.1 Общие сведения о трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ

Для питания сельскохозяйственных потребителей проектируют и монтируют потребительские подстанции. На них устанавливают один или два трехфазных трансформатора 10/0,4 кВ и реже однофазные трансформаторами с напряжением 10/2х0,22 кВ. Однофазные трансформаторы предназначены для питания однофазных потребителей мощностью до 10 кВА. Вторичная обмотка однофазного трансформатора разделена на две секции по 0,22 кВ со средней точкой.

На ТП 10/0,4 кВ устанавливают трансформаторы со схемой соединения «звезда- звезда с нулем» -12 группа. При необходимости симметрирования напряжений в ТП до 160 кВА могут применяться трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда - зигзаг с нулем» -11 группа. К сетям 6 кВ подключают КТП с трансформаторами 6/0,4 кВ - 11 группа соединений обмоток. Потребительские подстанции выполняются мачтовыми, комплектными или закрытыми и называются трансформаторными пунктами (ТП). На мачтовых ТП электрооборудование 10 кВ размещается в верхней части на опоре, на втором уровне монтируется силовой трансформатор, а щит низкого напряжения размещен на первом уровне для удобства обслуживания.

Под станции 10/0,4 кВ имеют распределительные устройства (РУ) 10 кВ и 0,4 кВ и один или два силовых трансформатора. Наиболее сложными

являются ТП проходного типа с трансформаторами мощностью 250 ... 630 кВА. К этим ТП заходят транзитом чаще всего две линии 10 кВ через выключатели нагрузки. В качестве секционирующих аппаратов на 10 кВ используют также два выключателя нагрузки (рис. 1.1). Использование двух секционирующих выключателей позволяет производить их поочередный ремонт без перерыва питания потребителей от двухтрансформаторной подстанции. Выключатели нагрузки позволяют оперировать линиями и трансформаторами под нагрузкой.

Наибольшее распространение получили тупиковые комплектные ТП. КТП называется такая подстанция, которая состоит из трансформатора и блоков, поставляемых в собранном или подготовленном для монтажа виде. КТП мощностью 25 ... 250 кВА для наружной установки поставляются в виде трех блоков: - силового трансформатора типа ТМ 25/10 ... ТМ 160/10; -шкафа высокого напряжения (ВН); -шкафа низкого напряжения (НН).

В дополнение к этим блокам необходимо установить и подключить разъединитель и заземляющее устройство.

Шкафы ВН и НН жестко соединены между собой. Для питания такой КТП используют одну линию ВЛ -10 кВ.

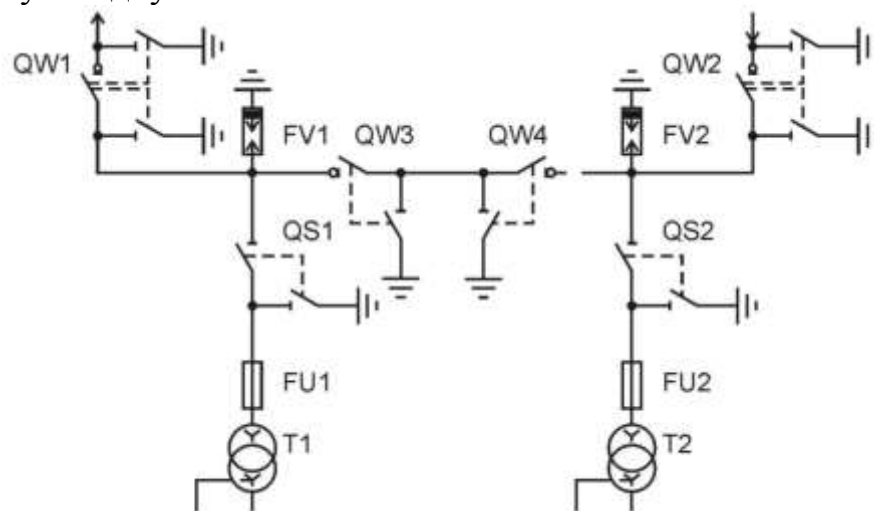


Рис. 1.1 - Схема распредел.устройства 10 кВ на ТП проходного типа.

КТП мощностью до 250 кВА монтируется на двух железобетонных фундаментах - стойках, устанавливаемых в сверленные котлованы (рис.1.2).

## 1.2 Конструктивное исполнение элементов КТП

### 1.2.1 Силовой трансформатор

Трансформатор имеют шихтованный магнитопровод с расположением стержней в одной плоскости. В некоторых конструкциях магнитопровод

выполняется витым, тогда при виде сверху стержни магнитопровода располагаются по треугольнику. Соответственно крышка бака выполняется в виде овального треугольника. На крышке бака располагаются три проходных изолятора высокого напряжения и четыре - низкого.

Все трансформаторы 10/0,4 кВ имеют устройство регулирования напряжения без возбуждения (ПВВ), которое управляется переключателем анцапф, рукоятка переключателя выведена на верхнюю крышку трансформатора. Регулирование напряжения осуществляется изменением числа витков обмотки высокого напряжения, при этом изменяется коэффициент трансформации. Такую операцию можно выполнять на отключенном трансформаторе только после выполнения всех организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасное выполнение работ. Наблюдение за уровнем масла в расширителе осуществляется по масломерному стеклу без отключения трансформатора. Периодический отбор масла из трансформатора осуществляется из крана специальной конструкции, установленном в нижней части бака. В этой части бака собирается самое увлажненное масло, так как влага тяжелее масла.

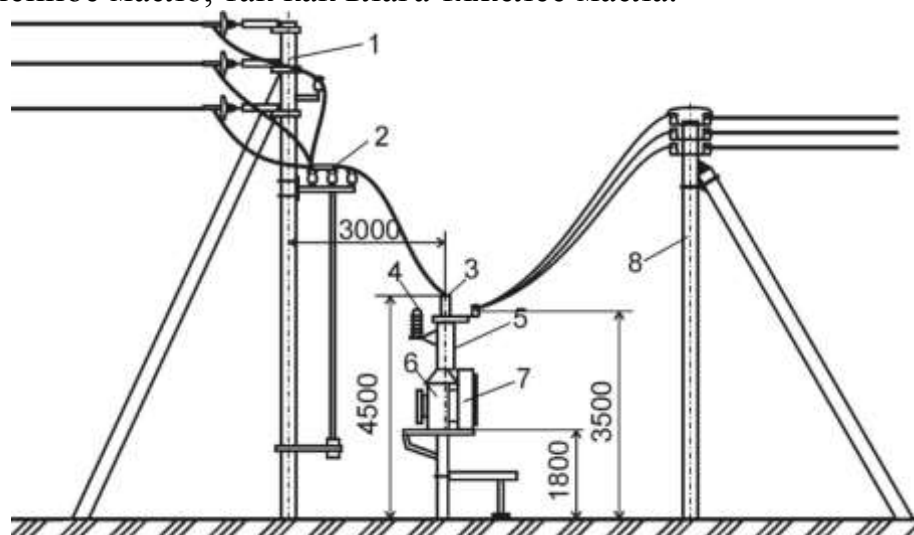


Рис. 1.2 - Установка КТП 10/0,4 кВ мощностью 25 ... 250 кВА

1- концевая опора 10 кВ; 2 - разъединитель 10 кВ; 3 - проходной изолятор; 4 - вентильный разрядник 10 кВ; 5 - вводное (распределительное) устройство 10 кВ; 6 - силовой трансформатор; 7 - распределительное устройство 0,4 кВ; 8 - концевая опора 0,38 кВ.

Для контроля за температурой верхних слоев масла предусмотрена установка термометров в специальное гнездо.

В некоторых КТП устанавливают трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда - зигзаг» с II группой соединений. Это соединение обмоток симметрирует напряжения при несимметричной нагрузке, но такой трансформатор стоит дороже обычного со схемой соединения обмоток «звезда - звезда с нулем».

### **1.2.2 Разъединитель**

На подстанции тупикового типа для включения и отключения трансформатора на холостом ходу на концевой опоре линии электропередачи 10 кВ устанавливают разъединитель для наружной установки типа РЛНДА1-10 с приводом ПРНЗ-10. Привод расположен на уровне, доступном для ручного управления. Этот разъединитель создает видимый разрыв в цепи высокого напряжения, когда необходимо выполнять ремонтные работы. Он позволяет управлять токами холостого хода трансформаторов мощностью до 400 кВА. Чтобы исключить оперирование разъединителем под нагрузкой, устанавливается блокировка между рубильником в шкафу 0,4 кВ и разъединителем 10 кВ. Только в отключенном положении рубильника можно снять ключ блокировочного замка, которым открывается привод разъединителя. А рубильник отключается после отключения автоматов в цепях линий 0,4 кВ.

На ТП с трансформаторами мощностью 630 кВА и выше для управления со стороны 10 кВ используют выключатели нагрузки, а не разъединители.

### **1.2.3 Шкаф высокого напряжения**

В шкафу ВН располагаются предохранители с заполнением кварцевым песком. Предохранители FU1 ... FU3 (рис. 1.3) защищают обмотку трансформатора от токов перегрузки, превышающих двухкратное значение, а также срабатывают при коротких замыканиях внутри корпуса трансформатора. В верхней части шкафа ВН закреплены траверсы для подключения проводов воздушных линий 0,4 кВ. Количество отходящих от ТП линий определяется мощностью трансформатора. В КТП мощностью до 160 кВА предусмотрено до трех отходящих линий 0,4 кВ. На шкафу ВН закреплены также разрядники, защищающие ТП от набегающих волн перенапряжений со стороны линии 10 кВ.

Дверца шкафа ВН заблокирована с заземляющими ножами разъединителя. После отключения разъединителя секторная блокировка приводов позволяет оперировать приводом заземляющих ножей. При включении заземляющих ножей можно повернуть ключ второго блокировочного замка, снять этот ключ и открыть шкаф ВН. Таким образом, плавкие вставки предохранителей можно заменить только после включения заземляющих ножей.

### **1.2.4 Шкаф низкого напряжения**

В шкафу НН расположены:

- приборы учета переданной электроэнергии;
- устройство контроля исправности линии 10 кВ;
- управление отходящими линиями 0,4 кВ;
- управление уличным освещением.

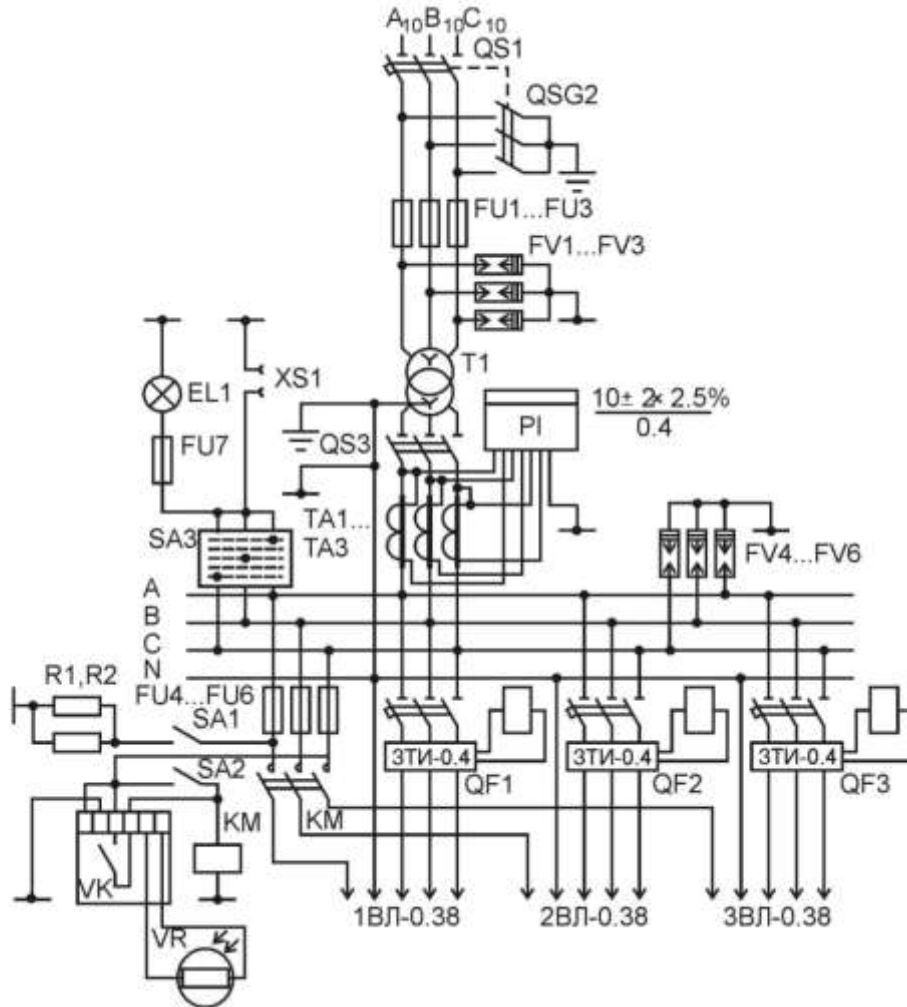


Рис. 1.3 - Принципиальная схема КТП до 160 кВА  
С наружной верхней части шкафа НН размещены разрядники низкого напряжения.

### 1) Приборы учёта переданной энергии

Учет всей переданной потребителям со вторичной обмотки трансформатора электроэнергии осуществляется по трехфазному счетчику активной энергии PI, который подключается к силовым цепям через трансформаторы тока TA1 ... TA3. Следует обратить внимание, что первичная и вторичная обмотки трансформаторов тока объединены, что исключает пробой изоляции между обмотками, так как обмотки оказываются под одним потенциалом. Такое объединение также уменьшает количество проводов между счетчиком и силовыми цепями.

Учёт количества электроэнергии осуществляется по разности показаний счётчика с учётом коэффициента трансформации трансформаторов тока

$$A_{\text{потр}} = (A_{\text{кон}} - A_{\text{нач}}) K_{\text{ТА}}$$

где  $A_{\text{потр}}$  - количество электроэнергии, переданной потребителям;  $A_{\text{нач}}$ ,  $A_{\text{кон}}$  - показания счетчика на начало и на конец периода измерения,



например, месяца;  $K_{ТА}$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

По счётчику активной энергии можно определить активную мощность, передаваемую через силовой трансформатор потребителям. Для этого следует зафиксировать количество оборотов диска за определенное время.

Во время эксплуатации необходимо следить за целостью вторичных цепей трансформаторов тока. Нарушение их целостности приводит к нагреванию железа магнитопровода и обугливанию изоляции обмоток трансформаторов тока. В холодное время года, при температуре окружающего воздуха  $0^{\circ}$  и ниже выключателем SA1 необходимо вручную включать подогрев счетчика с помощью резисторов R1 и R2, расположенных вблизи поверхности счетчика

## 2) Устройство контроля исправности линии 10 кВ

В процессе эксплуатации, особенно при возникновении неполнофазных режимов потребителей, на ТП проверяют наличие трех фазных напряжений. Для этого в щите НН установлен переключатель SA3 на три положения. На выходе этого переключателя установлена лампа EL1 через предохранитель FU7 и розетка XS1. Лампа EL1 используется для освещения шкафа НН в темное время суток, но одновременно по её накалу судят о симметрии поступающих фазных напряжений. При необходимости для контроля симметрии напряжений можно использовать вольтметр, подключаемый к розетке XS 1.

## 3) Управление отходящими линиями 0,4 кВ

Шины 0,4 кВ запитываются от силового трансформатора через разъединитель QS3 и трансформаторы тока. От шин 0,4 кВ отходят три линии 380/220 В 1ВЛ-0,38, 2ВЛ-0,38, 3ВЛ-0,38 к потребителям. Для оперативного управления на каждой ВЛ установлены автоматические выключатели QF1, QF2, QF3. Номинальные токи автоматов выбираются в зависимости от мощности ТП. Автоматы электромагнитными расцепителями без выдержки времени отключают близкие к ТП короткие замыкания. Удаленные К.З. и токи перегрузки линий отключаются полупроводниковой защитой ЗТИ-0,4. Эта защита воздействует на отключающую катушку автомата через выдержку времени после появления повреждения. Токи срабатывания ЗТИ-0,4 можно изменять ступенчато. При междуфазных К.З. токи срабатывания могут быть установлены 100, 160 и 250 А, а при однофазных К.З. 40,80 и 120 А. Предельное время отключения автомата при междуфазных и однофазных К.З. не превышает 15 с. В случае падения фазного провода ВЛ на влажную почву, когда через место повреждения будет протекать ток 3 ... 8 А отключение произойдет через 0,1 ... 0,2 с.

В связи с введением новых ГОСТов по электробезопасности линии 0,38 кВ выполняют из 6-ти проводов: три фазных провода, один нулевой

рабочий, один нулевой защитный и провод наружного освещения. В такой сети однофазные приемники подключаются между фазными и нулевым рабочим проводом, а все корпуса электрооборудования соединяются с нулевым защитным проводом.

#### 4) Управление уличным освещением

В щите НН смонтирована схема автоматического управления уличным освещением. Схема включает: - пробочные предохранители FU4 ... FU6; - магнитный пускатель КМ; - фотосопротивление VR, установленное в боковой стенке шкафа НН; - полупроводниковый усилитель УК; - выключатель ручного и автоматического управления SA2.

От силовых контактов магнитного пускателя КМ отходят три провода, по одному на каждую линию. Эти провода являются пятыми в пятипроводной уличной сети. К пятому проводу и к нулевому проводу линии подключаются лампы уличного освещения. Питание на усилитель УК и КМ подается через предохранитель FU6. Во включенном положении SA2 питание непосредственно подается на катушку магнитного пускателя, от которого загораются лампы уличного освещения. Это используют при замене перегоревших ламп в дневное время суток. В отключенном положении выключателя SA2 катушка КМ управляется от фотореле. Между клеммами 1-2 подводится фазное напряжение, одна полувольтна которого обрезаается однополупериодным выпрямителем - диодом VD2 и сглаживается конденсатором C. Выпрямленное напряжение подается на усилитель с эмиттерной обратной связью (рис. 1.4).

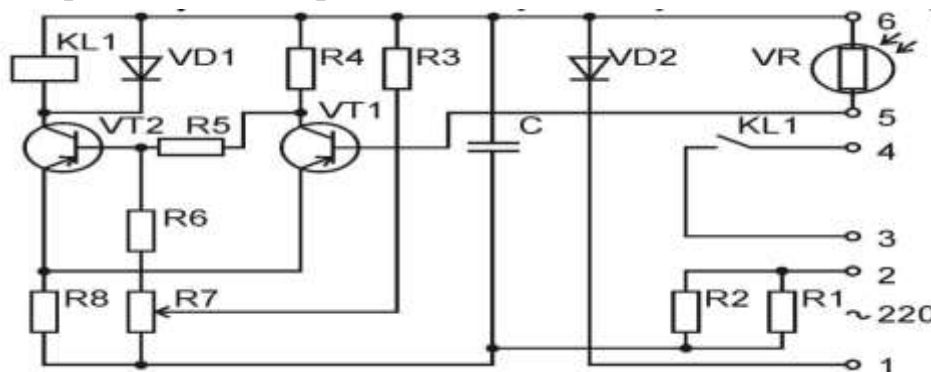


Рис. 1.4 - Принципиальная схема фотореле.

Изменение освещенности фотодатчика VR, при котором усилитель срабатывает, осуществляется резистором R 7. Эти резистором устанавливается исходный потенциал базы VT 1.

### 1.3 Заземляющее устройство

Любая подстанция имеет заземляющее устройство, представляющее собой заземлитель и заземляющие проводники. Заземлитель погружается в землю и представляет собой обычно четыре вертикальных электрода, выполненных из уголкового или круглой стали, длиной 3 ... 5 м и горизонтальных электродов, соединяющих вертикальные электроды. Горизонтальные электроды

располагают на глубине 0,7 м. Такое исполнение заземлителя обеспечивает выравнивание потенциала на поверхности грунта под ТП.

Заземляющими проводниками соединяется заземлитель с баком трансформатора и с корпусом шкафов НН и ВН и с нулевой точкой обмотки низкого напряжения трансформатора. Заземление нулевой точки трансформатора необходимо для снижения напряжения прикосновения к корпусам электрооборудования в случае обрыва и падения фазного провода на землю, а также для обеспечения сигнализации в случае повреждения изоляции между обмотками высокого и низкого напряжения трансформатора.

Кроме заземляющего устройства ТП на каждой отходящей линии устанавливают повторные заземления нулевого провода для снижения напряжения прикосновения.

#### **Контрольные вопросы:**

1. Для чего используется разъединитель на ТП со стороны 10 кВ?
2. Какие блокировки предусмотрены на КТП?
3. Какое соотношение напряжений и токов на выводах обмоток низкого и высокого напряжения?
4. Каким образом регулируется напряжение у потребителей?
5. Когда устанавливают выключатели нагрузки со стороны 10 кВ?
6. Как вычислить количество электроэнергии, переданной потребителям?
7. Как вычислить мощность, потребляемую от трансформатора?
8. Как работает усилитель в схеме уличного освещения?
9. Как осуществляется управление уличным освещением?
10. Как формируется пятипроводная воздушная линия 380 В?
11. Как формируется шестипроводная воздушная линия 380 В?
12. Для чего используется переключатель SA3?
13. Как защищается ТП от перенапряжений?
14. Какие условия необходимо выполнить для включения трансформаторов на параллельную работу?
15. Как выполняется заземляющее устройство ТП и для чего оно предназначено?
16. Что сработает на ТП при К.З. на отходящей линии 0,38 кВ?
17. Что сработает на ТП при замыкании в лампе уличного освещения?
18. Каким образом можно определить загрузку ТП?
19. Как осуществляется блокировка между низковольтным щитом и разъединителем?
20. Как изменить коэффициент трансформации силового трансформатора на ТП?

## Лабораторная работа №2

Тема: *Конструктивное исполнение линий электропередачи 0,38 и 10 кВ.*

Цель работы: *Изучить конструкцию элементов воздушных и кабельных линий электропередачи.*

*Содержание отчёта.*

Нарисовать эскиз концевой и соединительной муфты на 10 кВ.

2. Нарисовать принципиальную схему действия высокочастотной связи

### ***Порядок выполнения работы:***

1. Изучить конструктивное исполнение воздушных линий электропередачи 10 и 0,38 кВ, кабельных линий 10 и 0,38 кВ.

2. Познакомиться на макетном образце с кабельной соединительной муфтой.

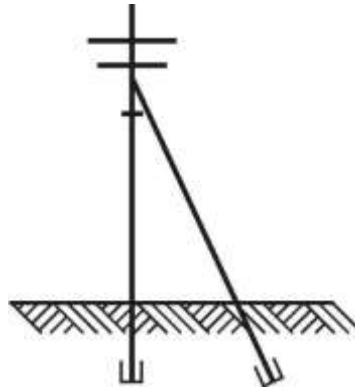
3. Разобраться с принципом работы высокочастотной связи по линиям электропередачи.

### **1. Общие сведения о воздушных линиях электропередачи**

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) предназначены для передачи электроэнергии на расстояние по проводам. Основными конструктивными элементами ВЛ являются опоры, провода, тросы, изоляторы и линейная арматура. Опоры поддерживают провода и тросы на безопасной для людей и животных высоте над уровнем земли или воды. Провода служат для передачи электроэнергии. Провода подвешиваются на опорах с помощью изоляции, которая обеспечивает необходимый изоляционный промежуток между опорой и проводом. В верхней части опор над проводами для защиты ВЛ от грозových перенапряжений устанавливают грозозащитные тросы. С помощью линейной арматуры провода и тросы закрепляются на изоляторах, а изоляторы на опорах.

Опоры ВЛ делятся на промежуточные и анкерные. Опоры на 0,38 и 10 кВ разрабатываются на базе деревянных или железобетонных вибрированных стоек. Деревянные опоры выполняются цельностоечные или составные из стоек и приставок. Приставки могут быть деревянные или железобетонные. Предпочтительнее опоры с железобетонными приставками.

Основные типы железобетонных опор ВЛ-0,38 кВ нормального габарита выполняются из вибрированного напряженного железобетона. Стойки имеют маркировку СНВ1,5-9,5 или СНВ2,0-9,5. Первая цифра указывает на расчётный изгибающий момент тсм, а вторая цифра - длину стойки в м. Опоры для линий на напряжение 0,38 кВ выполняются для подвески двух, пяти, восьми и девяти проводов. Промежуточные опоры могут быть угловыми, концевыми (рис.2.1), ответвительными. В тех случаях, когда возможно одностороннее тяжение проводов на опору предусматривается установка подкосов или оттяжек.



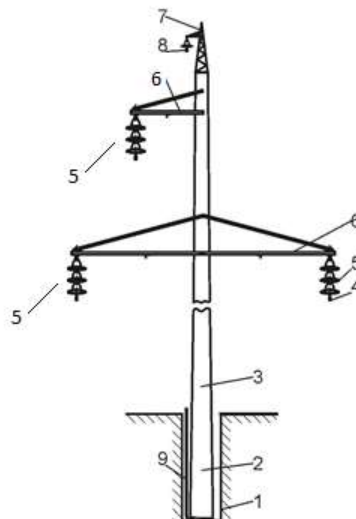
*Рис. 2.1 - Угловая промежуточная опора с подкосом на 0,38 кВ с подвеской проводов радиосети.*

Такая опора собирается из стоек СНВ-1,5-9,5 или СНВ-2,0-9,5. Опора заглубляется в грунт на глубину 1,8 м, высота стойки над поверхностью земли 7,7 м.

Рекомендуется такое расположение проводов на линиях 0,38 кВ: вверху - фазные провода, ниже фонарный, нулевой рабочий и нулевой защитный провода.

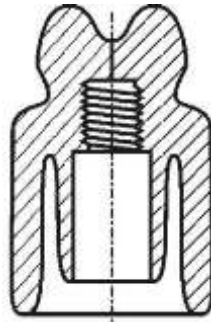
На промежуточных опорах 35 кВ и выше провода подвешиваются с помощью поддерживающих гирлянд изоляторов (рис.2.2).

Опоры анкерного типа служат для натяжения проводов, на этих опорах провода подвешиваются с помощью подвесных гирлянд. Расстояние между промежуточными опорами называется промежуточным пролетом или просто пролетом, а расстояние между анкерными опорами - анкерным пролетом. В анкерном пролете провода натягивают с помощью механизмов, а затем закрепляют на анкерных и промежуточных опорах.



*Рис. 2.2 - Промежуточная опора воздушной линии на 35 кВ  
1. Сверленный котлован, 2- подземная часть опоры; 3-стойка опоры, 4 - ушко для крепления провода; 5 - подвесной изолятор; 6- траверса; 7- тросостойка; 8 - грозозащитный трос; 9 - заземление опоры.*

Для всех опор 35 кВ используются железобетонные вибрированные стойки СВ 164- 12,7, длиной 16,4 м, с допустимым изгибающим моментом 12,7 тсм.

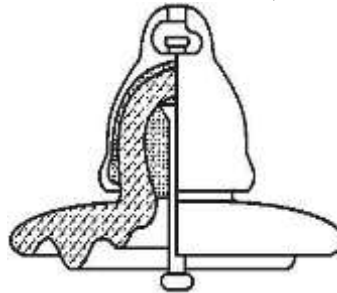


*Рис. 2.3 - Разрез штырьевого изолятора для линии 0,38 кВ*

Изолятор наворачивается на крюк опоры с помощью полиэтиленового колпачка или кабалки. Во избежание перекрытия изоляторов во время дождя предусматривается развитая поверхность в нижней части изолятора (юбки).

Из подвесных изоляторов (рис.2.4) собирают гирлянды. Количество изоляторов в гирлянде зависит от уровня напряжения линии. Один подвесной изолятор используют на линиях напряжением 6 и 10 кВ, 3-4 изолятора - на напряжении 35 кВ; 7 ... 10 изоляторов - на напряжении 110 кВ и т.д.

Подвесной изолятор типа ПФ-70-В выдерживает одноминутное напряжение в сухом состоянии 60 кВ, под дождем -32 кВ, разрушающая электромеханическая нагрузка не менее 70 кН, масса - 5 кг.



*Рис. 2.4- Подвесной изолятор тарельчатого типа ПФ-70-В*

Подвесной изолятор состоит из фарфоровой или стеклянной изолирующей части, металлической шапки и металлического стержня, соединенных с изолирующей частью посредством цементной связки.

Линейная арматура применяется для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опорам и делится на следующие основные виды: штыри, крюки, зажимы, сцепная арматура, соединители.

Штыри выпускаются стеклянные из закаленного стекла и стальные и предназначены для крепления штыревых изоляторов на деревянных и металлических траверсах, оголовках и на торцах стоек опор. Крюки предназначены для крепления фарфоровых и стеклянных штыревых изоляторов на деревянных опорах ВЛ. Во избежание поворота крюка его ось должна совпадать с осью провода.

Зажимы применяют для закрепления проводов в гирляндах подвесных изоляторов. Сцепная арматура включает скобы, серьги и ушки и служит для присоединения гирлянды к траверсе.

На работу ВЛ оказывают влияние механические нагрузки от собственного веса проводов или тросов, от гололедных образований, от давления ветра на провода и опоры, а также из-за изменений температуры воздуха. Габарит линии  $H$  не должен быть меньше 6 м (рис. 2.5). Величина пролета зависит от напряжения сети, для линий 0,38 кВ - 30-40 м, для линий 10 кВ 50-70 м. Под воздействием ветра возникает вибрация проводов - колебания с высокой частотой и незначительной амплитудой. Чтобы исключить перелом жил проводов при вибрации, вблизи точек крепления проводов к гирлянде изоляторов устанавливают виброгасители. Виброгасители представляют собой два чугунных груза, соединенных стальным коротким тросом. Закрепляется виброгаситель на проводе болтовым зажимом. Собственная частота гасителей во много раз меньше, чем провода, поэтому точка крепления провода к изоляторам не колеблется и провод не переламывается в месте крепления. Для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов малых сечений для гашения вибраций устанавливают на промежуточных опорах демпфирующие петли - фистоны - отрезки проводов, шунтирующие точку крепления. Под действием ветра возможна также пляска проводов (колебания с малой частотой и большой амплитудой). Указанные механические нагрузки, вибрации и пляска проводов могут приводить к обрыву проводов, поломке опор, схлестыванию проводов либо сокращению изоляционных промежутков, что приводит к пробоям и перекрытию изоляции.

ВЛ выполняются на напряжения от 0,38 до 500 кВ неизолированными (голыми) проводами. Провода характеризуются площадью поперечного сечения в мм. Сечение провода на участке ВЛ определяется механической прочностью и величиной тока нагрузки. Выбор сечения проводов осуществляется по допустимому току (по нагреву), по допустимой потере напряжения, по экономическим показателям.

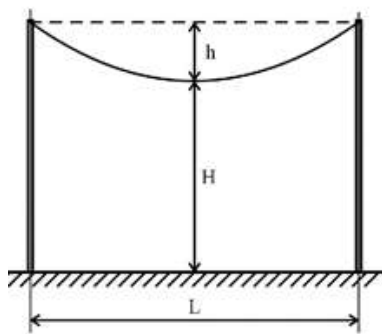


Рис. 2.5 - Пролет воздушной линии

$L$  - длина пролета;

$h$  - стрела провеса провода;  $H$  - габарит линии.

При небольших нагрузках на напряжении 0,38 кВ используют одножильные оцинкованные стальные провода ПСО-5 и ПСО-б, последние цифры обозначают диаметр проводов. Чаще всего на ВЛ используют многожильные алюминиевые, провода из сплавов алюминия или сталеалюминевые провода. Многожильные провода имеют от 7 до 61 проволоки, скрученных концентрическими повивами. Алюминиевые провода имеют марку, например, А-25, где 25 - площадь поперечного сечения всех проводников. Сталеалюминевые провода имеют марку, например, АС-35, где 35 - площадь поперечного сечения алюминиевой части провода. Стальной трос внутри такого комбинированного провода несет механическую нагрузку, а алюминиевая часть - электрическую.

Промышленность выпускает провода и кабели кусками определенной длины, размещаемых на барабане. На ВЛ отрезки проводов соединяют друг с другом с помощью соединителей, подразделяемых на овальные и прессуемые. Овальные соединители применяют для проводов сечением до 185 мм.

Прессуемые соединители используются для соединения проводов сечением  $240 \text{ мм}^2$  и более и стальных тросов всех сечений.

В последнее время начинают использовать самонесущие изолированные провода (СИП) для ВЛ напряжением 0,38 кВ. На таких линиях применяются изолированные фазные провода, скрученные в жгут относительно изолированного или неизолированного несущего нулевого провода. Ответвления к вводу допускается выполнять изолированными, скрученными в жгут проводами без несущего провода.

В результате первых лет эксплуатации линий с СИП отмечаются их следующие преимущества по сравнению с линиями, выполненными неизолированными проводами:

1) Снижение потери напряжения благодаря значительно меньшему реактивному сопротивлению (в среднем 0.1 Ом/км вместо 0.35 Ом/км), что увеличивает нагрузку в кВт при аналогичной линии и такой же потере напряжения или повышает качество переданной энергии при той же нагрузке.

2) Улучшение рабочих условий за счет устранения возможности контакта с посторонними предметами.

3) Уменьшение необходимой ширины вырубki в лесистой местности.

4) Снижение риска возникновения пожаров в лесистой или покрытой кустарником местности при падении провода на землю.

5) Уменьшение допустимого расстояния до строений и других воздушных (например, телефонных) линий, что обеспечивает большую гибкость при прокладке.

6) Возможность использования более коротких опор - допустимое расстояние до поверхности земли для изолированных проводов составляет 4 м, для неизолированных - 6 м.



7) Возможность установки дополнительных СИП параллельно существующим для увеличения пропускной способности сети (что недопустимо при использовании неизолированных проводов),

8) Возможность совместной прокладки на одних и тех же опорах одновременно СИП 0.4 кВ и высоковольтных воздушных линий 6-20 кВ с неизолированными или защищенными проводами.

9) Упрощение процесса прокладки новой линии, относительная простота переоборудования существующих линии с неизолированными проводами на линии ВЛИ с самонесущими изолированными проводами.

10) Возможность одновременного монтажа на одних и тех же опорах телефонных линий (на 0.5 м ниже линии с СИП).

11) Снижение вероятности разрыва фазных проводов посторонними механизмами. Обеспечение бесперебойного электроснабжения в случае срыва СИП с опор.

12) Полное устранение опасности контакта с проводом, в том числе для птиц.

13) Безопасность и экономичность подключения потребителей (разводки), которое можно проводить под напряжением.

14) Полная защищенность от воздействия влаги и коррозионная устойчивость благодаря изоляции проводов и наличию современных нержавеющих и водозащищенных монтажных изделий и разъемов.

15) Устранение опасности замыкания фазы на землю из-за поломки изолятора или контакта провода с ветками деревьев.

16) Полностью исключается возможность запутывания проводов из-за ветра или атмосферной неустойчивости, что является причиной 40 % аварий в сетях с применением неизолированных воздушных проводов.

17) Мелкие повреждения изоляционного материала не требуют немедленного ремонта.

18) Уменьшение числа аварий более чем в 5 раз.

## **2. Высокочастотная связь по линиям электропередачи**

Высокочастотная связь обеспечивает: 1) ведение оперативных переговоров; 2) телеизмерение нагрузки, телеуправление, телесигнализацию положения выключателей; 3) высокочастотную защиту линий электропередачи.

Любая подстанция 35/10 кВ имеет связь с диспетчерским пунктом по радиорелейной линии или по высокочастотным каналам линий электропередачи 35 кВ (рис.2.6). Передача высокочастотных сигналов по линиям напряжением 10 кВ не получила распространения из-за большой разветвленности.

Для передачи высокочастотных сигналов по каналу - фаза линии электропередачи - земля на обоих концах линии устанавливаются по одному полуккомплекту для высокочастотной обработки. Каждый полуккомплект содержит высокочастотный заградитель (ВЗ), перед заградителем между фазой и землей включается конденсатор связи (КС), к которому подключается фильтр присоединения (ФП). ВЗ не пропускает высокую частоту на подстанцию. ФП представляет собой согласующий трансформатор. ФП высокочастотным кабелем связан с приемо - передатчиком (ПП), который соединен с телефонным аппаратом (ТА).

Высокочастотный заградитель представляет собой катушку индуктивности с конденсаторами, которые представляют собой фильтр для разделения электрических сигналов по частоте. На обоих концах линии электропередачи высокочастотные заградители настраиваются на одну и ту же полосу частот. Ток промышленной частоты 50 Гц свободно проходит через катушку индуктивности, так как ее сопротивление пропорционально частоте  $X_L = \omega L$  и составляет небольшую величину. Для высокочастотного сигнала, например

50 000 Гц катушка индуктивности представляет собой большое сопротивление. Высокая частота не проходит из линии на подстанцию и уходит через КС к ФП.

Конденсатор связи, наоборот для низкой частоты 50 Гц представляет большое сопротивление в соответствии с формулой  $X_C = 1/\omega C$ , а для высокой частоты, например, 50 кГц - малое сопротивление. Тогда высокая частота передается по контуру «провод-земля» с одного конца линии электропередачи к другому.

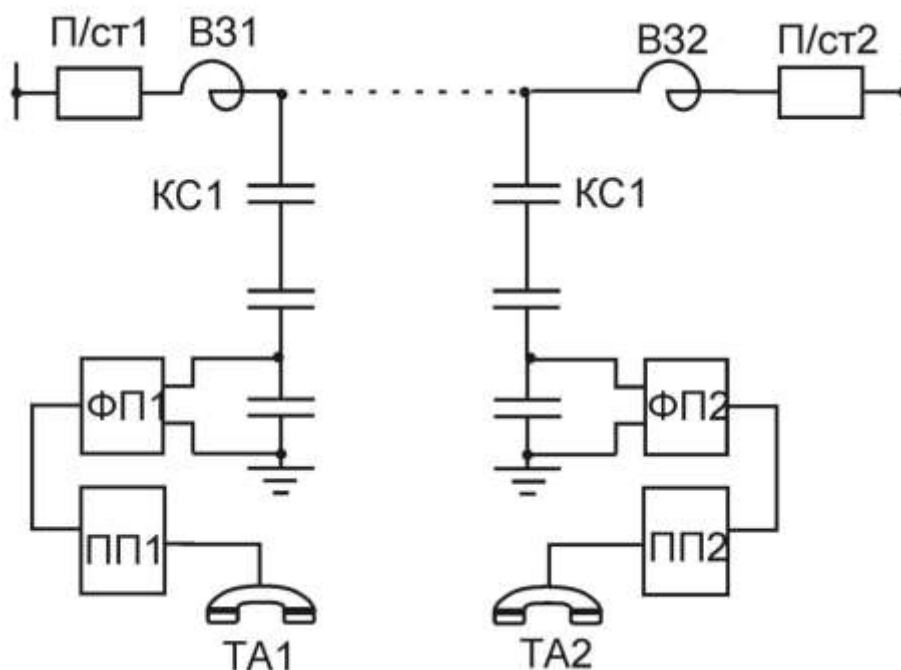


Рис. 2.6 - Высокочастотная связь по линии электропередачи

Звуковой сигнал в микрофоне телефонного аппарата ТА1 преобразуется в низкочастотный электрический сигнал. В приемопередатчике ПП1 этот сигнал модулируется высокой частотой по амплитуде. Модулированный высокочастотный сигнал по высокочастотному кабелю поступает к фильтру присоединения ФП1. В ФП1 этот сигнал преобразуется и через конденсатор связи КС 1 проходит на воздушную линию электропередачи ВЛ. Поскольку для высокой частоты высокочастотный заградитель ВЗ1 представляет большое сопротивление, то высокая частота не попадает к шинам под станции П/СТ 1, а проходит на другой конец линии электропередачи к подстанции П/СТ 2. На другом конце линии электропередачи высокая частота проходит через конденсатор связи КС2, фильтр присоединения ФП2, высокочастотный кабель к приемопередатчику ПП2. В ПП2 высокочастотный сигнал демодулируется и в телефонной трубке ТА2 электрический сигнал преобразуется в звуковой. Аналогично проходит сигнал в обратном направлении от П/СТ 2 к подстанции П/СТ 1.

Высокочастотная связь по линиям электропередачи позволяет связаться с любой подстанцией практически с любыми районами нашей страны через диспетчеров предприятий электрических сетей и диспетчеров энергосистем.

По высокочастотному каналу можно передавать одновременно несколько сигналов на разных частотах. По нему ведутся не только телефонные оперативные переговоры, но и на некоторых линиях напряжением 110 кВ и выше осуществляется работа быстродействующей высокочастотной защиты. Такая защита позволяет отключать короткие замыкания на линии настолько быстро, что в большинстве случаев провода не успевают оплавиться.

Кроме этого по высокочастотному каналу передаются сигналы современных автоматизированных систем управления и контроля за работой энергетических объектов. Диспетчер в любое время может посмотреть на подстанции положение коммутационных аппаратов и даже управлять ими.

Контрольные вопросы:

1. Что такое габарит, стрела провеса, длина пролета ВЛ?
2. Что такой анкерный пролет?
3. Как определяется стрела провеса?
4. Как выбирается сечение проводов линии электропередачи?
5. Как соединяются провода воздушной линии?
6. Техническое исполнение заземления опоры?
7. Для чего заземляются опоры?
8. Для чего необходима высокочастотная связь?
9. На каком принципе действует высокочастотная связь по ЛЭП?
10. Где на линии устанавливают элементы высокочастотной связи?
11. Как прокладываются высоковольтные кабельные линии?
12. Как расшифровывается марка провода, А-35, АС-70.
13. В чем преимущества самонесущих изолированных проводов?

### Лабораторная работа № 3

#### **Тема: Механическая прочность сталеалюминевых проводов.**

*Цель работы:* определение фиктивных физико–механических характеристик сталеалюминевых проводов; исследование влияния климатических условий на механическую прочность комбинированных проводов воздушных линий передач; выбор расчётных условий для механического расчёта и монтаж проводов в заданном пролёте.

#### **Содержание отчёта**

1. Включить в отчёт аккуратно оформленную расчётную часть.
2. Сравнить результаты расчёта с экспериментальными данными и сделать выводы о влиянии температуры, гололёда, ветра на механические напряжения и стрелы провеса провода.
3. Составить монтажные кривые.

#### **Теоретическая часть**

Необходимость повышения механической прочности алюминиевых проводов привела к разработке конструкций сталеалюминевых проводов.

Сталеалюминевые провода имеют стальной сердечник в виде гибкого троса из одной или нескольких стальных оцинкованных проволок. Алюминиевые проволоки скручиваются со стальным сердечником одним, двумя или тремя повивами и являются токоведущей частью, т.к. электропроводность стального сердечника практически не влияет на электрическое сопротивление провода.

Соотношение сечений алюминиевой и стальной частей провода различно и указывается в марке провода.

$$k = \frac{F_a}{F_c} = \frac{A}{C}$$

Оно выбирается в соответствии с климатическими и природными условиями местности, в которой сооружается ВЛ, и обеспечивает как электрические характеристики линии, так и механическую прочность.

**Для сталеалюминевых проводов** рекомендуются следующие области применения:

1. В районах с толщиной стенки гололёда до 20 мм: при сечении до 185 мм<sup>2</sup> – с соотношением алюминия к стали А:С= 6,0–6,25; при сечении 240 мм<sup>2</sup> и более – с отношением А:С=7,71–8,04.

2. В районах с толщиной стенки гололёда более 20 мм: при сечениях до 95 мм<sup>2</sup> – с отношением А:С=6,0; при сечениях 120–400 мм<sup>2</sup> с отношением А:С=4,29–4,39; при сечениях 450 мм<sup>2</sup> и более с соотношением А:С=7,71–8,04.

3. На больших переходах с пролётами более 800 м – с соотношением А:С=1,46.

Выбор других марок проводов обосновывается технико-экономическими расчётами.

Соотношения расчётных климатических условий для комбинированных проводов выбираются по тем же критериям, что и для монометаллических, для механического расчёта справедливы все формулы, полученные ранее (см. лабораторную работу № 4), но при этом используют фиктивные: напряжение –  $\sigma_0$ , модуль упругости –  $E_0$ , коэффициент температурного расширения –  $\alpha_0$ , которые относятся ко всему проводу в целом. Сталь и алюминий имеют разные физико-механические характеристики и по-разному воспринимают нагрузку растяжения (модули упругости алюминия  $E_a$  и стали  $E_c$  не равны) и нагрузку из-за изменения температуры (коэффициенты температурного расширения алюминия  $\alpha_a$  и стали  $\alpha_c$  также не равны).

Рассмотрим действие указанных нагрузок на провод поочерёдно:

1. Натянутый с силой  $T_T$  сталеалюминевый провод получит относительное упругое удлинение  $\Delta l_T^*$  (рис. 5.1):

$$\Delta l_T^* = \frac{\sigma_{aT}}{E_a} = \frac{\sigma_{cT}}{E_c} = \frac{\sigma_T}{E_0}. \quad (5.1)$$

Здесь:  $\sigma_T$  напряжение в проводе от механической нагрузки.

Сила  $T_T$ , действующая на провод:

$$T_T = T_{cT} + T_{aT}. \quad (5.2)$$

$$\sigma_T = \frac{T_T}{F_p},$$

Фиктивное напряжение, действующее на провод в целом при этом напряжения в стальной и алюминиевой частях:

$$\sigma_{cT} = \frac{T_{cT}}{F_c} \quad \text{и} \quad \sigma_{aT} = \frac{T_{aT}}{F_a}.$$

Используя соотношения (5.1) и (5.2), получим:

$$E_0(F_c + F_a) = E_c F_c + E_a F_a, \text{ откуда}$$

$$E_0 = \frac{E_c + E_a k}{1 + k}.$$

Фиктивный коэффициент упругого удлинения провода

$$\beta_0 = \frac{1}{E_0} = \frac{1+k}{E_c + E_a k}.$$

Модуль упругости стали, примерно, в 3 раза больше модуля упругости алюминия, следовательно, напряжение в стальной части провода значительно больше, чем в алюминиевой (рис. 5.2). Так как предел прочности стали при растяжении почти в 8 раз больше, чем алюминия, то механическую нагрузку провода ограничивает напряжение в алюминиевой части.

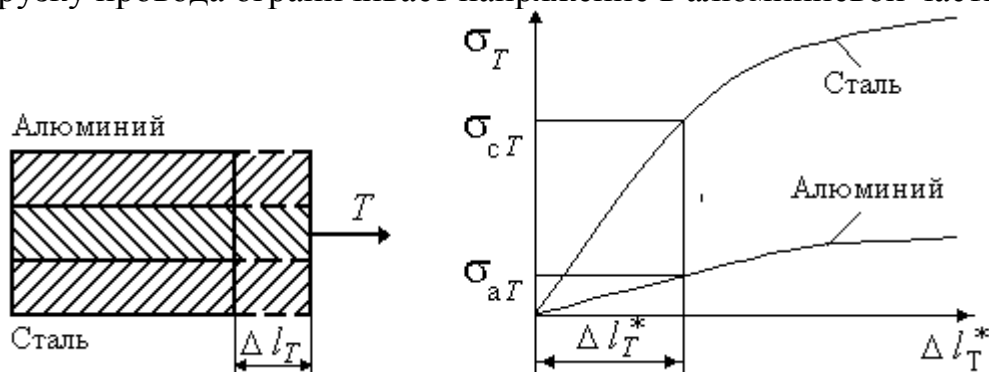


Рис. 5.1 Растяжение сталеалюминиевого провода. Рис. 5.2 Напряжения в стальной и алюминиевой частях провода при растяжении

Исходя из (5.1), **фиктивное напряжение от нагрузки**, растягивающей провод:

$$\sigma_T = \sigma_{aT} \frac{E_0}{E_a} \quad (5.3)$$

2. Напряжение в сталеалюминиевом проводе, возникающее при изменении температуры, обусловлено тем, что температурный коэффициент расширения алюминия  $\alpha_a$  почти в 2 раза больше, чем стали –  $\alpha_c$ .

Если температура провода  $\theta$  больше температуры его изготовления  $\theta_0$  ( $\theta > \theta_0$ ), то при отсутствии трения между частями провода алюминиевая его часть получила бы большее удлинение, чем стальная (рис.5.3,б).

Очевиден и обратный результат: при снижении температуры  $\theta < \theta_0$  алюминиевая часть стала бы короче стальной. Однако провод ведёт себя как единое целое, поэтому удлинение алюминия и стали при нагревании будет одинаковым (рис. 5.3, в), но при этом алюминиевая часть провода будет испытывать сжимающее усилие, а стальная растягивающее. Таким образом в проводе возникают температурные напряжения.

При  $\theta > \theta_0$  и отсутствии связи между алюминием и сталью (рис.5.3, б) части провода получили бы удлинения:

$$\Delta l_a = \alpha_a l (\theta - \theta_0),$$

$$\Delta l_c = \alpha_c l (\theta - \theta_0).$$

В действительности удлинение провода составит (рис. 5.3, в)

$$\Delta l_\theta = \alpha_0 l (\theta - \theta_0).$$

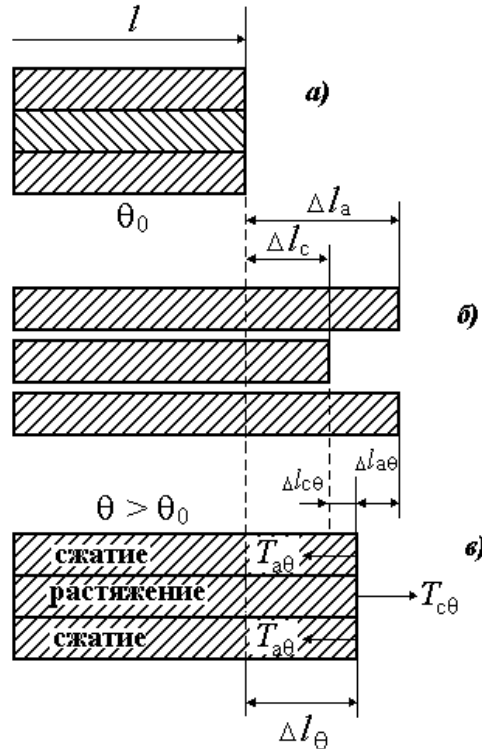


Рис. 5.3 Температурные напряжения в сталеалюминевом проводе: а) провод при  $\theta_0$ ; б) провод при независимом расширении алюминия и стали; в) провод как одно целое при  $\theta > \theta_0$

Таким образом, температурное усилие в алюминиевой части  $T_{a\theta}$  должно сжать её на  $\Delta l_{a\theta} = (\alpha_a - \alpha_0) l (\theta - \theta_0)$ ,

а в стальной части  $T_{c\theta}$  растянуть –

$$\Delta l_{c\theta} = (\alpha_0 - \alpha_c) l (\theta - \theta_0).$$

По закону Гука (5.1):

$$\sigma_{a\theta} = \Delta l_{a\theta}^* E_a \quad \text{и} \quad \sigma_{c\theta} = \Delta l_{c\theta}^* E_c. \quad (5.7)$$

Здесь:  $\Delta l_{a\theta}^*$ ,  $\Delta l_{c\theta}^*$  – удлинения, отнесённые к длине провода.

Учитывая указанные соотношения и подставляя в (5.6) (5.4) и (5.5), получим:

$$(\alpha_0 - \alpha_c) (\theta - \theta_0) E_c F_c = (\alpha_a - \alpha_0) (\theta - \theta_0) E_a F_a,$$

откуда: **фиктивный коэффициент температурного расширения** провода:

$$\alpha_0 = \frac{\alpha_a E_a F_a + \alpha_c E_c F_c}{E_c F_c + E_a F_a}.$$

Фиктивное напряжение в алюминиевой части провода при изменении температуры (5.7)  $\sigma_{a\theta} = (\alpha_a - \alpha_0)(\theta - \theta_0)E_a$  (5.8)

**Результирующее напряжение в сталеалюминевом проводе** определяется, как отмечалось выше, по алюминиевой его части на единицу длины провода:

$$\sigma_a = \sigma_{aT} - \sigma_{a\theta}.$$

С учётом (5.8) получим:

$$\sigma_{aT} = \sigma_a + \sigma_{a\theta} = \sigma_a + (\alpha_a - \alpha_0)(\theta - \theta_0)E_a,$$

Фиктивное напряжение провода в целом (5.3) равно:

$$\sigma_0 = \left[ \sigma_a + (\alpha_a - \alpha_0)(\theta - \theta_0)E_a \right] \frac{E_0}{E_a}.$$

Допустимое напряжение сталеалюминиевого провода определяется, если принять  $\sigma_a = [\sigma]_a$ , т.е.:

$$[\sigma] = \left\{ [\sigma]_a + (\alpha_a - \alpha_0)(\theta - \theta_0)E_a \right\} \frac{E_0}{E_a}.$$

**При проведении механических расчётов** выделяют три значения допустимых напряжений для сталеалюминевых проводов: допустимое напряжение при наименьшей температуре  $[\sigma]_{\theta_{\text{нм}}}$  и наибольшей нагрузке  $[\sigma]_{\gamma_{\text{нб}}}$  (они равны  $[\sigma]_{\theta_{\text{нм}}} = [\sigma]_{\gamma_{\text{нб}}} = [\sigma]$ ) и допустимое напряжение при среднегодовой температуре  $[\sigma]_{\theta_{\text{сг}}}$ .

**При механическом расчёте сталеалюминевых проводов** в отличие от монометаллических необходимо проверять механические напряжения в проводе, сравнивая их с допустимыми, для трех наиболее опасных условий: 1) при наименьшей температуре:  $\sigma_{\theta_{\text{нм}}} \leq [\sigma]$ ; 2) при наибольшей нагрузке:  $\sigma_{\gamma_{\text{нб}}} \leq [\sigma]$ ; 3) при среднеэксплуатационных условиях:  $\sigma_{\theta_{\text{сг}}} \leq [\sigma]_{\theta_{\text{сг}}}$ .

При выборе из трёх названных расчётного условия помимо второго критического пролёта вводятся понятия первого и третьего критических



пролётов, которые также как и второй определяются по равенству допустимых напряжений при разных условиях.

Для **первого критического пролёта** допустимое напряжение достигается дважды: при наименьшей температуре (в уравнении состояния индексу  $n$  соответствуют условия  $[\sigma]_{\theta_{\text{нм}}}, \gamma_1, \theta_{\text{нм}}$ ) и при среднеэксплуатационных условиях (в уравнении состояния в соответствии с индексом  $m$  подставляются  $[\sigma]_{\theta_{\text{ср}}}, \gamma_1, \theta_{\text{ср}}$ ).

Для **третьего критического пролёта** допустимое напряжение достигается также два раза: при  $n - [\sigma]_{\theta_{\text{ср}}}, \gamma_1, \theta_{\text{ср}}$  и  $m - [\sigma]_{\gamma_{\text{нб}}}, \gamma_{\text{нб}}, \theta_{\text{Г}}$ .

Таким образом для любого критического пролёта из уравнения состояния следует:

$$l_{\text{кр } i} = \frac{2[\sigma]_n}{\gamma_m} \sqrt{\frac{\sigma\{([\sigma]_n - [\sigma]_m) \cdot \beta + \alpha(\theta_n - \theta_m)\}}{\left(\frac{\gamma_n}{\gamma_m}\right)^2 - \left(\frac{[\sigma]_n}{[\sigma]_m}\right)^2}}.$$

Если для реальных линий электропередач при определённых соотношениях климатических условий местности, где сооружается линия, не достигается равенство  $[\sigma]_n \neq [\sigma]_m$ , то в этом случае критического пролёта не существует, его называют мнимым критическим пролётом. Если критический пролет существует, но не влияет на выбор расчётных климатических условий, он называется фиктивным. Соотношения между критическими пролётами могут быть самыми различными в зависимости от марок провода и механических нагрузок.

Выбор расчётных условий для конкретной линии и заданного пролёта производится в соответствии с табл. 5.1.

Правильно выбранные по табл. 5.1 **расчётные условия** позволяют обеспечить надёжную работу передачи и грамотно провести монтаж провода в пролёте, т.е. при любых соотношениях климатических условий механические напряжения, возникающие в проводе, не превысят допустимых значений. Величина этих напряжений определяется по уравнению состояния провода для фиктивных физико-механических характеристик.

Для **расчёта тяжений, длин провода в пролёте, стрел провеса, для составления монтажных кривых и таблиц** необходимо использовать рекомендации и формулы, представленные в теоретической части лабораторной работы № 4.

Таблица 5.1

| Соотношение критических пролётов                               | Расчёт прол.           | Соотношения действ. и критич. прол.                       | Исходные расчётные условия  |
|--|------------------------|---|---|
| $l_{1кр} < l_{2кр} < l_{3кр}$<br>$l_{2кр}$ – фиктивный         | $l_{1кр}$<br>$l_{3кр}$ | $l < l_{1кр}$<br>$l_{1кр} < l < l_{3кр}$<br>$l > l_{3кр}$ | $[\sigma]_{\theta_{HM}, \theta_{HM}, \gamma_1}$<br>$[\sigma]_{\theta_{сг}, \theta_{сг}, \gamma_1}$<br>$[\sigma]_{\gamma_{нб}, \theta_{Г}, \gamma_{нб}}$ |
| $l_{3кр} < l_{2кр} < l_{1кр}$<br>$l_{1кр}$ и $l_{3кр}$ – фикт. | $l_{2кр}$              | $l < l_{2кр}$<br>$l > l_{2кр}$                            | $[\sigma]_{\theta_{HM}, \theta_{HM}, \gamma_1}$<br>$[\sigma]_{\gamma_{нб}, \gamma_{нб}, \theta_{Г}}$  |
| $l_{2кр} < l_{3кр}$<br>$l_{1кр}$ – мнимый                      | $l_{3кр}$              | $l < l_{3кр}$<br>$l > l_{3кр}$                            | $[\sigma]_{сэ, \theta_{сг}, \gamma_1}$<br>$[\sigma]_{\gamma_{нб}, \theta_{Г}, \gamma_{нб}}$   |
| $l_{1кр} < l_{2кр}$<br>$l_{3кр}$ – мнимый                      | $l_{1кр}$              | $l < l_{1кр}$<br>$l > l_{1кр}$                            | $[\sigma]_{\theta_{HM}, \gamma_1, \theta_{HM}}$<br>$[\sigma]_{сэ, \gamma_1, \theta_{сг}}$   |

**Объект исследования**

В работе исследуются механические характеристики проводов воздушной двухцепной линии  $U_{ном} = 220кВ$ . Провода закрепляются по вершинам треугольника (бочка) на одностоечной металлической опоре. Марка провода, сечение, длина пролёта и климатические условия в районе сооружения линии задаются в табл.5.2. Расчёт проводят для одной цепи ВЛ. Воздушная линия проложена в ненаселённой местности. В поддерживающей провод гирлянде изоляторов 14 штук типа ПС6–А, длина гирлянды  $l = 2$  м [5].

Таблица 5.2

| № бригады | Марка провода | $l, м$ | Район по гололёду | Район по ветру | Температура, °С |            |                |
|-----------|---------------|--------|-------------------|----------------|-----------------|------------|----------------|
|           |               |        |                   |                | Наибольшая      | Наименьшая | Средне-годовая |
| 1         | АС–240/32     | 200    | II                | III            | 35              | –30        | +5             |
| 2         | АС–300/39     | 250    | III               | I              | 30              | –35        | 10             |
| 3         | АС–400/22     | 300    | I                 | III            | 40              | –40        | 10             |
| 4         | АС–240/56     | 300    | III               | II             | 25              | –40        | –10            |
| 5         | АС–400/51     | 350    | IV                | II             | 40              | –40        | 5              |
| 6         | АС–300/46     | 350    | II                | IV             | 35              | –35        | 0              |

|   |           |     |     |    |    |     |    |
|---|-----------|-----|-----|----|----|-----|----|
| 7 | АС-400/64 | 300 | III | IV | 30 | -30 | 5  |
| 8 |           | 400 | IV  | I  | 40 | -35 | 10 |

Схема пролёта и размеры промежуточной опоры представлены на рис. 5.4.

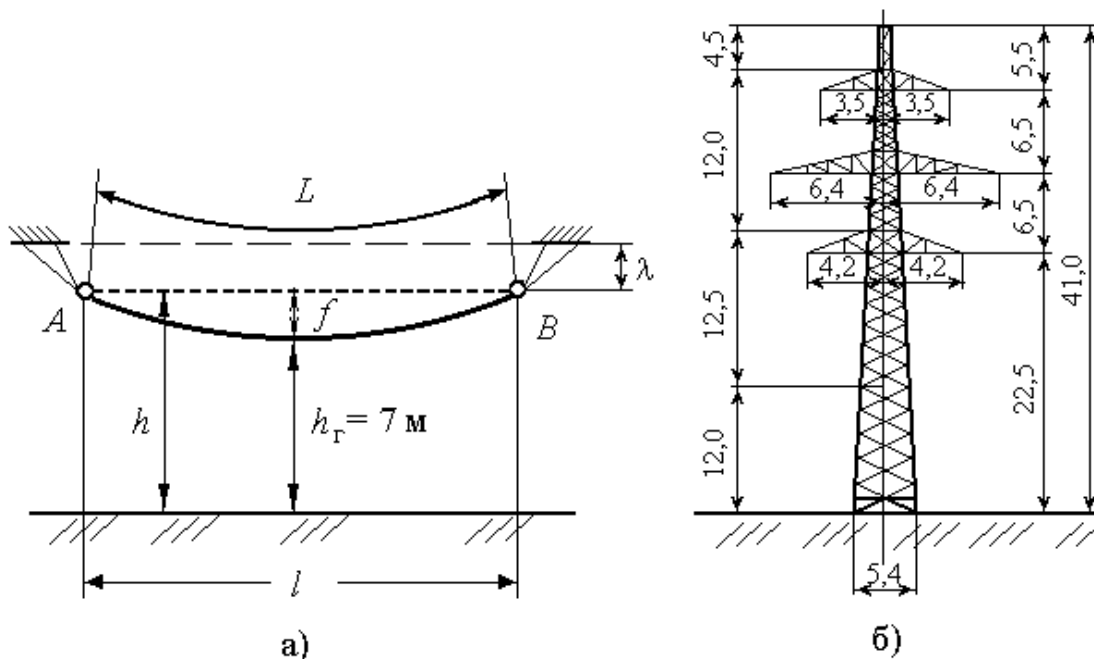


Рис. 5.4 Воздушная двухцепная линия: а) схема пролёта ВЛ; б) размеры промежуточной опоры

### Расчётная часть работы

1. Рассчитать удельные механические нагрузки на провод. Учитывая высоту расположения приведённого центра тяжести проводов при определении скоростного напора принять поправочный коэффициент на возрастание скорости ветра по высоте

$k_q^h = 1,25$ ;  $k_l = 1$ ;  $\alpha = 0,85$ ;  $C_x = 1,1$  для проводов диаметром  $d < 20$  мм, свободных от гололёда, во всех остальных

случаях  $C_x = 1,2$  [1].

2. Определить для заданной марки провода фиктивные физико-механические характеристики  $\alpha_0, E_0, \beta_0$ . Принять:

$$\alpha_a = 23 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{°C}}, \alpha_c = 12 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{°C}}, E_a = 63 \cdot 10^3 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2},$$

$$E_c = 200 \cdot 10^3 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2}.$$

Сравнить полученные характеристики со значениями, приведёнными для заданной марки провода в [1,2].

Выбрать нормированные значения допустимых механических напряжений для провода в целом  $[\sigma]_{\theta_{\text{нм}}}$ ,  $[\sigma]_{\gamma_{\text{нб}}}$ ,  $[\sigma]_{\theta_{\text{сг}}}$  [1].

3. Для заданного пролёта  $l$  определить расчётные климатические условия, рассчитав и сравнив три критических пролёта.

4. Определить критическую температуру и найти наибольшую стрелу провеса. Проверить габарит для принятой опоры.

5. Построить монтажные кривые, используя уравнение состояния, для  $\theta_{\text{нм}}$ ,  $-20^{\circ}$ ,  $0^{\circ}$ ,  $+20^{\circ}$ ,  $q_{\text{нб}}$ . Определить стрелы провеса и напряжения в нижней точке провода.

6. Рассчитать длину провода в пролёте при  $q_{\text{нб}}$ , определить напряжения и тяжения в точках закрепления провода при  $\theta_{\text{нм}}$ .

### Программное обеспечение

Работа выполняется по программе, записанной в файл под именем [ELS5.exe](#).

После активизации файла на экране изображается **фронтальная панель** (рис 5.5). В левой верхней части располагаются цифровые задатчики исходных данных исследуемого провода и климатических условий.

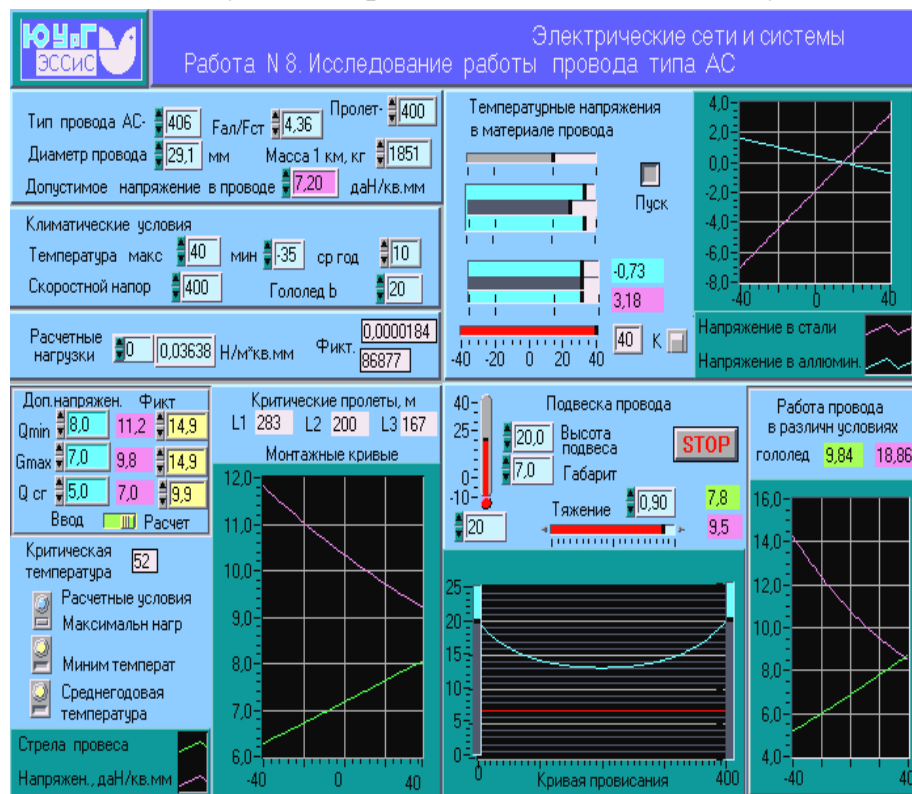


Рис. 5.5. Фронтальная панель виртуального устройства.

Ниже расположены массив с **расчётными нагрузками** и индикаторы, на которые выведены коэффициент температурного расширения и модуль упругости провода в целом.

Справа в верхней части панели расположены индикаторы, диаграмма и кнопки, используемые при исследовании **температурных напряжений** в стальной и алюминиевой частях провода.

В левой нижней части размещены задатчики **допустимых механических напряжений** в алюминии провода, индикаторы фиктивных напряжений и допускаемые по ПУЭ фиктивные напряжения в проводе для разных климатических условий.

Здесь же представляются результаты расчёта трёх критических пролётов, критической температуры, кнопки со светодиодами для ввода выбранного расчётного режима и диаграмма с монтажными кривыми.

В центре нижней части фронтальной панели представлены необходимые приборы для **имитации процесса подвески провода** в пролёте, включающие задатчики высоты подвеса, габарита, температуры наружного воздуха и относительного тяжения. Здесь же выводится кривая провисания провода в пролёте, стрела провеса и механическое напряжение в проводе. Кнопка «stop» служит для фиксации установленного тяжения при натяжке провода.

В правой части приводятся результаты проверки работы натянутого в пролёте провода при различных климатических условиях.

### ***Порядок выполнения работы:***

1. Активизировать программу. Ввести следующие исходные данные: пролёт –  $l$ , м; для провода – расчётное сечение алюминиевой части, соотношение алюминия к стали, общий диаметр провода и массу провода в кг/км; допустимое напряжение в проводе для алюминия, даН/мм<sup>2</sup>; климатические условия – температуру максимальную, минимальную, среднегодовую, °С, нормированный скоростной напор, Н/мм<sup>2</sup> [1] и нормированную толщину стенки гололёда, мм.

2. Запустить программу и строго соблюдать порядок исследования. Сравнить рассчитанные удельные нагрузки с нагрузками, определёнными ЭВМ и представленными в массиве «Расчётные нагрузки». (Нумерация элементов массива с нуля).

Также сравнить с расчётными выведенные значения фиктивных коэффициентов линейного расширения провода и модуля упругости.

3. Исследовать температурные напряжения в материале провода в диапазоне температур от  $-40^{\circ}$  до  $+40^{\circ}$  С. С этой целью нажать кнопку «пуск» и наблюдать изменение деформаций и механических напряжений при росте температуры (изменение можно остановить нажатием кнопки «к»). Изобразить график и проанализировать температурные напряжения в алюминиевой и стальной частях провода. По индикаторам определить температурные напряжения при температуре: минимальной, гололёда (нагрузка максимальная) и среднегодовой.

4. Определить допустимые напряжения от механической нагрузки в алюминиевой части при тех же температурах и установить на соответствующих задатчиках, имеется ввиду, что  $[\sigma]_{\theta_{\text{нм}}}^a = [\sigma]_{\gamma_{\text{но}}}^a = 7,2 \text{ даН/мм}^2$ ,  $[\sigma]_{\theta_{\text{сг}}}^a = 4,8 \text{ даН/мм}^2$ .  $[\sigma]_{a\Gamma}^a = [\sigma]_a^a - \sigma_{\theta}$ .

По результатам расчёта на индикаторы выводятся фиктивные допустимые механические напряжения для провода.

Если полученные напряжения отличаются от нормированных в ПУЭ значений, необходимо здесь же на задатчиках жёлтого цвета ввести нормированные допустимые напряжения [1] для провода в целом,  $\text{даН/мм}^2$ .

5. Перевести положение переключателя в режим «расчёт». Сравнить критические пролёты с рассчитанными ранее, выбрать расчётные условия и проверить критическую температуру, проанализировать монтажные кривые.

6. Провести подвеску провода в пролёте, используя монтажные кривые, для этого задать: высоту подвеса провода, габарит и температуру воздуха во время проведения работы.

7. Проанализировать работу подвешенного провода при разных климатических условиях. Если при расчётных условиях напряжения или стрела провеса превысят допустимые значения или имеют большой запас, следует изменить тяжения при монтаже..

8. Студенту представляется возможность провести исследования по своему усмотрению.

Перед пуском программы необходимо все рабочие кнопки вернуть в исходное положение.

### **Контрольные вопросы**

1. Конструкции сталеалюминиевых проводов.
2. Области применения сталеалюминиевых проводов.
3. Физический смысл фиктивного модуля упругости и его определение
4. Физический смысл фиктивного коэффициента температурного расширения и его определение.
5. Механические напряжения, возникающие в АС проводе от действия нагрузки растяжения и нагрузки из-за изменения температуры.
6. Какие допустимые напряжения АС провода учитываются при механическом расчёте?
7. Какие соотношения климатических условий используются в качестве расчётных для АС проводов?
8. Что такое первый, второй и третий критические пролёты, как они рассчитываются?
9. В каком случае критический пролёт называется фиктивным?
10. В каком случае критический пролёт называется мнимым?
11. Как производится выбор расчётных условий для заданного пролёта?
12. Что такое критическая температура?
13. Как построить монтажные кривые?
14. Как использовать уравнения состояния провода для определения напряжения в проводе по длине пролёта при заданных расчётных условиях?

## Лабораторная работа № 4

### **Тема: Механическая прочность монометаллических проводов**

*Цель работы:* исследование влияния климатических условий работы на механическую прочность монометаллических проводов воздушных линий электропередач; выбор расчётных условий для механического расчёта и монтаж проводов в заданном пролёте.

#### **Содержание отчёта:**

1. Включить в отчёт аккуратно оформленную расчётную часть работы
2. Сравнить результаты расчёта с опытными данными и сделать выводы о влиянии температуры и гололёда на механические напряжения в проводах и стрелу провеса.
3. Составить монтажные кривые.
4. Все этапы исследования отразить в отчёте.

#### **Теоретическая часть**

**Механическая прочность** воздушных линий (ВЛ)—это способность проводов, грозозащитных тросов и опор выдерживать механические нагрузки от собственного веса, ветра, гололёдных образований, температуры. При этом механические напряжения проводов и тросов, а также их стрелы провеса не должны превышать допустимых значений в любых точках по длине пролёта при различных климатических условиях в районе сооружения линии.

Номинальное напряжение ВЛ и сечение проводов выбираются на основании электрических расчётов. В соответствии с принятыми величинами подбираются унифицированные опоры различных назначений, механическая прочность которых обеспечивается, если все весовые, ветровые и габаритные пролёты по трассе линии не превысят нормируемых для каждой опоры значений. Таким образом при конструировании ВЛ основное внимание уделяется расчётам по условиям механической прочности проводов и грозозащитных тросов.

**Повреждения конструкции** ВЛ возможны в результате внутренних и атмосферных перенапряжений, гололёдных образований на проводах, действия ветра, изменения температуры, вибрации и «пляски» проводов, загрязнения воздуха.

Влияние указанных факторов на механическую прочность проводов и тросов учитывается **расчётными климатическими условиями**. Карты районирования территории по данным метеонаблюдений и характеристики климатических условий приводятся в [1]. Расчёты конструктивной части элементов ВЛ выполняются при неблагоприятных сочетаниях климатических условий, исходя из их повторяемости 1 раз в 15 лет для ВЛ 500 кВ, 1 раз в 10 лет для ВЛ 6–330 кВ и 1 раз в 5 лет для ВЛ 3 кВ и ниже.

Расчёты проводов и тросов проводят для нормальных режимов работы, когда все провода и тросы целы, и аварийных, возникающих при обрывах проводов и тросов.

В нормальных режимах рекомендуется учитывать следующие нормативные сочетания климатических условий:

- высшая температура воздуха  $\theta_{\text{нб}}$ , ветра и гололёда нет;
- низшая температура воздуха  $\theta_{\text{нм}}$ , ветра и гололёда нет;
- среднегодовая температура воздуха  $\theta_{\text{сг}}$ , ветра и гололёда нет;
- провода и тросы покрыты гололёдом, толщина стенок гололёда  $\sigma_{\text{г}}$ , температура гололёдообразования  $\theta_{\text{г}} = -5^{\circ} \text{C}$ ;
- наибольший скоростной напор ветра  $q_{\text{внб}}$ , гололёда нет, температура воздуха  $\theta_{\text{в}}$  (может быть принята  $-5^{\circ} \text{C}$ );
- провода и тросы покрыты гололёдом  $\sigma_{\text{г}}$ ,  $\theta_{\text{г}} = -5^{\circ} \text{C}$ , скоростной напор  $0,25 q_{\text{внб}}$ .

В полном объёме нормативные сочетания климатических условий для нормальных и аварийных режимов приведены в [2].

Провода и опоры ВЛ находятся под воздействием механических сил, которые изменяются в очень широких пределах и имеют вероятностный характер. Например, нагрузка от гололёда на провод в пролёте может изменяться от нуля до нескольких тонн, температура воздуха от  $+40$  до  $-40^{\circ} \text{C}$ , ветер может отсутствовать и иметь ураганную силу. В результате в проводах возникают температурные и упругие механические напряжения.

Все указанные климатические факторы при расчётах ВЛ на механическую прочность учитываются с помощью удельных механических нагрузок на провода. Аналогичный расчёт проводится для грозозащитных тросов.

**Под удельной механической нагрузкой** понимают распределённую вдоль провода в пролёте механическую нагрузку, отнесённую к единице длины и сечения. При определении удельные нагрузки удобно выражать в Ньютонах, отнесённых к проводу длиной 1 м и сечением  $1 \text{ мм}^2$ , или в Па/м, когда длина провода берётся 1 м, сечение  $1 \text{ м}^2$ .

С учётом климатических условий рассчитывают 7 удельных нагрузок (рис. 4.1).

**Удельная нагрузка от веса провода** зависит от материала провода (рис. 4.1,а):

$$\gamma_1 = 9,81 \frac{M_n}{F_p} = \frac{G_n}{F_p},$$



где  $9,81 \text{ м/с}^2$  – ускорение силы тяжести;  $M_n$  – масса провода [3],  $F_p$  – расчётное сечение провода (отличается от номинального) [3].

Удельная нагрузка от веса гололёда определяется при условии, что стенка гололёда  $\sigma_r$  (рис. 4.1, б) вокруг провода диаметром  $d$  имеет одинаковую толщину и плотность льда  $\rho_0 = 900 \text{ кг/м}^3$ :

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \rho_0 \pi \sigma_r (d + \sigma_r)}{F_p}.$$

Удельная нагрузка от собственного веса провода и гололёда (рис. 4.1, в):

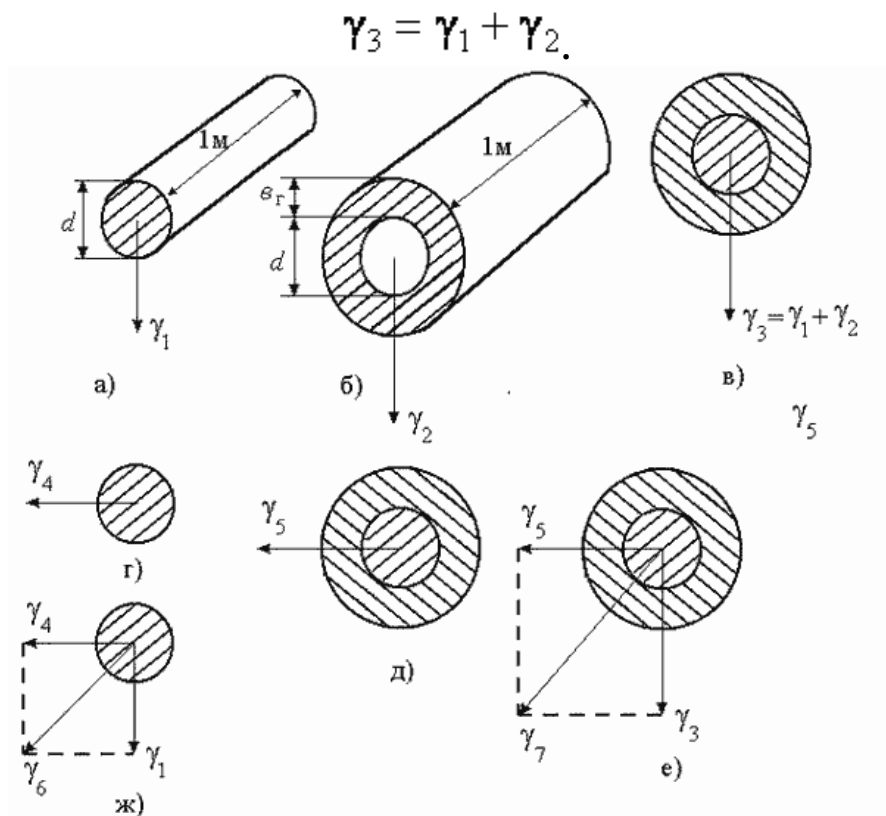


Рис.4.1 Удельные нагрузки:

а– от веса провода; б– от веса гололёда; в –от веса провода и гололёда; г – от давления ветра на провода; д– от давления ветра на провода с гололёдом, ж– от веса провода и давления ветра; е– от веса провода, гололёда и давления ветра.

Удельная нагрузка от давления ветра на провод без гололёда (рис. 4.1, г) направлена горизонтально и перпендикулярно к трассе линии:

Удельная нагрузка от давления ветра на провод без гололёда (рис. 4.1, г) направлена горизонтально и перпендикулярно к трассе линии:

$$\gamma_4 = \frac{k_l a C_x q_v d}{F_p},$$

где  $k_l$  – коэффициент, учитывающий влияние длины пролёта;  $a$  – коэффициент неравномерности скоростного напора по пролёту;  $C_x$  – аэродинамический коэффициент лобового сопротивления провода,  $q_v$  – скоростной напор.

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололёдом (рис. 4.1, д):

$$\gamma_5 = \frac{k_l a C_x q_v (d + 2e_\Gamma)}{F_p}.$$

Комбинированные нагрузки: удельная нагрузка от веса провода и давления ветра (рис. 4.1, ж):  $\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}$ ,

удельная нагрузка от веса провода, гололёда и ветра (рис. 4.1, е):

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}.$$

В зависимости от сочетания климатических условий наибольшей может быть любая из нагрузок  $\gamma_6$  или  $\gamma_7$ .

Зная удельную нагрузку  $\gamma_i$ , определяют силу тяжения провода в пролёте:

$$T_i = \gamma_i F_p L \quad \text{или} \quad T_i = \gamma_i F_p l,$$

т.к. длина провода  $L$  (рис. 4.2), отличается от длины пролёта  $l$  не более, чем на 0,1–0,3%.

Провод в пролёте можно рассматривать как **идеальную гибкую нить или цепную линию**. И в том и в другом случае тяжение  $T_0$  и напряжение  $\sigma_0$  в низшей точке провисания провода меньше, чем в точке закрепления

$$\sigma_A = \sigma_0 + \gamma_i f, \quad T_A = T_0 + \gamma_i f F_p.$$

При пролётах менее 700 м разницей между  $\sigma_0$  и  $\sigma_A$  пренебрегают.

Используя уравнения цепной линии, получают формулы, определяющие стрелу провисания  $f$  и длину провода  $L$  в пролёте:

$$f = \frac{\gamma_i l^2}{8\sigma_0} + \frac{\gamma_i^3 l^4}{384\sigma_0^3} + \dots,$$

$$L = l + \frac{\gamma_i^2 l^3}{24\sigma_0^2} + \frac{\gamma_i^4 l^5}{1920\sigma_0^4} + \dots.$$

При пролётах  $l$  длиной до 500–700 м можно пользоваться упрощёнными выражениями:

$$f = \frac{\gamma_i l^2}{8\sigma_0} \quad \text{и} \quad L = l + \frac{\gamma_i^2 l^3}{24\sigma_0^2},$$

что соответствует допущению о равномерном распределении нагрузки по длине пролёта, а не по длине провода.

Согласно [1] расчёт опор и фундаментов проводится по методу **предельных состояний** (используются предельные напряжения  $\sigma_{\text{п}}$ ), тогда как расчёт всех остальных конструктивных элементов ВЛ: проводов, тросов, изоляторов, арматуры – по методу **допускаемых напряжений** [s], т.е. задают определённый запас прочности:

$$k_s = \frac{\sigma_{\text{п}}}{[s]},$$

где  $\sigma_{\text{п}}$  – пределы прочности на растяжение для проволоки, из которой изготовлен провод или трос; [s] – допустимые напряжения для заданной марки провода, троса.  $\sigma_{\text{п}}$  и [s] в зависимости от сочетания расчётных климатических условий берутся из [1,2].

Для проведения механического расчёта необходимо знать **физико-механические характеристики** материала провода и троса. Это  $a$  – коэффициент температурного расширения провода,  $b$  – коэффициент упругого удлинения провода и  $E$  – модуль упругости, величина обратная  $b$ . Значения указанных коэффициентов берутся из [1,2].

**Механический расчёт проводов и тросов** проводится аналогично и заключается, в первую очередь, в определении наибольших напряжений в материале проводов для всех возможных режимов работы ВЛ. Полученные напряжения не должны превышать допустимых значений. Допустимые напряжения гарантируют нормальную работу передачи в сложных климатических условиях: при низкой температуре воздуха  $[\sigma]_{\theta_{\text{нм}}}$ ; при

наибольшей нагрузке  $[\sigma]_{\gamma_{нб}}$ ; при среднегодовой температуре  $[\sigma]_{\theta_{сг}}$ . Последнее обеспечивает запас по усталости материала провода, которая наступает при знакопеременных нагрузках (вибрация провода), и исключает изломы проволок. Далее рассчитываются наибольшие стрелы провеса и длины проводов. Проверяются габаритные расстояния, строятся монтажные кривые или таблицы и т.д.

При изменении климатических условий меняются  $q$ ,  $\gamma$ , а следовательно, и механическое напряжение  $s$ . Для определения  $s$  используют **уравнение состояния провода** (4.1), которое связывает  $\gamma$ ,  $q$  и  $s$  для двух разных климатических условий. Если известно напряжение  $\sigma_m$  при температуре  $\theta_m$  и нагрузке  $\gamma_m$ , то напряжения  $\sigma_n$  при изменившихся условиях  $\theta_n$  и  $\gamma_n$  можно определить из уравнения состояния:

$$\sigma_n - \frac{E\gamma_n^2 I^2}{24\sigma_n^2} + \alpha E\theta_n = \sigma_m - \frac{E\gamma_m^2 I^2}{24\sigma_m^2} + \alpha E\theta_m. \quad (4.1)$$

Напряжения  $\sigma_m$  и  $\sigma_n$  относятся к низшей точке провисания провода.

Напряжения в материале провода определяются длиной пролёта. Для монометаллического провода из алюминия наибольшие напряжения при малых пролётах зависят в основном от температуры и достигают максимума при минимальной температуре  $\theta_{нм}$ . При больших пролётах опасны нагрузки: максимальное напряжение имеет место при наибольшей нагрузке. Если приравнять эти максимальные напряжения допустимым значениям, то граничный пролёт, при котором в проводе допустимое напряжение достигается дважды, при низкой температуре и при наибольшей нагрузке,

называется **критическим пролётом**  $l_{кр}$ . Величина его определяется из уравнения состояния (4.1), в котором индексу  $n$  соответствует условие  $[\sigma]_{\theta_{нм}}, \gamma_1, \theta_{нм}$ , а индексу  $m$  —  $[\sigma]_{\gamma_{нб}}, \gamma_{нб}, q_{i, нб}$ .

Поскольку  $[\sigma]_{\theta_{нм}} = [\sigma]_{\gamma_{нб}} = [\sigma]$ ,

$$l_{кр} = [\sigma] \sqrt{\frac{24(\theta_{\gamma_{нб}} - \theta_{нм})\alpha}{\gamma_{нб}^2 - \gamma_1^2}}.$$

Полученный критический пролёт обычно называют вторым  $l_{2кр}$  и его вполне достаточно для выбора расчётных климатических условий для монometаллического провода из алюминия.

Если длина пролёта  $l < l_{2кр}$ , то расчётные климатические условия, определяющие правую часть уравнения (4.1):  $[\sigma]_{\theta_{нм}}, \gamma_1, \theta_{нм}$ .

Если длина пролёта  $l > l_{2кр}$ , то расчётные условия  $[\sigma]_{\gamma_{нб}}, \gamma_{нб}, \theta_{нб}$ .  
 Выбрав расчётные условия, можно определить напряжение в проводе  $\sigma_i$  при любых погодных условиях  $(\theta_i \text{ и } \gamma_i)$  по уравнению состояния (4.1), а затем стрелу провеса, длину провода, тяжение.

Безопасная работа ВЛ будет обеспечена, если расстояние между землёй и нижней точкой провисания провода не превысит допустимого габарита. Для соблюдения этого условия необходимо знать **наибольшую стрелу провисания провода**.

Наибольшая стрела провеса провода  $f_{нб}$  может иметь место при нагрузке его гололёдом  $\gamma_3$  или при наибольшей температуре воздуха

$$A = [\sigma] - \frac{\gamma_{[\sigma]}^2 I^2 E}{24 \cdot [\sigma]^2} + \alpha E (\theta_{[\sigma]} - \theta_{г})$$

Выбрать для линии передачи условия, определяющие  $f_{нб}$ , можно с помощью критической температуры  $\theta_{кр}$ . При критической температуре стрела провеса такая же, как при гололёде, т. е. при максимальной вертикальной нагрузке ( $\gamma_3$ ).

$$\theta_{кр} = \theta_{г} + \frac{\sigma_3}{\alpha \cdot E} \left( 1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \right).$$

Если  $\theta_{кр} > \theta_{нб}$ , то наибольшая стрела провеса возникает при гололёде т.е. при  $\sigma_3, \theta_{г}, \gamma_3$ .

Если  $\theta_{кр} < \theta_{нб}$ , то наибольшая стрела провеса имеет место при максимальной температуре, т.е. при  $\sigma_1, \theta_{нб}, \gamma_1$ .

При критической температуре напряжения и нагрузки связаны следующим соотношением:  $\sigma_3 \gamma_1 = \sigma_1 \gamma_3$ .

Зная метеоусловия, при которых будет  $f_{нб}$  определяют из (4.1)  $s_f$  и находят величину стрелы провеса, затем для выбранной унифицированной опоры проверяют габарит. Если габаритное расстояние не обеспечивается, то необходимо подобрать другую опору или изменить пролёт.

Следующим этапом расчёта является составление **монтажных кривых** или таблиц. Обычно монтаж проводов (тросов) проводится в безветренную погоду или при слабом ветре, поэтому можно считать, что при монтаже переменной величиной будет только температура воздуха.

Натяжка проводов производится либо путём непосредственного визирувания стрел провеса в пролёте, либо путём замера тяжения.

И в том и в другом случае необходимо, используя уравнение состояния провода (4.1) и выбранные расчётные климатические условия, определить для нескольких значений температур  $(\theta_m)$  величину  $\sigma_m$ , затем  $T_m$  и  $f_m$  и построить графики  $T_m = \varphi(\theta_m)$  и  $f_m = \varphi(\theta_m)$ .

#### Объект исследования

В работе исследуются механические характеристики проводов воздушной одноцепной линии  $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ . Провода закрепляются по вершинам треугольника на железобетонной опоре. Марка провода, сечение, длина пролёта и климатические условия в районе сооружения линии задаются в табл. 4.1.

Таблица 4.1

| № бригады | Марка провода | $l, \text{м}$ | Район по гололёду | Район по ветру | Температура воздуха  |
|-----------|---------------|---------------|-------------------|----------------|--|
| 1         | A-120         | 150           | I                 | II             | <p>Для всех вариантов: высшая температура воздуха = <math>40^0 \text{ C}</math>;</p> $A = [\sigma] - \frac{\gamma_{[\sigma]}^2 I^2 E}{24 \cdot [\sigma]^2} + \alpha E (\theta_{[\sigma]} - \theta_r)$ <p>низшая температура воздуха <math>\theta_{нм} = -40^0 \text{ C}</math>; среднегодовая температура воздуха <math>\sigma_3^3 - A\sigma_3^2 - B = 0_{=+5^0 \text{ C}}</math>.</p> |
| 2         | A-240         | 200           | III               | I              |  |
| 3         | A-150         | 170           | II                | III            |  |
| 4         | A-185         | 180           | II                | II             |  |
| 5         | A-120         | 130           | II                | I              |  |
| 6         | A-185         | 200           | I                 | IV             |  |
| 7         | A-150         | 190           | I                 | I              |  |
| 8         | A-240         | 200           | II                | IV             |  |

Рассматриваемый участок линии проходит по ненаселённой местности. Схема пролёта ВЛ, ограниченного промежуточными опорами, и размеры последних приведены на рис. 4.2. Здесь  $h_{\Gamma}$  – габарит линии, для ненаселённой местности при  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ  $h_{\Gamma} = 6$  м;  $l$  – длина пролёта;  $L$  – длина провода;  $f$  – стрела провеса;  $h$  – высота подвеса провода, расстояние от нижней точки гирлянды изоляторов до земли,  $l$  – длина гирлянды изоляторов (для  $U = 110$  кВ гирлянда содержит 8 изоляторов типа ПС6–А и имеет длину  $l = 1,35$  м [1]).

### Расчётная часть работы

1. Рассчитать семь удельных механических нагрузок для провода (на 1 м длины и  $1 \text{ мм}^2$  площади поперечного сечения). Конструктивные размеры и масса провода определяются по [3].

В соответствии с  $U_{\text{ном}}$  ВЛ и районом её сооружения по гололёдообразованию [1,2] нормируется толщина стенки гололёда  $\sigma_{\text{н}}$ , соответствующая подвеске стержня диаметром 10 мм на высоте 10 м, температура воздуха при этом  $\varrho = -5^{\circ}\text{C}$ . Расчётная толщина стенки гололёда для провода

$$\sigma_{\Gamma} = k_{\sigma}^d \cdot k_{\sigma}^h \cdot \sigma_{\text{н}}$$

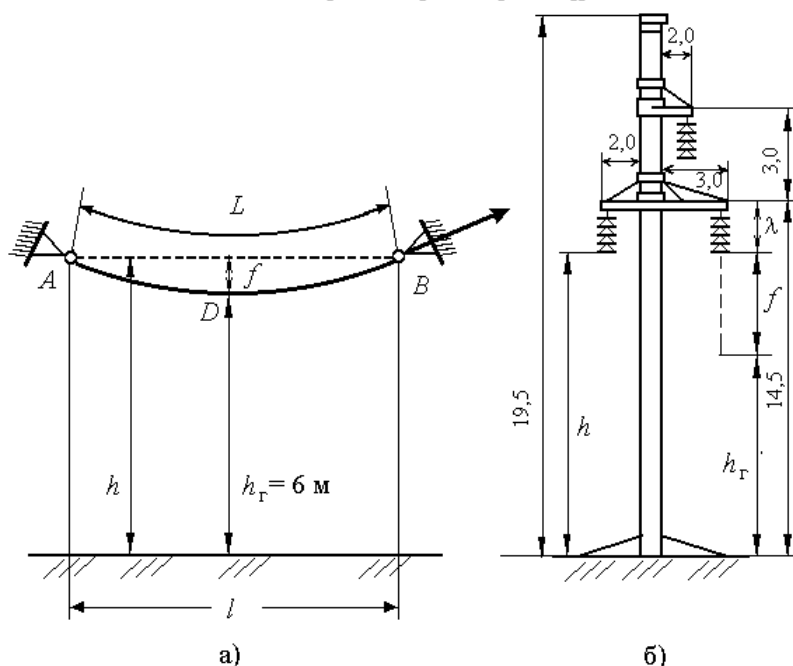


Рис. 4.2 Воздушная одноцепная линия: а) схема пролёта; б) размеры промежуточной опоры

где  $k_{\sigma}^d$  – поправочный коэффициент на диаметр провода  $d$ , мм:

$$k_e^d = \frac{0,83}{\sqrt{0,1d}} + 0,17 ;$$

$k_e^h$  – поправочный коэффициент на высоту подвески проводов:

$$k_e^h = \left( \lg \sqrt{7h_{цТ}^*} \right)^2 .$$

Здесь  $h_{цТ}^*$  – высота расположения в м приведённого центра тяжести всех проводов:

$$h_{цТ}^* = h_{ср} - \frac{2}{3}f . \quad \text{где } h_{ср} \text{ – средняя высота крепления проводов к}$$

изоляторам,  $f$  – стрела провеса принимаются в соответствии с рис.4.2, б.

При высоте расположения приведённого центра тяжести проводов до 25 м поправки  $k_e^d$  и  $k_e^h$  не вводятся [2]. Плотность чистого гололёда  $g_0=900 \text{ кг/м}^3$

Нормированный скоростной напор ветра  $q_{вн}$  задаётся на высоте до 15 м от земли. При расположении центра тяжести провода на высоте более 15 м вводится поправочный коэффициент

$$k_q^h = \left( \lg \sqrt{10h_{цТ}^*} \right)^2 u q_v = k_q^h q_{вн} .$$

Коэффициент  $\sigma_m$ , учитывающий влияние длины пролёта на ветровую нагрузку, выбирается в соответствии с табл. 4.2 [2].

Таблица 4.2

|                |     |     |      |               |
|----------------|-----|-----|------|---------------|
| $l, \text{ м}$ | 50  | 100 | 150  | 200 м и более |
| $\sigma_m$     | 1,2 | 1,1 | 1,05 | 1             |

Промежуточные значения находятся путём интерполяции.

Коэффициент  $\alpha$ , учитывающий неравномерность скоростного напора ветра по пролёту принимает следующие значения:

$$a=1 \text{ при } q_{вн} = 270 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2} ;$$

$$\alpha = \frac{0,9}{\sqrt[4]{0,01q_{вн} - 1,7}} + 0,1 \quad \text{или } a=0,85, \text{ если } 270 < q_{вн} < 745 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2} .$$



$$q_{\text{вн}} = 745 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2} \cdot a$$

$a = 0,7$ , если

Аэродинамический коэффициент лобового сопротивления провода  $[\sigma]_{\theta_{\text{нм}}} = [\sigma]_{\gamma_{\text{нб}}} = [\sigma] = 1,1$  для проводов  $d < 20$  мм, свободных от гололёда,

во всех остальных случаях принимается равным  $1,2$ , принять  $a = 0,85$ ,  $\sigma_{\text{м}} = 1$ .

2. Подобрать для заданной марки провода физико-механические характеристики и допустимые механические напряжения при различных климатических условиях [1, 2]

3. Определить критический пролёт воздушной линии и выбрать расчётные сочетания климатических условий для нормальной работы ВЛ.

Для монометаллических алюминиевых проводов определяющим для выбора расчётных климатических условий является второй критический пролёт [4].

4. Рассчитать критическую температуру и найти наибольшую стрелу провеса.

4.1 По уравнению состояния провода (4.1) определить напряжение в проводе при наибольшей вертикальной нагрузке  $\gamma_3$  и температуре гололёда

$$\sigma_3 - \frac{E\gamma_3^2 I^2}{24\sigma_3^2} + \alpha E \theta_{\text{г}} = [\sigma] - \frac{\gamma_{[\sigma]}^2 I^2 E}{24 \cdot [\sigma]^2} + \alpha E \theta_{[\sigma]} \quad (4.2)$$

В правую часть уравнения подставляются значения величин, полученные по результатам расчёта в п.3.

Вводя следующие обозначения:

$$A = [\sigma] - \frac{\gamma_{[\sigma]}^2 I^2 E}{24 \cdot [\sigma]^2} + \alpha E (\theta_{[\sigma]} - \theta_{\text{г}})$$

$$B = \frac{E\gamma_3^2 \cdot I^2}{24},$$

перепишем выражение (4.2) в виде

$$\sigma_3^3 - A\sigma_3^2 - B = 0 \quad (4.3)$$

Решение уравнения (4.3) может быть получено методом последовательных приближений.

Формула итерационного процесса:

$$\sigma_{3(i+1)} = \frac{\sigma_{3(i)}^2 (2 \cdot \sigma_{3(i)} - A) + B}{\sigma_{3(i)} (3 \cdot \sigma_{3(i)} - 2A)}$$

Здесь:  $\sigma_{3(i)}$ ,  $\sigma_{3(i+1)}$  – соответственно механическое напряжение в проводе для  $i$  и  $(i+1)$  приближения. Начальное значение  $\sigma_{3(0)}$  ориентировочно может быть принято:  $\sigma_{3(0)} = [\sigma]$ .

Предложенная методика используется для расчёта механических напряжений при любых климатических условиях.

#### 4.2 Рассчитать критическую температуру

$$\theta_{кр} = \theta_{г} + \frac{\sigma_3}{\alpha E} \left( 1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \right)$$

4.3 Определить условия, при которых в рассматриваемом пролёте, возникает наибольшая стрела провеса  $f_{нб}$ :

$$\left. \begin{matrix} \theta_{нб} > \theta_{кр} \\ \theta_{нб} < \theta_{кр} \end{matrix} \right\} f_{нб} \text{ имеет место } \begin{cases} \theta_{нб}, \gamma_1, \sigma_1 \\ \theta_{г}, \gamma_3, \sigma_3 \text{ или } \theta_f, \gamma_f, \sigma_f. \end{cases}$$

Найти по уравнению состояния  $\sigma_f$  и рассчитать значение  $f_{нб}$ .

4.4 Проверить габаритную высоту для принятой опоры и выбранного пролёта (рис. 4.2)  $h_T \leq 6 м$ .

5. Построить монтажные кривые, используя уравнение состояния, для  $q = -20^{\circ}C, 0^{\circ}C, 20^{\circ}C$  и  $40^{\circ}C$ . Определить стрелы провеса провода, механическое напряжение в точке провисания провода. В качестве расчётных климатических условий принять определённые в п. 3.

При монтаже провода ветер незначителен и гололёд отсутствует, следовательно, при расчёте используется нагрузка  $\gamma_1$ .

6. При максимальной стреле провеса рассчитать механические напряжения и тяжение в низшей точке провисания провода и в точке закрепления.

#### Программное обеспечение

Лабораторная работа выполняется на ПЭВМ в операционной системе Windows по программе, записанной в файл под именем [EIS4.exe](#).

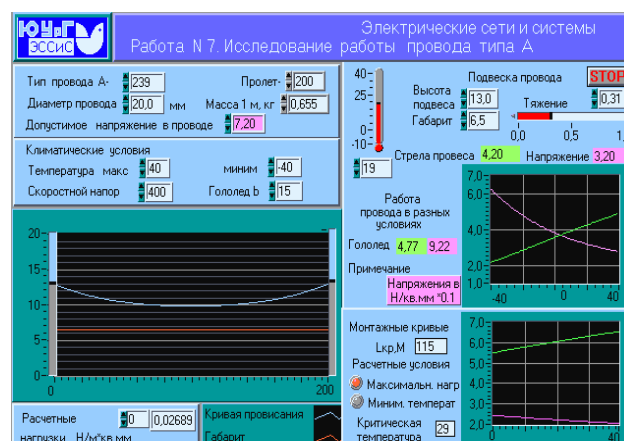


Рис. 4.3. Фронтальная панель виртуального устройства

После активизации файла на экране появляется фронтальная панель виртуального устройства (рис. 4.3).

В левом верхнем углу панели размещаются цифровые задатчики параметров исследуемого провода и климатических условий.

Ниже располагается диаграмма с изображением пролёта  $l$  и части условных опор от основания до высоты 20 м по концам его.

Ещё ниже расположен индикатор массива, в котором хранятся рассчитанные удельные нагрузки в Н/м Ч мм<sup>2</sup>. Элементы массива имеют нумерацию от 0 до 6, что соответствует нагрузкам от  $\gamma_1$  до  $\gamma_7$ . Номер элемента устанавливается с помощью мыши курсором в виде «руки».

В правой половине фронтальной панели расположены устройства, позволяющие провести подвеску провода в пролёте. Здесь устанавливается высота подвеса, габарит и температура воздуха во время проведения работ по монтажу провода, а также имитируется тяжение на механизме, используемом для натяжки провода.

Ниже расположены индикаторы стрелы провеса  $f_m$  и механического напряжения  $\sigma_m$  провода. Кривая провисания изображается на диаграмме. Кнопка «stop» используется для окончания процесса подвески.

Здесь же расположены индикаторы, используемые для отображения  $f$  и  $s$  при различных климатических условиях.

В нижнем правом углу расположены необходимые индикаторы, отображающие расчётные условия и монтажные кривые.

### **Порядок выполнения работы**

1. Активизировать программу и установить исходные данные: пролёт, расчётное сечение и диаметр провода; массу одного погонного метра в кг;

допустимое напряжение  $[\sigma]_{\theta_{нм}} = [\sigma]_{\gamma_{нб}} = [\sigma]$ ; климатические условия в соответствии с вариантом задания; скоростной напор и толщину стенки гололёда учесть нормированными значениями; установить высоту подвеса провода и габарит. Запустить программу.

2. Сравнить рассчитанные значения удельных нагрузок с результатами вычислений на ЭВМ, просматривая массив удельных нагрузок. При этом нумерация элементов массива начинается с нуля. Зафиксировать нагрузки.

3. Провести подвеску провода в пролёте. Установить произвольную температуру воздуха на момент подвески (желательно положительную). Кривую провисания провода в пролёте можно наблюдать на диаграмме. Меняя относительное тяжение, обеспечить желаемую стрелу провеса, разумную для принятой температуры. Цифровые значения стрелы провеса в м и напряжения в проводе в даН / мм<sup>2</sup> выводятся на экран. Завершив процедуру натяжки провода в пролёте, нажать кнопку «stop». При неудачных тяжениях возможно закливание при решении уравнения.

4. Для принятых условий по результатам расчёта на экране изображаются зависимости стрелы провеса и механического напряжения в расчётном диапазоне изменения температуры окружающей среды. Здесь же указываются значения этих параметров для гололёда с заданной толщиной стенки. Проверить условия работы провода по допустимому напряжению и максимальной стреле провеса.

Если при расчётных условиях механические напряжения или стрела провеса превысят допустимые значения или имеют большой запас, необходимо изменить тяжение при монтаже провода, повторив пункт 3.

5. В соответствии с методикой, изложенной в теоретической части работы, ЭВМ определяет второй критический пролёт, выбирает расчётные условия, рассчитывает критическую температуру и строит монтажные кривые. Результаты, представленные на экране, сравнить с расчётными.

6. По монтажным кривым определить стрелу провеса и напряжение для принятой в п. 3 температуры воздуха и, вновь запустив программу, подобрать соответствующее тяжение провода в момент подвески. Нажать кнопку «stop» и провести анализ полученных результатов, определяющих работу провода в различных климатических условиях.

#### ***Контрольные вопросы***

1. Указать факторы, влияющие на механическую прочность проводов ВЛ, объяснить их воздействие на линии передачи.
2. Указать область применения монометаллических проводов.
3. Как учитываются климатические условия местности, в которой сооружается линия?
4. Объяснить физический смысл удельных механических нагрузок.
5. Для каких целей используется основное уравнение состояния провода в пролёте?
6. Какие сочетания расчётных климатических условий являются определяющими при механическом расчёте проводов из алюминия?
7. Что такое критический пролёт? Как определить второй критический пролёт для монометаллического алюминиевого провода ?
8. Выбор расчётных климатических условий для заданного пролёта воздушной линии.
9. Что понимается под критической температурой?
10. Как рассчитать необходимую стрелу провеса?
11. В каких точках провода в пролёте напряжения и тяжения наибольшие?
12. Для чего и как используются монтажные кривые и таблицы?
13. Порядок расчёта монтажных кривых и составления монтажных таблиц.
14. Конструкции проводов ВЛ из алюминия.
15. Конструкции и назначения опор ВЛ для номинального напряжения до

110 кВ

## Лабораторная работа № 5

### Тема: Круговые диаграммы мощности линии электропередачи

*Цель работы:* исследование режимов работы ЛЭП сверхвысокого напряжения и влияния на них поперечной и продольной компенсации параметров ЛЭП.

#### Теоретическая часть

Линии электропередачи с напряжением 330 кВ и выше относятся к **линиям сверхвысокого напряжения (СВН)**. Для таких линий характерна большая протяжённость (более 500 км) и значительная передаваемая мощность (более 500 МВА на одну цепь).

Главной особенностью передач СВН является необходимость **учёта распределённого характера параметров и волновых свойств линии**.

Однако для анализа работы таких линий могут использоваться и схемы замещения с сосредоточенными параметрами. Одной из них является П – образная схема (рис. 3.1), в которой сопротивление и проводимость определяются по формулам:

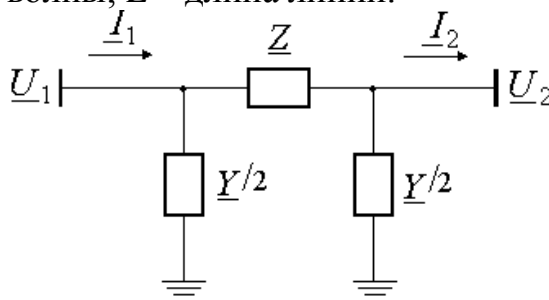
$$\underline{Z} = \underline{z}_c \operatorname{sh} \underline{\gamma} L, \quad \underline{Y} = \frac{2}{\underline{z}_c} \operatorname{th} \frac{\underline{\gamma} L}{2}. \quad (3.1)$$

Здесь:

$$\underline{z}_c = \sqrt{\frac{\underline{z}_0}{\underline{y}_0}} \quad \text{и} \quad \underline{\gamma} = \sqrt{\underline{z}_0 \underline{y}_0};$$

$$\underline{z}_0 = r_0 + jx_0 \quad \text{и} \quad \underline{y}_0 = g_0 + jb_0,$$

где  $r_0, x_0$  – соответственно погонные активное и реактивное сопротивления линии;  $g_0, b_0$  – погонные активная и ёмкостная проводимости линии;  $\underline{z}_c$  – волновое сопротивление линии;  $\underline{\gamma}$  – коэффициент распространения электромагнитной волны;  $L$  – длина линии.



*Рис. 3.1 П – образная схема замещения линии передачи  
Для практических расчётов используются формулы, устанавливающие связь между параметрами линии и её схемы замещения:*

$$\underline{Z} = \underline{z}_0 L \underline{k}_z, \underline{Y} = \underline{y}_0 L \underline{k}_y, \quad (3.2)$$

где

$$\underline{k}_z = \frac{\underline{z}_c \operatorname{sh} \gamma L}{\underline{z}_0 L} \quad \text{и} \quad \underline{k}_y = \frac{2 \operatorname{th} \frac{\gamma L}{2}}{\sqrt{\underline{z}_0 \underline{y}_0} L} \quad (3.3)$$

комплексные коэффициенты, учитывающие распределение параметров по длине линии.

Для воздушных линий  $L < 300$  км и кабельных  $L < 50$  км коэффициенты  $\underline{k}_z$  и  $\underline{k}_y$  близки к единице, поэтому:

$$\underline{Z} = (r_0 + jx_0)L \quad \text{и} \quad \underline{Y} = (g_0 + jb_0)L$$

При длинах линий от 300 до 1000 км поправочные коэффициенты могут вычисляться по приближённым формулам, полученным в результате преобразования выражений (3.3).

$$\begin{aligned} k_r &= 1 - \frac{L^2}{3} x_0 b_0; \\ k_x &= 1 - \frac{L^2}{6} \left( x_0 b_0 - r_0^2 \frac{b_0}{x_0} \right); \\ k_b &= 0,5 \frac{3 + k_r}{1 + k_r}. \end{aligned}$$

Считая, что сечение проводов ВЛ и погодные условия исключают возникновение короны на линии, принимают  $g_0 = 0$ . Для определения параметров схемы замещения (рис. 3.1) используются следующие выражения:

$$r = r_0 L k_r, \quad x = x_0 L k_x, \quad b = b_0 L k_b. \quad (3.4)$$

Второй удобной формой расчётной модели является четырёхполюсник, содержащий один элемент (рис. 3.2), параметрами которого являются комплексные константы  $\underline{A}$ ,  $\underline{B}$ ,  $\underline{C}$ ,  $\underline{D}$ , связанные с параметрами реальной линии соотношениями:

$$\begin{aligned} \underline{A} = \underline{D} &= 1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{2}, \\ \underline{B} = \underline{z} \quad \text{и} \quad \underline{C} &= \underline{y} \left( 1 + \frac{\underline{z}\underline{y}}{4} \right), \end{aligned} \quad (3.5)$$

где: 
$$\underline{Z} = \frac{r_0 L k_r}{n} + j \frac{x_0 L k_x}{n} \quad \text{и} \quad \underline{Y} = j b_0 L k_b n$$

Здесь:  $n$  – число параллельно проложенных линий.

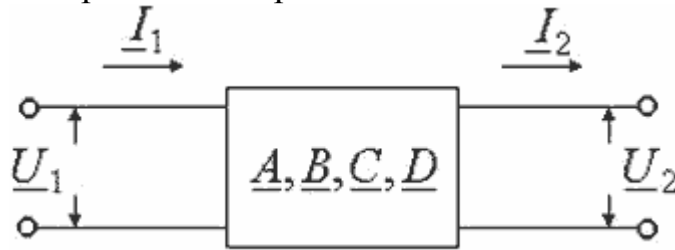


Рис. 3.2 Схема замещения линии передачи – четырёхполюсник

Примером линии сверхвысокого напряжения является **межсистемная связь**, соединяющая между собой две (мощные) подстанции системного значения. Такая связь может иметь две и более цепей и сооружается с номинальным напряжением 330 кВ и выше. Потоки активной мощности в ней могут быть как однонаправленными, так и реверсивными. Поскольку мощность, передаваемая по линии системной связи, в большинстве случаев меньше суммарной установленной мощности генераторов в каждой из систем, общепринятым является их представление шинами неизменного напряжения  $\underline{U}_1 \underline{U}_2$ . Для увеличения пропускной способности передачи может оказаться необходимым подключение установки продольной ёмкостной компенсации (УПК), а для ограничения напряжений – шунтирующих реакторов Р.

Таким образом, межсистемная связь в общем случае включает в себя не только линию электропередачи, но и дополнительные устройства, обеспечивающие её нормальное функционирование в различных режимах (рис. 3.3 и рис. 3.4).

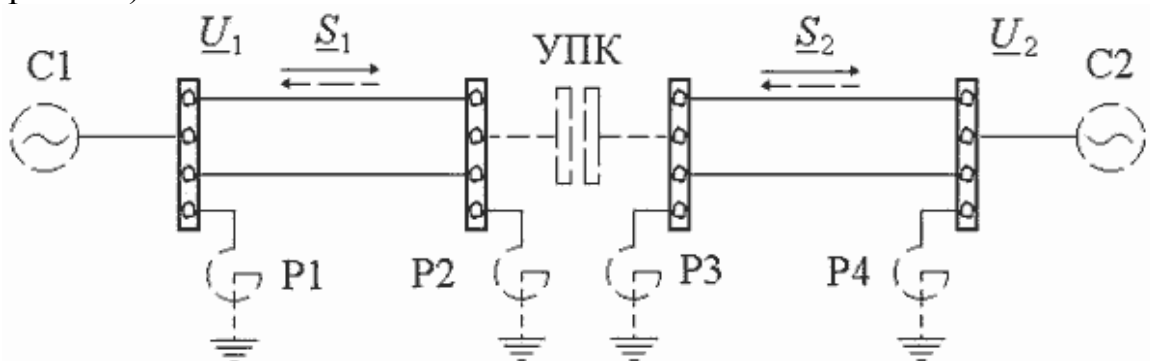


Рис. 3.3 Пример межсистемной связи с установкой продольной ёмкостной компенсации (УПК) и шунтирующими реакторами (P1 – P4)

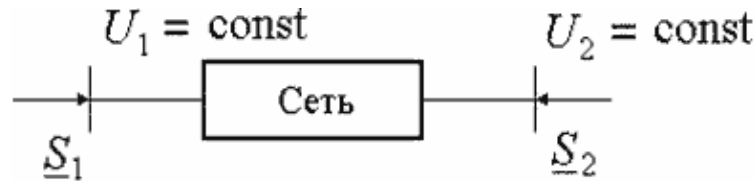


Рис. 3.4 Обобщённое представление электрической сети с двумя источниками питания

Одним из инструментов для анализа режимных свойств таких сетей являются **круговые диаграммы мощности**.

Круговые диаграммы удобно использовать, когда необходимо получить представление об изменении **модулей и аргументов комплексных полных мощностей  $\underline{S}_1$  и  $\underline{S}_2$**  при изменении угла сдвига векторов напряжений на шинах источников при неизменности их модулей для передач, не имеющих промежуточных отборов. При этом в качестве расчётной модели выбирают четырёхполюсник.

Если связь между системами осуществляется линией, не содержащей дополнительных устройств, то параметры четырёхполюсника определяются по формулам (3.5). При наличии УПК и Р (рис. 3.3) необходимо представить электропередачу в виде трёх последовательно включённых четырёхполюсников и рассчитать параметры эквивалентного четырёхполюсника.

**Проиллюстрируем построение круговых диаграмм** на примере передачи, представленной эквивалентным четырёхполюсником (рис. 3.2). Для него справедливы общие уравнения пассивного четырёхполюсника:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= A\underline{U}_2 + \sqrt{3}B\underline{I}_2; \\ \underline{I}_1 &= \underline{C} \frac{\underline{U}_2}{\sqrt{3}} + \underline{D}\underline{I}_2. \end{aligned} \quad (3.6)$$

Здесь: вектор напряжения  $\underline{U}_1$  опережает  $\underline{U}_2$  на угол  $\delta$ ; положительное направление мощностей  $\underline{S}_1$  и  $\underline{S}_2$  выбрано одинаковым.

Определив из (3.6) токи, получим для расчёта потоков мощности  $\underline{S}_1$  и  $\underline{S}_2$  при заданных напряжениях  $\underline{U}_1$  и  $\underline{U}_2$  следующие формулы:

$$\begin{aligned} \underline{S}_1 &= U_1^2 \frac{\underline{D}^*}{\underline{B}^*} - \frac{U_1 U_2^*}{\underline{B}^*}; \\ \underline{S}_2 &= -U_2^2 \frac{\underline{A}^*}{\underline{B}^*} + \frac{U_1 U_2}{\underline{B}^*}. \end{aligned} \quad (3.7)$$

Совместим вектор напряжения  $\underline{U}_2$  с действительной осью  $\underline{U}_2 = \underline{U}_2^* = U_2$ , запишем в показательной форме вектор  $\underline{U}_1 = U_1 e^{j\delta}$  и



комплексные константы четырёхполюсника:  $\underline{A} = Ae^{j\psi_A}$ ,  $\underline{B} = Be^{j\psi_B}$  и  $\underline{D} = De^{j\psi_D}$ , тогда выражение (3.7) можно переписать в виде:

$$\underline{S}_1 = U_1^2 \frac{D}{B} e^{j(\psi_B - \psi_D)} - \frac{U_1 U_2}{B} e^{j(\psi_B + \delta)}$$

$$\underline{S}_2 = -U_2^2 \frac{A}{B} e^{j(\psi_B - \psi_A)} + \frac{U_2 U_1}{B} e^{j(\psi_B - \delta)}$$

или

$$\underline{S}_1 = \underline{\gamma}_1 - r e^{j(\psi_B + \delta)}, \quad \underline{S}_2 = -\underline{\gamma}_2 + r e^{j(\psi_B - \delta)} \quad (3.8)$$

По уравнениям (3.8) для фиксированного значения угла  $\delta$  построены векторные диаграммы мощностей  $\underline{S}_1$  и  $\underline{S}_2$  (рис. 3.5).

При неизменных модулях напряжений по концам линии формулы (3.8) содержат одну переменную величину – угол  $\delta$ . Этим формулам при изменении угла  $\delta$  отвечают графики, представляющие для каждой мощности  $\underline{S}_1$  и  $\underline{S}_2$  окружность радиуса  $r$ . Они то и называются **круговыми диаграммами мощностей**.

При изменении угла  $\delta$  концы векторов мощности  $\underline{S}_1$  и  $\underline{S}_2$  скользят по дуге соответствующей окружности, что позволяет для каждого угла  $\delta$  определить мощности  $\underline{S}_1$  и  $\underline{S}_2$ , а также составляющие этих мощностей  $P_1, P_2$  и  $Q_1, Q_2$ .

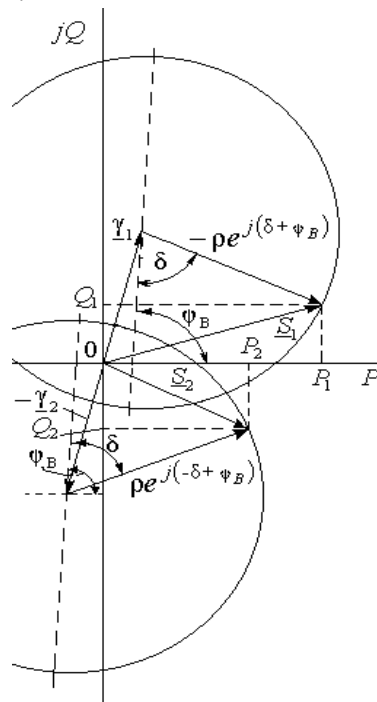


Рис 3.5 Круговая диаграмма линии передачи

Однако на практике обычно задаётся не угол, а какая либо **из активных мощностей**  $P_1$  (или  $P_2$ ), что отвечает заданию диспетчерских графиков перетоков активной мощности в соответствии с условиями её баланса в связанных электропередачей системах. По значению мощности  $P_1$  (или  $P_2$ ) определяется угол  $\delta$  между векторами напряжений и остальные параметры режима системообразующей передачи:  $P_2$  (или  $P_1$ ),  $Q_1, Q_2, S_1, S_2, \Delta P, \Delta Q$ .

По диаграмме можно легко определить максимальные значения передаваемых по линии мощностей.

Параметры режима передачи формально зависят от положения векторов  $\underline{Y}_1$  и  $\underline{Y}_2$  и величины радиуса  $r$ , которые являются функциями модулей напряжений  $U_1$  и  $U_2$  и постоянных эквивалентного четырёхполюсника  $A, B, C, D$ . Последние определяются параметрами участков электропередачи и дополнительных устройств (шунтирующих реакторов, УПК), которые входят в рассматриваемую схему.

**Проанализируем соотношения** между параметрами режима для системообразующей связи, выполненной линией электропередачи без дополнительных устройств.

Уравнения (3.8), по которым строятся круговые диаграммы, связывают 7 параметров режима:  $P_1, Q_1, P_2, Q_2, U_1, U_2$  и  $\delta$ . Для получения однозначного решения три из них должны быть предварительно заданы. Как отмечалось выше, это  $U_1, U_2$  и  $P_1$  (или  $P_2$ ), остальные находятся из круговых диаграмм.

Для реальных передач величины напряжений  $U_1$  и  $U_2$  разнятся незначительно, так как верхний предел ограничивается допустимым рабочим напряжением, а нижний – условиями регулирования напряжения. Если учесть, что для электропередач СВН  $r \ll x$ , т.е. угол  $\psi_B$  близок к  $90^\circ$ , то разница напряжений по величине не оказывает влияния на направление потока активной мощности. Например, изменение напряжения  $U_1$  приводит к изменению положения координаты центра круговой диаграммы для мощности  $S_1$  и к синхронному изменению радиуса обеих диаграмм. При изменении  $U_2$  картина обратная.

Таким образом при фиксированном угле  $\delta$  между векторами напряжений  $\underline{U}_1$  и  $\underline{U}_2$  активная мощность может передаваться при любом соотношении между модулями напряжений по концам линии: при  $U_1 = U_2$ , при  $U_1 > U_2$  и при  $U_1 < U_2$ . Передача активной мощности всецело определяется величиной угла  $\delta$  ( $r \ll x$ ) и происходит в направлении от узла с опережающим вектором напряжения к узлу с отстающим вектором напряжения.

Разность между  $P_1$  и  $P_2$  представляет собой суммарные активные потери мощности в линии:

$$\Delta P_{\Sigma} = P_1 - P_2.$$

Суммарные потери включают потери на корону и на нагрев проводов. При  $\delta = 0$  и  $U_1 = U_2$  потери минимальны и включают в основном потери на корону, т.е. в линию поступают одинаковые активные мощности от обоих источников питания, каждая из которых идёт на покрытие половины потерь на корону и частично на нагрев за счёт ёмкостных токов. Чем больше передаваемая по линии мощность, тем большую долю в  $\Delta P_{\Sigma}$  составляют потери на нагрев проводов. При достижении предельной передаваемой по линии активной мощности потери её будут наибольшими по сравнению с остальными режимами. Экономия потерь мощности в реальной линии передачи при больших потерях на корону ( $r^1 0$  и  $g^1 0$ ) может быть достигнута за счёт снижения напряжения по концам линии (рис. 3.5). Однако это приводит к уменьшению радиусов окружностей для мощностей  $\underline{S}_1$  и  $\underline{S}_2$  и соответственно к уменьшению передаваемой мощности.

**Предельная передаваемая по линии мощность является одним из основных показателей, характеризующих передачу СВН.** Как видно из рис. 3.5, предельная мощность  $P_{\text{пр}}$ , примерно, равна радиусу круговых диаграмм  $r$ . Величина её в большей мере определяется длиной линии. Действительно, постоянная четырёхполюсника  $\underline{B} = \underline{k}_z \underline{z}_0 \underline{L}$  и чем больше длина линии, тем больше  $\underline{B}$  и меньше передаваемая по линии мощность (3.7).

Поэтому для электропередач большой протяжённости возникает задача **увеличения пропускной способности.** Увеличение  $P_{\text{пр}}$  может быть достигнуто, в частности, путём компенсации индуктивного сопротивления линии посредством последовательного включения батареи конденсаторов. Установку продольной ёмкостной компенсации размещают обычно в сере-

$$k = \frac{x_c}{x_L} = 0,5 \quad P_{\text{пр}}$$

дине ЛЭП. При степени компенсации примерно вдвое (3.8).

Для электропередач СВН большое значение имеют **перетоки реактивной мощности**.

При фиксированных напряжениях  $U_1$  и  $U_2$  величины реактивных мощностей однозначно определяются передаваемой активной мощностью. В общем случае баланс реактивной мощности в электропередаче СВН зависит от соотношения генерации и потерь реактивной мощности, вызываемых наличием в схеме замещения ёмкостной проводимости и индуктивного сопротивления.

Суммарные потери реактивной мощности в передаче  $\Delta Q_{\Sigma}$  находятся по круговой диаграмме (рис. 3.5) и равны:

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_x - Q_c,$$

где  $\Delta Q_x$  – потери в продольной ветви схемы замещения,  $Q_c$  – зарядная мощность линии.

Потери  $\Delta Q_x$  могут быть определены при известных потерях  $\Delta P_r$  по формуле:

$$\Delta Q_x = \Delta P_r \frac{x}{r}.$$

При передаче по линии мощности, равной натуральной, и  $U_1 = U_2$  (рис. 3.5)  $Q_1 = Q_2 = 0$  реактивная мощность равна нулю, т.е. потери реактивной мощности компенсируются зарядной мощностью линии. При передаче активной мощности больше натуральной потоки реактивной мощности направлены от источника к центру линии, зарядной мощности недостаточно для покрытия потерь. При передаче активной мощности меньше натуральной потоки реактивной мощности направлены из линии к источнику питания, т.е. в линии существует избыток реактивной мощности  $Q_c > \Delta Q_x$ . Величины реактивной мощности  $Q_1$  и  $Q_2$  можно регулировать, меняя  $U_1$  или  $U_2$ , при этом изменяется и направление потоков  $Q_1$  и  $Q_2$ .

Зарядные мощности 1 км линии передачи при номинальных напряжениях 500 – 1150 кВ достигают, соответственно 1 или 5 МВАр. Проблемы

компенсации реактивной мощности при передаче малых активных мощностей, а особенно в режиме холостого хода являются актуальными для линий большой длины. **Одним из способов уменьшения зарядной мощности линии является установка шунтирующих реакторов.**

**Немаловажным фактором для передач СВН является распределение напряжения по её длине в различных режимах работы.**

При фиксированных напряжениях  $U_1$  и  $U_2$  напряжения в промежуточных точках определяются величиной передаваемой активной мощности, влияющей на соотношение между генерацией и потерями реактивной мощности в сети. При передаче натуральной мощности и  $U_1 = U_2$  напряжение по длине линии ( $r \ll x$  и  $g \ll 0$ ) не меняется. При передаче мощности больше натуральной напряжение в средней точке линии уменьшается. При снижении передаваемой мощности напряжение в средней точке линии возрастает и достигает максимума, если потоки активной мощности в линии отсутствуют.

Наибольшую опасность представляет режим холостого хода линии. Напряжение на разомкнутом конце резко возрастает с увеличением длины линии. При длинах около 500 км напряжение  $U_2$  (кз) превышает напряжение  $U_1$  на 15%, а при  $L = 1000$  км почти в 2 раза. Снижения напряжения можно достичь, подбирая **места установки и мощности шунтирующих реакторов.**

Рассмотренные теоретические положения следует проверить экспериментально в процессе выполнения лабораторной работы.

### **Объект исследования**

В работе исследуется электропередача, имеющая две цепи, выполненные расщеплённым проводом (рис. 3.3). Марка провода, длина линии и номинальное напряжение передачи для каждой бригады задаются в табл. 3.1.

Расстояние между проводами в фазе  $a = 40$  см.

Линия делится на два участка. С целью повышения пропускной способности передачи (передаваемой по линии мощности) в середине её включаются последовательно конденсаторные батареи, рассчитанные на наибольшее рабочее напряжение и наибольший ток линии. Такой комплект конденсаторных батарей называется установкой продольной компенсации и предназначается для уменьшения индуктивного сопротивления линии. Для снижения перетоков реактивной мощности на передающем конце передачи и на посту УПК возможно включение шунтирующих реакторов, компенсирующих полностью или частично ёмкостную проводимость ВЛ.

Таблица 3.1

| № бригады | U ном, кВ | Марка провода | Длина линии L, км | Расстоян. между фазами D, м | Кол – во параллельных линий | Расположение проводов на опоре |
|-----------|-----------|---------------|-------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| 1         | 500       | АС–3'500/64   | 1000              | 10,5                        | 2                           | Горизонт.                      |
| 2         | 500       | АС–3'400/93   | 800               | 12                          | 2                           | Горизонт.                      |
| 3         | 500       | АС–3'500/27   | 600               | 11                          | 2                           | Горизонт.                      |
| 4         | 500       | АС–4'240/56   | 900               | 10,5                        | 2                           | Горизонт.                      |
| 5         | 500       | АС–4'300/48   | 700               | 10                          | 2                           | Горизонт.                      |
| 6         | 500       | АС–4'400/93   | 1200              | 12                          | 2                           | Горизонт.                      |
| 7         | 500       | АС–3'500/64   | 1500              | 12                          | 2                           | Горизонт.                      |
| 8         | 500       | АС–3'400/93   | 1000              | 11                          | 2                           | Горизонт.                      |

### Расчётная часть работы

1. Сформулировать цель работы. Нарисовать схему передачи, указав назначение всех устройств в схеме. Рассмотреть возможные режимы передачи и дать им краткую характеристику.

1.1. Рассчитать погонные параметры передачи:

$$r_0 = r_0^{(1)} / k, x_0 = 0,144 \lg(2D_{\text{ср.г}} / d_{\text{эк}} + 0,0157 / k),$$

$$d_{\text{эк}} = 2^k \sqrt[k]{0,5da^{k-1}}, D_{\text{ср.г}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}},$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2D_{\text{ср.г}}}{d_{\text{эк}}}\right)}, \quad g_0 = \frac{\Delta P_{k0}}{U_{\text{НОМ}}^2}.$$

Здесь:  $r_0^{(1)}$  – активное сопротивление одного провода в фазе [ 3 ], Ом/км ;  $k$  – количество проводов в фазе;  $D_{\text{ср.г}}$  – среднее геометрическое расстояние между фазами;  $D_{12}, D_{23}, D_{31}$  – расстояния между проводами фаз;  $d_{\text{эк}}$  – эквивалентный диаметр расщеплённого провода;  $d$  – диаметр одного провода в фазе [ 3 ];  $\Delta P_{k0}$  – потери на корону на 1 км длины линии [ 3 ], кВт/км;  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение.

1.2. Определить волновое сопротивление линии  $Z_c$  и натуральную мощность –  $P_{\text{НАТ}}$ .

$$S_1, \text{ где } \underline{z}_0 = r_0 + jx_0, \underline{y}_0 = g_0 + jb_0 = jb_0.$$

$$P_{\text{НАТ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{z_c}$$

2. Составить П – образную схему замещения передачи (дополнительных устройств УПК и шунтирующих реакторов в передаче нет). Сосредоточенные параметры схемы замещения рассчитываются по формулам (3.4).

3. Составить схему четырёхполюсника и определить его постоянные по формулам (3.5).

4. Построить круговую диаграмму для передачи. Определив по формулам (3.8) положение центров окружностей  $\underline{Y}_1$  и  $\underline{Y}_2$  и их радиус  $r$ .

Круговую диаграмму строить на миллиметровой бумаге (формат А4). Рекомендуемый масштаб 50...100 МВт/мм.

По круговой диаграмме рассчитать значения мощности в начале и конце передачи для угла  $\delta$   $0^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $120^\circ$ ,  $180^\circ$ ,  $240^\circ$ ,  $300^\circ$ ,  $360^\circ$  и заполнить соответствующие графы табл. 3.2.

Таблица 1.2

| $\delta$ | $P_1$ , МВт |        | $Q_1$ , МВАр |        | $P_2$ , МВт |        | $Q_2$ , МВАр |        |
|----------|-------------|--------|--------------|--------|-------------|--------|--------------|--------|
|          | Опыт        | Расчёт | Опыт         | Расчёт | Опыт        | Расчёт | Опыт         | Расчёт |
|          |             |        |              |        |             |        |              |        |

2. Представить передачу в виде двух последовательно включенных звеньев, подключить УПК и шунтирующие реакторы (рис. 3.6) и определить её параметры:

$$r_{\text{л}} = \frac{r_0 \frac{L}{2} k_r}{n}, \quad x_{\text{л}} = \frac{r_0 \frac{L}{2} k_x}{n} \quad \text{и} \quad b_{\text{л}} = b_0 \frac{L}{2} k_b n.$$

Принимая 50% – ю степень компенсации индуктивного сопротивления передачи, сопротивление конденсаторов в УПК составит:

$$x_{\text{УПК}} = 0,5x_{\text{л}}$$

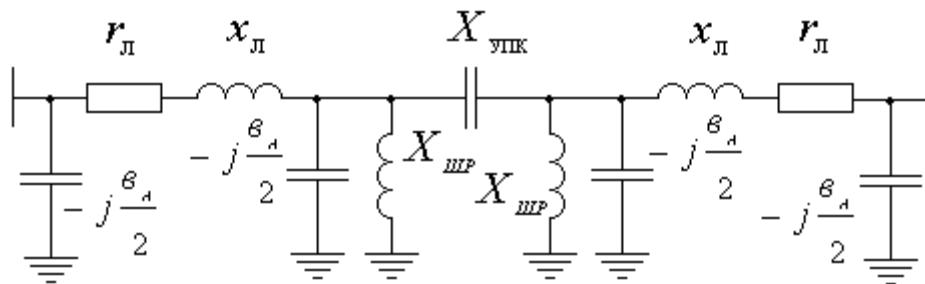


Рис. 3.6. Схема замещения передачи

Соппротивление шунтирующего реактора подобрать следующим образом: шунтирующий реактор должен скомпенсировать примерно 1/4 зарядной мощности линии, а  $Q_{\text{НОМ шпр}}$  – номинальная мощность одной группы

$$\sum_1^k Q_{\text{НОМ шпр}} \approx \frac{1}{4} Q_c$$

реакторов равна 3'60 МВАр. Тогда

$$x_{\text{шпр}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{\sum Q_{\text{НОМ шпр}}}$$

Здесь: k – количество групп реакторов, установленных на подстанции,

### *Программное обеспечение*

Работа выполняется по программе, записанной в файл под именем [ELS3.exe](#).

После активизации файла на экран выводится фронтальная панель виртуального устройства (рис. 3.7).

В левой верхней части располагается расчётная схема исследуемой передачи с изображением первичного двигателя ТЭС, виртуальными выключателями, позволяющими коммутировать шунтирующие реакторы и УПК. Здесь же размещены индикаторы основных параметров режима.

В правой части размещаются цифровые задатчики ввода параметров системы. Для ЛЭП задаются удельные сопротивления  $r_0$ ,  $x_0$ , проводимость  $b_0$  и длины участков  $L_1$  и  $L_2$  в км. Для компенсирующих устройств необходимо ввести сопротивление УПК в Ом и одинаковую для всех номинальную мощность группы реакторов в МВАр.

Справа в нижней части экрана размещаются задатчики регуляторов скорости и возбуждения, с помощью которых можно менять активную и реактивную мощность отправного конца передачи. В центре этой части расположены задатчики удельных потерь на корону на участках ЛЭП, датчик напряжения  $U_2$  а также переключатель перехода в режим круговых диаграмм. Индикаторы рядом с диаграммой показывают положения центров окружностей и радиус r. В самой нижней полосе размещены индикаторы постоянных четырёхполюсников, которые располагаются в массивах из восьми действительных чисел.

### *Порядок выполнения работы*

1. Активизировать программу. Установить на фронтальной панели параметры системы  $r_0, x_0, b_0, L_1, L_2, X_{\text{УПК}}, Q_{\text{НОМ шпр}}$  Зашунтировать УПК.

2. Исследовать режим передачи без компенсирующих устройств при  $U_1 = U_2 = 500$  кВ в диапазоне передаваемой мощности от 0,5 до 1,1  $P_{\text{НАТ}}$ .



С этой целью запустить программу в режиме циклического решения, установить  $S_1$  кВ, меняя установку АРС установить желаемую активную мощность и с помощью АРВ реактивную мощность. Записать постоянные четырёхполосников. Снять круговую диаграмму. Определить предельную передаваемую мощность. Для каждой исследуемой мощности записать параметры режима.

3. Исследовать режим передачи с вводом УПК. Для этого отключить шунтирующий батарею выключатель. Записать постоянные четырёхполосников. Снять круговую диаграмму, определить предел мощности передачи.

Записать основные параметры режима при тех же передаваемых мощностях, что и в п. 2.

4. Ввести на УПК шунтирующие реакторы и повторить исследование по п. 2.. Оценить влияние реакторов на режим в зависимости от передаваемой мощности.

5. Исследовать режим холостого хода передачи при сохранении связи с системой и  $U_2=500$  кВ. Имитация отключения на отправном конце осуществляется путём подбора таких уставок АРС и АРВ, при которых нагрузка  $S_1$  будет близка к нулю.

Оценить влияние реакторов на распределение напряжения по передаче.

6. Исследовать режим включения передачи на параллельную работу с системой выключателями на приёмном конце.

Такой режим обеспечивается подбором уставок АРВ и АРС таким образом, чтобы при  $U_2=500$  кВ поток мощности  $S_2$  стал равным нулю.

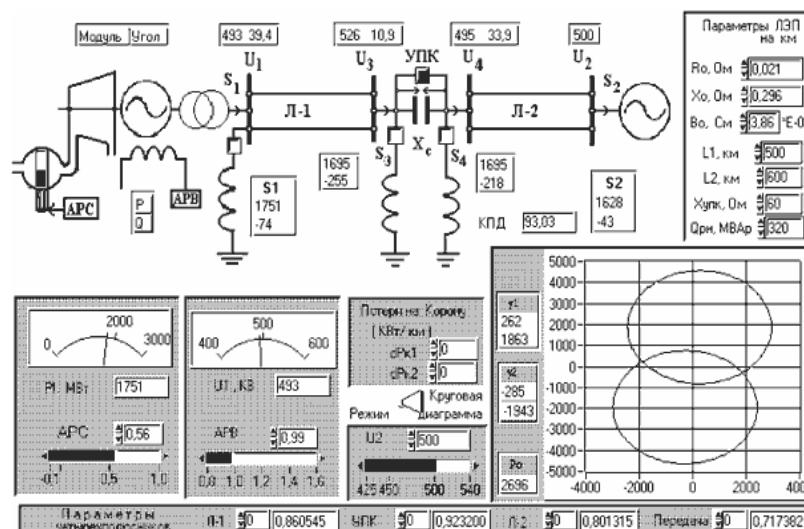


Рис. 3.7 Фронтальная панель виртуального устройства

### *Контрольные вопросы*

1. Назвать схемы замещения, которые используются при анализе электропередач СВН. Указать достоинства и недостатки названных схем и области их применения.
2. Как рассчитать параметры четырёхполюсника через параметры  $\Pi$  – образной схемы замещения?
3. Каким образом учитывается при расчёте распределённый характер параметров линии по длине?
4. Физический смысл параметров  $\Pi$  – образной схемы замещения и постоянных четырёхполюсника.
5. Как составить схему замещения идеальной линии передачи. Определить постоянные четырёхполюсника для этой линии.
6. Построить круговую диаграмму для электропередачи.
7. Построить круговую диаграмму для идеальной линии.
8. Каким образом используются круговые диаграммы для расчёта параметров режима в реальной передаче?
9. Как найти по круговой диаграмме потери активной и реактивной мощности?
10. Показать на круговой диаграмме параметры режима, соответствующие передаче по линии натуральной мощности.
11. То же при передаче по линии мощности больше натуральной.
12. То же при передаче по линии мощности меньше натуральной.
13. Как определить по круговой диаграмме предельную передаваемую по линии мощность?
14. Каким образом можно увеличить передаваемую по линии активную мощность?
15. Как влияют шунтирующие реакторы на величину передаваемой по линии активной мощности?
16. Как изменяется напряжение на разомкнутом конце линии в режиме холостого хода?

### **Основная литература:**

1. А.А. Герасименко, В.Т. Федин «Передача и распределение электрической энергии». 2008г.
2. Костин В.Н., Распопов Е.В., Родченко Е.А. «Передача и распределение электроэнергии». Учеб. пособие. - СПб.: СЗТУ, 2003.
3. А.А Глазунов «Основы механической части воздушной линии электропередач».
4. М.А. Короткевич «Проектирование линии электропередач. Механическая часть» 2010г.
5. А.П. Вихарев «Проектирование механической части воздушных ЛЭП» 2009г.
6. К.П. Крюков «Конструкция и механический расчёт линий электропередачи» 1979г.
7. Е.Ф. Щербаков «Распределение электрической энергии на предприятиях» 2006г.

### **Дополнительная литература:**

1. Сергеевков Б.Н., Киселев В.М., Акимова Н.А. Электрические машины. Трансформаторы: Учеб. пособие для вузов. М.: Высшая школа, 1989.
2. Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства. М.: Издательство МЭИ, 1998.
3. ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1984.
4. ГОСТ 24291-90. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1984.
5. Правила устройства электроустановок. — 6-е изд. М.: ЗАО «Энергосервис», 2000.
6. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнергетических специальностей вузов / Под ред. Веникова В.А., Строева В.А. — 2-е изд. М.: Высшая школа, 1998.
7. Пospelов Г.Е., Федин В.Т. Проектирование электрических сетей и систем. Минск: Высшэйшая школа, 1978.
8. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство и распределение электрической энергии. — 8-е изд. М.: Издательство МЭИ, 2002.

## Содержание

|  |    |
|--|----|
| 1. Лабораторная работа №1  |    |
| Тема: Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ.....                           | 4  |
| 2. Лабораторная работа №2  |    |
| Тема: Конструктивное исполнение линий электропередачи 0,38<br>и 10 кВ..... | 12 |
| 3. Лабораторная работа № 3   |    |
| Тема: Механическая прочность сталеалюминевых проводов.....                 | 20 |
| 4. Лабораторная работа № 4   |    |
| Тема: Механическая прочность монометаллических проводов.....               | 31 |
| 5. Лабораторная работа № 5   |    |
| Тема: Круговые диаграммы мощности линии электропередачи...                 | 45 |
| 6. Литература.....   | 59 |

Докомбаев З.В., Торубаева У.С.

**Методическое руководство  
к лабораторным работам по курсу:  
«Передача и распределение электрической энергии»**

Тех. редактор: Жакыпова Ч.А.

---

Отпечатано в полиграфическом комплексе  
ИГУ им. К.Тыныстанова  
Заказ 477. Тираж 30.  
Тел.: (03922) 52696.