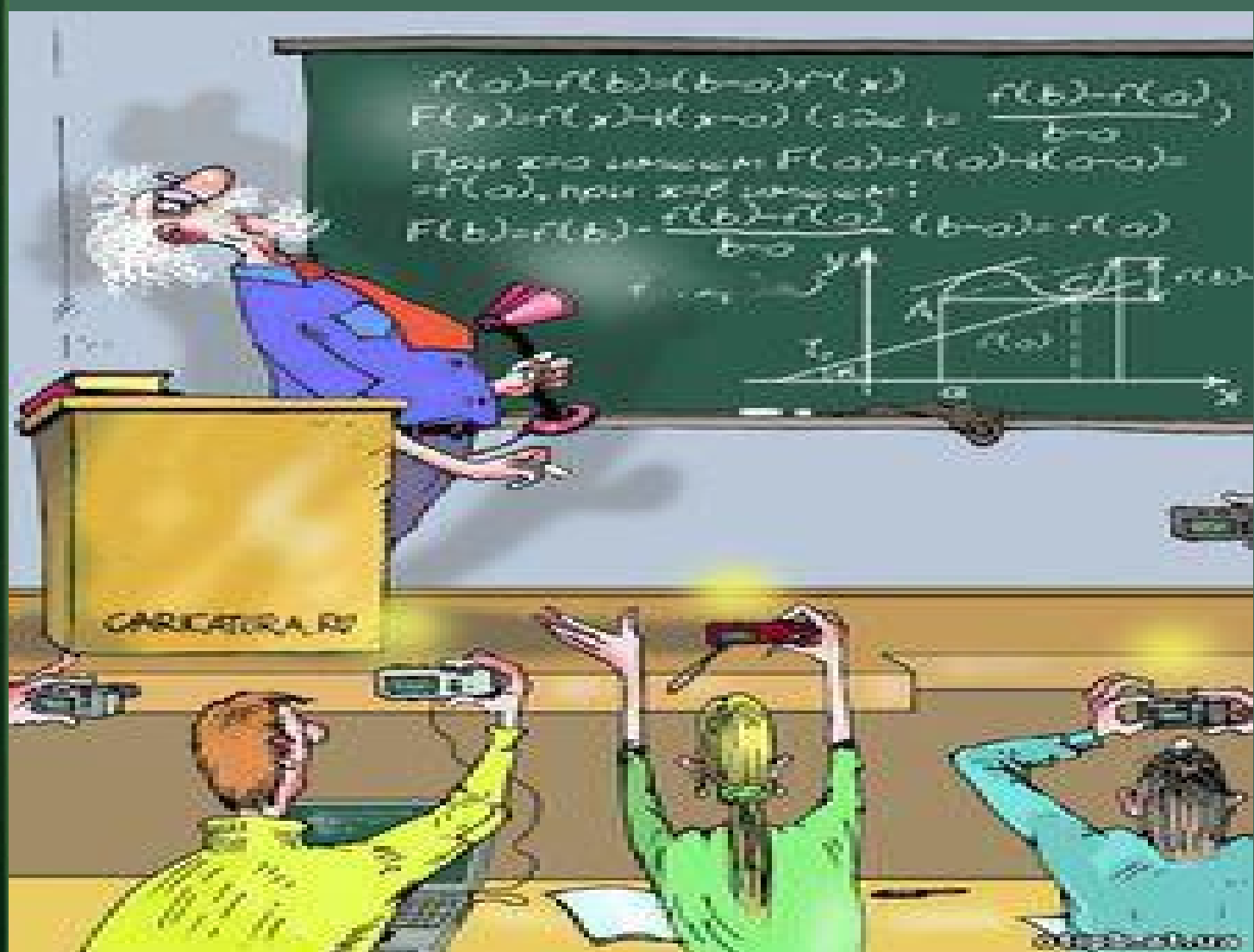


А.Л. Плиско

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, СЕТЕЙ И СИСТЕМ

Методические указания



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«УЛЬЯНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

# **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, СЕТЕЙ И СИСТЕМ**

Методические указания к курсовому проектированию  
для студентов направления 140400 «Электроэнергетика и электротехника»  
профиль – «Электроснабжение» энергетического и  
заочно-вечернего факультета

Составитель А. Л. Плиско

Ульяновск  
УлГТУ  
2011

УДК 621 (076)  
ББК 31. 27 я 7  
П 79

Одобрено секцией методических пособий научно-методического совета  
университета

Рецензент канд. техн. наук, профессор Е. В. Бондаренко.

**Проектирование электропередач, сетей и систем : методические**  
П 79 указания к курсовому проектированию / сост. А. Л. Плиско. – Улья-  
новск : УлГТУ, 2011. – 23 с.

Указания предназначены для студентов направления 140400 «Электроэнергетика и электротехника» профиль – «Электроснабжение» энергетического и заочно-вечернего факультетов при курсовом проектировании районной электрической сети 35÷220 кВ.

Изложены цели, задачи, методика проектирования, сформулированы требования к содержанию расчетной и графической частям и к оформлению работы, рассмотрены основные этапы расчета и выбора оборудования.

В приложениях даны условные графические и буквенные обозначения в электрических схемах и упрощенные изображения на чертежах основного оборудования районной электрической сети; формы таблиц для записи результатов и др.

Методические указания охватывают вопросы, рассматриваемые при изучении дисциплин курса «Электропередачи, сети и системы».

Работа подготовлена на кафедре «Электроснабжение».

**УДК 621 (076)**  
**ББК 31. 27 я 7**

© Плиско А. Л., составление. 2011  
© Оформление, УлГТУ, 2011

## СОДЕРЖАНИЕ

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ .....	4
2. ТЕМАТИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ .....	4
3. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ .....	5
3.1. Введение .....	5
4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....	5
4.1. Порядок работы над проектом .....	5
4.2. Расчет нагрузок и баланс активных и реактивных мощностей .....	6
4.3. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях .....	7
4.4. Разработка вариантов проектируемой сети с выбором напряжения и конструкции линий .....	8
4.5. Техничко-экономическое сопоставление рассматриваемых вариантов электрической сети .....	11
4.6. Расчет основных режимов выбранного варианта сети .....	12
4.7. Регулирование напряжения .....	13
4.8. Определение технико-экономических показателей проектируемой сети .....	14
4.9. Вопрос специальной разработки .....	15
5. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ РАСЧЕТНОЙ ЧАСТИ ПРОЕКТА .....	15
6. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....	15
7. ЗАЩИТА КУРСОВОГО ПРОЕКТА .....	16
Приложение 1. Условные графические и буквенные обозначения .....	17
Приложение 2. Задание на курсовой проект .....	19
Приложение 3. Формы таблиц для записи результатов работы .....	21
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	23

## 1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Целью работы является овладение методикой и приобретение навыков проектирования районной электрической сети (35~220) кВ, а также закрепление и углубление знаний, полученных студентами при изучении курсов «Электрические системы и сети», «Математические задачи проектирования».

Самостоятельная работа студентов по проектированию служит хорошей подготовкой к выполнению дипломного проекта, обобщает и закрепляет знания по курсу «Электрические системы и сети», закрепляет навыки инженерного проектирования. В процессе проектирования студенты используют теоретические сведения, справочные материалы, необходимые для решения вопросов проектирования, выполняют графические работы, анализируют существующие сети с учетом последних достижений и тенденций развития, обосновывают принятые проектные решения.

Учебный характер проекта, ограниченное время работы студентов над проектированием обуславливает необходимость введения некоторых упрощений при решении отдельных вопросов, использование упрощенных методов расчета, принятие приближенных оценок экономической эффективности.

Расчет установившихся режимов проектируемой районной электрической сети может производиться с помощью ЭВМ.

Оформление результатов работы проводится в соответствии с государственными стандартами, стандартами организаций и способствует освоению студентами правил оформления технических проектов, развитию умения грамотно и лаконично излагать результаты проделанной работы.

## 2. ТЕМАТИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Проект электрических сетей предусматривает разработку эскизного проекта электроснабжения потребителей от районной электрической станции (РЭС) путем сооружения пяти подстанций, питаемых по воздушным линиям 35-220 кВ.

Исходными данными являются: географическое расположение потребителей и РЭС; наибольшая и наименьшая мощность и коэффициент мощности электроприемников; состав потребителей по категорийности; сведения о напряжениях РЭС в различных режимах; стоимость 1 кВт установленной мощности и 1 кВт·ч отпущенной энергии РЭС,  $t g \varphi_r$  – генераторов РЭС при наибольшей нагрузке. Форма бланка задания на курсовое проектирование приведена в Приложении 2.

Исходные данные для проектирования задаются преподавателем. При этом активная мощность РЭС принимается достаточной для электроснабжения заданного района.

### **3. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА**

#### **3.1. Введение**

Во введении необходимо отразить оценку современного состояния электроэнергетики, обосновать актуальность разрабатываемой темы проекта и дать краткую характеристику проектируемого объекта. Раздел «Введение» в пояснительной записке не нумеруется. Остальные разделы и подразделы внутри разделов должны нумероваться арабскими цифрами. Номер подраздела состоит из номера раздела и порядкового номера подраздела, разделенных точкой.

### **4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

#### **4.1. Порядок работы над проектом**

В процессе проектирования предусматривается разработка следующих вопросов в сроки и с примерной трудоемкостью в процентах от всего объема работы:

- введение, в котором формируется цель проекта, устанавливается связь принимаемых решений с задачами проектирования и эксплуатации других объектов, обосновывается актуальность разрабатываемой темы и специального вопроса, дается краткая характеристика проектируемой сети, 1-я неделя, 2 %;
- расчет нагрузок и баланс активных и реактивных мощностей, с определением мощности компенсирующих устройств и их размещение по подстанциям, 2-я неделя, 5 %;
- выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях, 3-я неделя, 3 %;
- разработка 3-5 вариантов проектируемой сети с выбором напряжения и конструкции линий, 4-я неделя, 5 %;
- технико-экономическое сопоставление рассматриваемых вариантов электрической сети, 6-я неделя, 35 %;
- расчет основных режимов выбранного варианта, 8-я неделя, 15 %;
- регулирование напряжения, 9-я неделя, 30 %;
- вопрос специальной разработки, 10-я неделя, 7 %;
- определение технико-экономических показателей проектируемой сети, 11-я неделя, 3 %;
- заключение, в котором отмечаются основные характеристики разработанного проекта, 12-я неделя, 2 %;
- выполнение графической части проекта, оформление пояснительной записки, 13-я неделя, 13 %;
- защита проекта, 13-я неделя, 14-я неделя.

## 4.2. Расчет нагрузок и баланс активных и реактивных мощностей

При расчете нагрузок электрической сети определяются полные и реактивные мощности отдельных потребителей в максимальном и минимальном режимах по формулам:

$$S_i = P_i / \cos \varphi_i \text{ и } Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (4.1)$$

где  $P_i$  – максимальная или минимальная активная мощность  $i$ -го потребителя;  $\cos \varphi_i$  и  $\operatorname{tg} \varphi_i$  – коэффициенты мощности  $i$ -го потребителя.

Результаты расчета сводятся в таблицу, вид которой приведен в приложении 3 (табл. П 3. I).

В установившемся режиме работы системы в каждый момент времени РЭС должна выдавать мощность, равную мощности потребителей и потерям в элементах сети. То есть должен существовать баланс выдаваемой и потребляемой мощности.

Баланс активной мощности составляется для максимальных нагрузок. Источником активной мощности в проектируемой сети является РЭС. Потребляемая активная мощность складывается из нагрузок в заданных пунктах потребления, потерь мощности в линиях и трансформаторах, мощности резерва и собственных нужд РЭС. Уравнение баланса активной мощности имеет вид

$$P_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_{\max,i} \cdot K_{oi} + \sum_{k=1}^m \Delta P_{\text{н,к}} + \sum_{j=1}^d \Delta P_{\text{т,ж}} + P_{\text{сн}} + P_p, \quad (4.2)$$

где  $P_{\Gamma}$  – установленная мощность генераторов РЭС;  $P_{\max}$  и  $K_{oi}$  – максимальная мощность и коэффициент одновременности участия в максимуме нагрузок РЭС  $i$ -го потребителя. Ориентировочно  $K_{oi} = 0,9$ ;  $\Delta P_{\text{н,к}}$  и  $\Delta P_{\text{т,ж}}$  – потеря мощности в  $i$ -й линии и в  $j$ -м трансформаторе, в первом приближении можно принять равными 6-7 % от  $\sum_{i=1}^n P_{\max,i}$ ;  $P_{\text{сн}}$  и  $P_p$  – потребление собственных нужд и резерв мощности РЭС,  $P_{\text{сн}} \approx 0,1 P_{\Gamma}$  и  $P_p \approx 0,2 \sum_{i=1}^n P_{\max,i}$ .

При расчете баланса реактивной мощности проектируемой районной сети определяется мощность компенсирующих устройств. При этом предполагается преимущественное размещение компенсирующих устройств непосредственно на шинах электроприемников. В этом случае компенсация реактивной мощности оказывает влияние на величину полных нагрузок подстанций и выбор мощности трансформаторов, на сечение проводов линий, на потери напряжения, мощности и энергии в сети. При составлении баланса реактивной мощности можно принять следующие допущения:

совпадение по времени периодов потребления максимальных активных и реактивных нагрузок подстанций;

$K_o$  для реактивных нагрузок равен 0,95;

потери реактивной мощности в индуктивном сопротивлении воздушных линий компенсируются генерацией реактивной (емкостной) мощности этих линий, т. е.

$$\sum_{k=1}^m \Delta Q_{L,K} \approx \sum_{k=1}^m \Delta Q_{C,K};$$

потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах при каждой трансформации составляют около 10 % от трансформируемой и полной мощности нагрузки, т. е.

$$\sum_{j=1}^d \Delta Q_T \approx 0,1 \cdot m \cdot \sum_{i=1}^n S_i,$$

где  $m$  – число ступеней трансформации.

Таким образом, уравнение баланса будет иметь вид

$$Q_{\Gamma} = 0,95 \sum_{i=1}^n Q_i + \sum_{j=1}^d \Delta Q_T - \sum Q_{KY,i}, \quad (4.3)$$

где  $Q_{\Gamma}$  – реактивная мощность, отдаваемая генераторами РЭС при максимальном режиме, при коэффициенте мощности генераторов  $\cos \varphi_{\Gamma}$ , ее можно принять равной  $P_{\Gamma} \cdot \cos \varphi_{\Gamma}$ ;  $Q_{KY}$  – мощность компенсирующих устройств.

При определенных допущениях  $Q_{KY}$   $i$ -й подстанции при максимальном режиме можно определить как

$$Q_{KY,i} = Q_{max,i}^{(c)} - Q_i = P_{max,i} \cdot (\cos \varphi_c - \cos \varphi_i), \quad (4.4)$$

где  $Q_{max,i}^{(c)}$  и  $\cos \varphi_c$  – располагаемая реактивная мощность и коэффициент мощности системы при максимальном режиме для  $i$ -й нагрузки, обычно  $\cos \varphi_c = 0,93 \div 0,95$ .

Предварительно уравнение (4.3) составляется без учета  $Q_{KY}$  и, если баланс реактивной мощности не соблюдается, то вводятся компенсирующие устройства. Все последующие расчеты производятся по реактивным составляющим нагрузок с учетом установки на подстанциях выбранных компенсирующих устройств. Составляющие нагрузок подстанций оформляются в форме табл. П 3.1.

### 4.3. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях

При выполнении данного раздела пользуются рекомендациями [1]:

- при наличии на подстанции потребителей первой и второй категорий применяется, как правило, не менее двух трансформаторов;
- мощность каждого из установленных трансформаторов должна обеспечить электроснабжение всех потребителей первой и второй категорий, при выходе из строя второго трансформатора;
- оставшийся в работе трансформатор может иметь эксплуатационную перегрузку не более 30 %, а в случае наличия в энергосистеме резерва трансформаторов соответствующей мощности, допускается аварийная перегрузка трансформаторов до 40 % на время не более шести часов в сутки и на срок не более пяти суток в год;
- в нормальном режиме трансформаторы должны иметь коэффициент



загрузки ( $K_3$ ) равным  $0,65 \div 0,7$ .

Таким образом, номинальная мощность трансформаторов  $i$ -й подстанции определяется из условий:

$$S_{\text{ном},i} \geq \frac{S_{\text{max},i}}{(0,65 \div 0,75) \cdot n},$$

$$S_{\text{ном},i} \geq \frac{S_{\text{max},i} \cdot K_i^{I \text{ и } II}}{(1,3 \div 1,4)(n-1)}, \quad (4.5)$$

где  $n$  – число трансформаторов на подстанции;  $K_i^{I \text{ и } II}$  – доля нагрузки первой и второй категорий.

Окончательно принимается большее из получившихся значений, результаты оформляются в виде таблицы, в которую вносятся номер подстанции,  $S_{\text{max},i}$ ,  $K_i^{I \text{ и } II}$ , результаты расчетов по (4.5) и выбранная номинальная мощность трансформаторов.

#### 4.4. Разработка вариантов проектируемой сети с выбором напряжения и конструкции линий

Схема соединений линий сети находится в тесной технико-экономической взаимосвязи с номинальным напряжением сети. Совместный выбор схем соединений линий сети и ее номинального напряжения начинается выбором технически осуществимых вариантов с последующим их технико-экономическим сопоставлением.

В общем случае определение оптимальной конфигурации электрической сети может быть математической задачей, базирующейся на использовании методов линейного и нелинейного программирования, позволяющих из полного исходного графа исключить линии с минимальными потоками при данных условиях связи. В курсовом проектировании из-за ограниченности времени рекомендуется использовать вариантный метод, предусматривающий составление ряда возможных схем, из которых выбирается наилучший по технико-экономическим характеристикам. Для того чтобы не исключить из рассмотрения лучший из возможных вариантов, необходимо при составлении вариантов подчиняться определенным логическим требованиям:

передача электроэнергии должна производиться по кратчайшему пути;

потребители первой и второй категорий должны получать питание от двух независимых источников (сооружением либо замкнутой сети, либо двухцепной или радиально-магистральной линий);

точки разветвления сети должны размещаться на подстанциях;

варианты должны быть технически сопоставленными, т. е. обеспечивающими требуемую передачу мощности и качества электроснабжения в нормальных и послеаварийных режимах работы сети.

В первом приближении можно рассмотреть несколько вариантов сети, выполненных в виде магистральных, магистрально-радиальных, замкнутой и смешанной схем.

Проблема выбора номинальных напряжений является технико-экономической задачей. Однако в условиях курсового проектирования предварительный выбор номинальных напряжений можно произвести на основе опыта проектирования и эксплуатации электрических сетей, воспользовавшись, например, данными табл. 4.1.

Таблица 4.1

Рекомендуемые номинальные напряжения электрической сети

Наибольшая мощность на одну цепь, МВт	Наибольшая длина линии, км	Напряжение линии, кВ
5-10	20-5	35
25-60	100-50	110
50-100	150-75	150
100-200	250-150	220

Составленная схема сети с определенными номинальными напряжениями отдельных линий позволяет установить типы всех трансформаторных подстанций и схему их первичных соединений. Схема подстанции со стороны низшего напряжения 6-10 кВ изображается условно с одной секционированной системой шин. По способу присоединения подстанции разделяются на следующие виды:

тупиковые (включаемые в конце радиальной линии);

транзитные (включаемые в рассечку проходящей магистральной линии);

узловые. На подстанциях тупиковых и транзитных (проходных) рекомендуется применение схем с отделителями и короткозамыкателями.

Узловые подстанции, как правило, выполняются с выключателями. Все перечисленные схемы подстанций приведены в [2]. На основе принятых допущении намечается 5÷6 возможных вариантов схемы сети. В каждом варианте определяется число выключателей 35-220 кВ и суммарная длина линий.

При определении состава оборудования по вариантам необходимо провести эквивалентирование, путем ввода следующих коэффициентов. На напряжение 35 кВ – 1, 110 кВ – 2, 220 кВ – 3, для двухцепных линий 1,5. Это означает, что при нахождении сравниваемой величины количества выключателей, длин линий следует реальное значение умножить на соответствующий коэффициент эквивалентирования. Полученные данные сводятся в табл.П3.2.

По минимуму расхода оборудования для дальнейшего рассмотрения остаются 3÷4 варианта.

Далее уточняются номинальные напряжения вариантов электрической сети по допустимым сечениям проводов. Для чего в каждом варианте определяется потокораспределение мощностей по ветвям схемы приближенными методами (при постоянном напряжении во всех узлах сети и  $U$ , равном  $U_{ном}$ , без учета потерь мощности и только по длине линий).

Линии электропередачи в районных сетях обычно выполняются проводами марок:

АС – при толщине гололеда до 20мм и сечении ( $F$ ) менее 185 мм<sup>2</sup>;

АСО – при толщине гололеда до 20 мм и  $F \geq 240$  мм<sup>2</sup>;

АСУ – при толщине гололеда более 20 мм.

Сечения проводов выбираются по экономической плотности тока ( $J_{\varepsilon}$ ) при заданном  $T_{нб}$ . Величина  $J_{\varepsilon}$  определяется по [1]. Сечения проводов проверяются по допустимому нагреву при выходе из строя наиболее нагруженной линии и по условиям исключения коронирования проводов. Корона будет отсутствовать, если выбранные сечения будут не менее: АС-70 для 100 кВ, АС-120 для 150 кВ, АС-240 для 220 кВ. По условиям предельной механической нагрузки на опоры верхний предел сечений не должен превышать: АС-150 для 35 кВ, АСО-300 для 110-150 кВ и АСО-500 для 220 кВ.

При выборе материала опор исходят из следующих допущений:

деревянные одноцепные опоры применяются на 35 кВ с проводами до АС-95 и на 110 кВ – до АС-150;

железобетонные одноцепные опоры применяются для всех напряжений при проводах сечениями более АС-150;

железобетонные двухцепные опоры применяются для всех напряжений 35-110-250 кВ;

металлические опоры во всех случаях, где не возможно применение железобетонных опор.

Для окончательного выбора номинального напряжения необходимо оценить уровни потерь напряжения в сети. Вариант считается пригодным для дальнейшего рассмотрения, если наибольшие потери напряжения будут лежать в пределах 1,5÷15 % в нормальном режиме и 20 % в послеаварийном режимах сети. В противном случае необходимо изменить класс номинального напряжения. Потери напряжения для  $i$ -й линии допускается определять по выражению:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_{0,i} + Q_i \cdot x_{0,i}}{U_{ном}} \cdot l_i, \quad (4.6)$$

где  $P_i$  и  $Q_i$  – активная и реактивная мощности, протекающие по линии;  $r_{0,i}$ ,  $x_{0,i}$ ,  $l_i$  – активное и реактивное сопротивление и длина линии.

Для технико-экономического сравнения вариантов необходимо определить такие потери активной мощности и энергии в линиях и трансформаторах. Потери мощности в линиях будут равны:

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{0,i} \cdot l_i. \quad (4.7)$$

Потери энергии за год в линии

$$\Delta A_{r,i} = \Delta P_i^{(max)} \cdot \tau, \quad (4.8)$$

где  $\tau$  – время наибольших потерь, определяется по [3].

Потери мощности и энергии в трансформаторах соответственно равны:

$$\Delta P_{T,i} = n_i \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n_i} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_{max,i}}{S_{ном,i}} \right)^2,$$

$$\Delta A_{T,i} = n_i \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \left[ \frac{1}{n_i} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_{max,i}}{S_{nom,i}} \right)^2 \right] \cdot \tau ,$$

где  $n_i$  – число трансформаторов на подстанции.

Выбранные конструктивные параметры линий оформляются в виде табл. ПЗ.3.

По выбранным номинальным напряжениям и данным п.4.3. подбираются марки трансформаторов в виде табл. ПЗ.4.

#### 4.5. Технико-экономическое сопоставление рассматриваемых вариантов электрической сети

Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум приведенных затрат [3]:

$$Z = E_H \cdot K + I + M(Y), \quad (4.9)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;  $K$  – единовременные капитальные затраты в сооружаемую сеть;  $I$  – ежегодные эксплуатационные издержки;  $M(Y)$  – математическое ожидание ущерба от уменьшения надежности электроснабжения; при равноценности по надежности сравниваемых вариантов  $M(Y)$  можно не учитывать.

Капитальные затраты складываются из стоимостей линий, трансформаторов и автотрансформаторов, ячеек с выключателями и отделителями и дополнительной установленной мощности на РЭС, идущей на покрытие потерь электроэнергии. При определении стоимости оборудования можно пользоваться справочными данными, опубликованными до 2000 года, умножив приведенное в справочниках значение на повышающий коэффициент 50÷60. Стоимость дополнительной установленной мощности и РЭС можно определить как

$$K_{уст} = 1,2 \cdot K_0 \sum \Delta P_{max,i} \cdot B,$$

где  $\sum \Delta P_{max,i}$  – суммарные наибольшие потери активной мощности в сети;  $B$  – стоимость 1 кВт установленной мощности.

Эксплуатационные издержки складываются из годовых отчислений на амортизацию и обслуживание сети ( $I_a$ ) и стоимости потерянной электроэнергии за год ( $I_3$ ). В общем случае

$$I_a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot K_i ,$$

где  $a_i$  – годовые отчисления на амортизацию и обслуживание сети, принимается по данным [4];  $K_i$  – капиталовложения в элемент схемы.

Стоимость потерянной электроэнергии за год можно определить по выражению

$$Иэ = \Delta A \Gamma \cdot b_0,$$

где  $b_0$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Технико-экономическое сравнение трех рассматриваемых вариантов производится на основании полученных данных, сведенных в табл.ПЗ.5.

Равноэкономичными считаются варианты, различающиеся по приведенным затратам на величину до 5%. В этом случае производится инженерная оценка вариантов по характеристикам: перспективность схемы, удобство эксплуатации, дефицитность материалов и оборудования, более высокое напряжение схемы, уровень потерь электроэнергии, расход цветных металлов и др.

#### 4.6. Расчет основных режимов выбранного варианта сети

Цель расчета – определение параметров основных режимов, характеризующих условия работы оборудования электрических сетей и потребителей. В качестве основных режимов рекомендуется рассмотреть:

- нормальный режим при наибольших нагрузках;
- нормальный режим при наименьших нагрузках;
- послеаварийный режим при отключенных или самых нагруженных линиях замкнутой сети, или одной из параллельных линий радиальной сети.

Расчет можно производить или ручным методом, или на ЭВМ.

Расчет производится по полным схемам замещения элементов электрической сети.

При нагрузках, заданных на шинах вторичного напряжения подстанций и напряжении, известном на шинах РЭС, расчет любого из режимов производится итеративно. Сначала с учетом потерь мощности в трансформаторах, линиях, с учетом генерации линий определяют потокораспределение в сети по полным сопротивлениям участков сети.

Потери мощности, генерация линий и потокораспределение рассчитываются по номинальному напряжению сети. Расчет потокораспределения ведется от конца линий (от точки раздела мощности) к их концу.

На втором этапе по заданному напряжению на шинах РЭС в направлении от источника питания к концам сети находятся потери напряжения в сети.

Потери реактивной мощности в параллельно работающих двухобмоточных трансформаторах

$$\Delta Q_{T,i} = \frac{1}{n_i} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_i}{S_{\text{ном},i}^2} + n_i \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{\text{ном}}. \quad (4.10)$$

Тогда мощность на входе  $i$ -подстанции

$$S_i^{(n)} = S_i + P_{Ti} + j\Delta Q_{Ti}. \quad (4.11)$$

Мощность на выходе радиальных или концевых линий

$$S''_{li} = S_i^{(n)} - \frac{j\Delta Q_{ci}}{2}, \quad (4.12)$$

где  $\Delta Q_{ci}$  – реактивная мощность, генерируемая линией,  
Потери мощности в этих линиях

$$\Delta P_{li} = \frac{(S''_{li})^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{li}; \quad \Delta Q_{li} = \frac{S''_{li}}{U_{ном}^2} \cdot X_{li}, \quad (4.13)$$

где  $r_{li}, X_{li}$  – соответственно активное и индуктивное сопротивление линий.  
Мощности на входе линии

$$S'_{li} = S''_{lj} + \Delta S_{li} - \frac{j\Delta Q_{cj}}{2}. \quad (4.14)$$

В обратном порядке, начиная с шин РЭС, производится определение потерь напряжения на головных линиях с последующим нахождением величин напряжений в конце этих линий.

$$\Delta U_{li} = \frac{P'_{li} \cdot r_{li} + Q'_{li} \cdot X_{li}}{U_{рэс}}, \quad (4.15)$$

$$U_i = U_{рэс} - \Delta U_{li}, \quad (4.16)$$

где  $U_{рэс}, U_i$  – соответственно напряжения в начале линии (на шинах РЭС) и на шинах высшего напряжения приемного пункта (здесь напряжение в первых от РЭС узлах);  $\Delta U_{li}$  – потери напряжения в первых от РЭС линиях.

Также определяются потери напряжения в последующих линиях. Подобные расчеты проводятся для нормального максимального режима, нормального минимального режима и послеаварийного режима при максимальных нагрузках.

#### 4.7. Регулирование напряжения

Регулирование напряжения обеспечивает отклонение напряжений на шинах вторичного напряжения подстанций в пределах, предусмотренных требованиями ГОСТ 13109-67. Пределы регулирования напряжения на шинах РЭС в зависимости от изменения нагрузки определены заданием на курсовое проектирование. В настоящем разделе производится расчет встречного регулирования на приемных подстанциях. В качестве основного средства регулирования в проекте предусматривается применение трансформаторов с регулированием рабочих ответвлений, под нагрузкой (РПН).

В общем случае, руководствуясь [1.4], в нормальном максимальном режиме можно принять за желаемое напряжение ( $U_{ж}$ ) на шинах вторичного напряжения подстанций 105 % номинального напряжения распределительной се-

ти 6-10 кВ ( $U_{\text{ном},c}$ ). В нормальном минимальном режиме – 100 % ( $U_{\text{ном},c}$ ). Таким образом, подбор ответвлений производится для нормального максимального и минимального режимов.

При выборе ответвлений сначала определяются потери напряжения в трансформаторе  $\Delta U_{Ti}$ . Затем находится вторичное приведенное напряжение трансформатора

$$U'_i = U_i - \Delta U_{Ti}. \quad (4.17)$$

Тогда расчетное напряжение ответвления будет равно

$$U_{\text{отв},i}^{(p)} = \frac{U'_i \cdot U_{xx}}{U_{\text{ж}}}, \quad (4.18)$$

где  $U_{xx}$  – напряжение холостого хода трансформатора.

Номер ответвления может быть определен путем округления до целого значения по формуле

$$N_{\text{отв},i} = \frac{(U_{\text{вн}} - U_{\text{отв},i}^{(p)}) \cdot 100}{\sigma U\% \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (4.19)$$

где  $U_{\text{вн}}$  – номинальное напряжение нулевого ответвления;  $\sigma U\%$  – напряжение в процентах от  $U_{\text{вн}}$  между соседними ответвлениями.

Стандартное напряжение, соответствующее напряжениям ответвления трансформатора ( $U_{\text{вн}} \pm 9 \cdot 1,78\%$ ), в этом случае будет равно

$$U_{\text{отв},i} = U_{\text{вн}} \left( 1 - N_{\text{отв},i} \frac{\sigma U\%}{100} \right). \quad (4.20)$$

Таким образом, действительное вторичное напряжение подстанции

$$U_i^{(g)} = \frac{U'_i \cdot U_{xx}}{U_{\text{отв},i}}. \quad (4.21)$$

#### 4.8. Определение технико-экономических показателей проектируемой сети

К основным технико-экономическим показателям электрической сети можно отнести:

- суммарные капиталовложения на сооружение линий и подстанций всей спроектированной сети от шин РЭС до шин низкого напряжения подстанций района, тыс. руб.;

- суммарные ежегодные расходы по эксплуатации, тыс. руб.;

- себестоимость передачи электроэнергии по сети (отношение суммарных ежегодных расходов ко всей отпущенной потребителям электроэнергии за год), коп/кВт·ч;

- потери активной мощности (в кВт и процентах) от суммарной мощности потребителей;

- потери энергии (в кВт·ч и в процентах) от полученной потребителями электроэнергии за год.

Результаты могут быть оформлены в табл.ПЗ.5.

#### **4.9. Вопрос специальной разработки**

В ряде случаев, например, при выполнении курсового проектирования по заказу предприятий, в дополнение к общим разделам проекта или вместо некоторых из них вводится рассмотрение вопросов исследовательского характера. Тематика таких вопросов может быть различна.

Например, могут выполняться работы по применению нестандартных методов выбора конфигурации электрической сети, расчету установившихся рабочих режимов и т.д. Тема дополнительного задания может быть предложена как преподавателем, так и студентом.

### **5. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ РАСЧЕТНОЙ ЧАСТИ ПРОЕКТА**

Расчетная часть проекта выполняется в виде пояснительной записки в соответствии с [5].

Текст должен быть лаконичным, логическим связанным, расчеты после подробного изложения примера сводятся в таблицы. Объем пояснительной записки 40-45 с.

Все расчетные выражения должны иметь нумерацию в пределах данного раздела, например, (2.3) – выражение номер 3, второго раздела; подобную же нумерацию должны иметь рисунки и таблицы. Литературные источники имеют сквозную нумерацию. Ссылки на рисунки, формулы, таблицы обязательны. Текст пояснительной записки может записываться на обеих сторонах листа.

### **6. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

Графическая часть проекта содержит лист формата А1, где размещаются три варианта схемы сети, принципиальная электрическая схема выбранного варианта с указанием линий, их длины и напряжения, схемы подстанций со всеми коммутационными аппаратами, число, марка, мощность и группа соединений силовых трансформаторов, отпайки во всех режимах работы. Кроме того, на этом же листе помещается сводная таблица результатов технико-экономического расчета сравниваемых вариантов.



## **7. ЗАЩИТА КУРСОВОГО ПРОЕКТА**

Полностью оформленные материалы курсовой работы представляются студентами руководителю в сроки, установленные графиком (см. п.п.4.1). После проверки, а при необходимости после доработки, курсовая работа представляется к защите. Комиссия по защите курсовой работы состоит из двух человек – руководителя курсовой работы и преподавателя этого же цикла дисциплин. При защите студент должен сделать краткий доклад по результатам работы и ответить на вопросы.

Защита курсовой работы производится публично. Комиссия по защите курсовой работы может выносить рекомендации о возможном практическом применении результатов проектирования.

Если курсовая работа выполнена по заказу предприятия, то на защиту могут приглашаться представители заказчика.




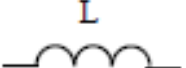
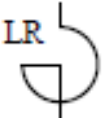
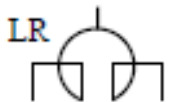
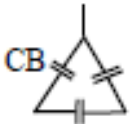
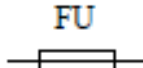
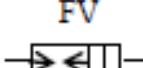




После окончания защиты группы студентов, комиссия объявляет результаты защиты курсовых работ.

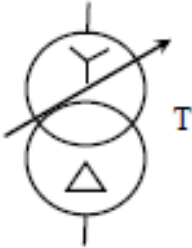
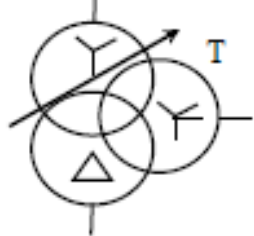
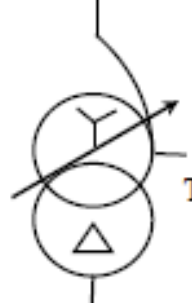
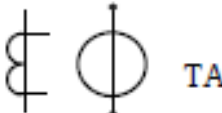
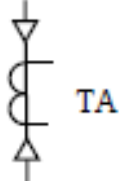
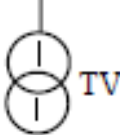
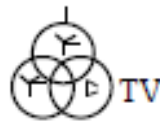
График работы комиссия по защите курсовых работ утверждается заведующим кафедрой и вывешивается на доске объявлений примерно за неделю до начала защиты.

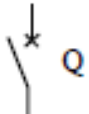
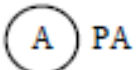
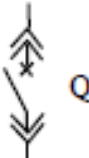
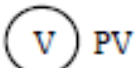
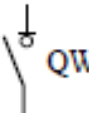
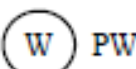
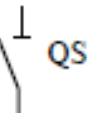
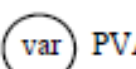
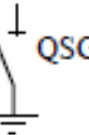
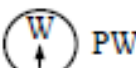
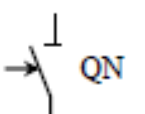
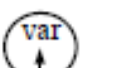
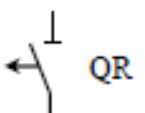
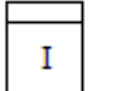
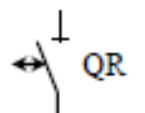
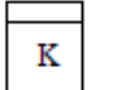


Курсовые работы должны быть переданы комиссии для предварительного рассмотрения не менее чем за два дня до начала защиты.

Кроме пояснительной записки и чертежей на защиту могут представляться и дополнительные материалы по теме курсового проектирования (результаты экспериментальных исследований, опытные или макетные образцы и т. п.).

**Условные графические и буквенные обозначения  
некоторых элементов электрических схем**

Наименование	Обозначение
Кабель	
Соединение разъемное	
Перемычка коммутационная	
Катушка индуктивности	
Реактор токоограничивающий	
Реактор двойной	
Батарея конденсаторная силовая	
Предохранитель плавкий	
Разрядник вентильный	
Генератор	
Компенсатор синхронный	
Электродвигатель	
Заземление	

Наименование	Обозначение
Трансформатор силовой трехфазный двухобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой; соединение обмоток звезда-треугольник	
Трансформатор силовой трехфазный трехобмоточный; обмотка ВН имеет вывод нейтрали	
Автотрансформатор трехобмоточный	
Трансформатор тока	
Трансформатор тока нулевой последовательности	
Трансформатор напряжения однофазный двухобмоточный	
Трансформатор напряжения трехфазный	

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Выключатель высоковольтный	 Q	Амперметр	 PA
Выключатель на выкатной тележке	 Q	Вольтметр	 PV
Выключатель нагрузки	 QW	Ваттметр	 PW
Разъединитель	 QS	Варметр	 PVA
Заземляющий нож	 QSG	Ваттметр с нулем в середине шкалы	 PW
Короткозамыкатель	 QN	Варметр с нулем в середине шкалы	
Отделитель одностороннего действия	 QR	Счетчик активной энергии	 I
Отделитель двухстороннего действия	 QR	Счетчик реактивной энергии	 K
		Счетчики активной энергии со стопорами	
		Счетчики реактивной энергии со стопорами	

## Задание на курсовой проект

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«УЛЬЯНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра «Электроснабжение»

## Задание №

На проект по курсу «Электрические сети и системы»

Студент \_\_\_\_\_ группа \_\_\_\_\_

Дата выдачи задания «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

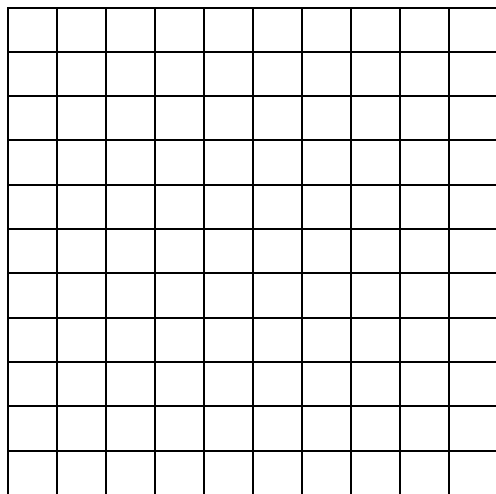
## ТЕМА ПРОЕКТА: «РАЙОННАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ»

Спроектировать электрическую сеть для электроснабжения пунктов от

Географическое \_\_\_\_\_  
расположение пунктов

Масштаб:

1 см \_\_\_\_\_ км



## Данные о потребителях электроэнергии

Данные Пункт						
Наибольшая зимняя нагрузка, тыс. кВт						
Коэффициент мощности нагрузки						
Состав потребителей, по категориям	Iк					
	IIк					
	IIIк					
Допустимые отклонения напряжения						
Номинальное напряжение вторичной сети						

Примечание: В пунктах \_\_\_\_\_ должно быть осуществлено встречное регулирование напряжения

Напряжение на шинах \_\_\_\_\_ при наибольших нагрузках \_\_\_\_\_  
 При наименьших нагрузках \_\_\_\_\_ при тяжелых авариях в сети \_\_\_\_\_

Для всех пунктов:

Наименьшая нагрузка \_\_\_\_\_ % от наибольшей зимней. Продолжительность использования наибольшей нагрузки  $T_{нб}$  \_\_\_\_\_ час.

Стоимость I кВт·ч потерянной электроэнергии равна \_\_\_\_\_

Стоимость I кВт·ч установленной мощности электрических станций равна \_\_\_\_\_ руб.

Средний ном. коэф. мощности генератора системы, в которую входит проектируемый район, равен \_\_\_\_\_

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ УГЛУБЛЕННОЙ ПРОРАБОТКИ

---



---



---

Руководитель проекта \_\_\_\_\_

### Формы таблиц для записи результатов

Таблица ПЗ.1

## Расчет нагрузок

[illegible]

Таблица ПЗ.2

## Состав оборудования по вариантам

[illegible]

Таблица ПЗ.3

## Конструктивные параметры линий

Наименование линии	Нагрузка на одну цепь, МВт/А	Общая на- грузка, МВт/А	Количество цепей и мар- ка провода	Тип опор и длина линии, км	$\Delta P$ кВт	$\Delta A$ кВт·ч
Вариант 1						
Вариант 2						
Вариант 3						

Окончание прил. 3

Таблица ПЗ.4

## Основные параметры трансформаторов по вариантам

Номер под-станции	$S_{max}$ МВ·А	Число и тип Трансформаторов	Характеристика РПН или ПБВ	$P_{xx}$ , кВт	$P_k$ , кВт	$U_K$ , %	$I_x$ , %	$\Delta P_{ст}$ , кВт	$\Delta P_m$ , кВт	$\Delta A$ , кВт·ч
Вариант 1										
Вариант 2										
Вариант 3										

Таблица ПЗ.5

## Технико-экономическое сравнение вариантов

Наименование	Единица измерения.	Стоимость ед. изм.	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
			Кол-во, шт.	Сумма, тыс. руб.	Кол-во, шт.	Сумма, тыс. руб.	Кол-во, шт.	Сумма, тыс. руб.

## Капитальные вложения

Линии:

Затраты на РЭС:

Подстанции:

Трансформаторы:

Ячейки РУ:

Итого:

Годовые эксплуатационные  
расходы  
амортизационные отчисления,  
обслуживание и ремонт:  
стоимость  
потерянной  
электроэнергии

Итого:

Расчетные затраты

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Правила устройств электроустановок / (ПУЭ). – М. : НЦЭНАС, 2003.
2. Лисовский, Г. С. Главные схемы подстанций напряжением 35-220 кВ / Г. С. Лисовский, М. В. Хейфид. – М. : Энергия, 1970.
3. Блок, В. М. Электрические сети и системы / В. М. Блок. – М. : Высшая школа, 1986.
4. Мельников, Н. А. Электрические сети и системы / М. А. Мельников. – М. : Энергия, 1975.
5. Герасименко, Д. А. Передача и распределение электрической энергии / Д. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-на-Дону : Феникс, 2006.
6. Файсбинович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файсбиновича. – 3-е изд. – М. : НЦ ЭНАС, 2009.



Учебное издание

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, СЕТЕЙ И СИСТЕМ**

Методические указания

Составитель ПЛИСКО Александр Леонидович

Редактор Н. А. Евдокимова

Подписано в печать 26.12.2011. Формат 60×84/16. Усл. печ. л. 1,40.

Тираж 75 экз. Заказ 153.

Ульяновский государственный технический университет.  
432027, Ульяновск, Сев. Венец, 32.

Типография УлГТУ. 432027, Ульяновск, Сев. Венец, 32.