

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ**

**КЫРГЫЗСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ ИМ. И. РАЗЗАКОВА**

**Кафедра «Электроэнергетика» им. Дж. Апышева.**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**  
**по выполнению расчетных заданий по дисциплине**  
**"Передача и распределение электроэнергии"**

**Бишкек – 2014**

«Рассмотрено»  
на заседании кафедры  
«Электроэнергетика»  
Прот. №2 от 2.10.13 г.

«Одобрено»  
Методической комиссией  
КГТИ  
Прот. № 2 от 23. 10.13 г.

Составители: доц. Б. М. Жолдошова, ст. преп. Г. Ш. Эралиева

Методические указания по выполнению расчетных заданий по дисциплине "Передача и распределение электроэнергии"/ КГТУ им. И.Раззакова; сост.: Б. М. Жолдошова, Г. Ш. Эралиева. – Б.: ИЦ «Текник», 2014. – 47 с.

Содержат методические указания по расчету установившегося режима электрической сети, варианты заданий, справочные данные.

Предназначены для студентов направления 551701 «Электроэнергетика»

Табл.:42. Илл.:17. Библиогр.: 6 наименов.

Рецензент к.т.н. доц. И.Н.Василенко

**Методические указания по выполнению расчетных заданий по дисциплине  
"Передача и распределение электроэнергии"**

Составители: *Б. М. Жолдошова, ст. преп. Г. Ш. Эралиева*

Тех. редактор *А.И.Бейшеналиева*

---

Подписано к печати 29.01.2014 г. Формат бумаги 60x84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>.

Бумага офс. Печать офс. Объем 3 п.л. Тираж 50 экз. Заказ 90. Цена 51,3 с.

---

Бишкек, ул. Сухомлинова, 20. ИЦ "Текник" КГТУ им. И.Раззакова, т.: 54-29-43

e-mail: [beknur@mail.ru](mailto:beknur@mail.ru)

## Условные обозначения

$b_0$  – удельная емкостная проводимость, См/км

$b$  – емкостная проводимость линии, См

$I_{xx}$  – ток холостого хода трансформатора, %

$K_T$  – коэффициент трансформации

$l$  – длина линии, км

$n_T$  – количество трансформаторов

$n_{ц}$  – количество цепей в линии

$Q_c$  – зарядная мощность генерируемая линией, ВАр

$R_{л}$  – активное сопротивление линии, Ом

$r_0$  – удельное активное сопротивление линии, Ом/км

$r_T$  – активное сопротивление трансформатора, Ом

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА

$U_{вном}$  – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения, кВ

$U_K$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %

$U_{ном}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ

$x_0$  – удельное индуктивное сопротивление, Ом/км

$X_{л}$  – индуктивное сопротивление линии, Ом

$x_T$  – реактивное сопротивление трансформатора, Ом

$\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт

$\Delta P_c$  – потери в стали трансформатора, кВт

$\Delta P_{xx}$  – потери холостого хода в трансформаторе, кВт

$\Delta Q_{ц}$  – потери реактивной мощности на намагничивание обмоток трансформатора, ВАр

$\Delta S_{xx}$  – потери мощности в трансформаторе, МВА

$\Delta U$  – падение напряжения, кВ

$\Delta U'$  – продольная составляющая падения напряжения, кВ

$\delta U$  – поперечная составляющая падения напряжения, кВ

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Типовые расчеты по дисциплине "Передача и распределение электрической энергии" предназначены для закрепления теоретических знаний по методам расчетов и приобретения практических навыков их выполнения на примерах участков электрической сети с одним источником питания. В течение одного семестра (6-семестр) студент должен выполнить 6 типовых заданий. Задания на типовые расчеты выдаются преподавателем, ведущим практические занятия в группе, на бланке с указанием номера варианта.

При работе над типовыми расчетами студент обязан использовать расчетные формулы и алгоритмы, излагаемые в лекционном курсе и закрепляемые на практических занятиях, а также в [2] приведены примеры по расчету режимов ЭС. Расчетно-пояснительная записка оформляется в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 4.

## 2. СОДЕРЖАНИЕ ТИПОВЫХ ЗАДАНИЙ.

Типовое задание № 1 на тему: **"Составление схемы замещения элементов электрической сети и определение её параметров"**.

Исходными данными являются: марка и сечения провода, длина линии, среднегеометрическое расстояние -  $D_{ср}$  и количество цепей в линии.

Требуется определить:

- 1.1 Параметров воздушной линии
- 1.2 параметры схем замещения двухобмоточного трансформатора
- 1.3 параметры схем замещения трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора. Варианты заданий приведены в таблицах № П.1.1, П.1.2 и П.1.3. в приложении 1.

Типовое задание № 2 на тему: **«Расчет установившихся режимов разомкнутых электрических сетей»**.

Исходными данными для расчета являются схема электрической сети, состоящая из трех участков, нагрузки потребителей, типы трансформаторов, марки проводов, длины воздушных линий (ВЛ) и напряжение одного узла. *Необходимо произвести расчет:*

- 2.1 режим наибольших нагрузок;
- 2.2 режим наименьших нагрузок;
- 2.3 послеаварийный режим при отключении одной из двух цепей ЛЭП, а также необходимо выполнить "Анализ результатов расчетов нормальных и послеаварийных режимов и их сопоставление".

Варианты заданий приведены в таблицах № П.1.4., П.1.5., П.1.6., П.1.7., П.1.8 и рис. П.1.1. и П.1.2. в приложении 1.

Типовое задание № 3 на тему: **«Расчет установившегося режима замкнутой электрической сети»**. Расчет выполняется для простой замкнутой электрической сети, состоящей из четырех или пяти участков. Исходными данными для расчета являются схема, марки проводов, длины воздушных линий (ВЛ), напряжение одного узла и приведенные мощности потребителей.

Необходимо произвести расчет установившегося режима наибольших нагрузок.

Варианты заданий приведены в таблицах № П.1.9 и П.1.10 и рис. П.1.3. и П. 1.4.

Типовое задание № 4 на тему: «**Расчет электрической сети с разными номинальными напряжениями**».

Расчет выполняется для электрической сети, состоящей из трех или четырех участков с разными номинальными напряжениями.

Необходимо произвести расчет установившегося режима наибольших нагрузок.

Варианты заданий приведены в таблицах № П.1.11 и П.1.12 и рис. П.1.5.

Типовое задание № 5 на тему: «**Регулирование напряжения на подстанции с помощью трансформатора**». При этом оцениваются достаточности регулировочных диапазонов устройств РПН трансформаторов в трех режимах:

- 5.1 режим наибольших нагрузок;
- 5.2 режим наименьших нагрузок;
- 5.3 послеаварийный режим.

Исходными данными являются электрическая схема, приведенная в типовом задании № 2 и ее результаты расчета.

Типовое задание № 6 на тему: «**Расчет потерь активной мощности и электроэнергии**». Исходными данными являются электрическая схема, приведенная в типовом задании № 2 и ее результаты расчета.

Необходимо выполнить расчет суммарных потерь активной мощности и годовые потери электроэнергии в рассматриваемой сети, и их анализ.

### 3. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

Для решения типового расчета №1, сначала составить схему замещения элементов электрической сети, затем определить их параметров.

Для ЛЭП с  $U_{ном} \leq 220$  кВ допускается использовать упрощенную П-образную схему замещения, поперечные ветви которой представлены неизменными значениями половины зарядной мощности линии ( $Q_C/2$ ). Потерями активной мощности на корону ( $\Delta P_{кор}$ ), которые определяют значение активной проводимости линии ( $g_n$ ), при этом можно пренебречь. Для определения параметров схемы замещения ЛЭП необходимо в начале вычислить их погонные реактивные параметры ( $x_0$  и  $b_0$ ) по формулам:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} + 0,0157, \quad \text{Ом/км} \quad (1)$$

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{r_{np}}} \cdot 10^{-6}, \quad \text{См/км} \quad (2)$$

где  $r_{np}$ - радиус провода. Диаметр провода берется из таблицы П 2.1.

Рассчитанные значения  $x_0$  и  $b_0$  целесообразно сопоставить с их средними значениями, представленными в [1].

Активные, индуктивные сопротивления и емкостная проводимость определяются:

$$R_l = r_0 \cdot L / n_{\text{ц}}, \text{ Ом} \quad (3)$$

$$X_l = x_0 \cdot L / n_{\text{ц}}, \text{ Ом} \quad (4)$$

$$B_l = b_0 \cdot L, \text{ Ом} \quad (5)$$

Зарядные мощности линий, МВАр:

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot B_l \cdot n_{\text{ц}}, \quad (6)$$

Результаты этих расчетов указываются на схеме замещения ЛЭП и необходимо сопоставлять со справочными значениями.

В пункте 1.2 и 1.3 определяются параметры схемы замещения и суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах по каталожным данным (табл. № П. 2.2 в приложении 2 или [1]), с учетом установки двух трансформаторов на каждой подстанции по следующей формуле:

активное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{В.ном}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2 \cdot n_{\text{тр}}}, \text{ Ом} \quad (7)$$

индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{\Delta U_{K\%} \cdot U_{\text{В.ном}}^2}{100\% \cdot S_{\text{ном.т}} \cdot n_{\text{тр}}}, \text{ Ом} \quad (8)$$

потери мощности XX:

$$\Delta S_{XX} = (\Delta P_C + j\Delta Q_{\mu}) \cdot n_{\text{тр}}, \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (9)$$

$$\Delta P_C = \Delta P_{XX}, \text{ МВт} \quad (10)$$

$$\Delta Q_{\mu} = \frac{I_{XX\%} \cdot S_{\text{ном.т}}}{100}, \text{ МВАр} \quad (11)$$

Для определения параметров трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора смотри пример №2 и №3 в приложении 3 или [6, задачу №5].

Результаты этих расчетов указываются на схеме замещения трансформатора.

**В задании №2** производится расчет установившихся режимов разомкнутых электрических сетей.

Основной целью расчетов режимов работы электрических сетей является определение их параметров (напряжение в узлах, мощности на участках и их потери) характеризующих условия, в которых работают оборудования сетей и ее потребители. Результаты расчетов режимов сетей являются основой для оценки качества электроэнергии, выдаваемой потребителям, допустимости рассматриваемых режимов с точки зрения работы оборудования сети, а также их используют для выбора необходимых средств регулирования напряжения, оценки, анализа потерь мощности и электроэнергии, выбора мер по снижению их.

### **Алгоритм расчета режимов электрической сети**

Для расчета режимов электрических сетей, ниже приведен алгоритм, пошаговое выполнение которого позволит произвести расчет:

2.1 Составить схему замещения сети, для предложенной по условиям задачи схемы (см. задание №1).

2.2 Определить параметры элементов электрической сети (см. задание №1).

При этом можно использовать справочные погонные параметры (табл. № П.2.1÷2.7 в приложении 2 или [1]), так как не заданы  $D_{cp}$ . Результаты расчетов свести в таблицы №2.1 и №2.2.

*Погонные параметры и эквивалентные параметры схем замещения линий* **Таблица 2.1.**

Линия (ветвь)	$U_{ном},$ кВ	Число цепей, $n_{ц}$	Длина линии, $L,$ км	Марка АС провода	Погонные параметры			Эквивалентные параметры		
					$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$b_0 \times 10^{-6},$ См/км	$R_{л},$ Ом	$X_{л},$ Ом	$\Delta Q_{с/2},$ МВАр
А-1										
1-2										
2-3										

*Каталожные и расчетные данные схем замещения трансформаторов* **Таблица 2.2.**

ПС (узел)	Тип	$S_{ном},$ МВА	Предел регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
				$U_{вн},$ кВ	$U_{нн},$ кВ	$u_{к},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{х},$ кВт	$I_{к},$ %	$R_{т},$ Ом	$X_{т},$ Ом	$\Delta S_{хх},$ МВА
№1												
№2												
№3												

В конце пункта 2.2 на схеме замещения сети указываются все полученные значения сопротивлений всех ЛЭП, трансформаторов, зарядные мощности ЛЭП, суммарные потери холостого хода трансформаторов.

2.3 Упростить схему замещения сети, определив расчетные мощности подстанций -  $S_{расч.}$ , которые включают в себя мощности нагрузки, потери в трансформаторе подстанции, половины зарядных мощностей линии, соединенных данной подстанцией:

$$S_{Pi} = S_H + \Delta S_{XX1} + \Delta S'_{TPi} - j \frac{Q_{Cij}}{2} \quad (12)$$

где  $S_H$  – нагрузка потребителя, которая определяется по следующей формуле:

$$\text{Полная мощность: } S_H = P_{НБ} / \cos \varphi \quad (13)$$

$$\text{Реактивная мощность: } Q = S \cdot \sin \varphi \text{ или } Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (14)$$

Потери мощности в обмотках трансформаторов подстанции:

$$\Delta S'_{TPi} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{В.НОМ}^2} \cdot (R_{Ti} + jX_{Ti}) \quad (15)$$

Потери мощности в трансформаторах и расчетные мощности необходимо определять для двух режимов:

для режима наибольших и наименьших нагрузок и свести в таблицы № 2.3 и №2.4

ПС	Режим НБ нагрузок				Режим НМ нагрузок			
	$\Delta P'$ , МВт	$\Delta Q'$ , МВАр	$\Delta P_{T\Sigma}$ , МВт	$\Delta Q_{T\Sigma}$ , МВАр	$\Delta P'$ , МВт	$\Delta Q'$ , МВАр	$\Delta P_{T\Sigma}$ , МВт	$\Delta Q_{T\Sigma}$ , МВАр
ПС1								
ПС2								
ПС3								

ПС	Режим наибольших нагрузок				Режим наименьших нагрузок			
	$P$ , МВт	$P_{расч}$ , МВт	$Q$ , МВАр	$Q_{расч}$ , МВАр	$P$ , МВт	$P_{расч}$ , МВт	$Q$ , МВАр	$Q_{расч}$ , МВАр
ПС1								
ПС2								
ПС3								

После определения  $S_{расч.}$ , необходимо составить упрощенную расчетную схему, с указанием сопротивлений ЛЭП и расчетных мощностей.

2.4 *Первый этап расчета:* определить распределения мощностей и их потери на участках (мощности в конце и вначале линии). Так как известны нагрузки, то расчет необходимо начинать с конца. (см. пример №3 пункт 4 в приложении 3 или [6, задачу №9]).

Потери мощности в ЛЭП определяются, МВА:

$$\Delta S = \frac{P_{kij}^2 + Q_{kij}^2}{U_{ном}^2} (R_{ij} + jX_{ij})$$

Мощность в начале линии, МВА:

$$S_{Нл12} = S_{Кл12} + \Delta S_{ij}$$

Потоки мощностей для трех режимов указать на схеме замещения с разными цветами ручек.

2.5. *Второй этап расчета:* определить напряжение в узлах или в источнике питания.

Ниже приводятся основные формулы, используемые для расчета режимов сети:

$$\text{падение напряжения} - \Delta U = \Delta U' + j\delta U \quad (10)$$

где  $\Delta U'$  и  $\delta U$  – продольная и поперечная слагающие падение напряжения на рассматриваемом участке и определяются следующими формулами:

$$\Delta U = \Delta U' + j\delta U = \frac{PR + QX}{U} + j \frac{PR - QX}{U} \quad (11)$$

где  $P, Q$  – активные и реактивные слагающие нагрузок.

Напряжение в конце участка линии, при известном напряжении в начале линии, кВ:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} \quad (13)$$

а модуль напряжений определяют следующим образом:

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - U'_{12})^2 + \delta U^2} \quad (14)$$

При известном напряжении в конце линий, то напряжение в начале линии определяется:

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{12} \quad (15)$$

Напряжения в узлах для трех режимов необходимо показать в схеме замещения.

2.6. Построить векторную диаграмму напряжений (см. конспект лекций).

2.7. Анализ результатов расчетов. Значения полученных в результате расчетов параметров режимов сети должны быть подвергнуты анализу с целью получения выводов о характере их изменения при переходе от одного режима к другому, а также качественной оценки их соответствия тем или иным критериям работоспособности сети и экономичности её функционирования.

При анализе режимов необходимо провести оценку потерь напряжения в сети.

Необходимо оценить наибольшие потери напряжения в сети каждого номинального напряжения ( $\Delta U_{нб220} \leq \Delta U_{доп220}$ ,  $\Delta U_{нб110} \leq \Delta U_{доп110}$ ). В радиально-магистральных сетях самый низкий уровень напряжения имеет место в наиболее удаленных от источника питания и самых нагруженных узлах. Сопоставление этих наибольших потерь напряжения с допустимыми значениями ( $\Delta U_{доп}$ ) позволяет судить о возможности поддержания требуемых уровней напряжения на шинах 10 кВ ПС с помощью РПН трансформаторов. Для нормальных режимов отклонения напряжения от номинального значения не должны превышать  $\Delta U_{доп110} = \pm 16\% U_{ном}$ ,  $\Delta U_{доп220} = \pm 12\% U_{ном}$ , для послеаварийных режимов –  $\Delta U_{доп110} = \pm 21\% U_{ном}$ ,  $\Delta U_{доп220} = \pm 17\% U_{ном}$ . Таким образом, напряжения в узлах сети 110 кВ должны находиться в пределах от 127,6 кВ до 92,4 кВ (для нормальных режимов) и от 134,2 кВ до 85,8 кВ (для послеаварийных режимов), в узлах сети 220 кВ – от 246,4 кВ до 193,6 кВ (для нормальных режимов) и от 257,4 кВ до 182,6 кВ (для послеаварийных режимов).

Потери напряжения в сетях 220 и 110 кВ можно оценить по выражениям:

$$\Delta U_{нб220} = (U_{макс220} - U_{мин220}) \cdot 100\% / 220; \quad \Delta U_{нб110} = (U_{макс110} - U_{мин110}) \cdot 100\% / 110,$$

где  $U_{макс220}$ ,  $U_{макс110}$  – максимальные значения напряжений в сетях 220 и 110 кВ, для сети 110 и 220 кВ  $U_{макс} = U_A$ , для сети 110 кВ;

$U_{мин220}$ ,  $U_{мин110}$  – минимальные значения напряжений в сетях 220 и 110 кВ, которое равно наименьшему напряжению из трех значений для ПС1, ПС 2 и ПС 3.

Полученные результаты сводятся в табл. 2.5.

Результаты определения потерь напряжения

Таблица 2.5.

Режим	$U_A$ , кВ	$U_{макс}$ , кВ	$U_{мин}$ , кВ	$\Delta U_{нб 220(110)}$ , %
нб				
нм				
п.ав.				

На основании данных в табл. 2.5 делаются выводы о приемлемости уровней напряжения в сетях различных классов напряжения. Если напряжения в узлах сети выходят за пределы допустимых значений, то необходимо предложить мероприятия по вводу этих напряжений в допустимые границы (без расчетов).

## 2.8 Вывод.

**В типовом задании №3** необходимо произвести расчет установившегося режима замкнутой электрической сети.

Расчет необходимо провести по алгоритму, предложенному во втором задании, т.е.

3.1. *составить схему замещения сети*, для предложенной по условиям задачи схемы (см. задание №1).

3.2 *Определить параметры ЛЭП* (см. задание №1) и результаты расчетов свести в таблицу № 3.1.

*Погонные параметры и эквивалентные параметры  
схем замещения линий.*

**Таблица 3. 1.**

Линия (участки)	$U_{ном},$ кВ	Число цепей, $n_{ц}$	Длина линии, $L, км$	Марка АС провода	Погонные параметры			Эквивалентные параметры		
					$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$b_0 \times 10^{-6},$ См/км	$R_{л},$ Ом	$X_{л},$ Ом	$\Delta Q_c/2,$ МВАр
А-1										

3.3 *Определить расчетные мощности ( $S_{расч.}$ ) узлов, как типовом задании №2.*

При этом  $S_{расч.}$  определяется по следующей формуле, т.к. в условии задания заданы приведенные мощности узлов:

$$S_{Pi} = S_{npi} - j \frac{Q_{Cij}}{2}. \quad (15)$$

Результаты расчетов свести в таблицу № 3.2

*Расчетные мощности*

**Таблица 3.2.**

ПС	Нагрузки потребителей		Расчетные мощности узлов	
	$P, МВт$	$Q, МВАр$	$P_{расч}, МВт$	$Q_{расч}, МВАр$
ПС1				
ПС2				
ПС3				
ПС4				

3.4. *При расчете установившегося режима схемы 3.1, сначала произвести расчет для замкнутой части схемы.*

На 1-м этапе осуществляется расчет потокораспределения в предположении, что модули напряжения во всех узлах заданы и равны номинальному значению для соответствующих участков сети (110 или 220 кВ). Сначала замкнутую часть схемы нужно предоставить в виде линии с двух сторонним питанием, т.е. разрезаем схему в узле 1. Для определения точки потокоораздела (узел, к которому мощность поступает с двух сторон), производится приближенное определение (без учета потерь мощности) потоков мощности на головных участках кольца.

На первом этапе определяются мощности на головных участках сети по следующим формулам:

$$S_A = \frac{\sum_{m=1}^n S_m Z_{mb}}{Z_{AB}}$$

$$S_B = \frac{\sum_{m=1}^n S_m Z_{mb}}{Z_{AB}}$$

После определения мощностей на головных участках необходимо проверить правильность расчета по следующей формуле:

$$S_{A1} + S_{A2} + \dots + S_{An} = \sum S_n$$

После определения точки поточкораздела, в этом узле необходимо схему разрезать на две разомкнутые сети. Далее можно рассчитывать режим как для разомкнутых сетей. В итоге выполнения 1-го этапа расчета определяется мощность ( $\dot{S}_A$ ), которая поступает в сеть с шин источника питания.

*При расчете установившегося режима рис. П.1.4, произвести расчет 1-этапа для участка 2-3 и перенести нагрузку №3 к узлу №2, выполнив эквивалентные преобразования сети, сохраняя неизменным режим оставшейся сети.*

Далее расчет вести как для простой замкнутой сети (см. конспект лекций).

*После этого производится 2-й этап, в ходе которого определяются модули напряжений (см. пример №4 в приложении 3).*

Результаты расчета потоков мощностей в ветвях и напряжений в узлах показывать на отдельной схеме замещения с использованием различных цветных ручек.

### 3.5. Провести анализ режима работы.

**В типовом задании № 4** сеть двух (и более) номинальных напряжений состоит из сети меньшего номинального напряжения ( $U_{НОМ1}$ ) и большего номинального напряжения ( $U_{НОМ2}$ ), связанных между собой через понижающие автотрансформаторы (или трансформаторы). Для этой схемы расчет производить для двух режимов: наибольших и наименьших нагрузок.

Алгоритм расчета режима работы таких сетей при заданных мощностях нагрузок подстанций и напряжении на шинах источника питания такой же, как при расчете типовом задании №2.

*Обратить внимание: При расчете режимов участка с  $U_{ном}=35кВ$ , учитывать допущения, принимаемые при расчетах режимов распределительных сетей (см. конспект лекций).*

**В типовом задании № 5** необходимо рассчитать такие отпайки РПН трансформаторов, чтобы напряжения на шинах 10 кВ всех подстанций были бы равны желаемым значениям, в соответствии с законом встречного регулирования ( $U_n=1.1 \cdot U_{ном}$  - в режиме наибольших нагрузок,  $U_n=1.0 \cdot U_{ном}$  - в режиме наименьших нагрузок).

Исходными данными для расчета являются электрическая схема (рис. П. 1.1 и П. 1.2), приведенная в типовом задании № 2 и ее результаты расчета. ( см. [6] задачи №13 и №14 или пример №5 в приложении 3).

#### 4. Вывод

**В типовом задании № 6** необходимо оценить составляющих баланса активной мощности.

Исходными данными для расчета являются электрическая схема (рис. П.1.1 и П. 1.2), приведенная в типовом задании № 2 и ее результаты расчета.

В любом режиме, получаемая сетью от источника питания активная мощность ( $P_A$ ) расходуется на покрытие суммарной нагрузки подстанций ( $P_{Н\Sigma}=P_1+P_2+P_3$ ) и суммарных потерь активной мощности во всех элементах сети (ЛЭП, трансформаторах) ( $\Delta P_{\Sigma}=\Delta P_{Л\Sigma}+\Delta P_{Т\Sigma}$ ), т.е.  $P_A=P_{Н\Sigma}+\Delta P_{\Sigma}$ . После определения суммарных потерь активной мощности необходимо оценить:

- 1) доли потерь активной мощности в ЛЭП и в трансформаторном оборудовании в суммарных потерях:  $\Delta P_{Л\Sigma}^* = \Delta P_{Л\Sigma} / \Delta P_{\Sigma}$ ,  $\Delta P_{Т\Sigma}^* = \Delta P_{Т\Sigma} / \Delta P_{\Sigma}$ ;
- 2) относительную величину суммарных потерь активной мощности (в % от  $P_{Н\Sigma}$ ):  $\Delta P_{\Sigma}^* = (\Delta P_{\Sigma} / P_{Н\Sigma}) \times 100\%$ .

Все эти параметры необходимо свести в табл. 6.

Составляющие баланса активной мощности

Таблица 6.

Режим	$P_A$ , МВт	$P_1$ , МВт	$P_2$ , МВт	$P_3$ , МВт	$P_{Н\Sigma}$ , МВт	$\Delta P_{\Sigma}$ , МВт	$\Delta P_{\Sigma}$ , %	$\Delta P_{Л\Sigma}$ , МВт	$\Delta P_{Л\Sigma}^*$	$\Delta P_{Т\Sigma}$ , МВт	$\Delta P_{Т\Sigma}^*$
нб											

На основании анализа данных табл. 6 делаются выводы о соотношении потерь активной мощности в ЛЭП и в трансформаторном оборудовании, о соотношении суммарных потерь активной мощности и суммарной нагрузки, о допустимости суммарных потерь активной мощности в режиме наибольших нагрузок, т.к.  $\Delta P_{\Sigma}$  не должны превышать 4-5%.

По [4, табл. 3. 10]  $\Delta P_{уд.кор.300} = 0.84$  кВт/км.- для 220 кВ

$\Delta P_{уд.кор.120} = 0.08$  кВт/км. -для 110 кВ

Кроме того, необходимо рассчитать потери электроэнергии в электрической сети:

1) условно-переменные -  $\Delta \mathcal{E}_{усл.пер.} = \Delta P_{усл.пер.} \times \tau$  [кВт·ч];

2) условно-постоянные -  $\Delta \mathcal{E}_{усл.пост.} = \Delta P_{усл.пост.} \times T_{год}$  [кВт·ч];

3) полные потери электроэнергии -  $\Delta \mathcal{E}_{\Sigma} = \Delta \mathcal{E}_{усл.пер.} + \Delta \mathcal{E}_{усл.пост.}$  [кВт·ч];

4) полные потери электроэнергии в % -  $\Delta \mathcal{E}_{\Sigma\%} = \Delta \mathcal{E}_{\Sigma} \times 100 / \mathcal{E}_{омн\Sigma}$ ,

где  $\mathcal{E}_{омн\Sigma} = P_{Н\Sigma} \times T_{НБ}$  - полезно отпущенная электроэнергия потребителям за год.

5) Годовые потери электроэнергии в линиях, МВт·ч/год:

$$\Delta \mathcal{E}_л = \Delta P_л \cdot \tau + \Delta P_{корл} \cdot T_{год}$$

6) Годовые потери электроэнергии в трансформаторах, МВт·ч/год :

$$\Delta \mathcal{E}_{тр} = \Delta P_{m1} \cdot \tau + \Delta P_{x1} \cdot T_{год}$$

7) Суммарные годовые нагрузочные потери электроэнергии в рассматриваемой сети в % от суммарных потерь:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{нагр}\%} = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{нагр}}}{\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}} \cdot 100.$$

8) Суммарные годовые условно-постоянные потери электроэнергии в рассматриваемой сети в % от суммарных потерь:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{усл-пост}\%} = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{усл-пост}}}{\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}} \cdot 100$$

При этом должны соблюдаться следующие соотношения:

1)  $\Delta \mathcal{E}_{\Sigma\%} < \Delta P_{\Sigma\%}$ .

2) соотношения годовых нагрузочных и условно-постоянных потерь электроэнергии для электрических сетей должны быть (75 и 25%).

3) соотношения годовых потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах для электрических сетей должны быть (70 и 30%).

#### 4. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

В состав расчетно-пояснительной записки входят:

- 4.1 титульный лист;
- 4.2 оригиналы задания на типовые расчеты;
- 4.3 содержание разделов и подразделов записки;
- 4.4 основной текст, в который включаются необходимые формулы, схемы и таблицы;
- 4.5 список использованной литературы.

Приложение 1.

#### ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

##### Исходные данные задания №1

*Исходные данные задания п.1.а*

Таблица П1.1

№ вариантов	Марка провода, мм <sup>2</sup>	Уном, кВ	Длина линии, L, км	Количество цепей	Д <sub>ср</sub> , м
0	АС-240/32	110	35	2	3,0
1	АС-240/32	220	18	2	3
2	АС-70/11	110	7	1	2,5
3	АС-300/39	220	20	2	6
4	АС-95/16	110	12	1	5
5	АС-400/51	220	19	2	6,5
6	АС-120/19	110	10	1	2,5
7	АС-500/64	220	26	2	8
8	АС-150/24	110	21	1	5,5
9	АС-240/32	220	17	2	3
10	АС-185/29	110	18	1	4,0
11	АС-300/39	220	15	2	6,5
12	АС-240/32	110	16	1	4,5
13	АС-400/51	220	18,5	2	7
14	АС-70/11	110	13	1	4,0
15	АС-500/64	220	27	2	8,5

16	АС-95/16	110	16	1	4
17	АС-300/39	220	23	2	7,5
18	АС-120/19	110	14	1	4,5
19	АС-240/32	220	21	2	5,5
20	АС-500/64	220	23	1	9
21	АС-150/24	110	20	2	5
22	АС-400/51	220	21	1	8
23	АС-185/29	110	9	2	3,0
24	АС-500/64	220	19	1	8,5
25	АС-240/32	110	18	2	4,5
26	АС-300/39	220	19	1	7,5
27	АС-240/32	110	8	2	6
28	АС-400/51	220	18	1	8,5
29	АС-95/16	110	7	2	3,0
30	АС-185/29	110	12	1	4,5

Исходные данные задания п.1.б

Таблица П1.2

№ вариантов	Тип трансформатора
0	ТМ-2500/35
1	ТМ-6300/10
2	ТДНС-16000/20
3	ТМН-6300/35
4	ТДЦ-125000/220
5	ТМН-4000/35
6	ТДЦ-400000/110
7	ТРДЦН-160000/220
8	ТД-80000/220
9	ТРДН-32000/150
10	ТНЦ-630000/220
11	ТРДНС-63000/35
12	ТРДНС-40000/220
13	ТДЦ-80000/110
14	ТДН-25000/110
15	ТДЦ-125000/220

№ вариантов	Тип трансформатора
16	ТДЦ-125000/150
17	ТМН-6300/220
18	ТДН-80000/110
19	ТД-250000/500
20	ТНЦ-1000000/220
21	ТДЦ-250000/500
22	ТДЦ-125000/110
23	ТРДНС-32000/35
24	ТРДН-40000/220
25	ТДЦ-400000/500
26	ТРДЦН-125000/110
27	ТМ-1000/35
28	ТДЦ-400000/220
29	ТДНЖ-25000/110
30	ТДЦ-250000/110

Исходные данные задания п.1.в

Таблица П 1.3

№ вариантов	Тип трансформатора (автотрансформатора)
0	ТДТН-80000/110
1	АТДЦТН-125000/220/110
2	ТДТН-10000/35
3	АТДЦТН-500000/500/220
4	ТМТН-6300/110
5	АТДЦТН-63000/220/110
6	АТДЦТН-250000/500/110
7	ТДТН-40000/110
8	ТДТН-25000/220
9	ТДТН-40000/110
10	АОДЦТН-167000/500/220
11	АТДЦТН-250000/220/110
12	ТДТН-25000/110
13	АТДЦТН-500000/500/220
14	ТДТН-25000/110
15	ТДТН-16000/35

№ вариантов	Тип трансформатора (автотрансформатора)
16	ТМТН-6300/110
17	АТДЦТН-250000/500/110
18	ТДТН-63000/220
19	ТДТН-10000/110
20	ТДТН-25000/220
21	ТДТН-16000/35
22	ТДТН-40000/110
23	АОДЦТН-267000/500/220
24	АТДЦТН-250000/220/110
25	ТДТН-10000/110
26	ТМТН-6300/110
27	АТДЦТН-250000/220/110
28	АТДЦТН-200000/220/110
29	ТДТНЖ-40000/220
30	ТДТН-80000/110

## Исходные данные задания № 2

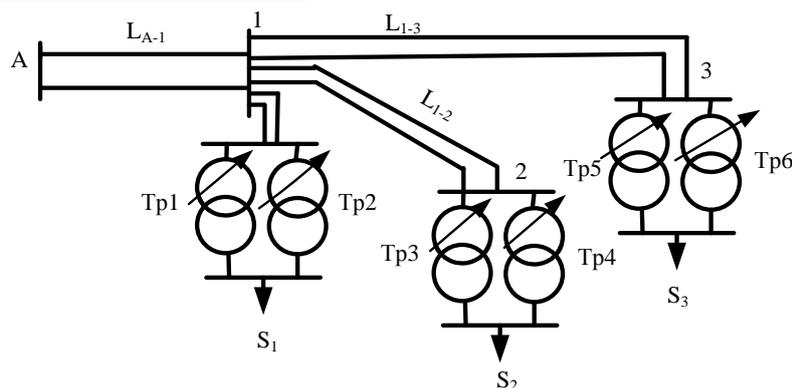


Рис. П.1.1. Принципиальная схема сети.

Исходные данные для рис. П.1.1.

Таблица П.1.4.

Варианты	Известное напряжение в режиме наибольших нагрузок, кВ	Типы трансформаторов			Нагрузки потребителей			коэф. нагрузки $\cos \varphi$	$S_{\min} / S_{\max}$
		Tr1 и Tr2	Tr3 и Tr4	Tr5 и Tr6	$P_1$ , МВт	$P_2$ , МВт	$P_3$ , МВт		
0	$U_1=114$	ТДН-16000/110	ТДН-16000/110	ТДН-10000/110	18	13	18	0,87	0,24
1	$U_2=113$	ТРДН-25000/110	ТДН-10000/110	ТДН-16000/110	28	10	17	0,88	0,25
2	$U_3=111$	ТРДН-16000/110	ТДН-10000/110	ТДН-16000/110	17	10	15	0,89	0,26
3	$U_a=121$	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТРДН-25000/110	21	16	23	0,87	0,27
4	$U_1=225$	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	55	30	43	0,88	0,28
5	$U_2=224$	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	60	43	49	0,89	0,29
6	$U_3=222$	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	61	53	49	0,9	0,3
7	$U_a=239$	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	60	32	45	0,89	0,31
8	$U_1=119$	ТДН-16000/110	ТРДН-25000/110	ТДН-10000/110	20	22	9	0,88	0,32
9	$U_2=117$	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТДН-16000/110	30	17	13	0,87	0,33
10	$U_3=114$	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТДН-10000/110	25	16	12	0,88	0,34
11	$U_a=121$	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТРДН-25000/110	22	14	23	0,89	0,28
12	$U_1=228$	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	53	40	39	0,88	0,29
13	$U_2=225$	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	57	45	48	0,87	0,3
14	$U_3=221$	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	60	44	48	0,89	0,31
15	$U_a=236$	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	58	49	44	0,88	0,32
16	$U_1=115$	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТДН-10000/110	21	19	9	0,87	0,25
17	$U_2=112$	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТДН-16000/110	24	13	10	0,89	0,26
18	$U_2=228$	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	42	50	46	0,88	0,27
19	$U_3=224$	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	52	40	43	0,87	0,28
20	$U_a=237$	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	65	49	40	0,89	0,29
21	$U_1=116$	ТДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТДН-10000/110	23	13	9	0,88	0,3
22	$U_2=115$	ТДН-16000/110	ТДН-25000/110	ТДН-16000/110	17	26	14	0,89	0,34
23	$U_3=114$	ТДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТДН-25000/110	24	15	13	0,87	0,33
24	$U_a=235$	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	58	37	39	0,9	0,32
25	$U_1=236$	ТРДЦН-40000/220	ТРДН-63000/220	ТРДН-40000/220	38	61	37	0,88	0,31
26	$U_2=236$	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	59	36	39	0,87	0,3
27	$U_3=116$	ТДН-16000/110	ТДН-16000/110	ТДН-25000/110	15	11	22	0,89	0,29
28	$U_a=115$	ТДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТДН-10000/110	31	14	8	0,9	0,28
29	$U_3=114$	ТДН-16000/110	ТДН-25000/110	ТДН-25000/110	18	27	23	0,87	0,27
30	$U_a=235$	ТРДЦН-40000/220	ТРДН-63000/220	ТРДН-63000/220	44	66	61	0,88	0,26

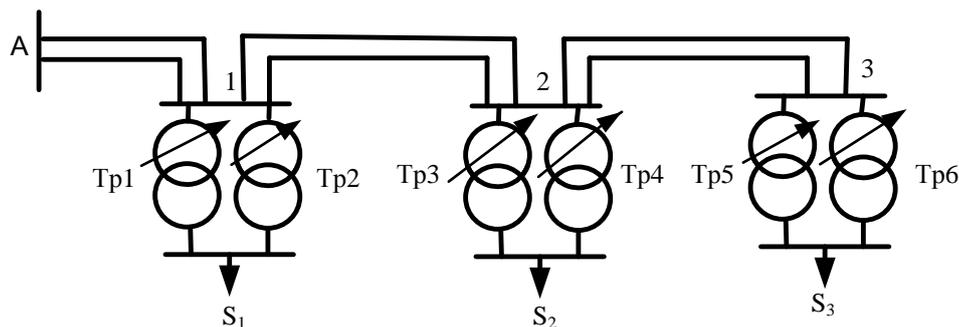
**Таблица П.1.5.**

Вариант	Известное напряжение в режиме наименьших нагрузок, кВ	Длины линий, L, км			Сечения АС проводов воздушных линий, мм <sup>2</sup>		
		А-1	1-2	1-3	А-1	1-2	1-3
0	U <sub>1</sub> =112	25	15	20	185	120	120
1	U <sub>2</sub> =109	39	45	27	240	120	120
2	U <sub>3</sub> =108	40	38	26	185	95	70
3	U <sub>a</sub> =118	42	37	25	240	120	120
4	U <sub>1</sub> =223	43	36	24	300	240	240
5	U <sub>2</sub> =222	44	35	23	400	240	240
6	U <sub>3</sub> =219	45	34	22	400	240	240
7	U <sub>a</sub> =235	46	33	21	300	240	240
8	U <sub>1</sub> =114	47	32	20	185	120	95
9	U <sub>2</sub> =113	28	21	19	240	120	70
10	U <sub>3</sub> =112	49	30	18	240	120	120
11	U <sub>a</sub> =119	50	33	30	240	120	95
12	U <sub>1</sub> =225	51	38	29	300	240	240
13	U <sub>2</sub> =223	52	31	28	400	240	240
14	U <sub>3</sub> =218	38	49	27	400	240	240
15	U <sub>a</sub> =234	41	37	26	400	240	240
16	U <sub>1</sub> =113	40	38	25	185	95	95
17	U <sub>2</sub> =108	46	39	34	185	120	120
18	U <sub>2</sub> =225	60	58	43	300	240	240
19	U <sub>3</sub> =221	44	57	42	300	240	240
20	U <sub>a</sub> =235	53	30	41	400	240	240
21	U <sub>1</sub> =113	35	25	30	185	120	120
22	U <sub>2</sub> =112	49	55	37	240	120	120
23	U <sub>3</sub> =111	48	42	32	240	120	120
24	U <sub>a</sub> =232	45	36	24	400	240	240
25	U <sub>1</sub> =233	46	35	23	400	240	240
26	U <sub>2</sub> =234	47	38	24	400	300	240
27	U <sub>3</sub> =114	38	31	29	240	120	120
28	U <sub>a</sub> =112	57	40	28	240	120	120
29	U <sub>3</sub> =111	55	39	34	240	120	95
30	U <sub>a</sub> =233	53	35	28	120	95	70

**Таблица П. 1.6**

*Время использования максимальной нагрузки*

Вариант	T <sub>НБ</sub> , час						
1	3600	2	3350	3	4200	4	3750
5	3200	6	3550	7	4400	8	3850
9	3900	10	3750	11	4600	12	3950
13	3500	14	3650	15	4800	16	3900
17	3600	18	4050	19	4500	20	4250
21	4100	22	4250	23	4400	24	4450
25	4300	26	4450	27	4600	28	4550
29	4600	30	4650	0	3700		



**Рис. П. 1.2.** Принципиальная схема сети.

варианты	Известное напряжение в режиме наибольших нагрузок, кВ	Типы трансформаторов			Нагрузки потребителей			коэф. нагрузки $\cos \varphi$
		Тр1 и Тр2	Тр3 и Тр4	Тр5 и Тр6	Р1, МВт	Р2, МВт	Р3, МВт	
0	U <sub>a</sub> =240	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	55	49	30	0,89
1	U <sub>a</sub> =238	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	60	51	43	0,88
2	U <sub>1</sub> =235	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	59	49	45	0,89
3	U <sub>2</sub> =230	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДН-40000/220	56	47	43	0,9
4	U <sub>3</sub> =226	ТРДЦН-63000/220	ТРДН-40000/220	ТРДЦН-63000/220	65	43	50	0,88
5	U <sub>a</sub> =119	ТРДН-25000/110	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	29	21	15	0,89
6	U <sub>1</sub> =116	ТРДН-32000/110	ТРДН-25000/110	ТДН-10000/110	30	22	11	0,89
7	U <sub>2</sub> =115	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТДН-16000/110	22	18	15	0,88
8	U <sub>3</sub> =112	ТРДН-40000/110	ТРДН-32000/110	ТРДН-25000/110	38	30	26	0,89
9	U <sub>a</sub> =236	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-40000/220	60	51	32	0,89
10	U <sub>1</sub> =230	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-40000/220	ТРДЦН-40000/220	58	48	37	0,9
11	U <sub>2</sub> =225	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-40000/220	ТРДЦН-40000/220	57	45	39	0,89
12	U <sub>3</sub> =222	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-40000/220	ТРДЦН-40000/220	65	46	38	0,88
13	U <sub>1</sub> =119	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТРДН-25000/110	24	17	20	0,9
14	U <sub>2</sub> =117	ТРДН-32000/110	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	28	19	16	0,89
15	U <sub>3</sub> =112	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТДН-10000/110	30	15	11	0,9
16	U <sub>a</sub> =111	ТРДН-32000/110	ТДН-16000/110	ТДН-10000/110	31	14	9	0,87
17	U <sub>1</sub> =235	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-40000/220	ТРДЦН-40000/220	66	49	38	0,88
18	U <sub>2</sub> =230	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-40000/220	67	50	42	0,89
19	U <sub>3</sub> =225	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-40000/220	59	55	40	0,89
20	U <sub>1</sub> =119	ТРДН-32000/110	ТРДН-25000/110	ТДН-10000/110	32	27	8	0,88
21	U <sub>2</sub> =117	ТРДН-32000/110	ТДН-16000/110	ТДН-10000/110	37	19	7	0,87
22	U <sub>3</sub> =116	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТДН-16000/110	29	15	17	0,87
23	U <sub>a</sub> =241	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-40000/220	ТРДЦН-40000/220	70	45	32	0,88
24	U <sub>1</sub> =233	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-40000/220	66	50	41	0,89
25	U <sub>2</sub> =230	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-40000/220	ТРДЦН-40000/220	57	49	38	0,88
26	U <sub>3</sub> =224	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-40000/220	ТРДЦН-40000/220	54	44	37	0,89
27	U <sub>1</sub> =118	ТРДН-32000/110	ТРДН-25000/110	ТДН-10000/110	36	23	8	0,87
28	U <sub>2</sub> =117	ТРДН-25000/110	ТДН-32000/110	ТДН-25000/110	27	30	24	0,88
29	U <sub>3</sub> =114	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТДН-16000/110	23	18	15	0,89
30	U <sub>a</sub> =236	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-40000/220	ТРДЦН-40000/220	68	38	41	0,9

Таблица П. 1.8.

варианты	Известное напряжение в режиме наименьших нагрузок, кВ	S <sub>min</sub> / S <sub>max</sub>	Длины линий участков, км			Сечения АС проводов воздушных линий, мм <sup>2</sup>		
			А-1	1-2	2-3	А-1	1-2	2-3
0	U <sub>a</sub> =238	0,24	55	49	30	300	240	240
1	U <sub>a</sub> =236	0,25	66	50	45	300	240	240
2	U <sub>1</sub> =233	0,26	53	49	40	400	300	240
3	U <sub>2</sub> =229	0,27	58	45	38	300	240	240
4	U <sub>3</sub> =224	0,28	65	57	50	300	300	240
5	U <sub>a</sub> =115	0,29	50	41	36	240	150	120
6	U <sub>1</sub> =114	0,3	55	47	41	240	185	120
7	U <sub>2</sub> =113	0,31	63	60	45	185	150	120
8	U <sub>3</sub> =111	0,32	60	43	49	240	150	120
9	U <sub>a</sub> =233	0,33	55	42	33	400	300	240
10	U <sub>1</sub> =225	0,34	53	50	47	300	240	240
11	U <sub>2</sub> =221	0,28	51	40	30	300	240	240
12	U <sub>3</sub> =219	0,29	54	42	38	400	300	240
13	U <sub>1</sub> =115	0,3	57	32	42	240	150	120
14	U <sub>2</sub> =114	0,31	52	36	46	185	150	120
15	U <sub>3</sub> =108	0,32	61	43	40	150	120	120

16	$U_a=109$	0,25	46	35	40	240	120	70
17	$U_1=232$	0,26	59	45	43	400	240	240
18	$U_2=228$	0,27	60	45	30	400	240	240
19	$U_3=222$	0,28	57	43	31	400	240	240
20	$U_1=114$	0,29	44	39	30	240	150	70
21	$U_2=113$	0,3	56	36	20	240	120	70
22	$U_3=112$	0,31	48	38	37	240	150	70
23	$U_a=236$	0,32	51	40	32	400	240	240
24	$U_1=231$	0,33	58	38	39	400	240	240
25	$U_2=226$	0,34	47	36	37	300	240	240
26	$U_3=221$	0,28	50	32	29	300	240	240
27	$U_1=114$	0,29	50	45	30	240	185	70
28	$U_2=112$	0,34	43	41	20	240	150	95
29	$U_3=113$	0,33	39	29	30	240	150	70
30	$U_a=233$	0,32	57	38	42	300	240	240

### Исходные данные задания №3

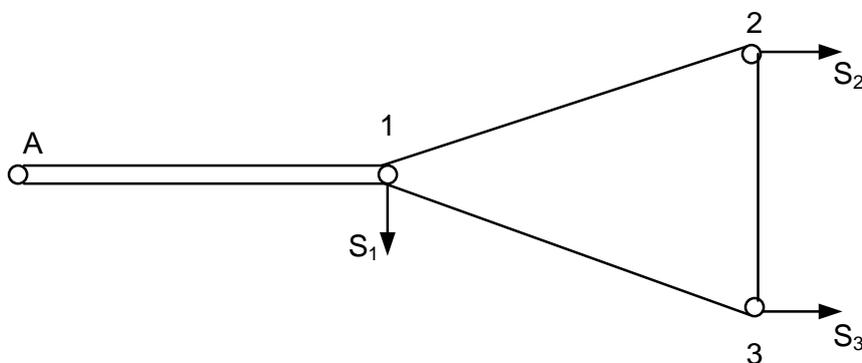


Рис. П.1.3. Принципиальная схема сети.

Исходные данные для рис. П.1.3.

Таблица П. 1.9.

Вариант	Известное напряжение, кВ	Длины линий				Сечения АС проводов на участках, мм <sup>2</sup>				Нагрузки потребителей		
		$L_{A1}$ , км	$L_{12}$ , км	$L_{23}$ , км	$L_{13}$ , км	A1	12	23	13	$S_1$ , МВА	$S_2$ , МВА	$S_3$ , МВА
0	$U_1=118$	38	35	26	37	240	150	95	120	$35+j18$	$19+j9$	$23+j13$
1	$U_a=121$	45	40	29	31	240	150	70	120	$30+j18$	$22+j13$	$12+j6$
2	$U_1=223$	68	48	60	66	300	240	300	240	$40+j19$	$37+j17$	$26+j14$
3	$U_2=115$	34	24	30	33	185	95	70	95	$26+j12$	$14+j8$	$10+j6$
4	$U_3=112$	43	33	28	37	240	120	70	95	$34+j13$	$18+j9$	$9+j5$
5	$U_a=230$	60	42	26	45	300	240	240	300	$50+j30$	$36+j18$	$29+j15$
6	$U_1=228$	59	41	25	40	300	240	240	240	$55+j30$	$27+j15$	$28+j16$
7	$U_2=224$	58	40	27	48	400	300	240	300	$70+j38$	$40+j23$	$30+j18$
8	$U_3=221$	56	39	31	37	400	300	240	240	$72+j39$	$42+j23$	$37+j19$
9	$U_a=119$	43	38	30	36	240	150	95	120	$29+j15$	$19+j10$	$22+j12$
10	$U_1=117$	47	37	28	35	240	150	95	185	$35+j18$	$20+j11$	$24+j13$
11	$U_2=113$	39	36	25	44	240	185	120	150	$33+j16$	$21+j12$	$16+j9$
12	$U_3=111$	52	35	22	43	240	185	95	150	$31+j17$	$23+j16$	$24+j18$
13	$U_a=239$	56	34	24	44	400	300	240	240	$69+j36$	$45+j22$	$39+j20$
14	$U_1=230$	55	33	22	35	400	240	240	300	$70+j40$	$36+j18$	$42+j21$
15	$U_2=225$	66	46	29	40	300	240	240	240	$53+j28$	$28+j15$	$23+j12$
16	$U_3=223$	70	47	25	39	300	240	240	240	$49+j25$	$24+j15$	$21+j12$

17	$U_a=119$	38	48	27	31	240	150	95	150	$31+j17$	$21+j14$	$10+j5.5$
18	$U_1=117$	37	32	25	48	185	120	70	95	$24+j17$	$19+j9$	$18+j8$
19	$U_2=115$	31	38	21	45	240	150	70	120	$32+j16$	$17+j8$	$19+j10$
20	$U_3=113$	40	49	28	40	185	120	70	95	$39+j18$	$42+j20$	$30+j16$
21	$U_a=240$	69	43	29	41	400	300	240	240	$71+j35$	$31+j17$	$26+j14$
22	$U_1=237$	65	40	30	44	300	240	240	240	$55+j30$	$27+j17$	$28+j15$
23	$U_2=236$	64	35	31	38	400	240	240	300	$73+j32$	$39+j18$	$39+j17$
24	$U_3=230$	63	33	22	38	300	240	240	240	$50+j30$	$45+j27$	$30+j16$
25	$U_a=120$	42	27	23	30	185	120	70	95	$30+j15$	$19+j9$	$13+j7$
26	$U_1=117$	41	33	24	30	240	185	95	150	$33+j17$	$17+j10$	$21+j12$
27	$U_2=114$	39	30	19	37	185	95	70	95	$29+j15$	$20+j11$	$18+j10$
28	$U_3=111$	50	43	20	38	240	120	70	95	$32+j16$	$21+j12$	$19+j11$
29	$U_a=232$	67	48	32	46	400	300	240	240	$69+j36$	$40+j21$	$30+j17$
30	$U_1=227$	63	47	30	43	300	240	240	240	$52+j33$	$22+j13$	$19+j9$

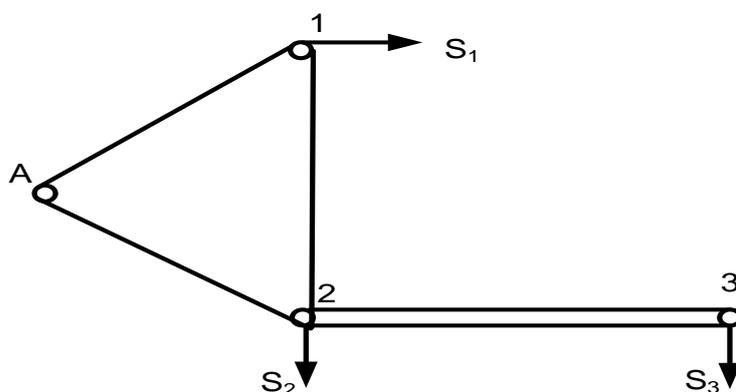


Рис. П.1.4. Принципиальная схема сети.

Исходные данные для рис. П.1.4.

Таблица П. 1.10.

Вариант	Известное напряжение, кВ	Длины линий				Сечения АС проводов на участках, мм <sup>2</sup>				Нагрузки потребителей		
		$L_{A1}$ , км	$L_{A2}$ , км	$L_{12}$ , км	$L_{23}$ , км	A1	A2	12	23	$S_1$ , МВА	$S_2$ , МВА	$S_3$ , МВА
0	$U_a=121$	45	42	35	46	185	240	120	120	$37+j17$	$28+j15$	$21+j10$
1	$U_1=118$	32	39	27	26	240	185	95	120	$29+j15$	$20+j11$	$19+j10$
2	$U_a=120$	45	40	31	29	185	185	95	120	$33+j16$	$25+j17$	$20+j12$
3	$U_2=114$	44	41	23	30	150	120	95	120	$30+j17$	$22+j13$	$15+j8$
4	$U_3=112$	43	39	26	31	240	185	150	120	$36+j19$	$31+j16$	$23+j8$
5	$U_a=240$	42	38	29	32	400	300	240	240	$70+j35$	$55+j27$	$40+j26$
6	$U_1=235$	50	53	30	33	400	300	240	240	$65+j33$	$48+j24$	$30+j15$
7	$U_2=230$	56	59	31	34	300	300	240	240	$67+j34$	$45+j27$	$32+j18$
8	$U_3=222$	61	52	32	35	400	300	240	240	$71+j36$	$58+j29$	$40+j21$
9	$U_a=239$	59	48	29	36	400	300	240	240	$69+j35$	$48+j26$	$36+j19$
10	$U_1=118$	52	48	28	37	300	300	240	240	$69+j36$	$40+j22$	$45+j22$
11	$U_2=227$	61	57	27	28	400	300	240	240	$75+j38$	$57+j29$	$49+j23$
12	$U_3=112$	35	30	16	28	240	185	150	120	$39+j18$	$20+j12$	$30+j16$
13	$U_1=118$	38	25	21	25	185	150	120	120	$30+j17$	$26+j14$	$22+j13$
14	$U_2=115$	32	39	20	23	185	185	120	120	$32+j16$	$27+j14$	$23+j11$
15	$U_3=116$	38	40	25	27	240	185	150	120	$35+j17$	$30+j17$	$28+j15$
16	$U_a=236$	49	42	28	39	300	300	240	240	$60+j32$	$45+j23$	$35+j18$
17	$U_1=115$	33	30	19	29	240	185	120	120	$38+j18$	$32+j17$	$22+j7$

18	$U_2=113$	30	33	17	27	185	240	120	120	$31+j16$	$20+j12$	$14+j8$
19	$U_3=111$	40	37	20	26	240	240	185	120	$32+j17$	$25+j12$	$21+j11$
20	$U_1=233$	58	53	20	41	300	300	240	240	$44+j25$	$31+j17$	$25+j13$
21	$U_2=230$	56	47	25	37	400	300	240	240	$59+j30$	$36+j19$	$32+j17$
22	$U_3=226$	50	48	21	36	300	300	240	240	$40+j22$	$37+j20$	$28+j17$
23	$U_a=119$	29	35	23	26	240	240	185	120	$33+j17$	$19+j9$	$22+j11$
24	$U_1=117$	28	37	20	24	185	185	150	120	$27+j14$	$22+j10$	$19+j8$
25	$U_2=115$	31	27	19	23	240	185	150	120	$35+j16$	$28+j13$	$24+j11$
26	$U_3=111$	36	33	18	22	185	185	120	120	$48+j23$	$38+j19$	$31+j15$
27	$U_a=236$	60	55	30	40	300	300	240	240	$40+j22$	$30+j16$	$26+j14$
28	$U_1=230$	58	51	46	38	400	300	240	300	$65+j31$	$56+j27$	$49+j24$
29	$U_3=113$	46	41	36	31	240	185	150	120	$35+j17$	$29+j14$	$26+j12$
30	$U_a=235$	51	48	34	30	400	400	300	240	$58+j26$	$49+j25$	$38+j16$

#### Исходные данные задания № 4

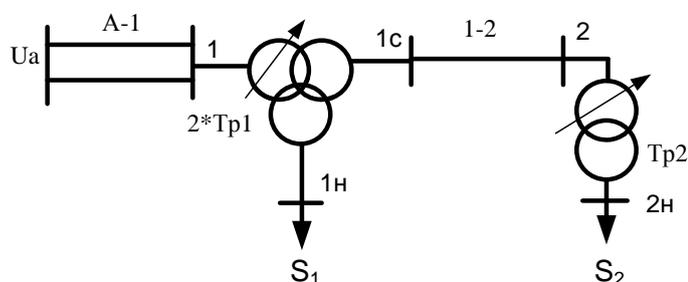


Рис. П. 1.5. Принципиальная схема сети.

Исходные данные для рис. П. 1.5.

Таблица П. 1.11.

вариант	Типы трансформаторов		Нагрузки потребителей		Коэффициент нагрузки		$S_{\min} / S_{\max}$
	Tr1 (2 шт.)	Tr2	$P_1, \text{МВт}$	$P_2, \text{МВт}$	$\cos \varphi_1$	$\cos \varphi_2$	
0	ТДТН-25000/220	ТДНС-16000/35	29	18	0,88	0,89	0,24
1	ТДТН-40000/220	ТРДНС-32000/35	38	30	0,89	0,88	0,25
2	ТДТНЖ-25000/220	ТДНС-16000/110	27	18	0,89	0,9	0,26
3	ТДТН-10000/110	ТДНС-10000/35	12	8	0,9	0,89	0,27
4	ТДТН-16000/110	ТДНС-10000/35	15	9	0,89	0,88	0,28
5	ТДТН-25000/110	ТДНС-16000/35	26	17	0,89	0,87	0,29
6	ТДТН-40000/110	ТРДНС-32000/35	42	34	0,9	0,88	0,3
7	ТДТН-63000/110	ТРДНС-40000/35	65	38	0,89	0,88	0,31
8	ТДТН-80000/110	ТРДНС-63000/35	76	62	0,88	0,89	0,32
9	ТДТН-25000/220	ТДНС-16000/110	23	18	0,9	0,87	0,33
10	ТДТН-40000/220	ТДНС-25000/35	41	26	0,89	0,87	0,34
11	ТДТН-63000/110	ТРДНС-40000/35	64	39	0,89	0,88	0,34
12	ТДТН-80000/110	ТРДНС-63000/35	81	61	0,88	0,89	0,33
13	ТДТН-25000/220	ТДНС-16000/35	26	15	0,88	0,87	0,32
14	ТДТН-25000/220	ТДН-10000/110	24	17	0,88	0,9	0,31
15	ТДТН-16000/110	ТДНС-10000/35	16	11	0,87	0,88	0,3
16	ТДТН-25000/110	ТДНС-16000/35	24	15	0,89	0,89	0,29
17	ТДТН-40000/220	ТДНС-25000/110	42	26	0,9	0,89	0,28
18	ТДТН-25000/220	ТДНС-16000/35	24	17	0,89	0,89	0,27

19	ТДТН-40000/110	ТРДНС-32000/35	38	31	0,89	0,87	0,26
20	ТДТН-63000/110	ТРДНС-40000/35	62	39	0,88	0,89	0,25
21	ТДТН-25000/220	ТДНС-16000/110	26	17	0,9	0,89	0,25
22	ТДТН-40000/220	ТДНС-32000/110	38	28	0,88	0,89	0,24
23	ТДТН-25000/220	ТДНС-10000/35	26	11	0,89	0,88	0,26
24	ТДТН-25000/110	ТДНС-16000/35	24	15	0,9	0,89	0,27
25	ТДТН-40000/110	ТРДНС-32000/35	39	31	0,89	0,9	0,28
26	ТДТН-25000/220	ТДНС-16000/110	25	17	0,9	0,89	0,29
27	ТДТН-40000/220	ТДНС-25000/110	37	26	0,88	0,89	0,3
28	ТДТН-63000/110	ТРДНС-40000/35	34	38	0,89	0,88	0,31
29	ТДТН-80000/110	ТРДНС-63000/110	81	64	0,9	0,89	0,32
30	ТДТН-25000/220	ТДНС-16000/35	28	18	0,89	0,9	0,33

Таблица П. 1.12.

Вариант	Известное напряжение в режиме наибольших нагрузок, кВ	Известное напряжение в режиме наименьших нагрузок, кВ	Длины линий, км		Сечения АС проводов на участках, мм <sup>2</sup>	
			А-1	1-2	А-1	1-2
0	U <sub>1</sub> =37	U <sub>1</sub> =35	49	38	300	150
1	U <sub>A</sub> =119	U <sub>A</sub> =117	52	25	240	120
2	U <sub>1</sub> =117	U <sub>1</sub> =113	59	29	240	70
3	U <sub>2</sub> =36	U <sub>2</sub> =35,5	65	31	300	240
4	U <sub>2н</sub> =10,0	U <sub>2н</sub> =9,0	53	32	185	95
5	U <sub>1н</sub> =9,7	U <sub>1н</sub> =9,0	56	33	150	120
6	U <sub>A</sub> =119	U <sub>A</sub> =115	58	29	240	150
7	U <sub>1</sub> =225	U <sub>1</sub> =222	43	30	185	120
8	U <sub>2</sub> =38	U <sub>2</sub> =37	48	28	150	120
9	U <sub>2н</sub> =9,5	U <sub>2н</sub> =9,0	50	27	400	240
10	U <sub>1н</sub> =11	U <sub>1н</sub> =10	53	26	300	150
11	U <sub>A</sub> =232	U <sub>A</sub> =228	55	25	240	120
12	U <sub>1</sub> =115	U <sub>1</sub> =110	54	24	150	95
13	U <sub>2</sub> =37	U <sub>2</sub> =36	53	23	300	120
14	U <sub>2н</sub> =10,8	U <sub>2н</sub> =10,0	52	22	400	240
15	U <sub>1н</sub> =9,8	U <sub>1н</sub> =8,8	50	21	150	95
16	U <sub>A</sub> =118	U <sub>A</sub> =115	49	32	185	120
17	U <sub>1</sub> =116	U <sub>1</sub> =112	47	29	400	150
18	U <sub>2</sub> =37	U <sub>2</sub> =36	60	28	300	120
19	U <sub>2н</sub> =10,8	U <sub>2н</sub> =10,0	54	27	120	70
20	U <sub>1н</sub> =11	U <sub>1н</sub> =10	58	25	150	95
21	U <sub>1</sub> =222	U <sub>1</sub> =218	57	26	400	240
22	U <sub>A</sub> =230	U <sub>A</sub> =228	56	33	300	150
23	U <sub>1</sub> =223	U <sub>1</sub> =221	55	34	240	120
24	U <sub>2</sub> =36	U <sub>2</sub> =35,5	50	35	150	120
25	U <sub>2н</sub> =9,8	U <sub>2н</sub> =9,0	49	36	120	95
26	U <sub>A</sub> =234	U <sub>A</sub> =231	49	33	240	120
27	U <sub>1</sub> =115	U <sub>1</sub> =112	40	27	400	120
28	U <sub>2</sub> =37	U <sub>2</sub> =36,5	50	38	120	70
29	U <sub>2н</sub> =10,8	U <sub>2н</sub> =10,0	54	31	120	95
30	U <sub>1н</sub> =11	U <sub>1н</sub> =10	48	35	400	150

Приложение 2.

Технические характеристики элементов сети (при +20 °С)

Таблица П.2.1.

Марка провода	$r_0$ , Ом/км	$d_{пр}$ , мм	$I_{доп}$ , А
АС 70/11	0,429	11,4	265
АС 95/16	0,306	13,5	330
АС 120/19	0,249	15,2	390
АС 150/24	0,198	17,1	450
АС 185/29	0,162	18,8	510
АС 240/32	0,121	21,6	605
АС-300/39	0,098	24,0	710

Каталожные данные понижающих трансформаторов 110 кВ

( $U_{Вном}=115$  кВ,  $u_k=10,5\%$ )

Таблица П.2.2.

Тип трансформатора	$S_{Тном}$ , МВ·А	$U_{Нном}$ , кВ	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %
ТДН 10000/110	10	11	60	14	0,7
ТДН 16000/110	16	11	85	19	0,7
ТРДН 25000/110	25	10,5	120	27	0,477
ТРДН 40000/110	40	10,5	172	36	0,65
ТРДЦН 63000/110	63	10,5	260	59	0,63
ТРДЦН 80000/110	80	10,5	310	70	0,6

Расчетные данные ВЛ 35-110 кВ со сталеалюминевых проводов

Таблица П. 2.3.

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup> (алюминий /сталь)	$r_0$ , Ом/км при 20 <sup>0</sup> С	110 кВ		35кВ
		$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , См/км 10 <sup>-6</sup>	$x_0$ , Ом/км
70/11	0,422	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	0,434	2,611	0,421
120/19	0,244	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	0,413	2,747	-
240/32	0,118	0,405	2,808	-

Расчетные данные ВЛ 220 кВ со сталеалюминевыми проводами

Таблица П2.4.

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup> (алюминий / сталь)	Идоп., А	Число проводов в фазе, шт.	$r_0$ , Ом/км при 20 <sup>0</sup> С	220кВ	
				$x_0$ , Ом/км	$b_0$ 10 <sup>-6</sup> , См/км
240/32	610	1	0,1180	0,435	2,604
		2	0,0590		
240/56		5	0,0240	-	-
300/39	690	1	0,0960	0,429	2,645-
		2	0,0480		
300/48		8	0,0123	-	-
300/66		3	0,330	-	-
		5	0,0200	-	-
330/43		3	0,0290	-	-
		8	0,0109	-	-
400/51	830	1	0,0730	0,42	2,701
		2	0,0365		
		3	0,0243		
		5	0,0146		
400/64		4	0,0187	-	-
500/64		1	0,0590	0,413	2,740
		2	0,0295		
		3	0,0197		
		4	0,0148		

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Таблица П.2.5.

Тип	S <sub>ном</sub> , МВ·А	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные					
			U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		u <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
			ВН	НН				
ТМН-2500/110	2,5	+ 10x1,5% -8x1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5
ТМН-6300/110	6,3	+9x1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8
ТДН-10000/110	10	+9*1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7
ТДН-16000/110	16	+9x1,78%	115	6,6; 11; 34,5	10,5	85	19	0,7
ТДН-25000/110 (ТРДНФ-25000/110)	25	+9x1,78%	115	6,3-6,3; 6,3- 10,5; 10,5-10,5	10,5	120	27	0,7
ТДНЖ-5000/110	25	+9x1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7
ТД-40000/110	40	+2x2,5 %	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65
ТРДН-40000/110	40	±9x1,78%	115	6,3-6,3; 6,3- 10,5; 10,5-10,5	10,5	172	36	0,65
ТРДЦН-63000/110 (ТРДН)	63	+9x1,78%	115	6,3-6,3; 6,3- 10,5; 10,5-10,5	10,5	260	59	0,6
ТРДЦНК-63000/110	63	+9x1,78%	115	6,3-6,3; 6,3- 10,5; 10,5-10,5	10,5	245	59	0,6
ТДЦ-80000/110	80	+2x2,5 %	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6
ТРДЦН-80000/110 (ТРДН, (ТРДЦНК)	80	+9x1,78%	115	6,3-6,3; 6,3- 10,5; 10,5-10,5	10,5	310	70	0,6
ТДЦ-125000/110	125	+2x2,5 %	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55
ТРДЦН-125000/110	125	+9x1,78%	115	10,5-10,5	10,5	400	100	0,55
ТДЦ-200000/110	200	±2x2,5 %	121	13,8; 15,75;	10,5	550	170	0,5
ТДЦ-250000/110	250	±2x2,5 %	121	15,75	10,5	640	200	0,5
ТДЦ-400000/110	400	+2x2,5 %	121	20	10,5	900	320	0,45

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Таблица П.2.6.

Тип	S <sub>ном</sub> , МВ·А	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные					
			U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		u <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
			ВН	НН				
ТРДН-40000/220	40	±8x1,5%	230	6,6-6,6; 11-11	12	170	50	0,9
ТРДЦН-63000/220 (ТРДН)	63	+8x1,5%	230	6,6-6,6; 11-11	12	300	82	0,8
ТДЦ-80000/220	80	+2x2,5 %	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6
ТРДЦН- 100000/220	100	+8x1,5%	230	11-11; 38,5	12	360	115	0,7
ТДЦ- 125000/220	125	±2x2,5 %	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5
ТРДЦН-160000/220	160	±8x1,5%	230	11-11; 38,5	12	525	167	0,6
ТДЦ-200000/220	200	±2x2,5%	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45
ТДЦ-250000/220	250	-	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45
ТДЦ-400000/220	400	-	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,4
ТЦ-630000/220	630	-	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35
ТЦ-1000000/220	1000	-	242	24	11,5	2200	480	0,35

Таблица П.2.7.

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы  
и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	S <sub>ном</sub> , МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные										ΔP <sub>к</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
			U <sub>ном</sub> обмоток, кВ			u <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт					
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
ТДТН-25000/220	25	±12х1 %	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	-	-	50	1,2	
ТДТНЖ-25000/220	25	±8х1,5%	230	27,5; 38,5	6,6;11; 27,5	12,5	20	6,5	135	-	-	50	1,2	
ТДТН-40000/220	40	±12х1 %	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5	220	-	-	55	1,1	
ТДТНЖ-40000/220	40	±8х1,5%	230	27,5; 38,5	6,6;11; 27,5	12,5	22	9,5	240	-	-	66	1,1	
АТДЦТН-63000/220/110	63	±6х2%	230	121	6,6;11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9	215			45	0,5	
АТДЦТН-63000/220/110/0,4*	63	±8х1,5% ПБВ на 0,4 кВ- ±2х2,5%	230	121	0,4	11			180			33	0,4	
АТДЦТН-125000/220/110 (в знаменателе - выпуск после 1985г.)	125	±6х2%	230	121	6,3;6,6 10,5; 11;38,5	11/ 11	31/ 45	19/ 28	290/ 305			85/ 65	0,5	
АТДЦТН-125000/220/110/0,4*	125	±6х2% ПБВ на 0,4 кВ- ±2х2,5 %	230	121	0,4	11	14	14	305			54	0,25	
АТДЦТН-200000/220/110	200	±6х2%	230	121	6,3;6,6 10,5; 11; 15,75; 38,5	11	и	20	430			125	0,5	
АТДЦТН-250000/220/110	250	±6х2%	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8	520	-		145	0,5	

\* Предназначены для связи электрических сетей напряжением 220 и 110 кВ и питания собственных нужд ПС мощностью 0,63 и 1,25 МВ·А напряжением 0,4 кВ соответственно.

Примечания.

1. Для АТ мощность обмотки НН равна 50 % от номинальной.

2. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН (±8х1,5 %; ±12х1 %) или на стороне СН (± 6х2 %).

**Примеры расчетов установившихся режимов работы электрических сетей.**

**Пример 1.**

Требуется определить параметры воздушной линии 110 кВ, выполненной на одноцепных П-образных с проводами марки АС 185/29 с расстоянием между проводами 4 м и вычислить параметры схемы замещения двух цепей линии длиной 40 км.

**Решение.**

Удельное сопротивление линии для провода АС 185/29

$$r_0 = 0.162 \text{ Ом/км} \quad [1, \text{табл. 7.38}]$$

Активное сопротивление линии, Ом:

$$R_{A1} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,162 \cdot 40}{2} = 3,24$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами линии составляет:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 4 = 5,04 \text{ м}$$

Удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км:

$$X_0 = 0,1445 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} + 0,0157 = 0,1445 \cdot \lg \frac{5040}{9,4} + 0,0157 = 0,423$$

Индуктивное сопротивление линии, Ом:

$$X_l = X_0 \cdot l = (0,423 \cdot 40) / 2 = 8,46$$

Удельная емкостная проводимость линии, См/км:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}} \cdot 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg \frac{5040}{9,4}} \cdot 10^{-6} = 2,72 \cdot 10^{-6}$$

Зарядная мощность, генерируемая в линии, МВАр:

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot l \cdot n_{\text{ц}} = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,72 \cdot 10^{-6} \cdot 40 \cdot 2 = 1.32$$

**Пример №2а.**

Определить параметры параллельно работающих трансформаторов типа ТРДН 40000/110/10,5, а также потери мощности в них, если нагрузка составляет P=56 МВт, cosφ =0,91

Решение: Каталожные данные трансформатора из [1, табл. 3.6]:

S <sub>ТНОМ</sub> , МВ·А	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>ННОМ</sub> , кВ	ΔP <sub>К</sub> , кВт	ΔP <sub>Х</sub> , кВт	I <sub>Х</sub> , %	u <sub>к</sub> , %
40	115	10,5	172	36	0,65	10,5

активное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{В.НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.т}}^2 \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{170 \cdot 115^2}{40^2 \cdot 10^3 \cdot 2} = 0,7 \text{ Ом}$$

индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{\Delta U_{K\%} \cdot U_{\text{В.НОМ}}^2}{100\% \cdot S_{\text{НОМ.т}} \cdot 2} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 17,35 \text{ Ом}$$

потери мощности XX:

$$\Delta S_{XX} = \Delta P_C + j\Delta Q_{\mu} = (0,034 + j0,26) \cdot 2 = 0,068 + j0,44 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\Delta P_{C2} = \Delta P_{XX2} = 34 \text{ кВт} = 0,034 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{\mu 2} = \frac{I_{XX\%} \cdot S_{\text{НОМ.м}}}{100} = \frac{0,55 \cdot 40}{100} = 0,22 \text{ МВАр}$$

коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10,5} = 10,95$$

Определяем реактивную мощность:  $Q = P \cdot \text{tg}\varphi$

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2\varphi}}{\cos\varphi} = \frac{\sqrt{1 - 0,91^2}}{0,91} = 0,46$$

$$Q = P \cdot \text{tg}\varphi = 56 \cdot 0,46 = 25,76 \text{ МВАр}$$

Определяем потери в обмотках трансформаторов:

$$\Delta S'_{mp} = \frac{P_{mp}^2 + Q_{mp}^2}{U^2} \cdot (R_{mp} + jX_{mp}) = \frac{56^2 + 25,76^2}{115^2} \cdot (0,7 + j17,35) = 0,2 + j5,03 \text{ МВА}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta S_{mp} = \Delta S_{xx} + \Delta S'_{mp} = 0,068 + j0,44 + 0,2 + j5,03 = 0,268 + j5,47 \text{ МВА}$$

Приведенная нагрузка подстанции:

$$S_{mp} = S_n + \Delta S_{mp} = 56 + j25,76 + 0,268 + j5,47 = 56,27 + j31,23 \text{ МВА}$$

### **Пример №2б.**

Требуется определить параметров схем замещения трехобмоточного трансформатора ТРДЦН-100000/220.

Выпишем из справочника данные трансформатора ТРДЦН-100000/220

$$U_{k(B-C)} = 12,5\%, \quad U_{k(B-H)} = 12,5, \quad U_{k(C-H)} = 28\%, \quad I_{xx} = 0,65\%,$$

$$S_{\text{НОМ}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad U_{\text{НОМ(ВН)}} = 230 \text{ кВ}, \quad U_{\text{НОМ(СН)}} = -, \quad U_{\text{НОМ(НН)}} = 11 \text{ кВ},$$

$$P_{xx} = 102 \text{ кВт}, \quad P_{к.з.(B-H)} = 340 \text{ кВт}$$

Активные сопротивления для трехобмоточных трансформаторов при равных мощностях обмоток:

$$r_1 = r_2 = r_3 = \frac{\Delta P_{к.з} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{340 * 230^2}{100^2 * 10^{-3}} = 1,79 \text{ Ом}$$

индуктивные сопротивления трех ветвей:

$$x_1 = \frac{x_{12} + x_{13} - x_{23}}{2} = \frac{66,1 + 66,1 - 148,12}{2} = -7,96 \text{ Ом}$$

$$x_2 = \frac{x_{12} + x_{23} - x_{13}}{2} = \frac{66,1 + 148,1 - 66,1}{2} = 74,05 \text{ Ом}$$

$$x_3 = \frac{x_{13} + x_{23} - x_{12}}{2} = \frac{66,1 + 148,1 - 66,1}{2} = 74,05 \text{ Ом}$$

Индуктивные сопротивления последовательно соединенных ветвей:

$$x_{12} = \frac{U_{\kappa(1-2)} \% U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} = \frac{12,5 * 230^2}{100 * 100} = 66,1 \text{ Ом}$$

$$x_{13} = \frac{U_{\kappa(1-3)} \% U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} = \frac{12,5 * 230^2}{100 * 100} = 66,1 \text{ Ом}$$

$$x_{23} = \frac{U_{\kappa(2-3)} \% U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} = \frac{28 * 230^2}{100 * 100} = 148,12 \text{ Ом}$$

Вычисляем потери хх:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \% S_{НОМ}}{100} = \frac{0,65 * 100}{100} = 0,65 \text{ МВАр}$$

$$S_x = \Delta P_x + j \Delta Q_x = (0,102 + j0,65)$$

### Пример №3.

От шины районной подстанции питаются две нагрузки по двухцепной воздушной линии (рис.3.1). Параметры линии электропередачи 110 кВ характеризуются следующими данными:

Линия А1 – провод АС-120/19,  $l=28$  км;

Линия L12-провод АС-70/11,  $l=19$ км;

Трансформаторы: на подстанции №1: ТРДН-40000/110,

на подстанции №2: ТНД-16000/110

Значения нагрузок составляют:

$$\dot{S}_1 = 50 + j20 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_2 = 20 + j8 \text{ МВА}$$

На шинах 110 кВ питающей подстанции поддерживается напряжение

$$U_A = 121 \text{ кВ}$$

Требуется произвести расчет установившегося режима этой сети.

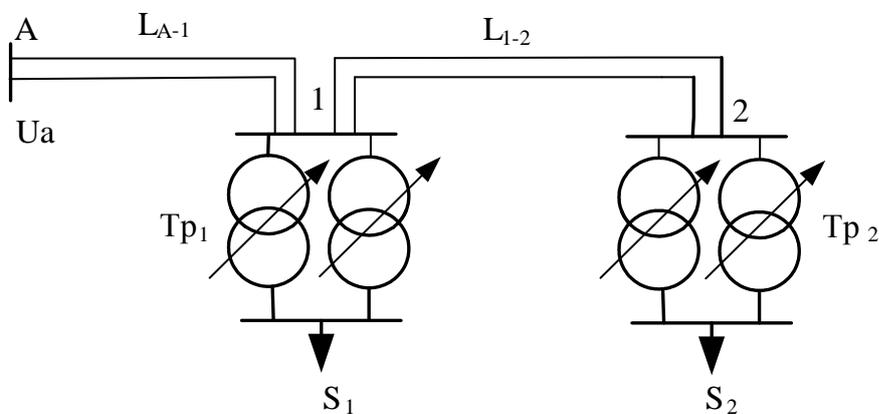
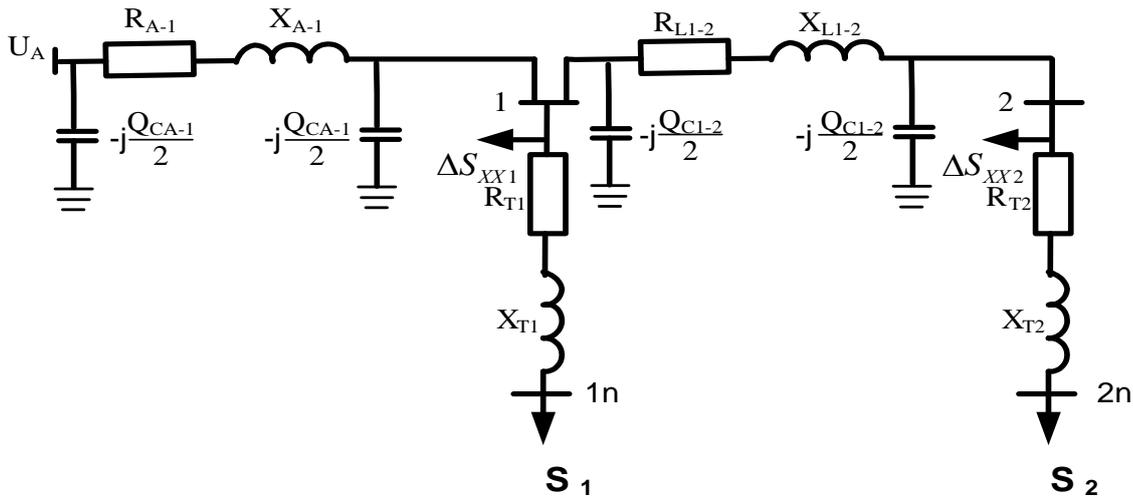


Рис. П.3.1 Принципиальная схема к задаче 3

**Решение:**

**Составим схему замещения (рис.П.3.2)**



**Рис. П.3.2.**Схема замещение электрической сети

**Определим параметры линий и трансформаторов.**

Из справочника [Л1. стр. 432, табл. 7.38] находим удельные параметры проводов:

**Таблица.3.1** Удельные параметры проводов

Удельные параметры	Марка провода	
	АС-120/19	АС-70/11
$r_0, Ом/км$	0,244	0,428
$x_0, Ом/км$	0,423	0,441
$b_0, См/км$	$2,7 \cdot 10^{-6}$	$2,57 \cdot 10^{-6}$

Активное сопротивление линии, Ом:

$$R_{A1} = \frac{r_0 \cdot l}{n_y} = \frac{0,244 \cdot 28}{2} = 3,42$$

Индуктивное сопротивление линии, Ом:

$$X_{A1} = \frac{x_0 \cdot l}{n_y} = \frac{0,423 \cdot 28}{2} = 5,92$$

Зарядная мощность генерируемая в линии A1, МВАр:

$$\frac{Q_{CA1}}{2} = \frac{1}{2} \cdot b_0 \cdot l \cdot U_{ном}^2 \cdot n_y = \frac{1}{2} \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 28 \cdot 110^2 \cdot 2 = 0,91$$

Аналогичным способом определим параметры второй линии L12:

$$R_{L12} = \frac{r_0 \cdot l}{n_y} = \frac{0,428 \cdot 19}{2} = 4,07 \text{ Ом}$$

$$X_{L12} = \frac{x_0 \cdot l}{n_y} = \frac{0,441 \cdot 19}{2} = 4,19 \text{ Ом}$$

$$\frac{Q_{CL12}}{2} = \frac{1}{2} \cdot b_0 \cdot l \cdot U_{ном}^2 \cdot n_y = \frac{1}{2} \cdot 2,57 \cdot 10^{-6} \cdot 19 \cdot 110^2 \cdot 2 = 0,59 \text{ МВАр}$$

Находим каталожные данные трансформаторов [Л1. стр.142,146,148].

**Таблица 3.2** *Каталожные данные трансформаторов*

Трансформаторы	Каталожные данные					
	№	$P_{XX}$ , кВт	$P_K$ , кВт	$U_K$ , %	$I_X$ , %	$U_{НОМ}$ , кВ
ТРДН-40000/110/10	1	36	172	10,5	0,65	115
ТДН-16000/110/10	2	19	85	10,5	0,7	115

Определим параметры трансформаторов, при этом, учитывая, что на подстанциях трансформаторы работают параллельно.

Активное сопротивление трансформатора, Ом:

$$R_{T1} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{B.НОМ}^2}{S_{НОМ.т}^2 \cdot n_{mp}} = \frac{172 \cdot 115^2}{40^2 \cdot 10^3 \cdot 2} = 0.71$$

Индуктивное сопротивление трансформатора, Ом:

$$X_{T1} = \frac{\Delta U_{K\%} \cdot U_{B.НОМ}^2}{100\% \cdot S_{НОМ.т} \cdot n_{mp}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 40 \cdot 2} = 17.36$$

Потери мощности в трансформаторе при XX, МВА:

$$\Delta S_{xx1} = \Delta P_{C1} + j\Delta Q_{\mu1} = (0,036 + j0,26) \cdot 2 = 0,072 + j0,52$$

Потери активной мощности в стали, МВт:

$$\Delta P_{C1} = \Delta P_{XX4} = 36 \text{ кВт} = 0,036$$

Потери реактивной мощности на намагничивания обмоток, МВАр

$$\Delta Q_{\mu1} = \frac{I_{XX\%} \cdot S_{НОМ.т}}{100} = \frac{0,65 \cdot 40}{100} = 0,26$$

Аналогично определим параметры второго трансформатора:

$$R_{T2} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{B.НОМ}^2}{S_{НОМ.т}^2} = \frac{85 \cdot 115^2}{16^2 \cdot 10^3 \cdot 2} = 0.29 \text{ Ом}$$

$$X_{T2} = \frac{\Delta U_{K\%} \cdot U_{B.НОМ}^2}{100\% \cdot S_{НОМ.т}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16 \cdot 2} = 43.35 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{xx2} = \Delta P_{C2} + j\Delta Q_{\mu2} = (0,0019 + j0,112) \cdot 2 = 0.038 + j0.224 \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{C2} = \Delta P_2 = 19 \text{ кВт} = 0,019 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{\mu2} = \frac{I_{XX\%} \cdot S_{НОМ.т}}{100} = \frac{0,7 \cdot 16}{100} = 0,112 \text{ МВАр}$$

### 3. Определим расчётные нагрузки подстанций.

Расчетная нагрузка подстанции №1

$$S_{P1} = S_1 + \Delta S_{XX1} + \Delta S'_{TP1} - j \frac{Q_{CA1}}{2} - j \frac{Q_{CL12}}{2} =$$

$$50 + j20 + 0,31 + j7,63 + 0,072 + j0,52 - j0,91 - j0,59 = 50,38 + j26,65 \text{ МВА}$$

Потери мощности в обмотках трансформаторов подстанции №1

$$\Delta S'_{TP1} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{B.НОМ}^2} \cdot (R_{T1} + jX_{T1}) = \frac{50^2 + 20^2}{115^2} \cdot (1,42 + j34,72) = 0,31 + j7,63 \text{ МВА}$$

#### Расчетная нагрузка подстанции №2

$$S_{P2} = S_2 + \Delta S_{XX2} + \Delta S'_{TP2} - j \frac{Q_{CL12}}{2} = \\ = 20 + j8 + 0,01 + j1,52 + 0,038 + j0,224 - j0,59 = 20,05 + j9,154 \quad \text{МВА}$$

Потери мощности в обмотках трансформаторов подстанции №2

$$\Delta S'_{TP2} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{B.н.о.м}^2} \cdot (R_{T2} + jX_{T2}) = \frac{20^2 + 8^2}{115^2} \cdot (0,29 + j43,35) = 0,01 + j1,52 \text{ МВА}$$

#### 4. Расчет режима произведем итерационным методом – в два этапа

**Первый этап расчета:** на первом этапе определим мощности на участках (расчет начинаем с конца линии, т.к. известны нагрузки).

Мощность в конце линии L12, МВА:

$$S_{KL12} = S_{P2} = 20,05 + j9,15$$

Потери мощности в линии L12, МВА:

$$\Delta S_{L12} = \frac{P_{KL12}^2 + Q_{KL12}^2}{U_{н.о.м}^2} \cdot (R_{L12} + jX_{L12}) = \frac{20,05^2 + 9,15^2}{110^2} \cdot (3,42 + j5,92) = 0,14 + j0,24 \text{ МВА}$$

Мощность в начале линии L12, МВА:

$$S_{HL12} = S_{KL12} + \Delta S_{KL12} = 20,05 + j9,15 + 0,14 + j0,24 = 20,19 + j9,39$$

Мощность в конце линии A1, МВА:

$$S_{KA1} = S_{HL12} + S_{P1} = 50,38 + j26,65 + 20,19 + j9,39 = 70,57 + j36,04$$

Потери мощности в линии A1, МВА:

$$\Delta S_{A1} = \frac{P_{KA1}^2 + Q_{KA1}^2}{U_{н.о.м}^2} \cdot (R_{A1} + jX_{A1}) = \frac{70,57^2 + 36,04^2}{110^2} \cdot (4,07 + j4,19) = 2,12 + j2,09$$

Мощность в начале линии A1, МВА:

$$S_{HA1} = S_{KA1} + \Delta S_{A1} = 70,57 + j36,04 + 2,12 + j2,09 = 72,69 + j38,18$$

**Второй этап:** на втором этапе определим напряжения в узлах.

$$U_A = 121 \text{ кВ}$$

Определим напряжение в узле 1

$$U_1 = U_A - \Delta U_{A1}$$

где  $\Delta U$  – падение напряжения в линии

Падение напряжения в линии A1, кВ

$$\Delta U_{A1} = \Delta U'_{A1} + j\delta U_{A1} = \frac{P_{HA1} \cdot R_{A1} + Q_{HA1} \cdot X_{A1}}{U_A} + j \frac{P_{HA1} \cdot X_{A1} - Q_{HA1} \cdot R_{A1}}{U_A} = \\ = \frac{72,69 \cdot 3,42 + 38,18 \cdot 5,92}{121} + j \frac{72,69 \cdot 5,92 - 38,18 \cdot 3,42}{121} = 3,92 + j2,47$$

Тогда напряжение в узле 1, кВ:

$$U_1 = U_A - \Delta U_{A1} = \sqrt{(U_A - \Delta U'_{A1})^2 + \delta U_{A1}^2} = \sqrt{(121 - 3,92)^2 + 2,47^2} = 117,1$$

Определяем напряжение на низкой стороне подстанции №1

Для этого необходимо определять мощность в начале обмотки трансформатора, МВА:

$$S_{HT1} = S_{P1} + j \frac{Q_{CA1}}{2} + j \frac{Q_{CL12}}{2} - \Delta S_{XX1} =$$

$$= 50,38 + j26,65 + j0,91 + j0,59 - 0,075 - j0,52 = 50,31 + j27,63$$

Падение напряжения в обмотках трансформатора №1, кВ:

$$\Delta U_{T1} = \Delta U_{T1}' + j\delta U_{T1} = \frac{P_{HT1} \cdot R_{T1} + Q_{HT1} \cdot X_{T1}}{U_1} + j \frac{P_{HT1} \cdot X_{T1} - Q_{HT1} \cdot R_{T1}}{U_1} =$$

$$= \frac{50,31 \cdot 0,71 + 27,63 \cdot 17,36}{117,1} + j \frac{50,31 \cdot 17,36 - 27,63 \cdot 0,71}{117,1} = 4,4 + j7,29$$

Напряжение на шинах низшего напряжения, приведенное к напряжению на шинах высокого напряжения, кВ:

$$U_1' = U_1 - \Delta U_{T1} = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{T1}')^2 + \delta U_{T1}^2} = \sqrt{(117,1 - 4,4)^2 + 7,29^2} = 112,93$$

Тогда напряжение на низкой стороне подстанции №1, кВ:

$$U_{1n} = \frac{U_1'}{K_{T4}} = \frac{112,93}{115/11} = 10,8$$

где  $K_T$ - коэффициент трансформации

Определяем напряжение в узле

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{L12}$$

Падение напряжения в линии  $L_{12}$ , кВ:

$$\Delta U_{L12} = \Delta U_{L12}' + j\delta U_{L12} = \frac{P_{HL12} \cdot R_{L12} + Q_{HL12} \cdot X_{L12}}{U_1} + j \frac{P_{HL12} \cdot X_{L12} - Q_{L12} \cdot R_{L12}}{U_1} =$$

$$= \frac{20,19 \cdot 4,07 + 9,39 \cdot 4,19}{117,1} + j \frac{20,19 \cdot 4,19 - 9,39 \cdot 4,19}{117,1} = 1,03 + j0,39$$

Тогда напряжение в узле 2, кВ:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{L12} = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{L12}')^2 + \delta U_{L12}^2} = \sqrt{(117,1 - 1,03)^2 + 0,39^2} = 116,07$$

Также определим напряжение на низкой стороне подстанции № 2:

$$S_{HT2} = S_{P2} + j \frac{Q_{CL12}}{2} - \Delta S_{XX2} = 20,05 + j9,15 + j0,59 - 0,038 - j0,224 = 20,01 + j9,5$$

$$\Delta U_{T2} = \Delta U_{T2}' + j\delta U_{T2} = \frac{P_{HT2} \cdot R_{T2} + Q_{HT2} \cdot X_{T2}}{U_2} + j \frac{P_{HT2} \cdot X_{T2} - Q_{HT2} \cdot R_{T2}}{U_2} =$$

$$= \frac{20,01 \cdot 0,29 + 9,5 \cdot 43,35}{116,07} + j \frac{20,01 \cdot 43,35 - 9,5 \cdot 0,29}{116,07} = 3,6 + j7,39 \quad \text{кВ}$$

$$U_2' = U_2 - \Delta U_{T2} = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{T2}')^2 + \delta U_{T2}^2} = \sqrt{(116,07 - 3,6)^2 + 7,39^2} = 112,71 \quad \text{кВ}$$

тогда напряжение в узле 2п, кВ:

$$U_{2n} = \frac{U_2'}{K_{T4}} = \frac{112,71}{115/11} = 10,78$$

**Вывод:** результаты расчета показывают, что напряжение на шинах НН подстанций ( $U_{1н} = 10,8\text{кВ}$ ,  $U_{1н} = 10,78\text{кВ}$ ) превышает допустимое значение, которое должно поддерживаться  $U_{нн} = 10,5\text{кВ}$ . Следовательно, необходимо произвести регулирование напряжения на НН с помощью трансформатора.

**Производим регулирование на подстанции №1.**

Желаемое напряжение на низшей стороне подстанции по условию встречного регулирования должно быть:

$$U_{нн}^{\text{жел}} = 1.05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}$$

определяем желаемое ответвление:

$$U_{\text{отв.нб}}^{\text{жс}} = \frac{U_1' \cdot U_{н.н}}{U_{н.нб}^{\text{жел}}} = \frac{112,93 \cdot 10,5}{10,5} = 112,93 \text{ кВ}$$

где  $U_{нн} = 10,5 \text{ кВ}$  номинальное напряжение обмотки НН трансформатора  
Номер ответвления:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жс}} = \frac{U_{\text{отв.нб}}^{\text{жс}} - U_{\text{вн}}}{\Delta U_{\text{рег}}} = \frac{112,93 - 115}{0,0178 \cdot 115} = -1,01$$

Округляем до -1. т.е.

$$n_{\text{отв}}^{\text{жс}} = -1$$

где  $\Delta U_{\text{рег}}$  - предел регулирования трансформатора, у трансформатора ТРДН-40000/110/10  $\pm 9 \times 1,78\%$  [6, табл. ПЗ, стр. 38]

Проверка

Действительное напряжение на НН подстанции:

$$U_{н.нб}^{\text{дей}} = \frac{U_1' \cdot U_{н.н}}{U_{вн} + n \cdot \Delta U_{\text{рег}}} = \frac{112,93 \cdot 10,5}{115 - 1 \cdot 0,0178 \cdot 115} = 10,498 \text{ кВ}$$

что близко требуемому напряжению.

**Производим регулирование на подстанции №2.**

$$U_{нн}^{\text{жел}} = 1.05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}$$

определяем желаемое ответвление:

$$U_{\text{отв.нб}}^{\text{жс}} = \frac{U_2' \cdot U_{н.н}}{U_{н.нб}^{\text{жел}}} = \frac{112,71 \cdot 11}{10,5} = 118,08 \text{ кВ}$$

Номер ответвления:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жс}} = \frac{U_{\text{отв.нб}}^{\text{жс}} - U_{\text{вн}}}{\Delta U_{\text{рег}}} = \frac{118,08 - 115}{0,0178 \cdot 115} = 1,5$$

Округляем до 2. т.е.

$$n_{\text{отв}}^{\text{жс}} = 2$$

где  $\Delta U_{\text{рег}}$  - предел регулирования трансформатора, у трансформатора ТДН-16000/110/10  $\pm 9 \times 1,78\%$  [6, табл. ПЗ, стр. 38]

Проверка:

Действительное напряжение на НН подстанции:

$$U_{н.нб}^{\text{дей}} = \frac{U_1' \cdot U_{н.н}}{U_{вн} + n \cdot \Delta U_{\text{рег}}} = \frac{112,71 \cdot 11}{115 + 2 \cdot 0,0178 \cdot 115} = 10,41 \text{ кВ}$$

Что ближе к желаемому напряжению 10,5 кВ.

**Пример №4.**

Подстанции 1,2, и 3 питаются от шин электростанции А и связаны между собой сетью с номинальным напряжением 110кВ.

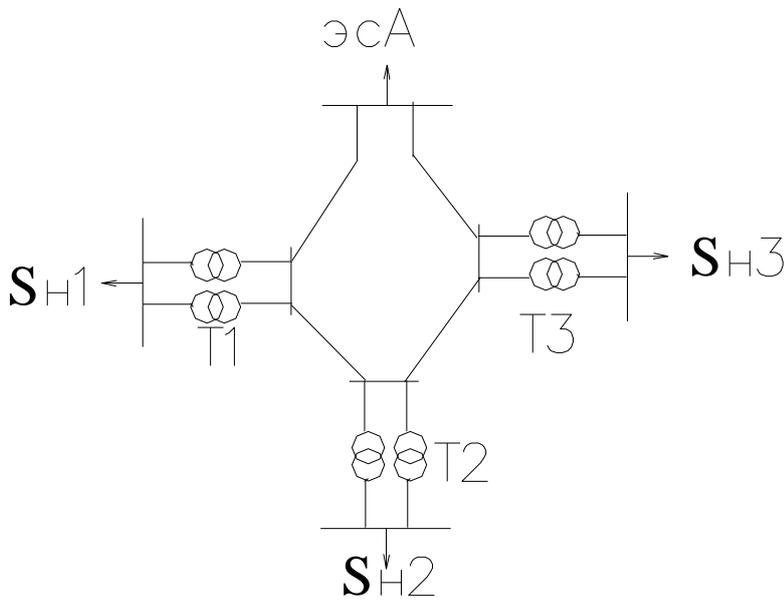


Рис. П.3.3.

На шинах ЭС поддерживается напряжение  $U_{ЭС} = 121кВ$ . Вся сеть выполнена проводом марки АС-185/29.

**Требуется** выполнить расчет нормального режима работы сети. Длины линий кольцевой сети, типы трансформаторов и нагрузки

потребителей приведены в таблицах 4.1 и табл. 4.2.

Таблица 4.1 Длины линий

участки	А-1	1-2	2-3	3-А
длины линий	20	15	25	30

Таблица 4.2 Типы установленных трансформаторов и нагрузки потребителей

№ подстанций	1	2	3
Типы трансформаторов	ТДН16000/110	ТДН-10000/110	ТДН-16000/110
Нагрузки потребителей	$S_{н1} = 16 + j7МВА$	$S_{н2} = 14 + j6МВА$	$S_{н3} = 20 + j10МВА$

**Решение:**

1. Определим параметры линии и трансформаторов.

Из справочника [Л.1 стр. 432 табл.7.38.] находим удельные параметры провода АС-185/29

$$r_0 = 0.162 Ом/км$$

$$x_0 = 0.413 Ом/км$$

$$b_0 = 2.75 \times 10^{-6} См/км$$

**Определим параметры линии:**

$$R_{A1} = r_0 l_{A1} = 0.162 \times 20 = 3.24 Ом$$

$$X_{A1} = x_0 l_{A1} = 0.413 \times 20 = 8.26 Ом$$

$$Q_{CA1} = \frac{1}{10} b_0 l_{A1} U_{ном}^2 = \frac{1}{2} \times 2.75 \times 10^{-6} \times 20 \times 110^2 = 0.33 МВАр$$

$$R_{12} = 0.162 \times 15 = 2.43 Ом$$

$$X_{12} = 0.413 \times 15 = 6.2 Ом$$

$$Q_{C12} = \frac{1}{2} \times 2.75 \times 10^{-6} \times 15 \times 110^2 = 0.25 \text{ МВАр}$$

$$R_{23} = 0.162 \times 25 = 4.05 \text{ Ом}$$

$$X_{23} = 0.413 \times 25 = 10.32 \text{ Ом}$$

$$Q_{C23} = \frac{1}{2} \times 2.75 \times 10^{-6} \times 25 \times 110^2 = 0.42 \text{ МВАр}$$

$$R_{3A} = 0.162 \times 30 = 4.86 \text{ Ом}$$

$$X_{3A} = 0.413 \times 30 = 12.4 \text{ Ом}$$

$$Q_{C3A} = \frac{1}{2} \times 2.75 \times 10^{-6} \times 30 \times 110^2 = 0.5 \text{ МВАр}$$

**Таблица 4.3.** Каталожные данные трансформаторов [Л1.стр.580]

Трансформаторы	Каталожные данные					
	№ ПС	$P_{xx}$ , кВт	$P_K$ , кВт	$U_K$ , %	$I_X$ , %	$U_{НОМ}$ , кВ
ТДН-10000/110/10	2	14	60	10,5	0,7	115
ТДН-16000/110/10	1 и 3	19	85	10,5	0,7	115

Определим параметры трансформаторов подстанции Т1 и Т3

$$R_{T1,3} = \frac{\Delta P_{кз} \times U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{85 \times 115^2}{16^2 \times 10^3} = 4,39 \text{ Ом}$$

$$\Delta X_{T1,3} = \frac{U_K \% \times U_{НОМ}^2}{100 \times S_{НОМ}} = \frac{10.5 \times 115^2}{100 \times 16} = 86.8 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_{c1,3} = \Delta P_{xx} = 19 \text{ кВт} = 0.019 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{\mu 1,3} = \frac{I_{xx} \% \times S_{НОМ}}{100} = \frac{0.7 \times 16}{100} = 0.11 \text{ МВАр}$$

Для параллельно работающих трансформаторов:

$$R_{T1,3} = 4.39 / 2 = 2.195 \text{ Ом}$$

$$X_{T1,3} = 86.8 / 2 = 43.4 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{xx1,3} = 2 \times (\Delta P_{xx} + j \Delta Q_{\mu}) = 2 \times (0.019 + j0.11) = 0.038 + j0.22 \text{ МВА}$$

Параметры трансформаторов Т-2 ТДН-10000/110

$$R_{T2} = \frac{60 \times 115^2}{10^2 \times 10^3} = 7.93 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_{xx} = 0.014 \text{ МВт}$$

$$X_{T2} = \frac{10.5 \times 115^2}{100 \times 10} = 138,86 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{\mu} = \frac{0.7 \times 10}{100} = 0.07 \text{ МВАр}$$

Для двух трансформаторов:

$$R_{T2} = 7.93 / 2 = 3.96 \text{ Ом}$$

$$X_{T2} = 138.86 / 2 = 69.43 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{xx2} = 2 \times (0.014 + j0.07) = 0.028 + j0.14 \text{ МВА}$$

Составим схему замещения сети

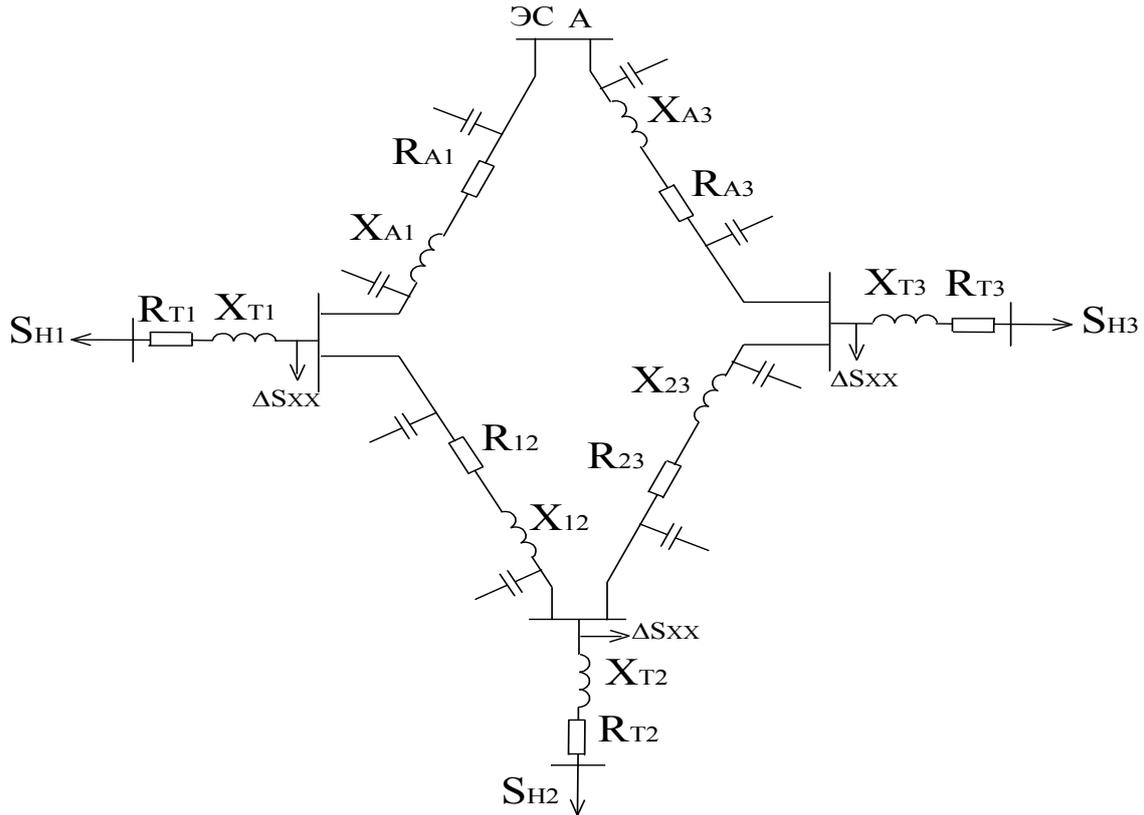


Рис. П.3.4. Схема замещения сети.

Определим расчетные нагрузки подстанций:

$$S_{1P} = S_{H1} + \Delta S_{T1} - jQ_{C12}$$

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{H1}^2 + Q_{H1}^2}{U_{ном}^2} (R_{T1} + jX_{T1}) + \Delta S_{xx1} = \frac{16^2 + 7^2}{110^2} \times (2.2 + j43.4) + 0.038 + j0.22 =$$

$$= 0.093 + j1.3 \text{ MVA}$$

$$S_{1P} = 16 + j7 + 0.093 + j1.3 - j0.33 - j0.25 = 16.09 + j7.73 \text{ MVA}$$

$$S_{2P} = S_{H2} + \Delta S_{T2} - jQ_{C12} - jQ_{C23}$$

$$\Delta S_{T2} = \frac{P_{H2}^2 + Q_{H2}^2}{U_{ном}^2} (R_{T2} + jX_{T2}) + \Delta S_{xx2} = \frac{14^2 + 6^2}{110^2} (3.96 + j69.43) + 0.028 + j0.14 =$$

$$= 0.1 + j1.45 \text{ MVA}$$

$$S_{2P} = 14 + j6 + 0.1 + j1.45 - j0.2 - j0.42 = 14.1 + j6.83 \text{ MVA}$$

$$S_{3P} = S_{H3} + \Delta S_{T3} - jQ_{C23} - jQ_{C3A}$$

$$\Delta S_{T3} = \frac{P_{H3}^2 + Q_{H3}^2}{U_{ном}^2} (R_{T3} + jX_{T3}) + \Delta S_{xx3} = \frac{20^2 + 10^2}{110^2} (2.2 + j43.4) +$$

$$+ 0.038 + j0.22 = 0.13 + j2.01 \text{ MVA}$$

$$S_{3P} = 20 + j10 + 0.13 + j2.01 - j0.42 - j0.5 = 20.13 + j11.09 \text{ MVA}$$

После определения расчетных нагрузок схема замещения примет следующий вид:

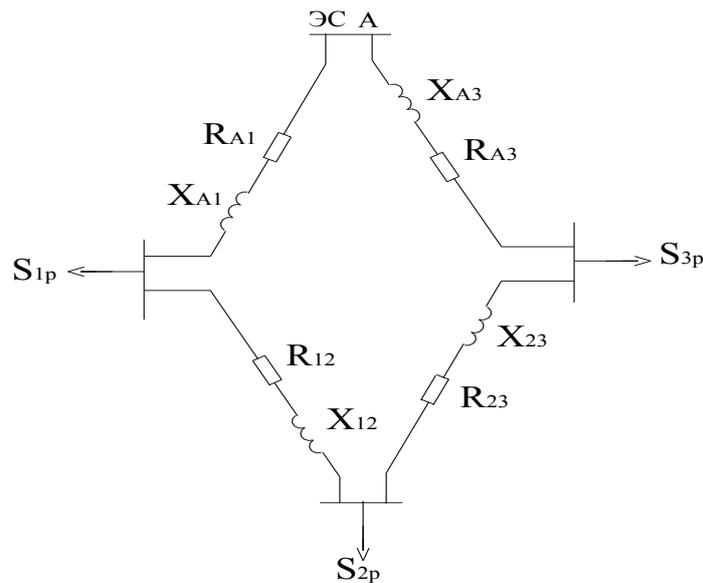


Рис. П.3.5.

1-этап

Представим кольцевую схему в виде схемы с двухсторонним питанием

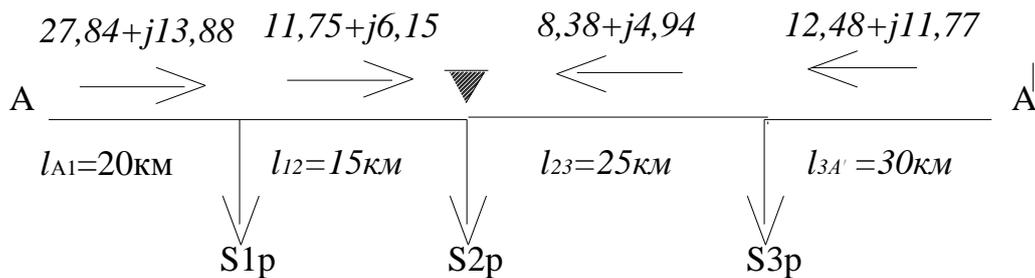


Рис. П. 3.6.

Определяем мощности на головных участках сети, так как сеть однородная, в расчетах используем длину линий:

$$S_{A1} = \frac{S_{1p}(l_{12} + l_{23} + l_{3A'}) + S_{2p}(l_{23} + l_{3A'}) + S_{3p}l_{3A'}}{l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{3A'}} =$$

$$= \frac{(16.09 + j7.73) \times 70 + (14.1 + j6.83) \times 55 + (20.13 + j11.09) \times 30}{90} =$$

$$= 27.84 + j13.88 \text{ MVA}$$

$$S_{A'3} = \frac{S_{3p}(l_{23} + l_{12} + l_{A1}) + S_{2p}(l_{12} + l_{A1}) + S_{1p}l_{A1}}{\sum l_{AA'}} =$$

$$= \frac{(20.13 + j11.03) \times (14.1 + j6.83) \times 35 + (16.09 + j7.73) \times 20}{90} =$$

$$= 22.48 + j11.77 \text{ MVA}$$

Проверим правильность расчета. Для этого должно выполняться следующее условие:

$$S_{A1} + S_{A'3} = S_{p1} + S_{p2} + S_{p3}$$

$$S_{A1} + S_{A'3} = 27.84 + j13.88 + 22.48 + j11.77 = 50.32 + j25.65 \text{ MVA}$$

$$S_{P1} + S_{P2} + S_{P3} = 16,09 + j7,73 + 14,1 + j6,38 + 20,13 + j11,09 =$$

$$= 50,32 + j25,65 \text{ МВА}$$

$50,32 + j25,65 = 50,32 + j25,65$  - условие выполняется, значит, расчет распределения мощностей на головных участках сети выполнен, верно.

Определим мощности на остальных участках:

$$S_{12} = S_{A1} - S_{1P} = 27,84 + j13,88 - (16,09 + j7,73) = 11,75 + j6,15 \text{ МВА}$$

$$S_{23} = S_{A'3} - S_{3P} = 22,48 + j11,77 - (14,1 + j6,83) = 8,38 + j4,94 \text{ МВА}$$

определяем точку потокораздела, в данном случае точка потокораздела мощностей находится в узле 2. т.е. подстанция 2 питается с двух сторон.

На втором этапе разделим схему в точке потокораздела на две разомкнутые схемы

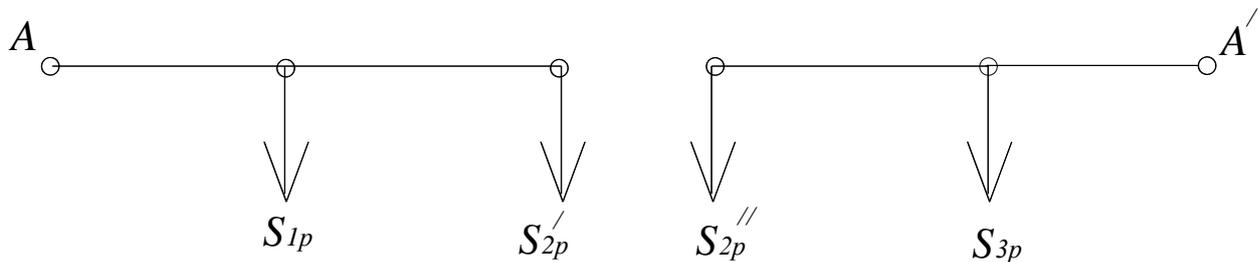


Рис. П.3.7.

Определим потери мощности на участках:

Мощность в конце линии 1-2

$$S_{1-2}^{\kappa} = S_{2p}' = 11,75 + j6,15 \text{ МВА}$$

Потери мощности на участке 1-2, МВА:

$$\Delta S_{12} = \frac{(P_{1-2}^{\kappa})^2 + (Q_{12}^{\kappa})^2}{U_{н.м}^2} (R_{12} + X_{12}) = \frac{11,75^2 + 6,15^2}{110^2} (2,43 + j6,2) =$$

$$= 0,035 + j0,09$$

$$S_{1-2}^{\eta} = S_{1-2}^{\kappa} + \Delta S_{12} = 11,75 + j6,15 + 0,035 + j0,09 = 11,78 + j6,24 \text{ МВА}$$

Мощность в конце линии А-1

$$S_{A-1}^{\eta} = S_{12}^{\eta} + S_{1P} = 11,78 + j6,24 + 16,09 + j7,73 = 27,87 + j13,97 \text{ МВА}$$

Потери мощности в линии А-1, МВА:

$$\Delta S_{A1} = \frac{(P_{A1}^{\kappa})^2 + (Q_{A1}^{\kappa})^2}{U_{н.м}^2} (R_{A1} + jX_{A1}) = \frac{27,87^2 + 13,97^2}{110^2} (3,24 + j8,26) =$$

$$= 0,26 + j0,66$$

Мощность в начале линии А-1:

$$S_{A-1}^{\eta} = S_{A-1}^{\kappa} + \Delta S_{A1} = 27,87 + j13,97 + 0,26 + j0,66 = 28,13 + j14,63 \text{ МВА}$$

Производим расчет на правой части разомкнутой схемы.

Мощность в конце линии 2-3:

$$S_{2-3}^{\kappa} = S_{2p}'' = 8,38 + j4,94 \text{ МВА}$$

Определим потери на этом участке

$$\Delta S_{2-3} = \frac{8.34^2 + 4.94^2}{110^2} (4.05 + j10.32) = 0.03 + j0.08 \text{ МВА}$$

Мощность в начале линии 2-3:

$$S_{2-3}^H = S_{2-3}^K + \Delta S_{23} = 8.38 + j4.94 + 0.03 + j0.08 = 8.41 + j5.02 \text{ МВА}$$

Мощность в конце линии 3 – A' :

$$S_{3A'}^K = S_{23}^H + S_{3P} = 8.41 + j5.02 + 20.13 + j11.09 = 28.54 + j16.11 \text{ МВА}$$

Потери на этом участке, МВА:

$$\Delta S_{A-3} = \frac{28.54^2 + 16.11^2}{110^2} (4.86 + j12.4) = 0.51 + j1.24$$

Мощность в начале линии 3 – A' , МВА:

$$S_{3-A'}^H = 28.54 + j16.11 + 0.51 + j1.24 = 29.05 + j17.35$$

таким образом закончили первый этап расчета.

На втором этапе нужно определить напряжения в узлах. Известно напряжение в источнике питания, т.е.  $U_A = 121 \text{ кВ}$

Определим напряжение в узле 1

$$U_1 = U_A - \Delta U_{A1} = \sqrt{(121 - 1.75)^2 + 1.61^2} = 119.26 \text{ кВ}$$

Потери напряжения на участке А-1

$$\begin{aligned} \Delta U_{A1} &= \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A} + j \frac{P_{A1}^H X_{A1} - Q_{A1}^H R_{A1}}{U_A} = \\ &= \frac{28.13 \times 3.24 + 14.63 \times 8.26}{121} + j \frac{28.13 \times 8.26 - 14.63 \times 3.24}{121} = 1.75 + j1.61 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Напряжение в узле 2:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2} = \sqrt{(119.26 - 0.56)^2 + 0.49^2} = 118.7 \text{ кВ}$$

Потери напряжения на участке 1-2:

$$\begin{aligned} \Delta U_{1-2} &= \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{1-2}^H X_{12}}{U_1} + j \frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1} = \\ &= \frac{11.78 \times 2.43 + 6.24 \times 6.2}{119.26} + j \frac{11.78 \times 6.2 - 6.24 \times 2.43}{119.26} = 0.56 + j0.49 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Определим напряжение в узле 3:

$$U_3 = U_A - \Delta U_{A3} = \sqrt{(121 - 2.94)^2 + 2.35^2} = 118.08 \text{ кВ}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{A3} &= \frac{P_{A3}^H R_{A3} + Q_{A3}^H X_{A3}}{U_A} + j \frac{P_{A3}^H X_{A3} - Q_{A3}^H R_{A3}}{U_A} = \\ &= \frac{29.05 \times 4.86 + 17.35 \times 12.4}{121} + j \frac{29.05 \times 12.4 - 17.35 \times 4.86}{121} = 2.94 + j2.35 \text{ кВ} \end{aligned}$$

### Пример № 5.

На подстанции установлены два параллельно работающих автотрансформатора типа АТДЦТН 230/121/11 кВ номинальной мощностью 200МВА. Для регулирования напряжения на стороне 110 кВ обмотки СН каждого автотрансформатора на линейных выводах снабжены РПН с диапазоном регулирования  $\pm 6 \times 2\%$ . Для регулирования напряжения на стороне 10 кВ в обмотку 11 кВ включен линейный регулятор с диапазоном регулирования  $\pm 10 \times 1,5\%$ . По результату расчета режима наибольших нагрузок сети 220кВ и автотрансформаторов получены следующие приведенные напряжения  $U'_{с.нб} = 221,23\text{кВ}$  и  $U'_{н.нб} = 218,17\text{кВ}$ ,  $U'_{с.нм} = 219,32\text{кВ}$  и  $U'_{н.нм} = 216,73\text{кВ}$ .

$$U'_{с.п/ав} = 202,45\text{кВ} \text{ и } U'_{н.п/ав} = 194,78\text{кВ}.$$

**Требуется** осуществить регулирование напряжения на сторонах СН и НН.

Решение:

$$\text{Задаем } U_{снб}^{\text{жел}} = 1.1 \cdot U_{ном} = 121\text{кВ}$$

$$U_{отв.снб}^{\text{жс}} = \frac{U_{вн} \cdot U_{с.нб}^{\text{жс}}}{U'_{с.нб}} = \frac{230 \cdot 121}{221,23} = 125,79\text{кВ}$$

Номер ответвления:

$$n_{отв}^{\text{жс}} = \frac{U_{отв.нб}^{\text{жс}} - U_{0сн}}{\Delta U_{рег}} = \frac{125,79 - 121}{0,02 \cdot 121} = 1,98$$

Выбираем ответвление  $n_{отв}^{\text{жс}} = 2$

Проверка:

действительное напряжение на средней стороне автотрансформатора:

$$U_{снб}^{\delta} = \frac{U'_{с.нб} (U_{с.нм} + n \cdot \Delta U_{рег})}{U_{в.ном}} = \frac{221,23 \cdot (121 + 2 \cdot 0,02 \cdot 121)}{230} = 121,04\text{кВ}$$

Значение близко к заданному.

На шинах НН желаемое напряжение:

$$U_{Н}^{\text{жел}} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 10 = 10,5\text{кВ}$$

$$U_{нб}^{\text{жс}} = 10,5 = \frac{U'_{нб} \cdot U_{нн} + \Delta e_{нб}^{\text{жел}}}{U_{вном}}$$

Откуда находим

$$\Delta e_{н}^{\text{жел}} = \frac{U_{вн} U_{н}^{\text{жел}} - U'_{н.нб} U_{нн}}{U'_{н.нб}} = \frac{230 \cdot 10,5 - 218,17 \cdot 11}{218,17} = 0,07$$

$$n_{отв}^{\text{жс}} = \frac{\Delta e_{н}^{\text{жел}}}{\Delta U_{рег}} = \frac{0,07}{0,015 \cdot 11} = 0,424$$

Выбираем ответвление  $n_{отв}^{жс} = 0$

Проверка:

Действительное напряжение на низшей стороне автотрансформатора:

$$U_{ниб}^{\delta} = \frac{U'_{ниб} (U_{ни} + n \cdot \Delta U_{рег})}{U_{в.н.ю.м}} = \frac{218,17(11 + 0 \cdot 0,015 \cdot 11)}{230} = 10,43 \text{ кВ}$$

Значение близко заданному.

Такие регулирования напряжений производятся для трех режимов работы сети (режимы наибольших, наименьших нагрузок и послеаварийного режима).

Проводим расчеты для режимов наименьших нагрузок и послеаварийного режима.

Задаемся:

$$U_{снм}^{жел} = 1,05 \cdot U_{ном} = 115 \text{ кВ},$$

$$U_{отв.снб}^{жс} = \frac{U_{вн} \cdot U_{с.лм}^{жс}}{U'_{с.лм}} = \frac{230 \cdot 115}{219,32} = 120,6 \text{ кВ}$$

Номер ответвления:

$$n_{отв}^{жс} = \frac{U_{отв.лм}^{жс} - U_{0сн}}{\Delta U_{рег}} = \frac{120,32 - 121}{0,02 \cdot 121} = -0,28$$

Выбираем ответвление  $n_{отв}^{жс} = 0$

Проверка:

действительное напряжение на средней стороне автотрансформатора:

$$U_{снм}^{\delta} = \frac{U'_{с.лм} (U_{с.н.ю.м} + n \cdot \Delta U_{рег})}{U_{в.н.ю.м}} = \frac{219,32 \cdot (121 + 0 \cdot 0,02 \cdot 121)}{230} = 115,38 \text{ кВ}$$

Значение близко к заданному.

На стороне 10 кВ  $U_{ннм}^{жел} = 1,0 \cdot U_{ном} = 10 \text{ кВ}$

$$\Delta e_n^{жел} = \frac{U_{вн} U_n^{жел} - U'_{ннм} U_{нн}}{U'_{ннм}} = \frac{230 \cdot 10 - 216,73 \cdot 11}{216,73} = -0,39$$

$$n_{отв}^{жс} = \frac{\Delta e_n^{жел}}{\Delta U_{рег}} = \frac{-0,39}{0,015 \cdot 11} = -2,36$$

Выбираем ответвление  $n_{отв}^{жс} = -2$

Проверка:

Действительное напряжение на низшей стороне автотрансформатора:

$$U_{ннм}^{\delta} = \frac{U'_{ннм} (U_{ни} + n \cdot \Delta U_{рег})}{U_{в.н.ю.м}} = \frac{216,73(11 - 2 \cdot 0,015 \cdot 11)}{230} = 10,05 \text{ кВ}$$

В послеаварийных режимах должны быть такие же напряжения, как в режиме наибольших нагрузок.

$$\text{Задаем: } U_{c.n/ав}^{жс} = \frac{121 \cdot 230}{202,45} = 137,47 \text{ кВ,}$$

$$n_{отв}^{жс} = \frac{137,47 - 121}{0,02 \cdot 121} = 6,81,$$

Выбираем ответвление  $n_{отв}^{жс} = 7$

Проверка:

$$U_{c.n/ав}^{\delta} = \frac{202,84(121 - 7 \cdot 0,02 \cdot 121)}{230} = 91,77 \text{ кВ}$$

$$\Delta e_{пт/ав}^{жсел} = \frac{230 \cdot 10,5 - 194,78 \cdot 11}{194,78} = 1,39$$

$$n_{отв}^{жс} = \frac{1,39}{0,015 \cdot 11} = 8,42,$$

Выбираем ответвление  $n_{отв}^{жс} = 8$

Проверка:

$$U_{пт/ав}^{\delta} = \frac{194,78(11 + 8 \cdot 0,015 \cdot 11)}{230} = 10,43 \text{ кВ}$$

#### Приложение 4

#### Бланк типовых заданий

##### ЗАДАНИЕ 1.

Тема: «*Определение параметров схем замещения элементов электрической сети*».

*Варианты п1.а-\_\_\_\_, п1.б\_\_\_\_ п1.в\_\_\_\_ (из табл. П.1.1, П.1.2, П.1.3)*

Приведите схему замещения и определите параметры для:

1.1) воздушной ЛЭП с номинальным напряжением \_\_\_\_\_ кВ  
выполненной проводом марки \_\_\_\_\_ длиной \_\_\_\_\_ км.  
количество цепей \_\_\_\_\_  $D_{ср} =$  \_\_\_\_\_ м.

1.2) параллельно работающих 2 двухобмоточных трансформаторов  
типа \_\_\_\_\_

1.3) трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора)  
типа \_\_\_\_\_

Срок сдачи: \_\_\_\_\_

##### ЗАДАНИЕ 2.

Тема: «*Расчет установившихся режимов разомкнутых электрических сетей*».

*Вариант № \_\_\_\_\_ рис. № \_\_\_\_\_*

Рассчитайте установившиеся режимы следующей электрической сети, схема и параметры которой приведены ниже.

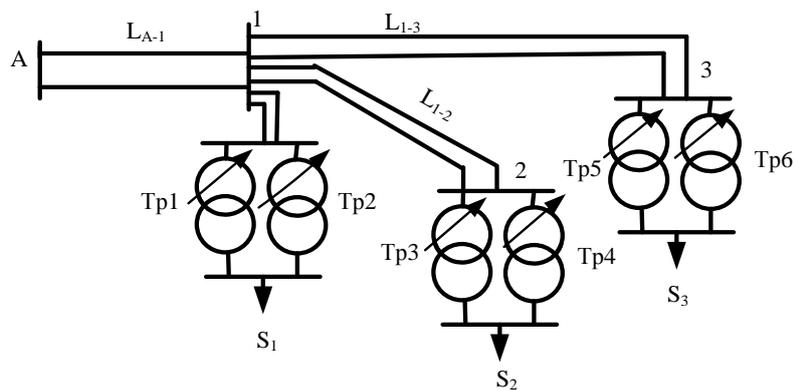


Рис. П. 1.1. Принципиальная схема сети

Таблица П.4.1. Исходные данные для рис. П.1.1 из таблицы П1.4.

Варианты	Известное напряжение в режиме наибольших нагрузок, кВ	Типы трансформаторов			Нагрузки потребителей			коэф. нагруз ки $\cos \varphi$	$S_{\min} / S_{\max}$
		Tr1 и Tr2	Tr3 и Tr4	Tr5 и Tr6	P <sub>1</sub> , МВт	P <sub>2</sub> , МВт	P <sub>3</sub> , МВт		

Таблица П. 4.2. Марки проводов и длины ВЛ из таблицы П1.5.

Вариант	Известное напряжение в режиме наименьших нагрузок, кВ	Длины линий участков, км			Сечения АС проводов воздушных линий, мм <sup>2</sup>		
		А-1	1-2	1-3	А-1	1-2	1-3

Время использования наибольшей нагрузки  $T_{нб} =$  \_\_\_\_\_ ч.

Срок сдачи \_\_\_\_\_

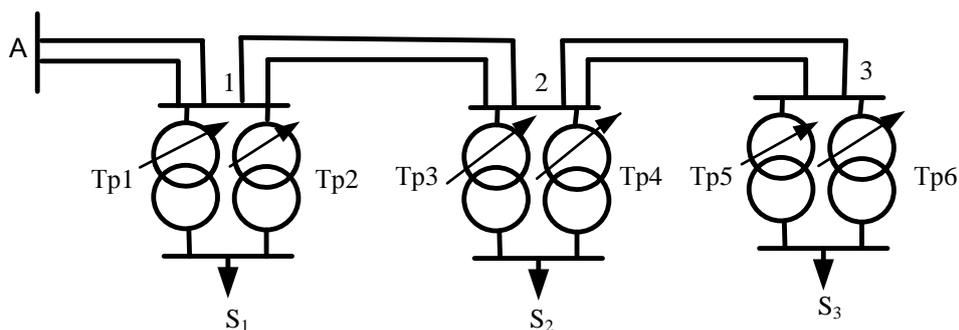


Рис. П1.2. Принципиальная схема

Таблица П4.3. Исходные данные для рис. П1.2. из таблицы П1.7

Вариант	Известное напряжение в режиме наибольших нагрузок, кВ	типы трансформаторов			Нагрузки потребителей			коэф. нагруз ки $\cos \varphi$	$S_{\min} / S_{\max}$
		Tr1 и Tr2	Tr3 и Tr4	Tr5 и Tr6	P <sub>1</sub> , МВт	P <sub>2</sub> , МВт	P <sub>3</sub> , МВт		



Таблица П 4.6. Исходные данные для рис.П.1.4

Вариант	Известное напряжение кВ	Длины линий				Сечения АС проводов на участках, мм <sup>2</sup>				Нагрузки потребителей		
		L <sub>A1</sub> км	L <sub>A2</sub> км	L <sub>12</sub> км	L <sub>23</sub> км	A1	A-2	12	23	S <sub>1</sub> , МВА	S <sub>2</sub> , МВА	S <sub>3</sub> , МВА
	U=											

Срок сдачи: \_\_\_\_\_

### Задание №4

Тема: «Расчет установившегося режима электрической сети с разными номинальными напряжениями».

Вариант № \_\_\_\_\_

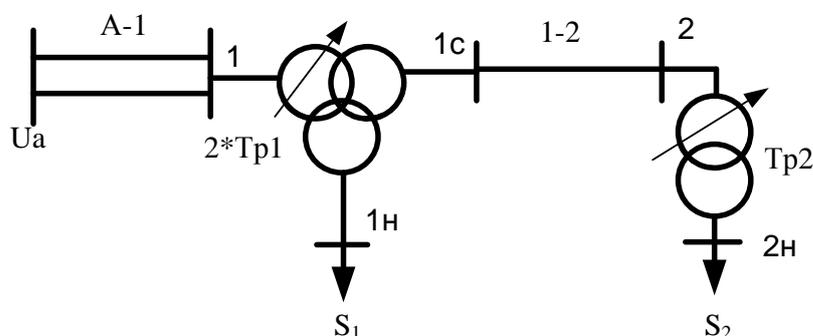


Рис. П1.5. Принципиальная схема сети.

Таблица П. 4.7. Исходные данные для рис.П.1.5.

вариант	типы трансформаторов		Нагрузки потребителей		Коэффициент нагрузки		Соотношение нагрузок
	Tr1 (2 шт.)	Tr2	P1, МВт	P2, МВт	cos φ <sub>1</sub>	cos φ <sub>2</sub>	

Таблица П. 4.8

Вариант	Известное напряжение в режиме наибольших нагрузок, кВ	Известное напряжение в режиме наименьших нагрузок, кВ	Длины линий		Сечения АС проводов на участках, мм <sup>2</sup>	
			Л-1, км	Л-2, км	Л-1	Л-2

## Задание №5

### Тема: «Оценка достаточности регулировочных диапазонов устройств РПН трансформаторов»

На подстанции №1 (рис. П.1.1 и П.1.2) установлены два параллельно работающих трансформатора (автотрансформатора) типа \_\_\_\_\_

Из расчета режимов наибольших и наименьших нагрузок, известны значения напряжения на шинах низшего и среднего напряжения, приведенные к стороне высшего напряжения:

$$U_{н.нб}^H = \text{_____} \text{ кВ}, U_{н.нм}^H = \text{_____} \text{ кВ}$$

$$U_{с.нб}^H = \text{_____} \text{ кВ}, U_{с.нм}^H = \text{_____} \text{ кВ},$$

На подстанции №2 (рис. П.1.1 и П.1.2) установлен трансформатор типа \_\_\_\_\_

Из расчета режимов наибольших и наименьших нагрузок, известны значения напряжения на шинах низшего напряжения, приведенные к стороне высшего напряжения:

$$U_{н.нб}^H = \text{_____} \text{ кВ}, U_{н.нм}^H = \text{_____} \text{ кВ}$$

Желаемые напряжения на шинах низшего (10 кВ) и среднего напряжений (110 кВ): в соответствии с принципом встречного регулирования:

$$\text{в режиме наибольших нагрузок } U_n^{\text{жел}} = 1.05 \cdot U_{н.нм}$$

$$\text{в режиме наименьших нагрузок } U_n^{\text{жел}} = 1.0 \cdot U_{н.нм}$$

Необходимо проверить достаточность регулировочных диапазонов устройств РПН трансформаторов на подстанциях № 1 и № 2 на рис. П.1.1 и П.1.2, используя результатов расчета типового задания №2, и оценить приемлемость уровней напряжения на шинах подстанций на сторонах СН и НН в соответствии с принципом встречного регулирования.

## Задание №6

### Тема: «Расчет потерь активной мощности и электроэнергии».

Исходными данными являются электрическая схема, приведенная в типовом задании № 2 и ее результаты расчета режима наибольших нагрузок.

Время использования наибольшей нагрузки  $T_{нб} = \text{_____}$  ч.

Рассчитать суммарные потери активной мощности и годовые потери электроэнергии в рассматриваемой сети и проанализировать их.

Для этого необходимо определить следующие значения:

- 1) Суммарные потери активной мощности в сети -  $\Delta P_{\Sigma}$ , МВт ,
- 2) Суммарные потери активной мощности в сети -  $\Delta P_{\Sigma}$ , %
- 3) Доли потерь активной мощности в ЛЭП и в трансформаторном оборудовании в суммарных потерях;
- 4) Относительную величину суммарных потерь активной мощности (в % от  $P_{H\Sigma}$ ):

Заполнить таблицу П. 4.9.

**Таблица П.4.9. Составляющие баланса активной мощности**

Режим	$P_A,$ МВт	$P_1,$ МВт	$P_2,$ МВт	$P_3,$ МВт	$P_{Н\Sigma},$ МВт	$\Delta P_{\Sigma},$ МВт	$\Delta P_{\Sigma},$ %	$\Delta P_{Л\Sigma},$ МВт	$\Delta P_{Л\Sigma}^*$	$\Delta P_{Т\Sigma},$ МВт	$\Delta P_{Т\Sigma}^*$

Кроме того, необходимо рассчитать потери электроэнергии в электрической сети:

- 5) условно-переменные -  $\Delta \mathcal{E}_{\text{усл.пер.}}$
- 6) условно-постоянные -  $\Delta \mathcal{E}_{\text{усл.пост.}}$
- 7) полные потери электроэнергии -  $\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}$
- 8) полные потери электроэнергии в % -  $\Delta \mathcal{E}_{\Sigma\%}$  ,
- 9) Годовые потери электроэнергии в линиях-  $\Delta \mathcal{E}_л$
- 10) Годовые потери электроэнергии в трансформаторах-  $\Delta \mathcal{E}_{\text{тр}}$
- 11) Суммарные годовые нагрузочные потери электроэнергии в % от суммарных потерь:  $\Delta \mathcal{E}_{\text{нагр}\%}$
- 12) Суммарные годовые условно-постоянные потери ЭЭ в % от суммарных потерь:  $\Delta \mathcal{E}_{\text{усл-пост}\%}$

На основании анализа данных, делать выводы о соотношении потерь активной мощности в ЛЭП и в трансформаторном оборудовании, о соотношении суммарных потерь активной мощности и суммарной нагрузки, о допустимости суммарных потерь активной мощности в режиме наибольших нагрузок, т.к.  $\Delta P_{\Sigma}$  не должны превышать 4-5%.

### **ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ**

В состав расчетно-пояснительной записки входят:

- титульный лист;
- оригинал задания на типовые расчеты;
- содержание разделов и подразделов записки;
- основной текст, в который включаются необходимые формулы, схемы и таблицы;
- список использованной литературы.

- Задание принял ст. гр. \_\_\_\_\_

- Задание выдал пр. \_\_\_\_\_

- Срок сдачи типового задания №1 \_\_\_\_\_

- Срок сдачи типового задания №2 \_\_\_\_\_

- Срок сдачи типового задания №3 \_\_\_\_\_

- Срок сдачи типового задания №4 \_\_\_\_\_

- Срок сдачи типового задания №5 \_\_\_\_\_

- Срок сдачи типового задания №6 \_\_\_\_\_

PS. После защиты типовых заданий \_\_\_\_\_

## Литература

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - М.: «Энергоатомиздат», 1989.
2. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / Под ред. В. А. Строева. – М.: Высшая школа, 1999.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2005
5. Герасименко А.А., Фелин В.Т. Передача и распределение электрической энергии – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715 с.
6. Руководство к практическим занятиям по дисциплине «передача и распределение электроэнергии». Жолдошова Б.М., Тентиев Р. Б, Эралиева Г. Ш. - Б.: ИЦ «Текник», 2013. - 40 с.

