

Федеральное агентство по образованию
Нижекамский химико-технологический институт (филиал)
Государственного образовательного учреждения
Высшего профессионального образования
«Казанский государственный технологический университет»

ЭЛЕКТРОПИТАЮЩИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

(Учебно-методическое пособие для студентов заочников по
специальности 140211 «Электроснабжение»)

Составитель: доц. Булатова В.М.

Электропитающие системы и сети: методические указания для выполнения контрольных работ / – 120 с.

Методические указания соответствуют требованиям государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования.

Предназначены для студентов заочного отделения, обучающихся по специальности 140211 «Электроснабжение»

Печатается по решению редакционно-издательского совета Нижекамского химико-технологического института.

Рецензенты;
Профессор УГТУ Магазинник Л.Т.
Профессор УГТУ Бодаренко Е.В.

© Нижекамский химико-технологический институт, 2009

Содержание

1. Краткие теоретические сведения
 2. Образцы выполнения контрольных работ
 3. Варианты заданий контрольной работы
 4. Методика расчета курсового проекта
 5. Варианты заданий для курсового проектирования
 6. Вопросы переаттестации
- Список литературы

КРАТКИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

Определение параметров режима разомкнутой сети

При расчете режима разомкнутой электрической сети (см. рис. 1, а) исходными данными в большинстве случаев являются нагрузки во всех узловых точках сети, кроме питающего пункта, и напряжение в узле питания («расчет по данным начала»). Необходимо учитывать, что нагрузка в узлах схемы (также, как и для кольцевых схем) учитываются «расчетными мощностями станций».

Расчет режима сети выполняется в два этапа. На первом этапе определяются мощности в начале (S'_{ij}) и в конце (S''_{ij}) каждой ij -ой ветви схемы замещения (рис. 10, б) путем последовательного перехода от участка к участку в направлении от конца сети к ее началу при условии, что напряжения во всех узловых схемы равны номинальному напряжению сети (U_H):

$$\dot{S}'_{ij} = \dot{S}''_{ij} + \Delta \dot{S}_{ij}$$
$$\Delta \dot{S}_{ij} = \frac{(P''_{ij})^2 + (Q''_{ij})^2}{U_H^2} (R_{ij} + jX_{ij}),$$

Где $\Delta \dot{S}_{ij}$ - потери мощности в ij -ой ветви схемы, МВ А;

R_{ij} и X_{ij} – активное и реактивное сопротивление ij -ой ветви схемы, Ом

На втором этапе расчета по найденному распределению потоков мощности питающего пункта определяются потери напряжения в ветвях и напряжения в узлах схемы замещения рис. 1, в при последовательном переходе от узла к узлу в направлении от питающего пункта (U_A) до конца сети. Потери напряжения в ij -ой ветви и напряжение в j -ом узле схемы замещения определяются по выражениям:

$$\Delta \dot{U}_{ij} = \Delta U'_{ij} + j \Delta U''_{ij} = \frac{P'_{ij} R_{ij} + Q'_{ij} X_{ij}}{U_i} + j \frac{P'_{ij} X_{ij} - Q'_{ij} R_{ij}}{U_i};$$

$$U_j = \sqrt{(U_i - \Delta U'_{ij})^2 + (\Delta U''_{ij})^2}$$

$$\operatorname{tg} \delta_{ij} = \frac{\Delta U''_{ij}}{U_i - \Delta U'_{ij}}$$

Где U_i – напряжение i -го узла схемы, кВ;
 $\Delta U'_{ij}$ и $\Delta U''_{ij}$ – продольная и поперечная составляющие падения напряжения в начале (\dot{U}_i) и в конце (U_j) ij -ой ветви схемы.

Влияние поперечной составляющей падения напряжения ($\Delta U''_{ij}$) не учитываются в расчетах сетей 110 кВ и ниже. При расчетах местных сетей допускается не учитывать потери мощности по участкам сети принимать во всех узлах схемы напряжение, равное номинальному значению, при определении потерь напряжения в сети.

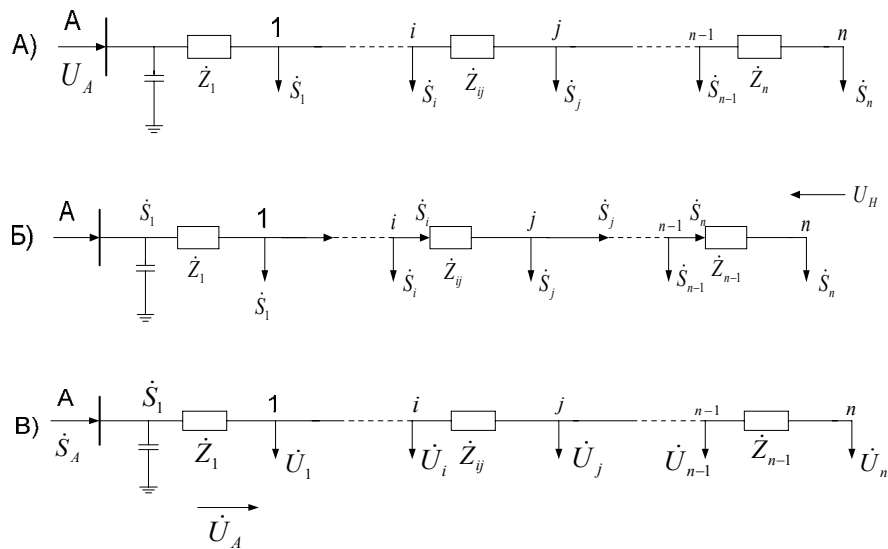
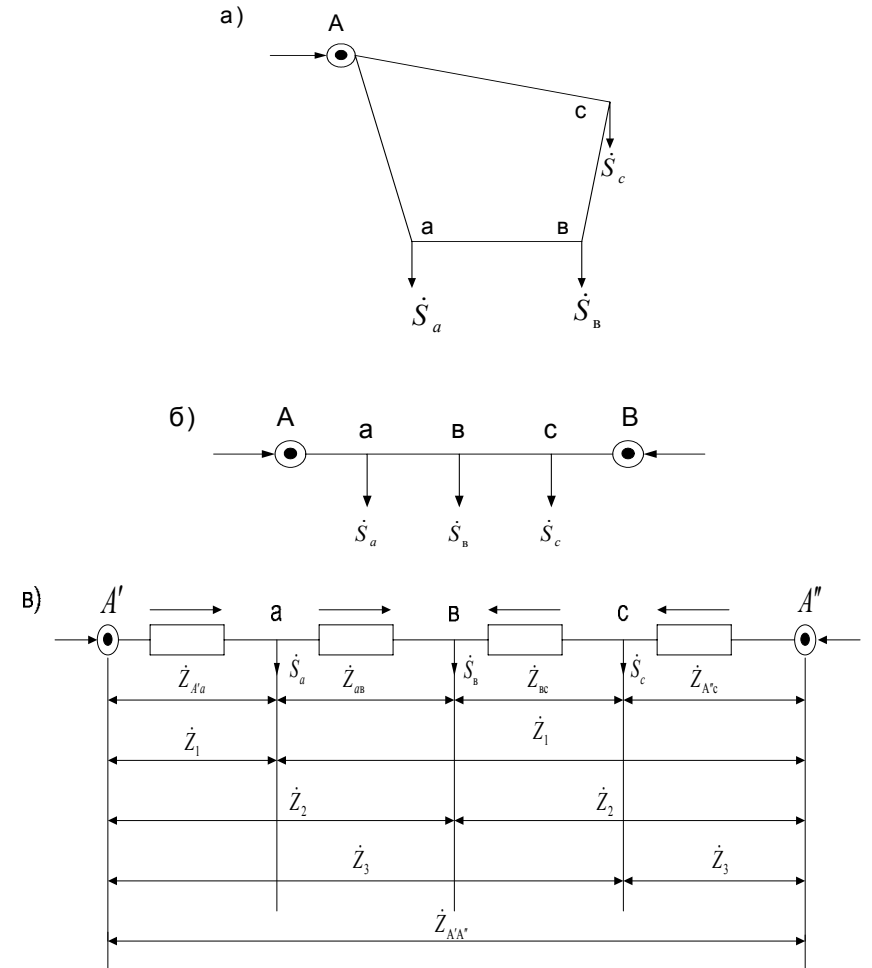


Рис.1

Определение параметров режима простейшей замкнутой сети.

К простейшим замкнутым сетям относятся кольцевая сеть, содержащая один замкнутый контур (рис.2,а), и магистральная линия с двусторонним питанием (рис. 2, б).



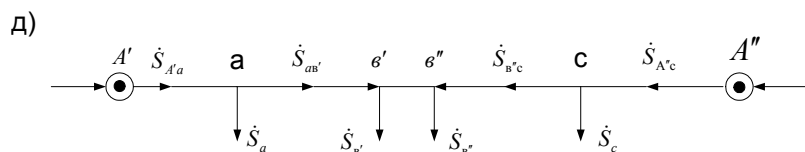


Рис. 2

Кольцевая сеть может быть представлена схемой линии с двусторонним питанием с напряжением по концам, равным по модулю и фазе ($U'_A = U''_A + \dot{U}_A$), см. рис. 2, в. Расчет режима замкнутой сети следует начинать с приведения нагрузок к узлам сети. Исходными данными для расчета режима сети являются мощности нагрузок и напряжение в питающем пункте (пунктах). Расчет режима сети выполняется в два этапа. На первом этапе приближенно определяется распределение потоков мощности по участкам сети при условии равенства напряжений в узлах номинальному напряжению сети и отсутствия потерь мощности в сети (направление потоков мощности по участкам сети предельно выбирается условно, см. рис. 2, в). В общем случае при n нагрузках в сети мощности, протекающие на головных участках сети, определяется по формулам:

$$\dot{S}_{A'a} = \frac{\sum_{m=1}^n \dot{S}_m \dot{Z}_{mA''}}{\dot{Z}_{A'A''}}; \quad \dot{S}_{A''c} = \frac{\sum_{m=1}^n \dot{S}_m \dot{Z}_{mA'}}{\dot{Z}_{A'A''}};$$

Где $\dot{Z}_{mA'}$ и $\dot{Z}_{mA''}$ - сопротивления участков сети от узла m схемы, в котором присоединена нагрузка \dot{S}_m , до питающих узлов A', A'' .

После определения мощности на данном из головных участков сети мощности на остальных участках сети вычисляется уравнениями баланса мощностей в узлах нагрузки и определяется точка потокораздела (рис. 2, г).

На втором этапе расчета режима линия с двусторонним питанием разрезается в точке потокораздела (рис.2, д), мощности в конце участков, примыкающих к точке потокораздела, прини-

маются равными соответствующим мощностям, найденным на первом этапе расчета. Дальнейший расчет режима сети осуществляется также, как для разомкнутых сетей «по данным начала».

Пример:

Определить напряжения в узлах и распределение мощностей в кольцевой сети с номинальным напряжением 110 кВ (рис. 3, а). Напряжение в точке А в данном режиме поддерживается равным 124 кВ. Длины линий, марка проводов, мощности трансформаторов и нагрузки на шинах вторичного напряжения понижающих подстанций указаны на схеме сети. Среднегеометрическое расстояние между проводами фаз равно 5 м. Трансформаторы подстанции Б и В в данном режиме работают с коэффициентом трансформации, равным 117,05/11 кВ, трансформаторы подстанции Г – с коэффициентом 119,09/11 кВ.

Параметры трансформатора мощностью 16 МВ А по паспорту:

$$\Delta P_x = 26 \text{ кВт}, \Delta P_k = 85 \text{ кВт}, e_k = 10,5\%, I_x = 0,85\%;$$

трансформатора мощностью 25 МВ А:

$$\Delta P_x = 36 \text{ кВт}, \Delta P_k = 120 \text{ кВт}, e_k = 10,5\%, I_x = 0,8\%;$$

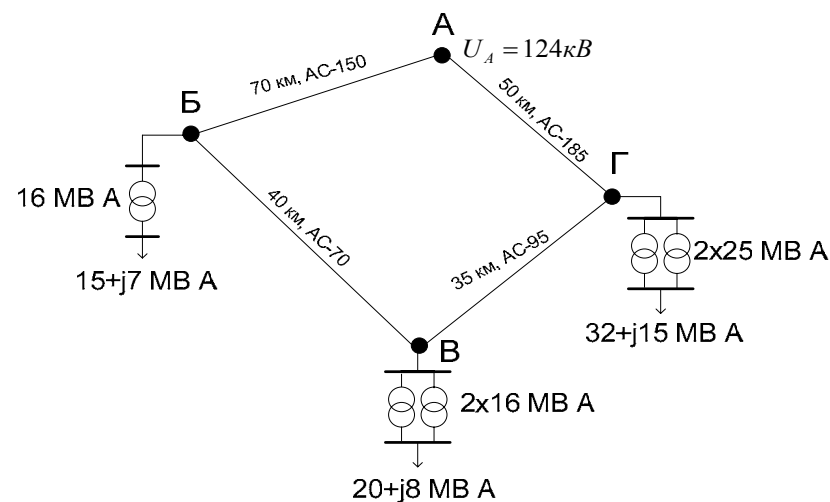


Рис. 3. Схема расчетной сети

Решение:

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta \dot{S}_T = (P_x + K_3^2 \cdot P_K) + j(I_x + K_3^2 \cdot U_k) \frac{S_{ном}}{100}, \text{ МВА}$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{S_{ном}}$$

Где K_3 коэффициент загрузки трансформатора;
 P_H – активная нагрузка подстанций, МВт;
 Q_H – реактивная нагрузка подстанции, Мвар;
 $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора. МВА.

На подстанции Б

$$\Delta \dot{S}_B = (26 + 1,03^2 \cdot 85) + j(0,85 + 1,03^2 \cdot 10,5) \frac{16000}{100} = 114 + j1880 \text{ кВт} \cdot \text{А} \approx$$

$$\approx 0,1 + j1,9 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{15^2 + 7^2}}{16} = 1,03 \text{ коэффициент загрузки трансформатора.}$$

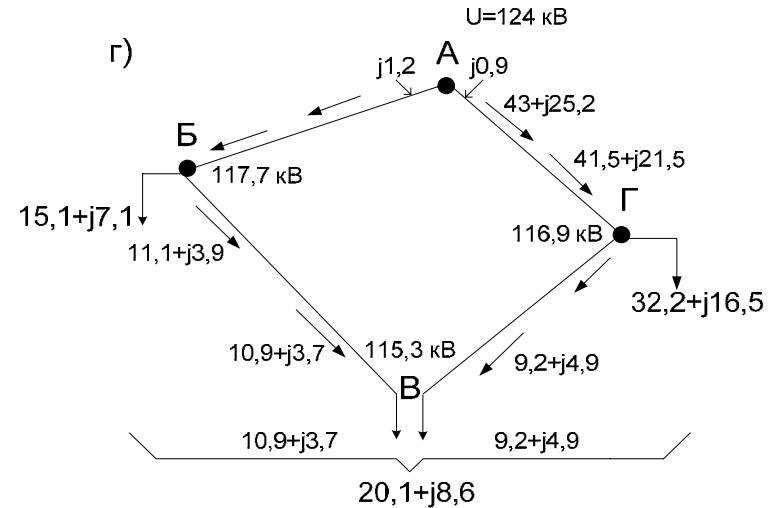
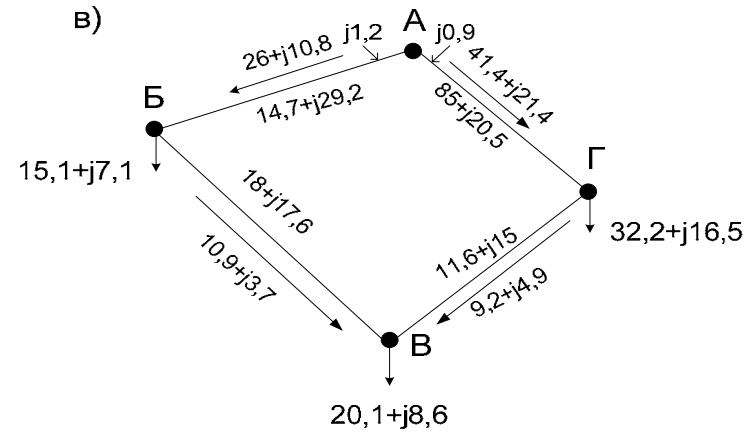
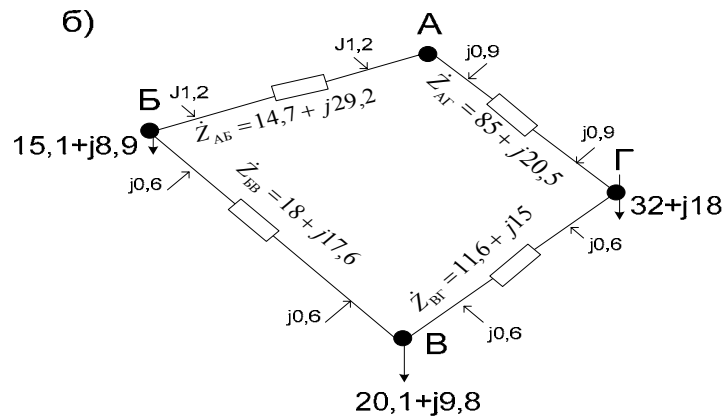


Рис. 4. а – схема сети 110 кВ; б – схема замещения сети;
 в – потокораспределение в сети без учета потерь мощности (I этап расчета);
 г – потокораспределение с приближенным учетом потерь мощности (II этап расчета).

На подстанции В

$$\Delta \dot{S}_B = (26 + 0,68^2 \cdot 85) + j2(0,85 + 0,68^2 \cdot 10,5) \frac{16000}{100} = 131 + j1820 \text{кВм} \cdot A \approx 0,1 + j1,8 \text{МВ} \cdot A,$$

Где $0,68 = \frac{\sqrt{20^2 + 8^2}}{2 \cdot 16}$ коэффициент загрузки трансформаторов;

На подстанции Г

$$\Delta \dot{S}_Г = 2(36 + 0,703^2 \cdot 120) + j2(0,8 + 0,703^2 \cdot 10,5) \frac{25000}{100} = 190 + j3000 \text{кВм} \cdot A \approx 0,2 + j3 \text{МВ} \cdot A,$$

где $0,703 = \frac{\sqrt{32^2 + 15^2}}{2 \cdot 25}$ коэффициент загрузки трансформатора.

Мощность нагрузок подстанций, приведенные к стороне высшего напряжения (с учетом потерь мощности в трансформаторах):

Для подстанции Б

$$\dot{S}'_B = 15 + j7 + 0,1 + j1,9 = 15,1 + j8,9 \text{МВ} \cdot A;$$

Для подстанции В

$$\dot{S}'_B = 20 + j8 + 0,1 + j1,8 = 20,1 + j9,8 \text{МВ} \cdot A;$$

Для подстанции Г

$$\dot{S}'_Г = 32 + j15 + 0,2 + j3 = 32,2 + j18 \text{МВ} \cdot A;$$

Погонные параметры линий сети:

Марка	r , Ом/км	x , Ом/км	$b_c \cdot 10^{-6}$, См/км
АС-70	0,46	0,44	2,58
АС-95	0,33	0,429	2,65
АС-150	0,214	0,416	2,74
АС-185	0,17	0,409	2,82

Параметры линии А-Б

$$Z_{AB} = (0,21 + j0,416)70 = 14,7 + j29,2 \text{ Ом};$$

$$Q_{AB} / 2 = 110^2 \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} \frac{70}{2} = 1,2 \text{ Мвар}.$$

Параметры остальных линий указаны на рис. 12, б.

Расчетные нагрузки подстанций с учетом реактивной мощности, генерируемой линиями:

$$\dot{S}'_Б = 15,1 + j8,9 - j1,2 - j0,6 = 15,1 + j7,1 \text{МВ} \cdot A,$$

$$\dot{S}'_В = 20,1 + j9,8 - j0,6 - j0,6 = 20,1 + j8,6 \text{МВ} \cdot A,$$

$$\dot{S}'_Г = 32,2 + j18 - j0,6 - j0,9 = 32,2 + j16,5 \text{МВ} \cdot A.$$

По рис. 4, в определяется потокораспределение в сети без учета потерь мощности:

$$\dot{S}_{AB} = \frac{(32,2 + j16,5)(8,5 - j20,5) + (20,1 + j8,6)(20,1 - j35,5) + (15,1 + j7,1)(38,1 - j53,1)}{528 - j823} =$$

$$= 26 + j10,8 \text{МВ} \cdot A$$

$$\dot{S}'_{BB} = 26 + j10,8 - 15,1 - j7,1 = 10,9 + j3,7 \text{МВ} \cdot A;$$

$$\dot{S}'_{BV} = 20,1 + j8,6 - 10,9 - j3,7 = 9,2 + j4,9 \text{МВ} \cdot A;$$

$$\dot{S}'_{AG} = 9,2 + j4,9 + 32,2 + j16,5 = 41,4 + j21,4 \text{МВ} \cdot A;$$

Потокораздел в данном режиме получается в точке В. В этой точке производится разделение кольцевой сети на две разомкнутые линии – А-Б-В и А-Г-В.

На втором этапе расчет выполняется для двух разомкнутых схем.

Потери мощности в линии Б-В

$$\Delta \dot{S}'_{BB} = \frac{10,9^2 + 3,7^2}{110^2} (18 + j17,6) = 0,195 + j0,192 \approx 0,2 + j0,2 \text{МВ} \cdot A.$$

Мощность в начале линии Б-В

$$10,9 + j3,7 + 0,2 + j0,2 = 11,1 + j3,9 \text{МВ} \cdot A.$$

Мощность в конце линии А-Б

$$11,1 + j3,9 + 15,1 + j7,1 = 26,2 + j11 \text{МВ} \cdot A.$$

Потери мощности в линии А-Б

$$\Delta \dot{S}_{AB} = \frac{26,2^2 + 11^2}{110^2} (14,7 + j29,2) = 1 + j1,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале линии А-Б

$$26,2 + j11 + 1 + j1,9 = 27,2 + j12,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Аналогично производится расчет для линии А-Г-В. Результаты расчета нанесены на рис. 12, г.

Продольная составляющая падения напряжения в линии А-Б

$$U'_{\Delta} = \frac{27,2 \cdot 14,7 + 12,9 \cdot 29,2}{124} = 6,28 \text{ кВ}.$$

Поперечная составляющая падения напряжения в линии А-Б

$$U''_{\Delta} = \frac{27,2 \cdot 29,2 - 12,9 \cdot 14,7}{124} = 4,9 \text{ кВ}.$$

Поправка от учета поперечной составляющей

$$\frac{4,9^2}{2(124 - 6,28)} = \frac{24}{235,4} = 0,09 \approx 0.$$

Очевидно, что поперечную составляющую падения напряжения можно не учитывать. Таким образом, потеря напряжения в линии А-Б

$$\Delta U_{AB} = 6,28 \text{ кВ}$$

И напряжения в пункте Б

$$U_B = 124 - 6,28 = 117,72 \text{ кВ}$$

Потеря напряжения в линии Б-В

$$\Delta U_{BV} = \frac{11,1 \cdot 18 + 3,9 \cdot 17,6}{117,72} = 2,38 \text{ кВ}.$$

Напряжение в пункте В при определении со стороны линии Б-В

$$U'_B = 117,72 - 2,38 = 115,34 \text{ кВ}.$$

Потеря напряжения в линии А-Г

$$\Delta U_{AG} = \frac{43 \cdot 8,5 + 25,2 \cdot 20,5}{124} = 7,12 \text{ кВ}.$$

Напряжение в пункте Г

$$U_G = 124 - 7,12 = 116,88 \approx 116,9 \text{ кВ}.$$

Потеря напряжения в линии В-Г

$$\Delta U_{BG} = \frac{9,3 \cdot 11,6 + 5 \cdot 15}{116,9} = 7,12 \text{ кВ}.$$

Напряжение в пункте В при определении со стороны линии Г-В

$$U''_B = 116,88 - 1,57 = 115,31 \approx 115,3 \text{ кВ}$$

Потери напряжения в трансформаторах подстанций на подстанции Б

$$U'_{\Delta T} = (0,53 \cdot 0,91 + 10,5 \cdot 0,414)1,03 = 4,95\%,$$

$$\text{Где } e_{a\%} = \frac{85}{16000} \cdot 100 = 0,53\%.$$

$$U''_{\Delta T} = (10,5 \cdot 0,91 - 0,53 \cdot 0,414)1,03 = 9,6\%,$$

$$\frac{9,6^2}{2 \cdot 100} = 0,46\%;$$

$$\Delta U_{T\%} = 4,95 - 0,46 = 4,5\%;$$

$$\Delta U_{mB} = \frac{4,5}{100} \cdot 110 = 4,95 \approx 5 \text{ кВ};$$

Напряжение на шинах вторичного напряжения подстанции Б при заданном коэффициенте трансформации

$$U_{пв} = (117,7 - 5) \frac{11}{117,04} = 10,56 \approx 10,6 \text{ кВ};$$

На подстанции В

$$U'_{\Delta T} = (0,53 \cdot 0,925 + 10,5 \cdot 0,374)0,68 = 3,04\%,$$

$$U''_{\Delta T} = (10,5 \cdot 0,925 - 0,53 \cdot 0,374)0,68 = 9,6\%,$$

$$\frac{6,5^2}{2 \cdot 100} = 0,21\%;$$

$$\Delta U_{T\%} = 3,04 - 0,21 \approx 2,8\%;$$

$$\Delta U_{mB} = \frac{2,8}{100} \cdot 110 = 3,1 \text{ кВ};$$

$$U_{пв} = (115,3 - 3,1) \frac{11}{117,04} \approx 10,5 \text{ кВ};$$

На подстанции Г

$$U'_{\Delta T} = (0,48 \cdot 0,9 + 10,5 \cdot 0,43)0,703 = 3,45\%,$$

$$\text{Где } e_{a\%} = \frac{120}{25000} \cdot 100 = 0,48\%.$$

$$U''_{\Delta T} = (10,5 \cdot 0,9 - 0,48 \cdot 0,43)0,703 = 6,45\%,$$

$$\frac{6,45^2}{2 \cdot 100} = 0,21\%;$$

$$\Delta U_{T\%} = 3,45 - 0,21 \approx 3,2\%;$$

$$\Delta U_{m\Gamma} = \frac{3,2}{100} \cdot 110 = 3,5 \text{ кВ};$$

$$U_{III} = (116,9 - 3,5) \frac{11}{119,08} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Полученный режим напряжений является приемлемым.

ЗАДАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КОНТРОЛЬНЫХ РАБОТ

Варианты контрольных заданий выбираются согласно таблицы А по последним двум цифрам зачетки.

Таблица А

№ зач	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
№ зад	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
№ вар	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5

Продолжение таблицы А

№ зач	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
№ зад	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	9	9	9	9	9
№ вар	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5

Задание 1

Электроснабжение потребителей электроэнергии осуществляется от шин 220 кВ ГРЭС-1 энергосистемы через подстанции 1,2,3 и 4 районной электрической сети, на каждой из которых установлено по два автотрансформатора или трансформатора. Схема электрической сети дана на рис.1. Исходные данные о наибольших нагрузках потребителей со стороны шин низшего напряжения подстанций – P_i и Q_i , годовом числе использования наибольших нагрузок – $T_{НБ}$, напряжении на шинах ГРЭС-1 в режиме наибольших нагрузок – $U_{ГРЭС}$, параметрах отдельных элементов сети (номинальной мощности трансформаторов – $S_{НН}$, длине – l_i , сечений – F_i воздушных линий, выполненных проводами марки АС и АСО) приведены в табл.1. Наименьшая нагрузка потребителей составляет 45% от наибольшей нагрузки. Напряжение на шинах ГРЭС в режиме наименьших нагрузок составляет $1,03U_H$.

1) В числителе дана нагрузка со стороны шин СН, в знаменателе – нагрузка со стороны шин НН подстанции.

Составить схему замещения электрической сети. Произвести электрический расчет сети 110 кВ для режимов наибольших и наименьших нагрузок потребителей. Определить потери активной мощности и электроэнергии в сети. Выбрать положения регулировочных ответвлений трансформаторов для подстанций сети, обеспечивающие напряжение на шинах низшего напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок в пределах, указанных в табл.1.

Таблица 1

Вариант	Элемент	Исходные данные							
		l_i	F_i	$S_{НН}$	$U_{ГРЭС}$	$P_i^{Д)}$	$Q_i^{Д)}$	$U_{макс}-U_{мин}$	$T_{НБ}$
		км	мм ²	МВ А	кВ	МВт	Мвар	кВ	час
1	1	120	240	63	242	30	15	-	4500
	2	90	240	25		20/10	11/6	6,4-6,2	
	3	80	240	16		22	10	-	
	4	60	240	10		14	8	6,3-6,1	
	5	30	95						
2	1	100	300	100	244	45	22	-	4700
	2	50	400	40		38/12	17/6	6,5-6,3	
	3	50	300	16		29	9	10,6-	
	4	40	400	10		12	7	10,2	
	5	40	95					-	
3	1	110	400	125	245	40	19	-	4900
	2	50	400	40		45/15	25/8	-	
	3	60	300	25		35	14	10,5-	
	4	50	400	16		25	12	10,3	
	5	25	120					6,3-6,1	
4	1	130	400	160	246	50	25	-	5100
	2	80	300	40		38/15	14/8	37,5-	
	3	60	300	32		45	25	36,8	
	4	50	400	25		30	15	6,3-6,1	
	5	40	185					-	
5	1	125	500	200	248	60	35	-	5300
	2	60	400	63		60/30	35/14	38,5-37	
	3	40	400	25		30	16	10,5-	
	4	30	400	10		15	7	10,3	
	5	35	95					-	

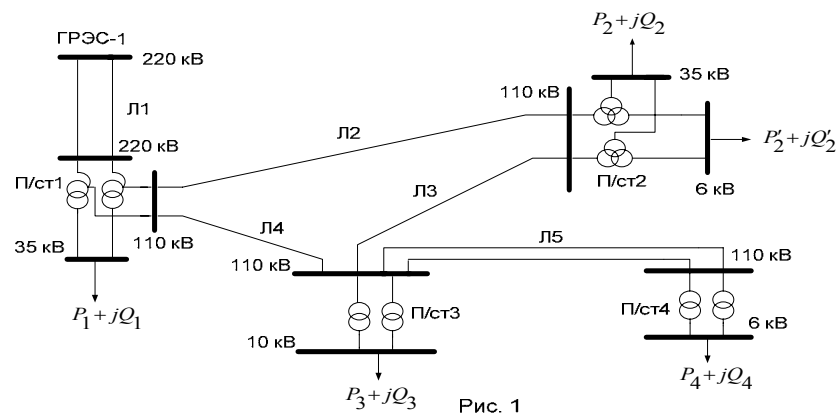


Рис. 1

Задание 2

Электроснабжение потребителей электроэнергии осуществляется от шин 110 кВ подстанции «А» энергосистемы через подстанции 1-7 районной и местной электрической сети, на каждой из которых установлено по два трансформатора. Схема электрической сети дана на рис.2. Исходные данные о наибольших нагрузках потребителей со стороны шин низшего напряжения подстанций – P_i и Q_i , годовом числе использования наибольших нагрузок – $T_{НБ}$, напряжении на шинах подстанции «А» в режиме наибольших нагрузок – U_A , параметрах отдельных элементов сети (номинальной мощности трансформаторов – S_{Hi} , длине – l_i , сечений – F_i воздушных линий, выполненных проводами марки А, АС и АСО) приведены в табл.2. Наименьшая нагрузка потребителей составляет 35% от наибольшей нагрузки. Напряжение на шинах подстанции «А» в режиме наименьших нагрузок составляет $1,04U_H$.

Составить схему замещения электрической сети. Произвести электрический расчет сети для режимов наибольших и наименьших нагрузок потребителей. Определить потери активной мощности и электроэнергии в сети. Выбрать положения регулировочных ответвлений трансформаторов одной из подстанций сети, обеспечивающие напряжение на шинах низшего напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок в пределах, указанных в табл.2.

Таблица 2

Вариант	Элемент	Исходные данные							
		l_i	F_i	S_{Hi}	U_A	$P_i^{Д}$	$Q_i^{Д}$	$\frac{U_{макс}}{U_{мин}}$	$T_{НБ}$
		км	мм ²	МВ А	кВ	МВт	Мвар	кВ	час
1	1	30	300	16	126	30	6	-	580
	2	25	300	10		20/10	8	10,7-	
	3	25	240	25		22	20	10,3	
	4	10	150	4,0		14	4,2	-	
	5	8	185	2,5			1,9	-	
	6	3	120	2,5			2,0	-	
	7	2	150					-	
	8	8	185					-	
2	1	50	240	25	127	17	10	-	520
	2	30	300	25		28	16	10,5-	
	3	15	240	6,3		8	4	10,2	
	4	20	95	2,5		4,0	2,1	-	
	5	10	150	2,5		3,8	2,0	-	
	6	4	120	6,3		10	6	-	
	7	6	120					-	
	8	12	185					-	
3	1	40	300	16	125	9	5	-	660
	2	40	300	25		40	23	10,6-	
	3	10	240	16		25	12	10,3	
	4	20	120	4,0		7,6	4,0	-	
	5	15	185	2,5		3,7	1,9	-	
	6	5	120	2,5		3,2	1,8	-	
	7	5	120					-	
	8	10	150					-	
4	1	20	240	16	123	12	7	6,4-6,1	630
	2	25	240	10		14	8	-	
	3	15	185	10		15	9	-	
	4	15	120	2,5		4,0	1,9	-	
	5	10	150	2,5		3,6	1,6	-	
	6	5	95	2,5		4,2	2,0	-	
	7	2	95					-	
	8	8	150					-	
5	1	30	240	16	124	6	3,5	-	700
	2	40	300	16		16	8	-	
	3	20	240	16		24	13	10,5-	
	4	15	240	2,5		4,3	2,1	10,3	
	5	7	185	4,0		7,0	3,6	-	
	6	3	185	4,0		6,5	3,5	-	
	7	3	150					-	
	8	10	185					-	

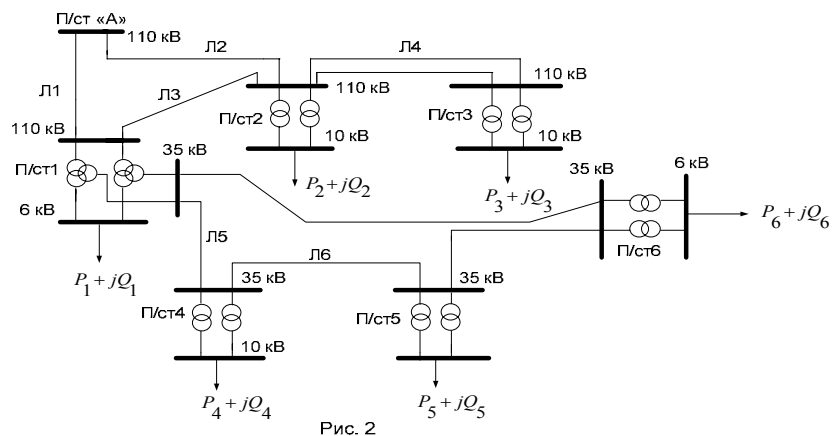


Рис. 2

Задание 3

Электроснабжение потребителей электроэнергии осуществляется от шин 220 кВ подстанции «Б» энергосистемы через подстанции 1-3 районной электрической сети, на каждой из которых установлено по два автотрансформатора или трансформатора. Схема электрической сети дана на рис.3. Исходные данные о наибольших нагрузках потребителей со стороны шин низшего напряжения подстанций – P_i и Q_i , годовом числе использования наибольших нагрузок – $T_{НБ}$, напряжении на шинах подстанции «Б» в режиме наибольших нагрузок – U_B , параметрах отдельных элементов сети (номинальной мощности трансформаторов – S_{Hi} , длине – l_i , сечений – F_i воздушных линий, выполненных проводами марки АС и АСО) приведены в табл.3. Наименьшая нагрузка потребителей составляет 40% от наибольшей нагрузки. Напряжение на шинах подстанции «Б» в режиме наименьших нагрузок составляет $1,03U_H$.

Составить схему замещения электрической сети. Произвести электрический расчет сети для режимов наибольших нагрузок потребителей. Определить потери активной мощности и электроэнергии в сети. Выбрать положения регулировочных ответвлений трансформаторов двух подстанций сети, обеспечивающие напряжение на шинах низшего напряжения в режимах

наибольших и наименьших нагрузок в пределах, указанных в табл.3.

Таблица 3

Вариант	Элемент	Исходные данные							
		l_i	F_i	S_{Hi}	U_B	$P_i^{Д)}$	$Q_i^{Д)}$	$U_{\max} - U_{\min}$	$T_{НБ}$
		км	мм ²	МВ А	кВ	МВт	Мвар	кВ	час
1	1	150	300	100	246	50	25	-	5200
	2	65	300	25		35	15	10,5-10,3	
	3	15	240	16		20	10	6,3-6,1	
	4	20	240	25		40	20	-	
	5	45	240						
2	1	170	240	63	242	30	15	-	5400
	2	75	240	16		22	11	-	
	3	35	185	10		15	7	6,3-6,1	
	4	25	240	25		37	18	6,5-6,3	
	5	80	240						
3	1	130	400	125	248	50	23	-	4800
	2	65	300	25		34	15	10,6-10,2	
	3	20	240	10		16	7	-	
	4	40	240	40		58	27	6,5-6,2	
	5	50	400						
4	1	120	500	160	246	80	35	-	4600
	2	50	400	32		48	22	10,5-10,2	
	3	25	300	25		32	16	6,4-6,2	
	4	25	300	40		62	30	-	
	5	60	400						
5	1	140	400	125	248	45	20	-	5600
	2	50	400	32		45	22	10,7-10,4	
	3	30	240	16		27	13	-	
	4	20	240	32		50	24	6,4-6,1	
	5	60	300						

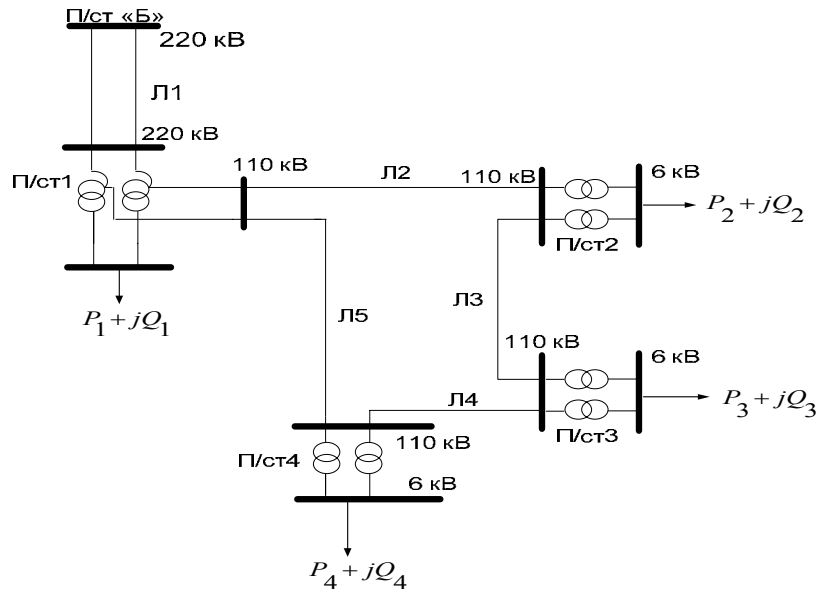


Рис. 3

Задание 4

Электроснабжение потребителей электроэнергии осуществляется от шин 220 кВ ГРЭС-2 энергосистемы через подстанции 1-3 районной электрической сети, на каждой из которых установлено по два автотрансформатора или трансформатора. Схема электрической сети дана на рис.4. Исходные данные о наибольших нагрузках потребителей со стороны шин среднего и низшего напряжения подстанций – P_i , Q_i и P_i^l , Q_i^l , годовом числе использования наибольших нагрузок – $T_{НБ}$, напряжении на шинах ГРЭС-2 в режиме наибольших нагрузок – $U_{ГРЭС}$, параметрах отдельных элементов сети (номинальной мощности трансформаторов – S_{Hi} , длине – l_i , сечений – F_i воздушных линий, выполненных проводами марки АС и АСО) приведены в табл.4. Наименьшая нагрузка потребителей составляет 50% от наибольшей нагрузки. Напряжение на шинах ГРЭС-2 в режиме наименьших нагрузок составляет $1,03U_H$.

1) В числителе дана нагрузка со стороны шин СН, в знаменателе – нагрузка со стороны шин НН подстанции.

Составить схему замещения электрической сети. Произвести электрический расчет сети для режимов наибольших нагрузок потребителей. Определить потери активной мощности и электроэнергии в сети. Выбрать положения регулировочных ответвлений трансформаторов одной из подстанций сети, обеспечивающие напряжение на шинах среднего и низшего напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок в пределах, указанных в табл.4.

Таблица 4

Вариант	Элемент	Исходные данные							
		l_i	F_i	S_{Hi}	$U_{ГРЭС}$	P_i^l	Q_i^l	$U_{\max}-U_{\min}$	$T_{НБ}$
		км	мм ²	МВ А	кВ	МВт	Мвар	кВ	час
1	1	150	500	160		50	22	-	4000
	2	50	400	80	248	90/30	10/15	38,5-37,5	
	3	30	240	25		20/15	10/7	10,6-10,4	
	4	80	300					-	
2	1	130	400	125		45	20	36,7-35,8	5000
	2	60	400	63	246	50/30	22/14	-	
	3	20	185	16		15/12	8/6	10,4-10,2	
	4	70	240						
3	1	125	400	100		40	17	-	6000
	2	40	300	25	245	18/18	9/10	37,5-36,6	
	3	40	300	25		25/10	12/6	10,6-10,3	
	4	60	300						
4	1	140	300	63		30	14	-	4500
	2	55	300	25	242	24/16	11/7	38,1-37,2	
	3	25	240	16		16/9	8/5	10,5-10,2	
	4	45	240						
5	1	100	400	125		50	25	37,4-35,9	5500
	2	50	400	40	246	45/15	20/8	10,7-10,4	
	3	30	300	25		19/20	10/10	-	
	4	80	300						

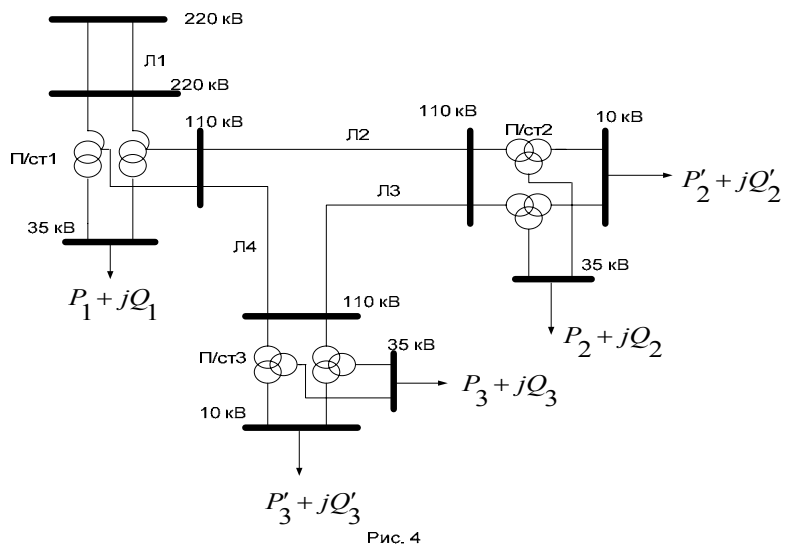


Рис. 4
Задание 5

Электроснабжение потребителей электроэнергии осуществляется от шин 110 кВ подстанции «В» энергосистемы через подстанции 1-4 районной электрической сети, на каждой из которых установлено по два трансформатора. Схема электрической сети дана на рис.5. Исходные данные о наибольших нагрузках потребителей со стороны шин среднего и низшего напряжения подстанций – P_i, Q_i и P_i^I, Q_i^I , годовом числе использования наибольших нагрузок – $T_{НБ}$, напряжении на шинах подстанции «В» в режиме наибольших нагрузок – U_B , параметрах отдельных элементов сети (номинальной мощности трансформаторов – S_{Hi} , длине – l_i , сечений – F_i воздушных линий, выполненных проводами марки АС и АСО) приведены в табл.5. Наименьшая нагрузка потребителей составляет 45% от наибольшей нагрузки. Напряжение на шинах подстанции «В» в режиме наименьших нагрузок составляет $1,04U_H$.

- 1) В числителе дана нагрузка со стороны шин СН, в знаменателе – нагрузка со стороны шин НН подстанции.

Составить схему замещения электрической сети. Произвести электрический расчет сети для режимов наибольших и наименьших нагрузок потребителей. Определить потери активной

мощности и электроэнергии в сети. Выбрать положения регулировочных ответвлений трансформаторов двух подстанций сети, обеспечивающие напряжение на шинах среднего и низшего напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок в пределах, указанных в табл.5.

Таблица 5

Вариант	Элемент	Исходные данные							
		l_i	F_i	S_{Hi}	U_B	P_i^I	Q_i^I	$U_{\max}-U_{\min}$	$T_{НБ}$
		км	мм ²	МВ А	кВ	МВт	Мвар	кВ	час
1	1	50	185	6,3	123	8/3	5/1,6	37-36,1	6400
	2	35	240	16		10/10	9/6	-	
	3	20	150	10		16	7	10,5-10,2	
	4	10	120	6,3		9	5	-	
	5	15	120						
2	1	42	300	25	126	28/14	16/7	-	6800
	2	36	300	10		9/4	5/2,1	37,2-36,5	
	3	18	240	6,3		8	5	-	
	4	30	95	10		15	7	6,4-6,2	
	5	15	120						
3	1	45	240	16	125	10/16	6/9	-	7000
	2	30	300	16		20/9	11/6	-	
	3	25	240	6,3		9	5	10,6-10,3	
	4	20	95	6,3		7	4	6,5-6,2	
	5	12	95						
4	1	30	300	25	124	30/15	16/8	37,1-36,3	5600
	2	35	240	6,3		7/3	4/1,5	6,5-6,2	
	3	25	185	6,3		9	5	-	
	4	10	95	6,3		10	5	-	
	5	10	95						
5	1	50	300	10	127	12/5	7/3	10,5-10,1	5200
	2	40	300	25		29/16	14/8	6,5-6,1	
	3	35	300	10		15	7	-	
	4	24	120	6,3		9	5	-	
	5	16	95						

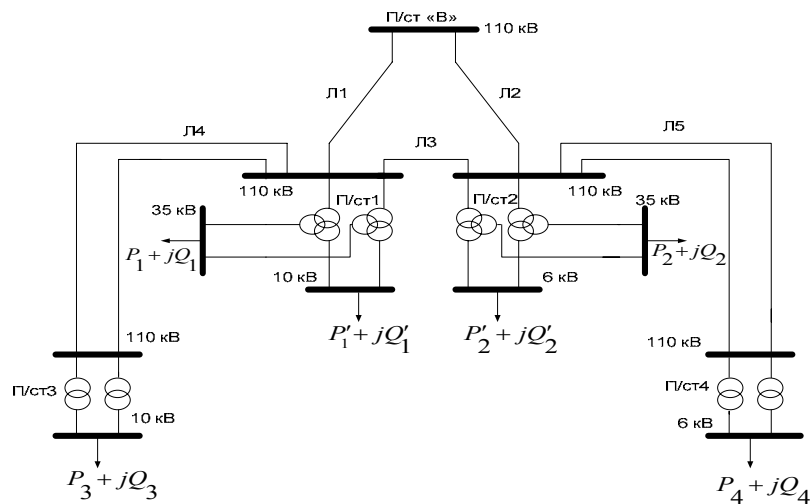


Рис. 5

Задание 6

Электроснабжение потребителей электроэнергии осуществляется от шин 220 кВ ГРЭС-3 энергосистемы через подстанции 1-4 районной электрической сети, на каждой из которых установлено по два автотрансформатора или трансформатора. Схема электрической сети дана на рис.6. Исходные данные о наибольших нагрузках потребителей со стороны шин низшего напряжения подстанций – P_i , Q_i , годовом числе использования наибольших нагрузок – $T_{НБ}$, напряжении на шинах ГРЭС-3 в режиме наибольших нагрузок – $U_{ГРЭС}$, параметрах отдельных элементов сети (номинальной мощности трансформаторов – $S_{Нн}$, длине – l_i , сечений – F_i воздушных линий, выполненных проводами марки АС и АСО) приведены в табл.6. Наименьшая нагрузка потребителей составляет 40% от наибольшей нагрузки. Напряжение на шинах ГРЭС-3 в режиме наименьших нагрузок составляет $1,03U_H$.

Составить схему замещения электрической сети. Произвести электрический расчет сети для режимов наибольших и наименьших нагрузок потребителей. Определить потери активной мощности и электроэнергии в сети. Выбрать положения регулировочных ответвлений трансформаторов двух подстанций сети,

обеспечивающие напряжение на шинах низшего напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок в пределах, указанных в табл.6.

Таблица 6

Вариант	Элемент	Исходные данные							
		l_i	F_i	$S_{Нн}$	$U_{ГРЭС}$	P_i^D	Q_i^D	$U_{\max}-U_{\min}$	$T_{НБ}$
		км	мм ²	МВ А	кВ	МВт	Мвар	кВ	час
1	1	120	400	63		35	19	38,1-36,8	4500
	2	130	400	63		28	16	-	
	3	40	300	25	248	40	21	10,6-10,3	
	4	20	240	25		36	19	-	
	5	50	300						
2	1	150	300	63		30	16	-	5400
	2	160	300	32		15	8	37,3-36,3	
	3	50	240	25	247	42	23	10,5-10,2	
	4	40	240	16		24	11	-	
	5	30	300						
3	1	140	300	63		38	20	37,8-36,5	5600
	2	120	240	32		16	8	-	
	3	45	240	25	246	42	10	6,5-6,2	
	4	25	240	16		20	12	-	
	5	20	300						
4	1	100	240	32		14	7	-	5800
	2	80	300	32		8	5	37,6-36,5	
	3	25	300	16	242	25	14	-	
	4	35	240	25		40	20	6,6-6,3	
	5	40	240						
5	1	110	400	63		40	21	38,2-36,4	6000
	2	90	240	32		17	9	37,9-36,1	
	3	35	240	25	244	36	20	-	
	4	40	240	16		23	14	-	
	5	40	300						

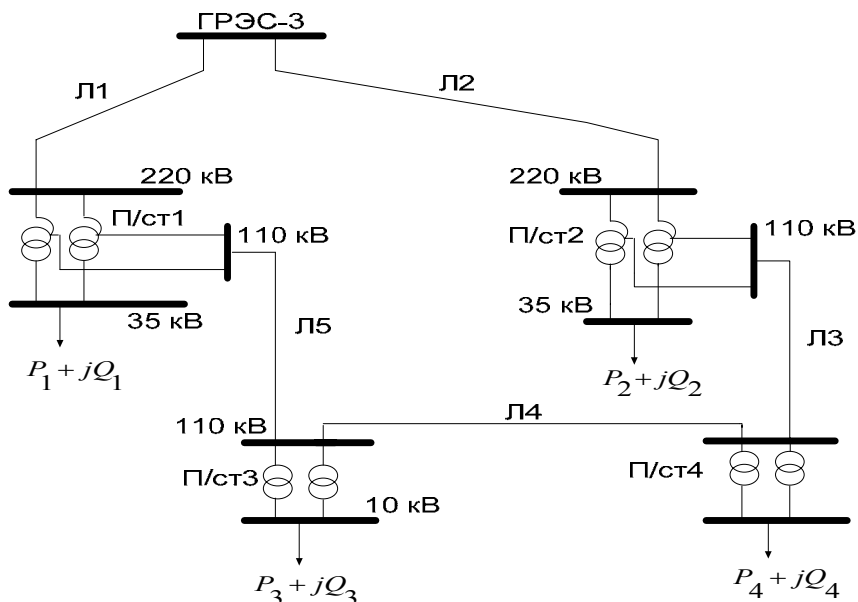


Рис. 6

Задание 7

Электроснабжение потребителей электроэнергии осуществляется от шин 110 кВ подстанции «Г» энергосистемы через подстанции 1-4 районной электрической сети, на каждой из которых установлено по два трансформатора. Схема электрической сети дана на рис.7. Исходные данные о наибольших нагрузках потребителей со стороны шин среднего и низшего напряжения подстанций – P_i , Q_i и P_i^1 , Q_i^1 , годовом числе использования наибольших нагрузок – $T_{НБ}$, напряжении на шинах подстанции «Г» в режиме наибольших нагрузок – U_G , параметрах отдельных элементов сети (номинальной мощности трансформаторов – S_{Hi} , длине – l_i , сечений – F_i воздушных линий, выполненных проводами марки АС и АСО) приведены в табл.7. Наименьшая нагрузка потребителей составляет 35% от наибольшей нагрузки. Напряжение на шинах подстанции «Г» в режиме наименьших нагрузок составляет $1,02U_H$.

- 1) В числителе дана нагрузка со стороны шин СН, в знаменателе – нагрузка со стороны шин НН подстанции.

Составить схему замещения электрической сети. Произвести электрический расчет сети для режимов наибольших и наименьших нагрузок потребителей. Определить потери активной мощности и электроэнергии в сети. Выбрать положения регулировочных ответвлений трансформаторов для двух подстанций сети, обеспечивающие напряжение на шинах среднего и низшего напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок в пределах, указанных в табл.7.

Таблица 7

Вариант	Элемент	Исходные данные							
		l_i	F_i	S_{Hi}	U_G	P_i^1	Q_i^1	$U_{\max}-U_{\min}$	$T_{НБ}$
		км	мм ²	МВ А	кВ	МВт	Мвар	кВ	час
1	1	50	300	25	127	29/15	16/7	-	5700
	2	60	300	16		25	14	10,5-10,2	
	3	20	240	16		27	13	6,4-6,1	
	4	15	240	25		27/18	14/9	-	
	5	30	240						
2	1	45	300	25	126	26/12	15/7	37,1-36,5	6000
	2	35	240	16		28	14	10,5-10,3	
	3	20	240	10		15	7	-	
	4	20	185	16		18/9	9/5	-	
	5	20	240						
3	1	30	240	16	126	10/16	6/9	-	6300
	2	50	300	10		16	7	10,6-10,3	
	3	15	185	16		25	13	6,5-6,2	
	4	20	240	25		24/20	13/10	-	
	5	30	240						
4	1	40	240	16	125	12/18	7/10	-	6500
	2	35	240	16		27	15	-	
	3	20	240	16		24	13	6,5-6,2	
	4	15	240	16		20/7	11/4	37,2-36,5	
	5	25	300						
5	1	45	300	25	124	26/17	13/9	10,5-10,3	7000
	2	30	285	10		16	9	10,5-10,3	
	3	10	240	10		12	8	-	
	4	20	185	10		10/6	6/4	-	
	5	40	185						

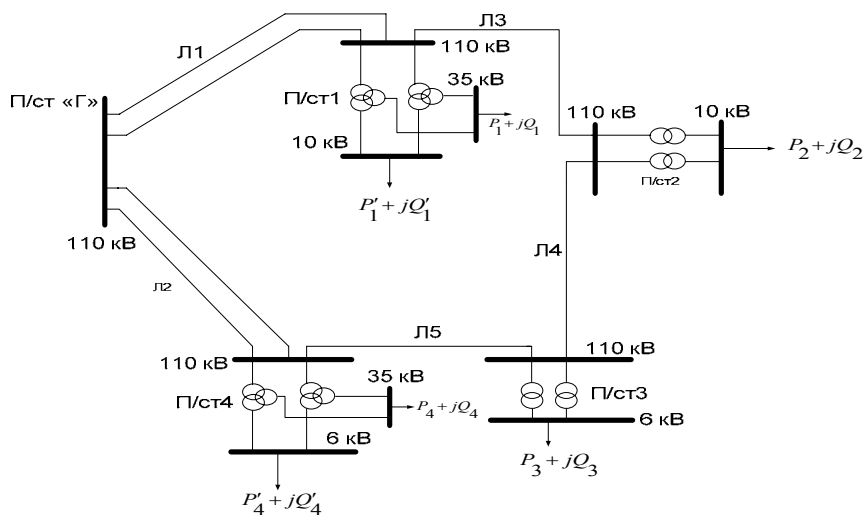


Рис. 7

Задание 8

Электроснабжение потребителей электроэнергии осуществляется от шин 220 кВ ГРЭС-4 энергосистемы через подстанции 1-4 районной электрической сети, на каждой из которых установлено по два автотрансформатора или трансформатора. Схема электрической сети дана на рис.8. Исходные данные о наибольших нагрузках потребителей со стороны шин среднего и низшего напряжения подстанций – P_i, Q_i и P_i^I, Q_i^I , годовом числе использования наибольших нагрузок – $T_{НБ}$, напряжении на шинах ГРЭС-4 в режиме наибольших нагрузок – $U_{ГРЭС}$, параметрах отдельных элементов сети (номинальной мощности трансформаторов – $S_{Нн}$, длине – l_i , сечений – F_i воздушных линий, выполненных проводами марки АСО) приведены в табл.8. Наименьшая нагрузка потребителей составляет 50% от наибольшей нагрузки. Напряжение на шинах ГРЭС-4 в режиме наименьших нагрузок составляет $1,04U_H$.

- 1) В числителе дана нагрузка со стороны шин СН, в знаменателе – нагрузка со стороны шин НН подстанции.

Составить схему замещения электрической сети. Произвести электрический расчет сети для режимов наибольших нагрузок потребителей. Определить потери активной мощности и электроэнергии в сети. Выбрать положения регулировочных ответв-

лений трансформаторов одной из подстанций сети, обеспечивающие напряжение на шинах среднего и низшего напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок в пределах, указанных в табл.8.

Таблица 8

Вариант	Элемент	Исходные данные							
		l_i	F_i	$S_{Нн}$	$U_{ГРЭС}$	P_i^I	Q_i^I	$U_{\max}-U_{\min}$	$T_{НБ}$
		км	мм ²	МВА	кВ	МВт	Мвар	кВ	час
1	1	120	400	32	246	45/10	21/6	-	5000
	2	160	300	32		40/15	20/7	37,2-36,5	
	3	40	240	16		20/6	11/3	10,6-10,2	
	4	25	185	16		24/5	12/3	-	
	5	60	240						
2	1	100	300	32	248	43/12	20/7	37,1-36,3	5300
	2	130	400	32		39/17	19/8	-	
	3	50	240	16		21/7	9/3	10,5-10,3	
	4	40	240	25		28/10	12/6	-	
	5	30	300						
3	1	120	400	32	250	41/16	18/7	37,5-36,8	5700
	2	130	400	32		48/8	25/4	-	
	3	50	300	25		34/8	16/4	-	
	4	25	300	25		30/10	13/6	10,7-10,3	
	5	50	300						
4	1	105	240	32	245	46/9	22/5	-	6000
	2	130	400	32		40/15	18/8	36,9-36,2	
	3	40	240	16		10/12	6/6	10,5-10,3	
	4	35	185	16		21/7	10/3	-	
	5	45	240						
5	1	135	400	32	244	38/17	15/9	-	6400
	2	120	240	32		42/12	18/7	36,8-36	
	3	60	185	10		8/8	3/4	-	
	4	35	185	16		19/7	8/4	10,6-10,3	
	5	40	240						

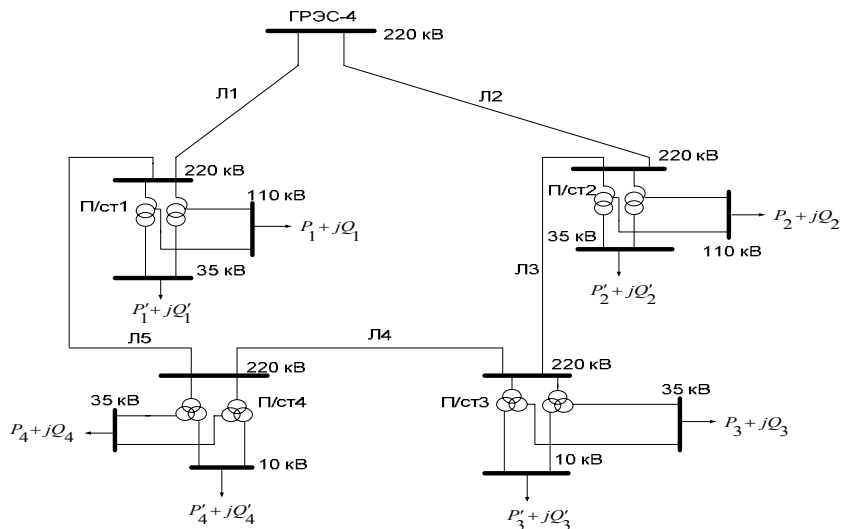


Рис. 8
Задание 9

Электроснабжение потребителей электроэнергии осуществляется от шин 220 кВ ГРЭС-6 энергосистемы через подстанции 1-4 районной электрической сети, на каждой из которых установлено по два автотрансформатора или трансформатора. Схема электрической сети дана на рис.9. На линии Л3 в месте присоединения к шинам 110 кВ подстанции 2 может быть установлен линейный регулятор напряжения (э.д.с. ΔE). Исходные данные о наибольших нагрузках потребителей со стороны шин низшего напряжения подстанций – P_i , Q_i , годовом числе использования наибольших нагрузок – $T_{НБ}$, напряжении на шинах ГРЭС-6 в режиме наибольших нагрузок – $U_{ГРЭС}$, параметрах отдельных элементов сети (номинальной мощности трансформаторов – $S_{Нн}$, длине – l_i , сечений – F_i воздушных линий, выполненных проводами марки АС и АСО) приведены в табл.9.

Составить схему замещения электрической сети. Найти распределение потоков мощности в кольцевой сети 110 кВ для трех значений э.д.с. линейного регулятора $\Delta E = 0$, $\Delta E = 20$ кВ, $\Delta E = j20$ кВ (сопротивлением линейного регулятора можно пренебречь) и объяснить полученные результаты. Произвести электри-

ческий расчет сети для режимов наибольших нагрузок потребителей при $\Delta E = 0$. Определить потери активной и реактивной мощности, потери электроэнергии в сети. Выбрать положения регулировочных ответвлений трансформаторов и автотрансформаторов, исходя из условий обеспечения напряжения на шинах 110 кВ подстанции 1 в пределах от 116 до 119 кВ, а на шинах 10 кВ подстанций 2-4 – в пределах от 10,2 до 10,4 кВ.

Таблица 9

Вариант	Элемент	Исходные данные						
		l_i км	F_i мм ²	$S_{Нн}$ МВ А	$U_{ГРЭС}$ кВ	$P_i^{Д}$ МВт	$Q_i^{Д}$ Мвар	$T_{НБ}$ час
1	1	150	300	125	240	54	30	6400
	2	30	20	16		24	12	
	3	25	150	25		34	19	
	4	35	95	25		36	18	
	5	20	185					
2	1	170	400	200	242	160	80	6600
	2	50	240	25		34	17	
	3	35	95	32		47	23	
	4	45	95	16		24	12	
	5	25	240					
3	1	120	500	250	242	240	100	6800
	2	35	185	25		34	17	
	3	27	120	25		36	15	
	4	16	70	32		48	14	
	5	41	240					
4	1	200	300	100	240	50	28	7000
	2	31	150	16		24	10	
	3	26	120	16		22	11	
	4	27	9	25		30	15	
	5	21	120					
5	1	180	400	160	240	135	60	7200
	2	41	240	16		24	12	
	3	16	150	25		35	18	
	4	35	150	16		24	10	
	5	27	150					

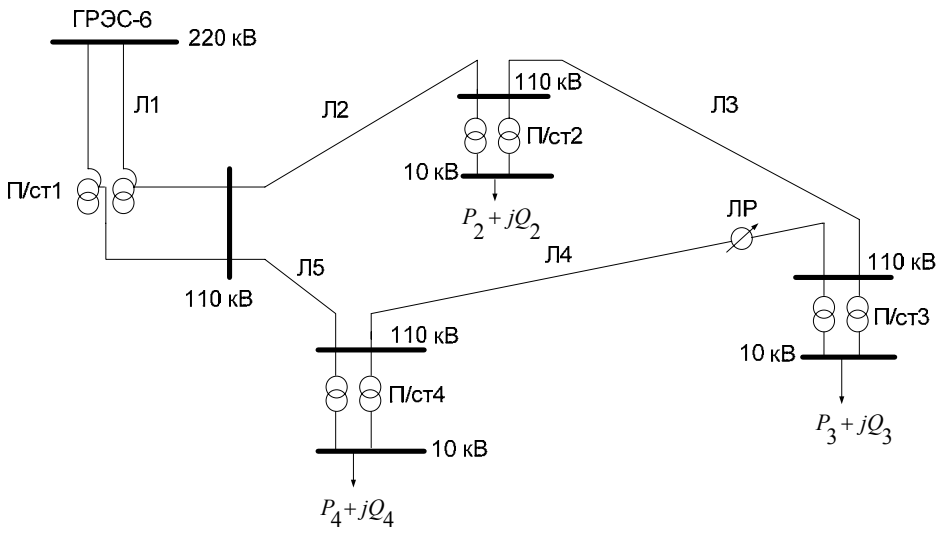


Рис. 9

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

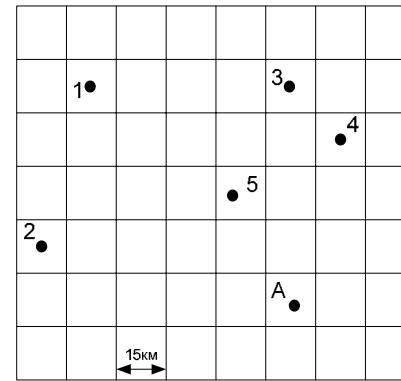


Рисунок 1

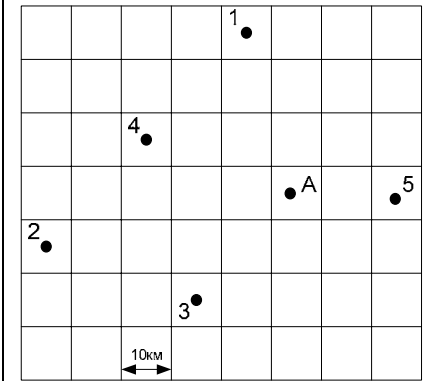


Рисунок 2

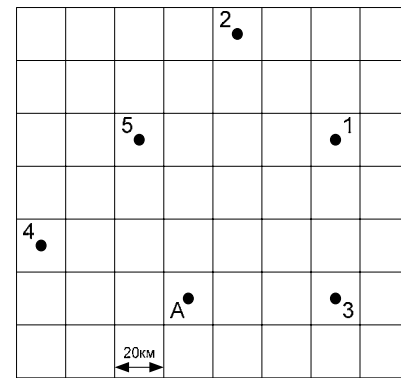


Рисунок 3

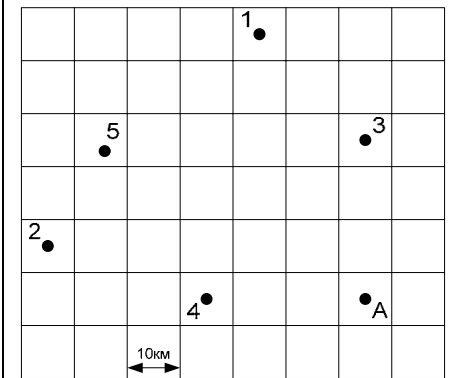


Рисунок 4

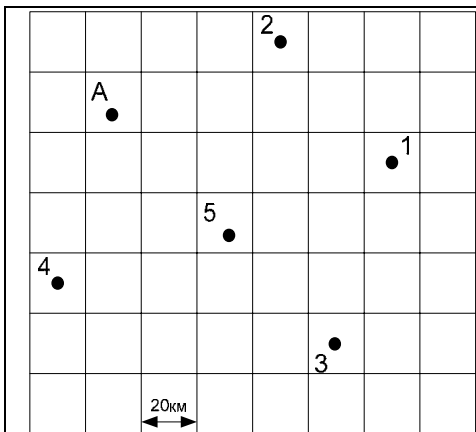


Рисунок 5

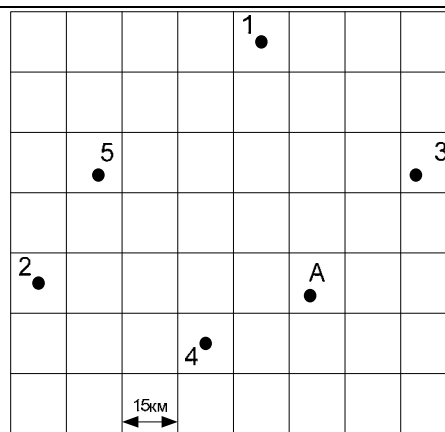


Рисунок 6

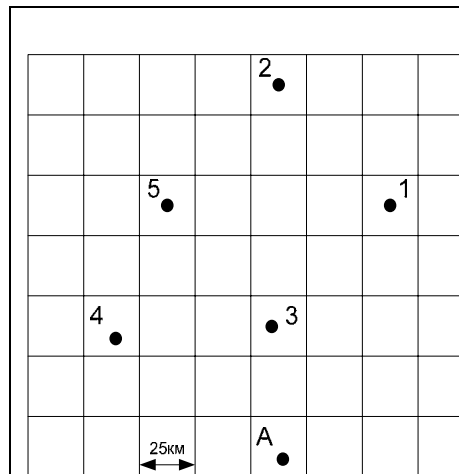


Рисунок 9

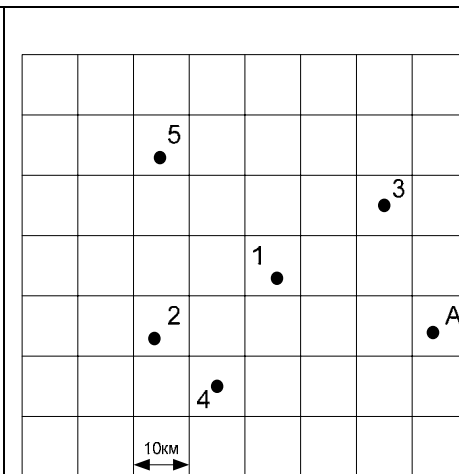


Рисунок 10

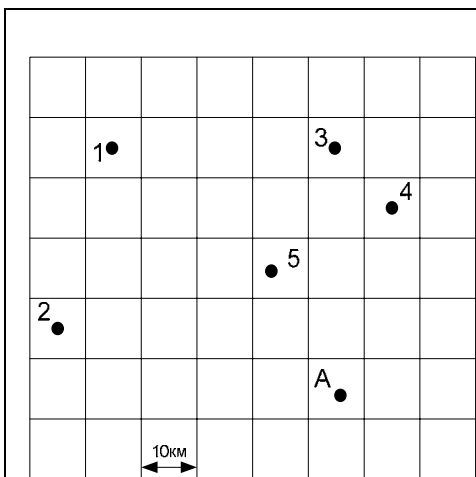


Рисунок 7

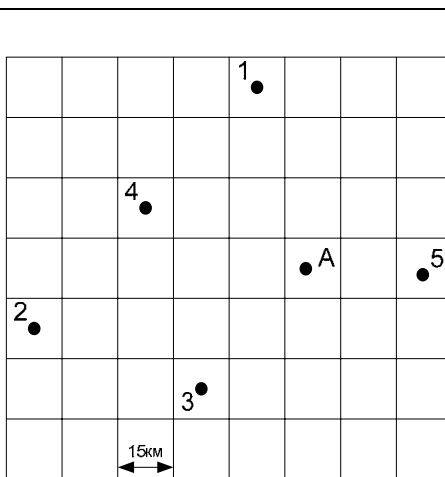


Рисунок 8

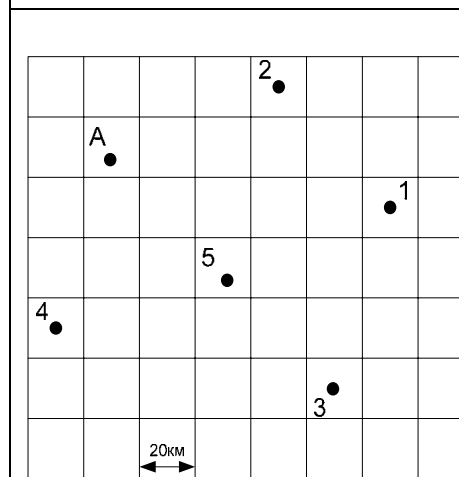


Рисунок 11

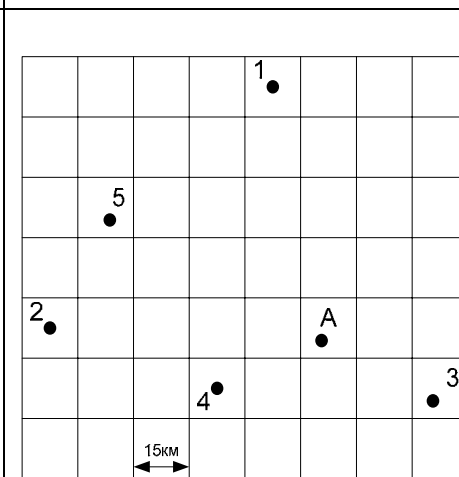


Рисунок 12

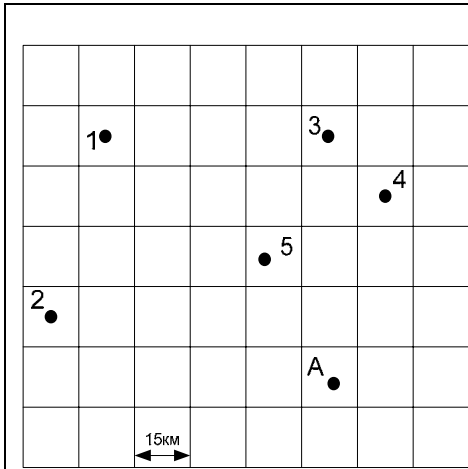


Рисунок 13

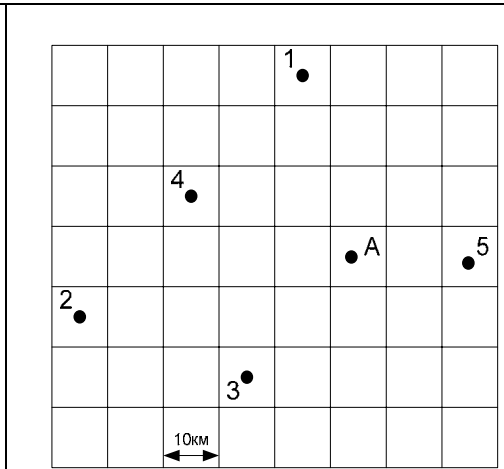


Рисунок 14

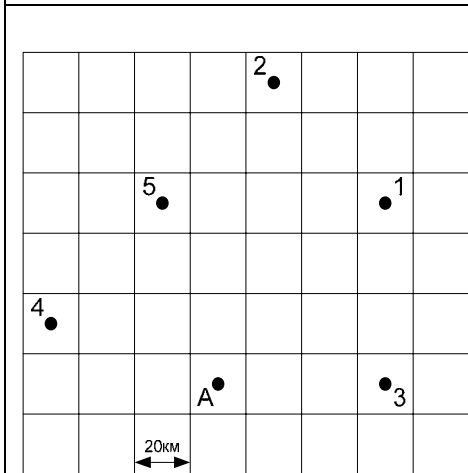


Рисунок 15

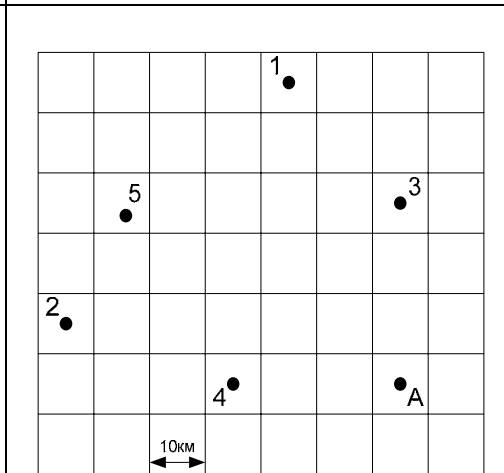


Рисунок 16

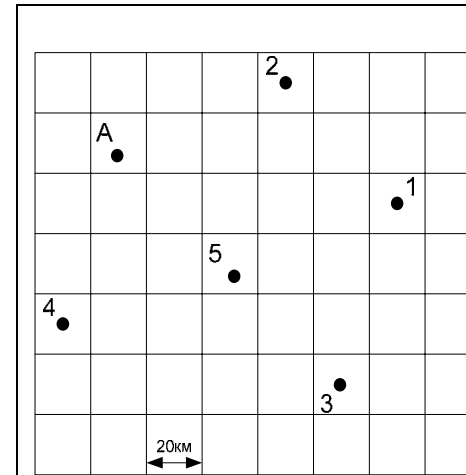


Рисунок 17

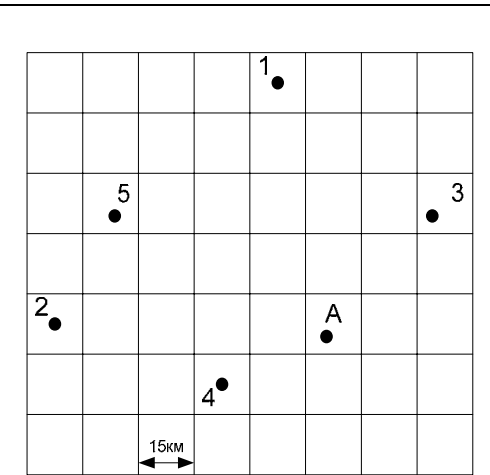


Рисунок 18

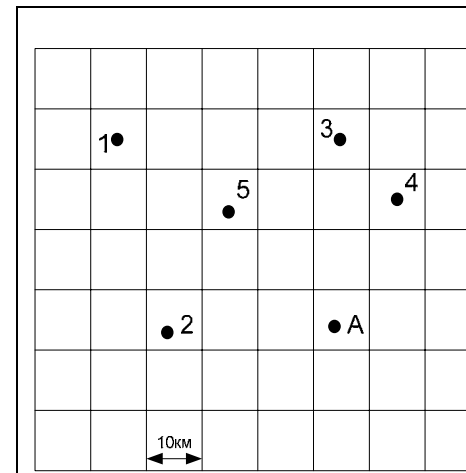


Рисунок 19

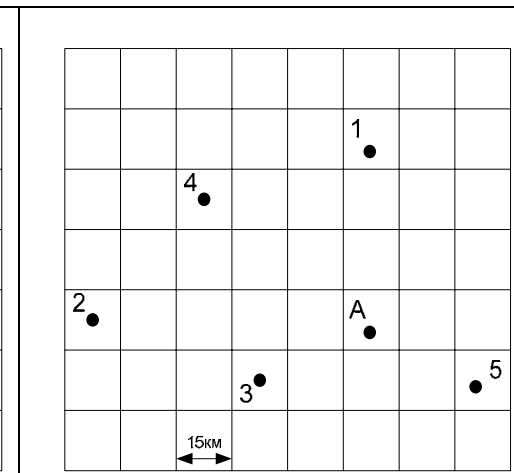


Рисунок 20

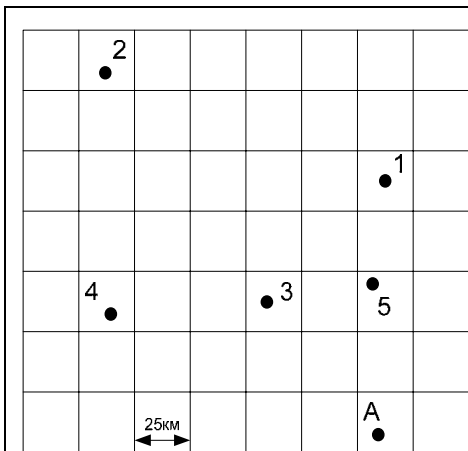


Рисунок 21

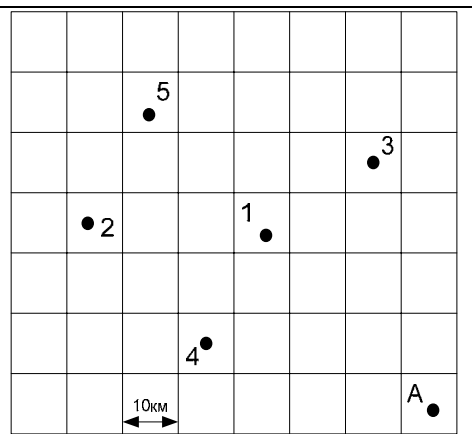


Рисунок 22

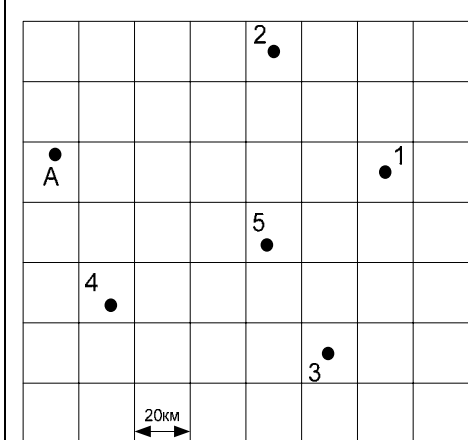


Рисунок 23

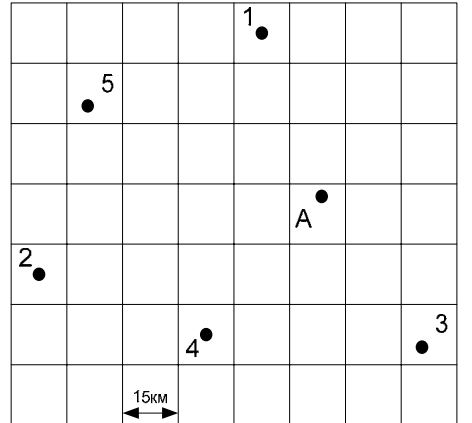


Рисунок 24

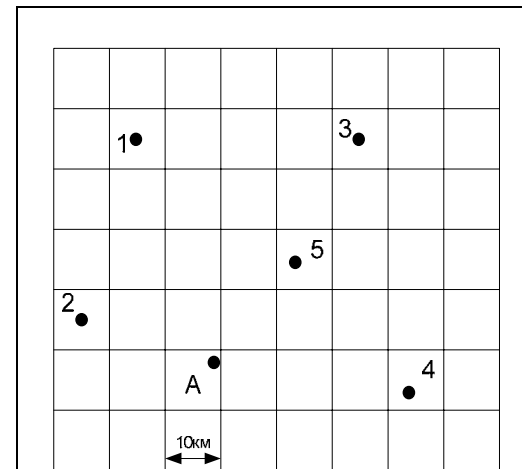


Рисунок 25

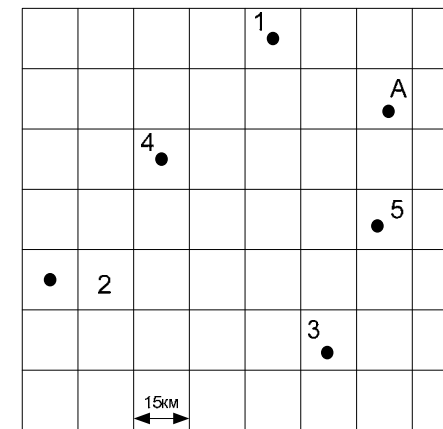


Рисунок 26

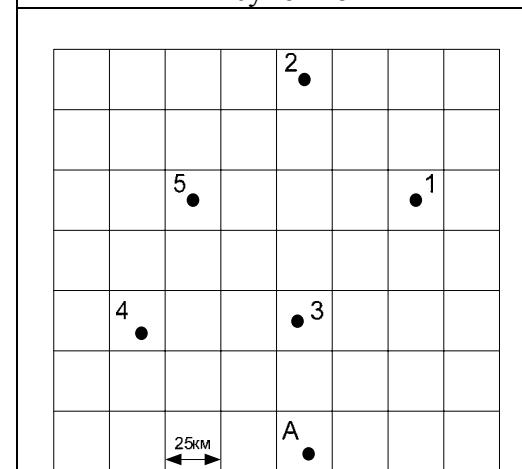


Рисунок 27

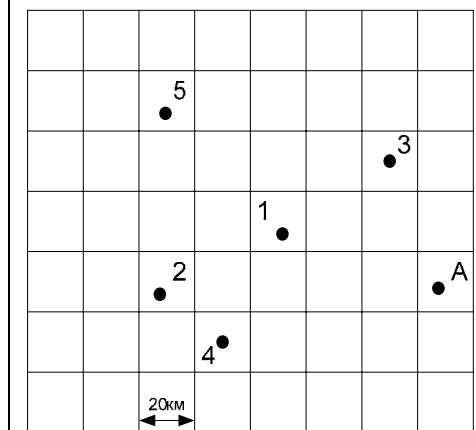
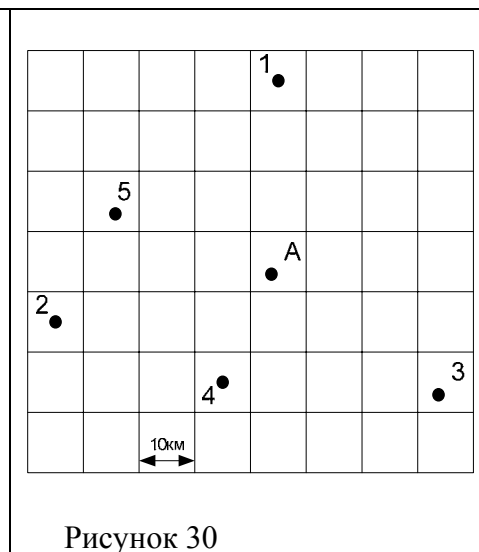
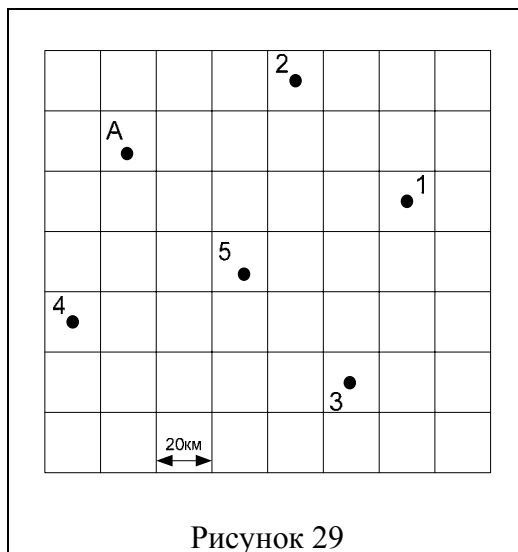


Рисунок 28



Задание 1						Задание 2					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	18	29	19	21	20	Рн, МВт	28	35	17	13	20
Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76	Cos ψ	0,8	0,7	0,8	0,8	0,78
U _{max} , %	118					U _{max} , %	110				
U _{ав} , %	106					U _{ав} , %	105				
Cos ψ _с	0,93					Cos ψ _с	0,94				
Ta	4200 ч					Ta	4100 ч				
Задание 3						Задание 4					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	10	35	28	17	42	Рн, МВт	38	21	19	24	22
Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76	Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76
U _{max} , %	118					U _{max} , %	118				
U _{ав} , %	105					U _{ав} , %	106				
Cos ψ _с	0,94					Cos ψ _с	0,93				
Ta	4100 ч					Ta	4200 ч				
Задание 5						Задание 6					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	26	29	18	33	25	Рн, МВт	10	19	25	25	34
Cos ψ	0,86	0,75	0,85	0,82	0,79	Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76
U _{max} , %	110					U _{max} , %	115				
U _{ав} , %	106					U _{ав} , %	105				
Cos ψ _с	0,93					Cos ψ _с	0,93				
Ta	4300 ч					Ta	4350 ч				

Задание 7						Задание 8					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	23	19	50	16	20	Рн, МВт	18	29	19	21	20
Cos ψ	0,88	0,76	0,88	0,92	0,76	Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76
U _{max} , %	116					U _{max} , %	118				
U _{ав} , %	106					U _{ав} , %	106				
Cos ψ_c	0,92					Cos ψ_c	0,93				
Ta	4400 ч					Ta	4200 ч				

Задание 11						Задание 12					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	17	35	19	17	24	Рн, МВт	38	21	19	24	22
Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76	Cos ψ	0,91	0,89	0,76	0,82	0,76
U _{max} , %	118					U _{max} , %	118				
U _{ав} , %	105					U _{ав} , %	106				
Cos ψ_c	0,94					Cos ψ_c	0,93				
Ta	4100 ч					Ta	4200 ч				

Задание 9						Задание 10					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	18	15	19	30	25	Рн, МВт	38	35	17	13	20
Cos ψ	0,92	0,75	0,83	0,82	0,91	Cos ψ	0,85	0,72	0,82	0,90	0,76
U _{max} , %	115					U _{max} , %	110				
U _{ав} , %	105					U _{ав} , %	105				
Cos ψ_c	0,93					Cos ψ_c	0,94				
Ta	4200 ч					Ta	4300 ч				

Задание 13						Задание 14					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	26	29	18	33	25	Рн, МВт	10	19	25	25	34
Cos ψ	0,86	0,75	0,85	0,82	0,79	Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76
U _{max} , %	110					U _{max} , %	115				
U _{ав} , %	106					U _{ав} , %	105				
Cos ψ_c	0,93					Cos ψ_c	0,93				
Ta	4300 ч					Ta	4350 ч				

Задание 15						Задание 16					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	23	19	50	16	20	Рн, МВт	25	40	19	29	20
Cos ψ	0,88	0,76	0,88	0,92	0,76	Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76
U _{max} , %	118					U _{max} , %	118				
U _{ав} , %	108					U _{ав} , %	106				
Cos ψ_c	0,92					Cos ψ_c	0,93				
Ta	4400 ч					Ta	4400 ч				

Задание 17						Задание 18					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	28	19	29	41	19	Рн, МВт	44	35	39	13	20
Cos ψ	0,81	0,90	0,91	0,82	0,79	Cos ψ	0,85	0,72	0,80	0,80	0,78
U _{max} , %	118					U _{max} , %	110				
U _{ав} , %	106					U _{ав} , %	105				
Cos ψ_c	0,93					Cos ψ_c	0,94				
Ta	4200 ч					Ta	4100 ч				

Задание 19						Задание 20					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	10	35	28	17	42	Рн, МВт	38	21	19	24	22
Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76	Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76
U _{max} , %	118					U _{max} , %	118				
U _{ав} , %	105					U _{ав} , %	106				
Cos ψ_c	0,94					Cos ψ_c	0,93				
Ta	4100 ч					Ta	4200 ч				

Задание 21						Задание 22					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	26	29	18	33	25	Рн, МВт	10	19	25	25	34
Cos ψ	0,86	0,75	0,85	0,82	0,79	Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76
U _{max} , %	110					U _{max} , %	115				
U _{ав} , %	106					U _{ав} , %	105				
Cos ψ_c	0,93					Cos ψ_c	0,93				
Ta	4300 ч					Ta	4350 ч				

Задание 23						Задание 24					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	23	19	50	16	20	Рн, МВт	18	29	19	21	20
Cos ψ	0,88	0,76	0,88	0,92	0,76	Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76
U _{max} , %	116					U _{max} , %	118				
U _{ав} , %	106					U _{ав} , %	106				
Cos ψ_c	0,92					Cos ψ_c	0,93				
Ta	4400 ч					Ta	4200 ч				

Задание 25						Задание 26					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	18	15	19	30	25	Рн, МВт	38	35	17	13	20
Cos ψ	0,92	0,75	0,83	0,82	0,91	Cos ψ	0,85	0,72	0,82	0,90	0,76
U _{max} , %	115					U _{max} , %	110				
U _{ав} , %	105					U _{ав} , %	105				
Cos ψ_c	0,93					Cos ψ_c	0,94				
Ta	4200 ч					Ta	4300 ч				

Задание 27						Задание 28					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	17	35	19	17	24	Рн, МВт	38	21	19	24	22
Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76	Cos ψ	0,91	0,89	0,76	0,82	0,76
U _{max} , %	118					U _{max} , %	118				
U _{ав} , %	105					U _{ав} , %	106				
Cos ψ_c	0,94					Cos ψ_c	0,93				
Ta	4100 ч					Ta	4200 ч				

Задание 29						Задание 30					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
Рн, МВт	26	29	18	33	25	Рн, МВт	10	19	25	25	34
Cos ψ	0,86	0,75	0,85	0,82	0,79	Cos ψ	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76
U _{max} , %	110					U _{max} , %	115				
U _{ав} , %	106					U _{ав} , %	105				
Cos ψ_c	0,93					Cos ψ_c	0,93				
Ta	4400 ч					Ta	4350 ч				

Задание 31						Задание 32					
№п/ст	1	2	3	4	5	№п/ст	1	2	3	4	5
P_H , МВт	47	19	50	16	10	P_H , МВт	25	40	19	22	36
$\cos \psi$	0,88	0,78	0,88	0,9	0,76	$\cos \psi$	0,81	0,78	0,86	0,82	0,76
U_{max} , %	118					U_{max} , %	116				
$U_{ав}$, %	108					$U_{ав}$, %	106				
$\cos \psi_c$	0,92					$\cos \psi_c$	0,93				
T_a	4800 ч					T_a	4500 ч				

Варианты на курсовой проект выбираются согласно двум последним цифрам зачетки

№ з а ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
№ р и с	1	2	3	4	5	6	7	8	9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
№ з а д	1	2	3	4	5	6	7	8	9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9

№ з а ч	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
№ р и с	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
№ з а д	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	4	5	6	7	8	9	1
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0

№ з а ч	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
№ р и с	1	2	3	4	5	6	7	8	9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
№ з а д	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0

ВВЕДЕНИЕ

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ
 - 1.1. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ СЕТИ
 - 1.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУММАРНОЙ ДЛИНЫ ЛИНИЙ
 2. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ
 - 2.1. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ I ВАРИАНТА
 - 2.2. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ II ВАРИАНТА
 3. ПОТРЕБЛЕНИЕ АКТИВНОЙ И БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ⁶³
 4. ВЫБОР ТИПА, МОЩНОСТИ И МЕСТО УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ
 5. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ВЛ 110кВ
 6. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ
 7. ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ
 - 7.1. ПРИМЕНЕНИЕ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ (РУ) НА СТОРОНЕ ВН
 - 7.2. ПРИМЕНЕНИЕ СХЕМ РУ 10 (6) КВ
 8. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ
 9. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТИ
 - 9.1. МАКСИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ
 - 9.1.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПС И РАСЧЕТ ПОТЕРЬ В ТРАНСФОРМАТОРАХ
 - 9.1.2. РАСЧЕТ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТЕЙ С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ В ЛИНИИ
 - 9.1.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛОВЫХ ТОЧКАХ (В ТОЧКАХ НА СТОРОНЕ ВН) В МАКСИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ
 - 9.1.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В МАКСИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ
 - 9.2. ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ
 - 9.2.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛОВЫХ ТОЧКАХ В ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ
 - 9.2.2. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ
 10. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПС №2
 - 10.1. СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ
 - 10.2. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ
- ЗАКЛЮЧЕНИЕ
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 119

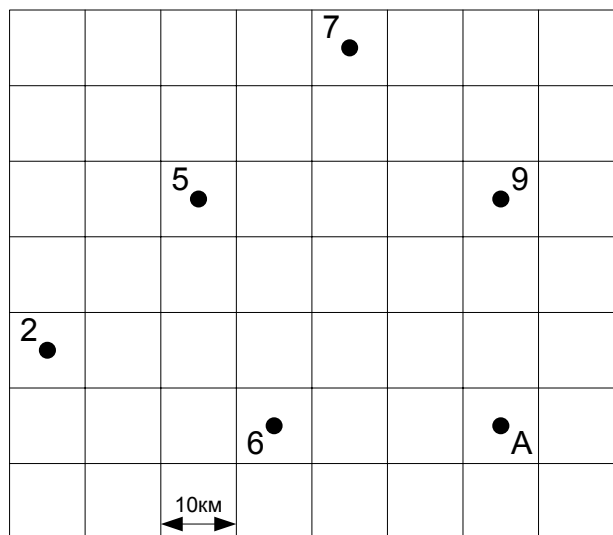
Уровень развития энергетики и электрификации в наиболее обобщенном виде отражает достигнутый технико-экономический потенциал любой страны. Энергетика обеспечивает электроэнергией и теплом промышленные предприятия, сельское хозяйство, транспорт, коммунально-бытовые нужды городов, рабочих и сельских поселков. Электрификация оказывает определяющее влияние на развитие всех отраслей народного хозяйства, она является стержнем развития экономики страны.

Основными поставщиками электроэнергии и тепла для народного хозяйства являются энергетические системы. Энергосистема-это совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, а также установок потребителей электроэнергии и тепла, связанных общностью режимов производства, распределения и потребления энергии и тепла. Энергосистемы охватывают все большие площади и в связи с этим как бы рассредоточиваются по территории. Так же современная тенденция развития энергосистем - это увеличение единичной мощности энергоблоков и укрупнение подстанций, рост номинальных напряжений и повышение пропускной способности электросетей. Существенное влияние на современное развитие энергосистем оказывают все возрастающие требования к ограничению неблагоприятных воздействий энергетических объектов на окружающую среду.

Часть энергосистемы, включающая в себя электростанции, электрические сети (линии электропередачи и преобразовательные подстанции) и уставки потребителей электрической энергии, составляют электрическую систему. Которая должна отвечать следующим основным требованиям:

1. Рабочая мощность электростанций (текущее значение) должна соответствовать спросу потребителей электроэнергии (включая потери в сетях и расход на собственные нужды), изменяющемуся непрерывно в течение суток и года;
2. Надежность электроснабжения должна соответствовать экономически оправданным требованиям потребителей;
3. Качество поставляемой электроэнергии должно соответствовать установленным нормам;
4. Себестоимость электроэнергии, выработанной и доставленной потребителям, должна быть возможно более низкой.

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ



№ п/ст	2	5	6	7	9
P_H , МВт	28	19	19	21	39
$\cos \psi$	0,81	0,78	0,80	0,82	0,76
U_{\max} , кВт			118		
$U_{\text{ав}}$, кВт			106		
$\cos \psi_c$			0,93		
T_a			4200 ч		

1.1. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ СЕТИ

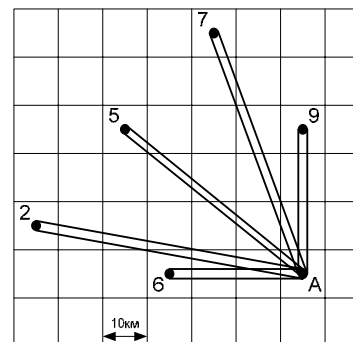


Рис. 1

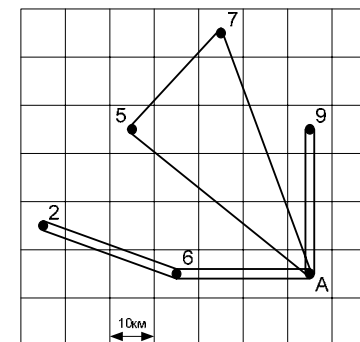


Рис. 2

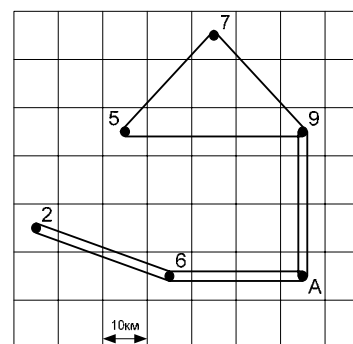


Рис. 3

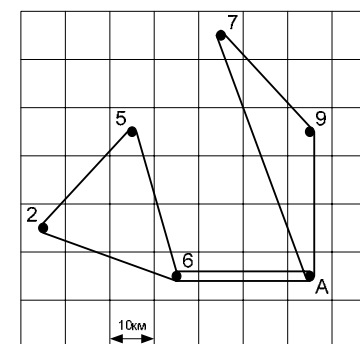


Рис. 4

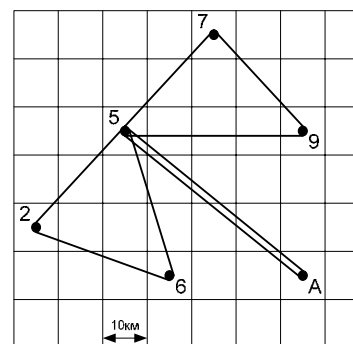


Рис. 5

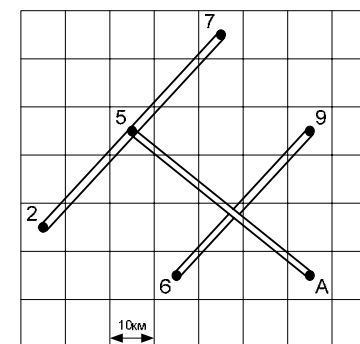


Рис. 6

1.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУММАРНОЙ ДЛИНЫ ЛИНИЙ

$L(A-9) = 30$ км; $L(A-7) = 53$ км; $L(A-5) = 50$ км; $L(A-2) = 60$ км
 $L(A-6) = 30$ км
 $L(2-6) = 33$ км; $L(2-5) = 28$ км; $L(5-7) = 28$ км; $L(5-6) = 32$ км
 $L(5-9) = 40$ км; $L(7-9) = 40$ км

Рис.1

$$L = (A-9)*2 + (A-7)*2 + (A-5)*2 + (A-2)*2 + (A-6)*2 = 30*2 + 53*2 + 50*2 + 60*2 + 30*2 = 60 + 106 + 100 + 120 + 60 = 406 \text{ км}$$

Рис.2

$$L = (A-9)*2 + (A-7) + (7-5) + (5-A) + (A-6)*2 + (6-2)*2 = 30*2 + 60 + 28 + 30 + 50 + 30*2 + 33*2 = 60 + 60 + 133 + 60 + 66 = 379 \text{ км}$$

Рис.3

$$L = (A-9)*2 + (9-7-5) + (A-6)*2 + (6-2)*2 = 30*2 + (28+30+40) + 30*2 + 33*2 = 60 + 98 + 60 + 66 = 274 \text{ км}$$

Рис.4

$$L = (A-9-7) + (A-6)*2 + (6-5-2) = (30+28+53) + 30*2 + (32+28+33) = 111 + 60 + 93 = 264 \text{ км}$$

Рис.5

$$L = (A-5)*2 + (5-9-7) + (5-6-2) = 50*2 + (40+28+28) + (32+33+28) = 100 + 96 + 93 = 289 \text{ км}$$

Рис.6

$$L = (2-5)*2 + (5-7)*2 + (A-5)*2 + (A-9)*2 + (A-6)*2 = 28*2 + 28*2 + 50*2 + 22*2 + 15*2 = 112 + 100 + 44 + 30 = 286 \text{ км}$$

2. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Выбор номинального напряжения, электрической сети, ее схемы, образующая линиями электропередачи – эти фундаментальные характеристики определяют капиталовложения и расходы по эксплуатации электрической сети, и поэтому их комплекс должен отвечать требованиям экономической целесообразности. При этом следует учитывать, что указанные характеристики и параметры сети находятся в тесной технико – экономической взаимосвязи. Так изменение схемы сети может повлечь необходимость изменений не только сечения проводов воздушных линий и схем подстанций, но и изменения ее номинального напряжения (по техническим условиям или по технико – экономическим соображениям).

Для этого может, применено эмпирическое расчетное выражение экономически целесообразного номинального напряжения, кВ [2, 4.1]

$$U_{ном}^э = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}}$$

где:

L – длина ЛЭП, км;

P – передаваемая активная мощность, МВт.

Для расчетов предварительно выбираем два варианта

I вариант - рис. 3,

II вариант – рис. 4

2.1. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ I ВАРИАНТА

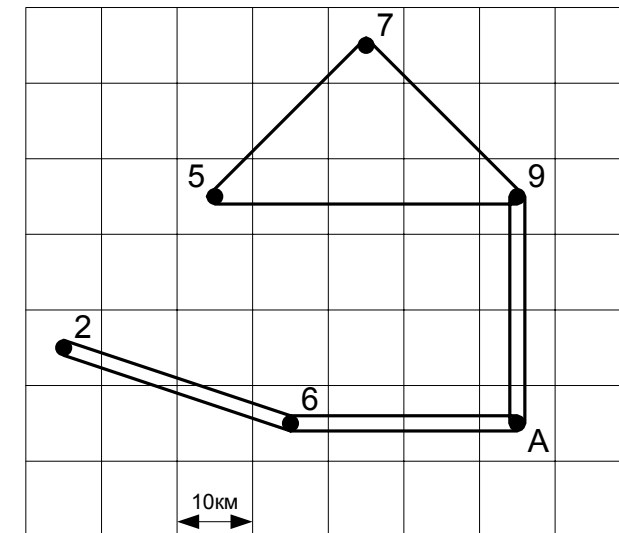
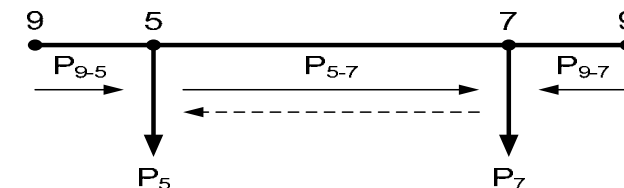


Рис. 3

а) Для кольцевой цепи 9 – 5 – 7 – 9



$$P_{9-5} = \frac{P_5(L_{9-7} + L_{5-7}) + P_7 \times L_{9-7}}{L_{9-5} + L_{5-7} + L_{9-7}} = \frac{19(28+28) + 21 \times 28}{40+28+28} = 17,2 \text{ МВт}$$

$$P_{9-7} = \frac{P_7(L_{9-5} + L_{5-7}) + P_5 \times L_{9-5}}{L_{9-5} + L_{5-7} + L_{9-7}} = \frac{21(40+28) + 19 \times 40}{40+28+28} = 22,8 \text{ МВт}$$

$$P_{5-7} = P_{9-5} - P_5 = 17,2 - 19 = -1,8 \text{ МВт}$$

Тогда напряжение:

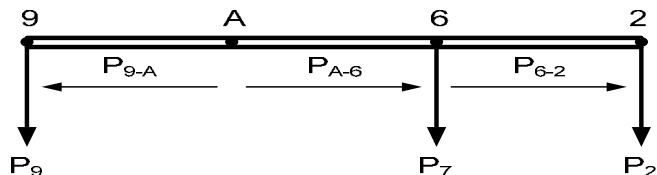
$$U_{ном,5}^{\partial} = \frac{1000}{\sqrt{500/40 + 2500/17,2}} = 79,6 \text{ кВ}$$

$$U_{ном,7}^{\partial} = \frac{1000}{\sqrt{500/28 + 2500/22,8}} = 88,6 \text{ кВ}$$

$$U_{ном,5-7}^{\partial} = \frac{1000}{\sqrt{500/28 + 2500/1,8}} = 26,66 \text{ кВ}$$

Для кольцевой цепи 9 – 5 – 7 – 9 по полученным результатам расчета экономически целесообразного номинального напряжения выбираю напряжение 110 кВ.

б) Для радиальной цепи 9 – А – 6 – 2:



$$P_{A-6} = \frac{P_6 + P_2}{2} = \frac{19 + 28}{2} = 23,5 \text{ МВт} - \text{ по одной линии}$$

$$P_{6-2} = \frac{P_2}{2} = \frac{28}{2} = 14 \text{ МВт} - \text{ по одной линии}$$

$$P_{A-9} = \frac{P_9 + P_5 + P_7}{2} = \frac{39 + 19 + 21}{2} = 39,5 \text{ МВт} - \text{ по одной линии}$$

Тогда напряжение:

$$U_{ном,6}^{\partial} = \frac{1000}{\sqrt{500/30 + 2500/23,5}} = 90,15 \text{ кВ}$$

$$U_{ном,2}^{\partial} = \frac{1000}{\sqrt{500/33 + 2500/14}} = 71,85 \text{ кВ}$$

$$U_{ном,9}^{\partial} = \frac{1000}{\sqrt{500/30 + 2500/39,5}} = 111,8 \text{ кВ}$$

Для радиальной цепи 9 – А – 6 – 2 по полученным результатам расчета экономически целесообразного напряжения выбираю напряжение 110 кВ.

2.2. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ II ВАРИАНТА

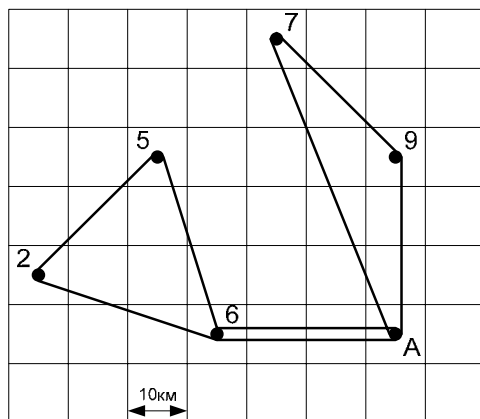
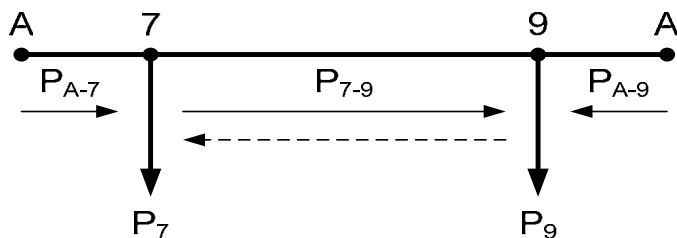


Рис. 4

а) Для кольцевой цепи А – 7 – 9 – А:



$$P_{A-7} = \frac{P_7(L_{7-9} + L_{A-9}) + P_9 \times L_{A-9}}{L_{A-9} + L_{7-9} + L_{A-7}} = \frac{21(28 + 30) + 39 \times 30}{30 + 28 + 53} = 21,5 \text{ MBm}$$

$$P_{A-9} = \frac{P_9(L_{7-9} + L_{A-7}) + P_7 \times L_{A-7}}{L_{A-9} + L_{7-9} + L_{A-7}} = \frac{39(28 + 53) + 21 \times 53}{30 + 28 + 53} = 38,5 \text{ MBm}$$

$$P_{7-9} = P_{A-7} - P_7 = 21,5 - 21 = 0,5 \text{ MBm}$$

Тогда напряжение:

$$U_{\text{ном},9}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{500/30 + 2500/38,5}} = 110,7 \text{ кВ}$$

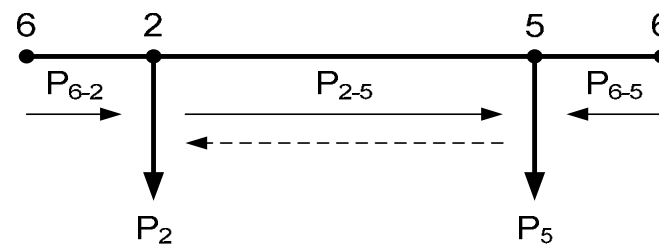
$$U_{\text{ном},7}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{500/53 + 2500/21,5}} = 89,2 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном},9-7}^{\text{э}} = \frac{1000}{\sqrt{500/28 + 2500/0,5}} = 14,1 \text{ кВ}$$

Для кольцевой цепи А – 7 – 9 – А по полученным результатам расчета экономически целесообразного номинального напряжения выбираю напряжение 110 кВ.

б) Раскладываем кольцевую цепь на цепь с двумя источниками питания

6 – 2 – 5 – 6



$$P_{6-2} = \frac{P_2(L_{2-5} + L_{6-5}) + P_5 \times L_{6-5}}{L_{6-2} + L_{2-5} + L_{6-5}} = \frac{28(28 + 32) + 19 \times 32}{33 + 28 + 32} = 24,6 \text{ MBm}$$

$$P_{6-5} = \frac{P_5(L_{2-5} + L_{6-2}) + P_2 \times L_{6-2}}{L_{6-2} + L_{2-5} + L_{6-5}} = \frac{19(28 + 33) + 28 \times 33}{33 + 28 + 32} = 22,4 \text{ MBm}$$

$$P_{2-5} = P_{6-2} - P_2 = 24,6 - 28 = -3,4 \text{ MBm}$$

Тогда напряжение:

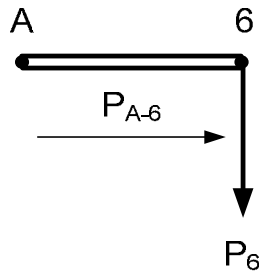
$$U_{ном,2}^э = \frac{1000}{\sqrt{500/33 + 2500/24,6}} = 92,5кВ$$

$$U_{ном,5}^э = \frac{1000}{\sqrt{500/32 + 2500/22,4}} = 88,7кВ$$

$$U_{ном,2-5}^э = \frac{1000}{\sqrt{500/28 + 2500/3,4}} = 36,4кВ$$

Для кольцевой цепи 6 – 2 – 5 – 6 по полученным результатам расчета экономически целесообразного номинального напряжения выбираю напряжение 110 кВ.

в) для радиальной цепи А – 6



$$P_{A-6} = \frac{P_6 + P_2 + P_5}{2} = \frac{19 + 28 + 19}{2} = 33МВт - \text{по одной линии}$$

Тогда напряжение:

$$U_{ном,6}^э = \frac{1000}{\sqrt{500/30 + 2500/33}} = 104кВ$$

Для радиальной цепи А – 6 по полученным результатам расчета экономически целесообразного напряжения выбираю напряжение 110 кВ.

3. ПОТРЕБЛЕНИЕ АКТИВНОЙ И БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ

Потребление активной мощности в проектируемой сети в период наибольших нагрузок складывается из заданных нагрузок в пунктах потребления электроэнергии и потерь мощности в линиях, понижающих трансформаторах и автотрансформаторах.

Источниками активной мощности в электроэнергетических системах являются электрические станции. Установленная мощность генераторов электростанций должна быть, чтобы покрыть все требуемые нагрузки с учетом потребителей собственных нужд станций и потерь мощности в элементах сети, а также обеспечить необходимый резерв мощности в системе.

Наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети, составляет:

$$P_{н,нб} = k_{o(p)} \sum_{i=1}^n P_{нб,i} + \Delta P_{*c} \sum_{i=1}^n P_{нб,i} = (k_{o(p)} + \Delta P_{*c}) \sum_{i=1}^n P_{нб,i}$$

где:

$P_{нб,i}$ - наибольшая активная нагрузка подстанции i , $i = 1, 2, \dots, n$;

$k_{o(p)} = 0,95$ – коэффициент одновременности наибольших нагрузок подстанций;

$\Delta P_{*c} = 0,05$ – суммарные потери мощности в сети в долях от суммарной нагрузки подстанций.

$$\sum_{i=1}^n P_{нб,i} = 28 + 19 + 19 + 21 + 39 = 126 \text{ МВт}$$

$$P_{н,нб} = (0,95 + 0,05)126 = 126 \text{ МВт}$$

Находим наибольшую суммарную реактивную мощность:

$$Q_{нб,i} = P_{нб,i} \times \text{tg} \psi_i$$

$$Q_{нб,2} = P_{нб,2} \times \text{tg} \psi_2 = 28 \times \text{tg}(\arccos(0,81)) = 20,27 \text{ МВар}$$

$$Q_{нб,5} = P_{нб,5} \times \text{tg} \psi_5 = 19 \times \text{tg}(\arccos(0,78)) = 15,24 \text{ МВар}$$

$$Q_{нб,6} = P_{нб,6} \times \text{tg} \psi_6 = 19 \times \text{tg}(\arccos(0,80)) = 14,25 \text{ МВар}$$

$$Q_{нб,7} = P_{нб,7} \times \text{tg} \psi_7 = 21 \times \text{tg}(\arccos(0,82)) = 14,65 \text{ МВар}$$

$$Q_{нб,9} = P_{нб,9} \times \text{tg} \psi_9 = 39 \times \text{tg}(\arccos(0,76)) = 33,35 \text{ МВар}$$

Находим наибольшую суммарную полную мощность:

$$S_{\text{нб},i} = \sqrt{P_{\text{нб},i}^2 + Q_{\text{нб},i}^2}$$

$$S_{\text{нб},2} = \sqrt{P_{\text{нб},2}^2 + Q_{\text{нб},2}^2} = \sqrt{28^2 + 20,27^2} = 34,57 \text{ MVA}$$

$$S_{\text{нб},5} = \sqrt{P_{\text{нб},5}^2 + Q_{\text{нб},5}^2} = \sqrt{19^2 + 15,24^2} = 24,36 \text{ MVA}$$

$$S_{\text{нб},6} = \sqrt{P_{\text{нб},6}^2 + Q_{\text{нб},6}^2} = \sqrt{19^2 + 14,25^2} = 23,75 \text{ MVA}$$

$$S_{\text{нб},7} = \sqrt{P_{\text{нб},7}^2 + Q_{\text{нб},7}^2} = \sqrt{21^2 + 14,65^2} = 25,61 \text{ MVA}$$

$$S_{\text{нб},9} = \sqrt{P_{\text{нб},9}^2 + Q_{\text{нб},9}^2} = \sqrt{39^2 + 33,35^2} = 51,31 \text{ MVA}$$

Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах можно принять, что при каждой трансформации напряжения потери реактивной мощности составляют приблизительно 10% от передаваемой через трансформатор полной мощности

$$\Delta Q_{\text{T},\Sigma} = 0,1 \sum_{i=1}^n \alpha_{\text{T},i} S_{\text{нб},i}$$

где:

$\alpha_{\text{T},i} = 1$ – количество трансформаций напряжения от источника до потребителей в i -м пункте сети.

$$\Delta Q_{\text{T},\Sigma} = 0,1 \times 1 \times 159,6 = 15,96 \text{ MVar}$$

Суммарная наибольшая реактивная мощность, потребляемая с шин электростанций или районной подстанции, являющихся источниками питания для проектируемой сети может быть оценена по выражению:

$$Q_{\text{п,нб}} = k_{o(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{\text{нб},i} + \Delta Q_{\text{T},\Sigma}$$

где:

$Q_{\text{нб},i}$ – наибольшая реактивная нагрузка узла i , $i = 1, 2, \dots, n$;

$k_{o(Q)} = 0,98$ – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок потребителей;

$\Delta Q_{\text{T},\Sigma}$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах.

$$Q_{\text{п,нб}} = 0,98 \times 97,76 + 15,96 = 111,7648 \text{ MVar}$$

4. ВЫБОР ТИПА, МОЩНОСТИ И МЕСТО УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности $Q_{\text{п,нб}} = 111,76 \text{ MVar}$ сравнивается с указанным на проект значением реактивной мощности:

$$Q_c = \sum_{i=1}^n P_{\text{нб},i} \times \text{tg} \varphi_c$$

$\cos \varphi = 0,93$ – коэффициент мощности на подстанции «А»

$$Q_c = \sum_{i=1}^n P_{\text{нб},i} \times \text{tg} \varphi_c = 126 \times \text{tg}(\arccos(0,93)) = 126 \times 0,395 = 49,8 \text{ MVar}$$

При $Q_{\text{п,нб}} > Q_c$ проектируемой сети должны быть установлены КУ, суммарная мощность которых определяется из выражения:

$$Q_{\text{п,нб}} > Q_c \quad 111,76 \text{ MVar} > 49,8 \text{ MVar}$$

$$Q_{k,\Sigma} = Q_{\text{п,нб}} - Q_c = 111,76 - 49,8 = 61,96 \text{ MVar}$$

На каждой подстанции должны быть установлены конденсаторные батареи мощностью:

$$Q_{k,i} = P_{\text{нб},i} (\text{tg} \varphi_i - \text{tg} \varphi_c) \quad (1)$$

$$\text{tg} \varphi_c = \text{tg}(\arccos(0,90)) = 0,484$$

Компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети. При выполнении норм экономически целесообразной компенсации ре-

активной мощности у потребителей $\operatorname{tg} \varphi_i$ на шипах НН подстанций должен быть доведен до значения $\operatorname{tg} \varphi_3$.

$$Q_{k,i} = P_{\text{нб},i} (\operatorname{tg} \varphi_i - \operatorname{tg} \varphi_3) \quad (2)$$

Следуя указаниям, для сети 6-20 кВ, присоединенной к шинам подстанций с высшим напряжением 35, 110-150 и 220-330 кВ, базовый экономический коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_3$ принимается равным соответственно 0,25; 0,3; 0,4.

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \operatorname{tg}(\arccos(0,81)) = 0,72$$

$$\operatorname{tg} \varphi_5 = \operatorname{tg}(\arccos(0,78)) = 0,80$$

$$\operatorname{tg} \varphi_6 = \operatorname{tg}(\arccos(0,80)) = 0,75$$

$$\operatorname{tg} \varphi_7 = \operatorname{tg}(\arccos(0,82)) = 0,698$$

$$\operatorname{tg} \varphi_9 = \operatorname{tg}(\arccos(0,76)) = 0,855$$

$$Q_{k,2} = P_{\text{нб},2} (\operatorname{tg} \varphi_2 - \operatorname{tg} \varphi_3) = 28 \times (0,72 - 0,3) = 11,76 \text{ МВар}$$

$$Q_{k,5} = P_{\text{нб},5} (\operatorname{tg} \varphi_5 - \operatorname{tg} \varphi_3) = 19 \times (0,80 - 0,3) = 9,5 \text{ МВар}$$

$$Q_{k,6} = P_{\text{нб},6} (\operatorname{tg} \varphi_6 - \operatorname{tg} \varphi_3) = 19 \times (0,75 - 0,3) = 8,55 \text{ МВар}$$

$$Q_{k,7} = P_{\text{нб},7} (\operatorname{tg} \varphi_7 - \operatorname{tg} \varphi_3) = 21 \times (0,698 - 0,3) = 8,4 \text{ МВар}$$

$$Q_{k,9} = P_{\text{нб},9} (\operatorname{tg} \varphi_9 - \operatorname{tg} \varphi_3) = 39 \times (0,855 - 0,3) = 21,65 \text{ МВар}$$

Находим мощность конденсаторных батарей согласно формуле (1):

$$Q_{k,2} = P_{\text{нб},2} (\operatorname{tg} \varphi_2 - \operatorname{tg} \varphi_6) = 28 \times (0,72 - 0,484) = 6,6 \text{ МВар}$$

$$Q_{k,5} = P_{\text{нб},5} (\operatorname{tg} \varphi_5 - \operatorname{tg} \varphi_6) = 19 \times (0,80 - 0,484) = 6,0 \text{ МВар}$$

$$Q_{k,6} = P_{\text{нб},6} (\operatorname{tg} \varphi_6 - \operatorname{tg} \varphi_6) = 19 \times (0,75 - 0,484) = 5,05 \text{ МВар}$$

$$Q_{k,7} = P_{\text{нб},7} (\operatorname{tg} \varphi_7 - \operatorname{tg} \varphi_6) = 21 \times (0,698 - 0,484) = 4,5 \text{ МВар}$$

$$Q_{k,9} = P_{\text{нб},9} (\operatorname{tg} \varphi_9 - \operatorname{tg} \varphi_6) = 39 \times (0,855 - 0,484) = 14,47 \text{ МВар}$$

Окончательное решение о необходимости конденсаторных батарей на каждой из подстанций принимается по большей из величин вычисляемых по выражениям (1) и (2). Тип и количество КУ сводим в таблицу 4.1

Таблица 4.1

№ узла	Число КУ	Тип КУ	$Q'_{k,i}$, МВар	$Q_{ki} - Q'_{ki}$, МВар
2	4	УКЛ – 10.5	11,7	0,06
	2	– 2700УЗ УКЛ – 10.5 – 450УЗ		
5	4	УКЛ – 10.5	9,9	- 0,4
	2	– 2250УЗ УКЛ – 10.5 – 450УЗ		
6	2	УКЛ – 10.5	9	- 0,45
	2	– 2700УЗ УКЛ – 10.5 – 1800УЗ		
7	2	УКЛ – 10.5	8,1	0,3
	2	– 2700УЗ УКЛ – 10.5 – 1350УЗ		
9	8	УКЛ – 10.5 – 2700УЗ	21,6	0,05

Находим реактивную мощность, потребляемую в узлах из системы с учетом компенсирующих устройств:

$$Q_i = Q_{\text{нб},i} - Q'_{k,i}$$

$$Q_2 = Q_{\text{нб},2} - Q_{k,2} = 20,27 - 11,7 = 8,57 \text{ МВар}$$

$$Q_5 = Q_{\text{нб},5} - Q_{k,5} = 15,24 - 9,9 = 5,34 \text{ МВар}$$

$$Q_6 = Q_{\text{нб},6} - Q_{k,6} = 14,25 - 9 = 5,25 \text{ МВар}$$

$$Q_7 = Q_{\text{нб},7} - Q_{k,7} = 14,65 - 8,1 = 6,55 \text{ МВар}$$

$$Q_9 = Q_{\text{нб},9} - Q_{k,9} = 33,35 - 21,6 = 11,75 \text{ МВар}$$

Находим полную мощность с учетом компенсирующих устройств:

$$S_i = P_{\text{нб},i} + jQ_i$$

$$S_2 = (28 + j8,57) \text{ МВА} = \sqrt{28^2 + 8,57^2} = 29,28 \text{ МВА}$$

$$S_5 = (19 + j5,34) \text{ МВА} = \sqrt{19^2 + 5,34^2} = 19,74 \text{ МВА}$$

$$S_6 = (19 + j5,25) \text{ МВА} = \sqrt{19^2 + 5,25^2} = 19,71 \text{ МВА}$$

$$S_7 = (21 + j6,55) \text{ МВА} = \sqrt{21^2 + 6,55^2} = 22 \text{ МВА}$$

$$S_9 = (39 + j11,75) \text{ МВА} = \sqrt{39^2 + 11,75^2} = 40,73 \text{ МВА}$$

5. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ВЛ 110кВ

Сечения проводников электрической сети выбираются в зависимости от потока мощности, передаваемой по отдельным участкам линий электропередач. Сечения воздушных ЛЭП должны, как правило, укладываться в диапазон $50 - 150 \text{ мм}^2$ – при напряжении 35кВ; $70 - 240 \text{ мм}^2$ – при 110кВ; $240 - 400 \text{ мм}^2$ – при 220кВ. Следует помнить, что по условиям короны существуют ограничения по минимальному сечению для воздушных ЛЭП напряжением выше 35кВ.

$$I_{p,i} = a_i a_t (S_i / \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) \text{ - для одноцепной линии}$$

$$I_{p,i} = a_i a_t (S_i / 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) \text{ - для двухцепной линии}$$

где: $\alpha_i = 1,05$; $\alpha_t = 1$ [2, табл. 4.9]; $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

Выбор мощности S_i для I варианта

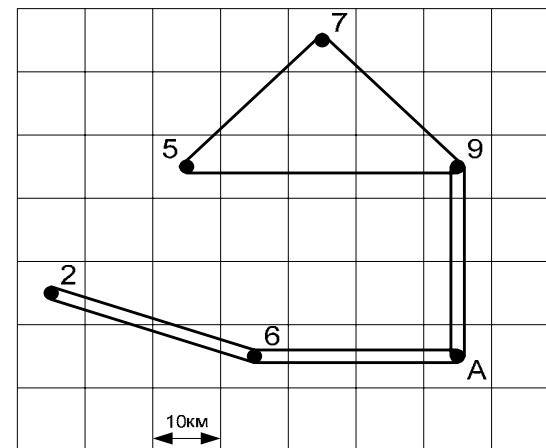
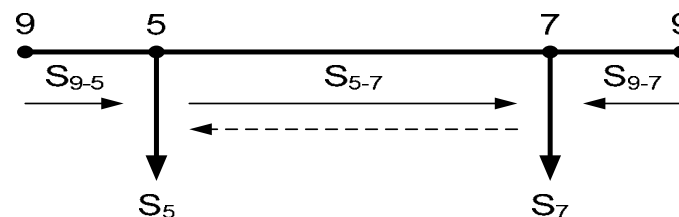


Рис. 3

в) Для кольцевой цепи 9 – 5 – 7 – 9



$$S_{9-5} = \frac{S_5 (L_{5-7} + L_{9-7}) + S_7 \times L_{9-7}}{L_{9-5} + L_{5-7} + L_{9-7}} =$$

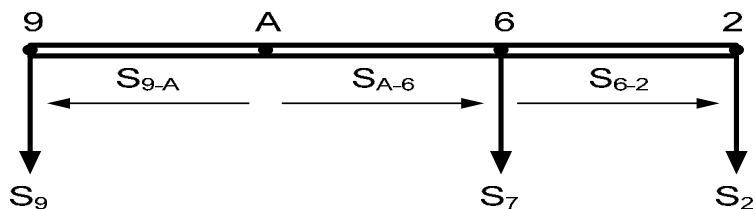
$$= \frac{19,74 \times (28 + 40) + 22 \times 40}{40 + 28 + 40} = 20,58 \text{ МВА}$$

$$S_{9-7} = \frac{S_7 (L_{5-7} + L_{9-5}) + S_5 \times L_{9-5}}{L_{9-5} + L_{5-7} + L_{9-7}} =$$

$$= \frac{22 \times (28 + 40) + 19,74 \times 40}{40 + 28 + 40} = 21,16 \text{ МВА}$$

$$S_{5-7} = S_{9-5} - S_5 = 20,58 - 19,74 = 0,84 \text{ МВА}$$

г) Для радиальной цепи 9 – А – 6 – 2:



$$S_{A-6} = \frac{S_6 + S_2}{2} = \frac{19,71 + 29,28}{2} = 24,5 \text{ MVA} \text{ - по одной линии}$$

$$S_{6-2} = \frac{S_2}{2} = \frac{29,28}{2} = 14,64 \text{ MVA} \text{ - по одной линии}$$

$$S_{A-9} = \frac{S_9 + S_5 + S_7}{2} = \frac{40,73 + 19,74 + 22}{2} = 41,24 \text{ MVA} \text{ - по одной линии}$$

линии

$$I_{p,9-5} = a_i a_t (S_{9-5} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{20580}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 113,4 \text{ A}$$

$$I_{p,5-7} = a_i a_t (S_{5-7} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{840}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 4,63 \text{ A}$$

$$I_{p,7-9} = a_i a_t (S_{7-9} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{21160}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 116,6 \text{ A}$$

$$I_{p,A-9} = a_i a_t (S_{A-9} / 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{41240}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \right) = 113,64 \text{ A}$$

$$I_{p,A-6} = a_i a_t (S_{A-6} / 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{24500}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \right) = 67,5 \text{ A}$$

$$I_{p,6-2} = a_i a_t (S_{6-2} / 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{14640}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \right) = 40,34 \text{ A}$$

Полученные данные сводим в таблицу:

Линия	9-5	5-7	7-9	A-9	A-6	6-2
S_i , MVA	20,58	0,84	21,16	41,24	24,5	14,64
$I_{p,i}$, A	113,4	4,63	116,6	113,6	67,5	40,34

Сечение проводов ВЛ 110 кВ выбираются по [2, табл. 7.8] в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки, района по гололеду. Выбранные проводники представлены в таблице:

Линия	9-5	5-7	7-9	A-9	A-6	6-2
Провод	АС-120	АС-120	АС-120	АС-120	АС-120	АС-120

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_{p,n} \leq I_{доп} \quad (5.1)$$

где:

$I_{p,n}$ – расчетный ток для проверки проводов по нагреву;

$I_{доп}$ – допустимые длительные токовые нагрузки [2, табл. 7.12]

Рассмотрим аварийный режим: **обрыв одной линии**

$$I_{p,i} = a_i a_t (S_i / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) \text{ - для одноцепной линии}$$

$$I_{p,i} = a_i a_t (S_i / 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}) \text{ - для двухцепной линии}$$

$$S_{ав,9-5} = S_7 + S_5 = 22 + 19,74 = 41,74 \text{ MVA}$$

$$S_{ав,7-9} = S_5 + S_7 = 19,74 + 22 = 41,74 \text{ MVA}$$

$$S_{ав,5-7} = S_7 = 22 \text{ MVA}$$

$$S_{ав,A-9} = S_9 + S_7 + S_5 = 40,73 + 22 + 19,74 = 82,47 \text{ MVA}$$

$$S_{ав,A-6} = S_6 + S_5 = 19,71 + 19,74 = 39,45 \text{ MVA}$$

$$S_{ав,6-2} = S_2 = 29,28 \text{ MVA}$$

Рассмотрим на примере, а остальные расчеты сведем в таблицу:

$$I_{p,н9-5} = a_i a_t (S_{a69-5} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{41740}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 230A$$

$$I_{p,н,A-9} = a_i a_t (S_{a6A-9} / 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{82470}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \right) = 227,25A$$

Линия	9-5	5-7	7-9	A-9	A-6	6-2
S _{ав} , MBA	41,74	22	41,74	82,47	39,45	29,28
Провод	AC-	AC-	AC-	AC-	AC-	AC-
	120	120	120	120	120	120
I _{p,н} , A	230	121,24	230	227,25	108,7	80,7
I _{доп} , A	375	375	375	375	375	375

Все выбранные проводники удовлетворяют условию (5.1)

ВЫБОР МОЩНОСТИ S_i ДЛ Я II ВАРИАНТА

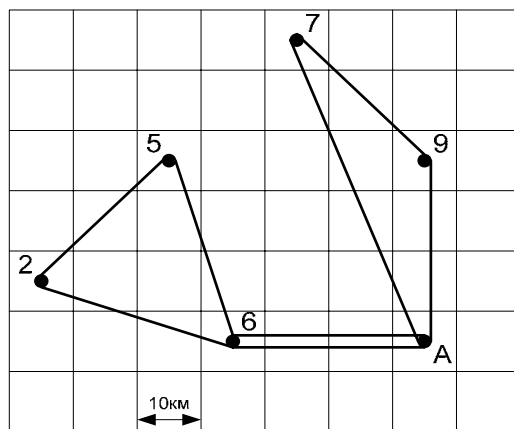
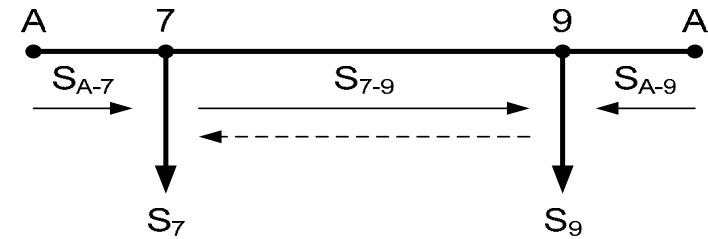


Рис. 4

а) Для кольцевой цепи A-7-9-A:



$$S_{A-7} = \frac{S_7 (L_{7-9} + L_{A-9}) + S_9 \times L_{A-9}}{L_{A-7} + L_{7-9} + L_{A-9}} =$$

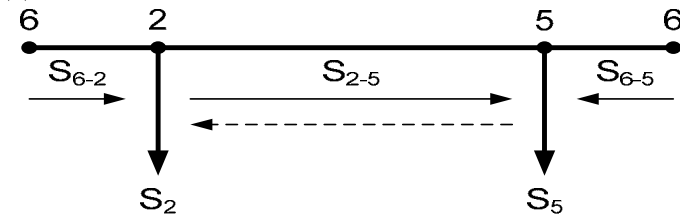
$$= \frac{22 \times (40 + 30) + 40,73 \times 30}{53 + 40 + 30} = 22,45 \text{ MBA}$$

$$S_{A-9} = \frac{S_9 (L_{7-9} + L_{A-7}) + S_7 \times L_{A-7}}{L_{A-7} + L_{7-9} + L_{A-9}} =$$

$$= \frac{40,73 \times (40 + 53) + 22 \times 53}{53 + 40 + 30} = 40,28 \text{ MBA}$$

$$S_{7-9} = S_{A-7} - S_7 = 22,45 - 22 = 0,45 \text{ MBA}$$

б) Для кольцевой цепи 6-2-5-6



$$S_{6-2} = \frac{S_2(L_{2-5} + L_{6-5}) + S_5 \times L_{6-5}}{L_{6-2} + L_{2-5} + L_{6-5}} =$$

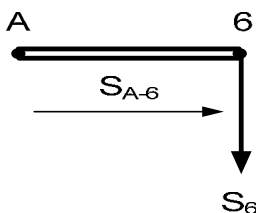
$$= \frac{29,28 \times (28 + 32) + 19,74 \times 32}{33 + 28 + 32} = 25,68 \text{ MBA}$$

$$S_{6-5} = \frac{S_5(L_{2-5} + L_{6-2}) + S_2 \times L_{6-2}}{L_{6-2} + L_{2-5} + L_{6-5}} =$$

$$= \frac{19,74 \times (28 + 33) + 29,28 \times 33}{33 + 28 + 32} = 23,34 \text{ MBA}$$

$$S_{2-5} = S_{6-2} - S_2 = 25,68 - 29,28 = -3,6 \text{ MBA}$$

в) для радиальной цепи А-6



$$S_{A-6} = \frac{S_6 + S_2 + S_5}{2} = \frac{19,71 + 29,28 + 19,74}{2} = 34,37 \text{ MBA} \quad \text{по одной линии}$$

$$I_{p,A-7} = a_i a_t (S_{A-7} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{22450}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 123,7 \text{ A}$$

$$I_{p,7-9} = a_i a_t (S_{7-9} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{450}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 2,48 \text{ A}$$

$$I_{p,9-A} = a_i a_t (S_{9-A} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{40280}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 222 \text{ A}$$

$$I_{p,A-6} = a_i a_t (S_{A-6} / 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{34370}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \right) = 94,71 \text{ A}$$

$$I_{p,6-2} = a_i a_t (S_{6-2} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{25680}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 141,5 \text{ A}$$

$$I_{p,2-5} = a_i a_t (S_{2-5} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{360}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 1,98 \text{ A}$$

$$I_{p,5-6} = a_i a_t (S_{5-6} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{23400}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 128,63 \text{ A}$$

Полученные данные сводим в таблицу:

Линия	А-7	7-9	9-А	А-6	6-2	2-5	5-6
S _i , MBA	22,45	0,45	40,28	34,37	25,68	3,6	23,34
I _{p,i} , A	123,7	2,48	222	94,71	141,5	1,98	128,63

Сечение проводов ВЛ 110 кВ выбираются по [2, табл. 7.8] в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки, района по гололеду. Выбранные проводники представлены в таблице:

Линия	А-7	7-9	9-А	А-6	6-2	2-5	5-6
Про-вод	АС-120	АС-120	АС-185	АС-120	АС-150	АС-120	АС-120

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_{p,n} \leq I_{доп} \quad (5.1)$$

где:

I_{p,n} – расчетный ток для проверки проводов по нагреву;

I_{доп} – допустимые длительные токовые нагрузки [2, табл. 7.12]

Рассмотрим аварийный режим: **обрыв одной линии**

$$I_{p,i} = a_i a_t (S_i / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) \quad \text{- для одноцепной линии}$$

$$I_{p,i} = a_i a_t (S_i / 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}) - \text{для двухцепной линии}$$

$$S_{ав, A-7} = S_7 + S_9 = 22 + 40,73 = 62,73 \text{ МВА}$$

$$S_{ав, 9-A} = S_9 + S_7 = 40,73 + 22 = 62,73 \text{ МВА}$$

$$S_{ав, 7-9} = S_9 = 40,73 \text{ МВА}$$

$$S_{ав, A-6} = S_6 + S_2 + S_5 = 19,71 + 29,28 + 19,74 = 68,73 \text{ МВА}$$

$$S_{ав, 6-2} = S_5 + S_2 = 19,74 + 29,28 = 49,02 \text{ МВА}$$

$$S_{ав, 5-6} = S_2 + S_5 = 29,28 + 19,74 = 49,02 \text{ МВА}$$

$$S_{ав, 2-5} = S_2 = 29,28 \text{ МВА}$$

Рассмотрим на примере, а остальные расчеты сведем в таблицу:

$$I_{p,нA-7} = a_i a_t (S_{авA-7} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{62730}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 345,71 \text{ А}$$

$$I_{p,н, A-6} = a_i a_t (S_{авA-9} / 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}) = 1,05 \cdot 1 \cdot \left(\frac{68730}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \right) = 189,39 \text{ А}$$

Линия	A-7	7-9	9-A	A-6	6-2	2-5	5-6
S _{ав} , МВА	62,73	40,73	62,73	68,73	49,02	29,28	49,02
Провод	АС- 120	АС- 120	АС- 185	АС- 120	АС- 150	АС- 120	АС- 120
I _{p,н} , А	345,71	224,47	345,71	189,39	270,15	161,36	270,15
I _{доп} , А	375	375	510	375	450	375	375

Все выбранные проводники удовлетворяют условию (5.1)

6. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ

Количество трансформаторов выбирается с учетом категорий потребителей по степени надежности. Так как по условию курсового проекта, на всех подстанциях имеются потребители 1 категории и $P_{max} \geq 10 \text{ МВт}$, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.

В соответствии с существующей практикой проектирования и согласно ПУЭ мощность трансформаторов на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 30% в течение 2 часов. По [2, табл. 6,9] выбираем соответствующие типы трансформатора.

Полная мощность ПС № 2 $S_2 = 29,28 \text{ МВА}$, поэтому на ПС № 2 необходимо установить два трансформатора мощностью $S_{ном} = 40 \text{ МВ} \cdot A$.

Аналогично выбираем для других ПС и сводим в таблицу:

Таблица 6.1

№ ПС	S _i , МВА	Кол - во	Тип трансформатора
2	29,28	2	ТРДН - 40000/110
5	19,74	2	ТРДН - 40000/110
6	19,71	2	ТРДН - 40000/110
7	22	2	ТРДН - 40000/110
9	40,73	2	ТРДЦН - 63000/110

Таблица 6.2
ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВар
		ВН	НН							
ТРДН - 40000/110	40	115	6,3; 10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН - 63000/110	63	115	6,3; 10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410

На каждой ПС выбираем по 2 трансформатора, это связано с тем, что $P_{нагр}$ больше 10МВт

7. ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ

Основные требования к главным схемам электрических соединений:

схема должна обеспечивать надежное питание присоединенных потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с категориями нагрузки с учетом наличия или отсутствия независимых резервных источников питания;

схема должна обеспечивать надежность транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети;

схема должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать средствами автоматики восстановление питания потребителей в послеаварийной ситуации без вмешательства персонала;

схема должна допускать поэтапное развитие РУ с переходом от одного этапа к другому; без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей;

число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ должно быть не более двух при повреждении линии и не более четырех при повреждении трансформатора.

Одним из важнейших принципов построения сети, обеспечивающих требования надежности и минимума приведенных затрат, является унификация конструктивных решений по подстанциям. Наибольший эффект может быть достигнут при унификации наиболее массовых подстанций, являющихся элементами распределительной сети энергосистем. Необходимым условием для этого является типизация главных схем электрических соединений, определяющих технические решения при проектировании и сооружении подстанций.

7.1. ПРИМЕНЕНИЕ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ (РУ) НА СТОРОНЕ ВН

Для I варианта:

Для ПС №5, и №7 выбирают схемы «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переемычкой со стороны линий» (рис. 7.1).

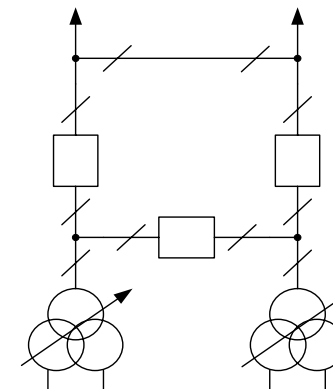


Рис. 7.1

Для ПС №2, №6 выбирают схемы «два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий» (рис. 7.2).

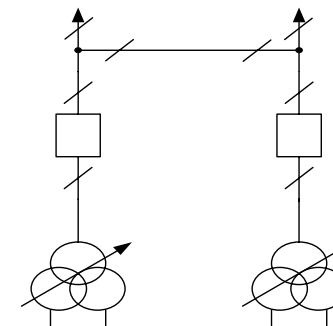


Рис. 7.2

Для центра питания А и ПС №9 выбирают схему «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

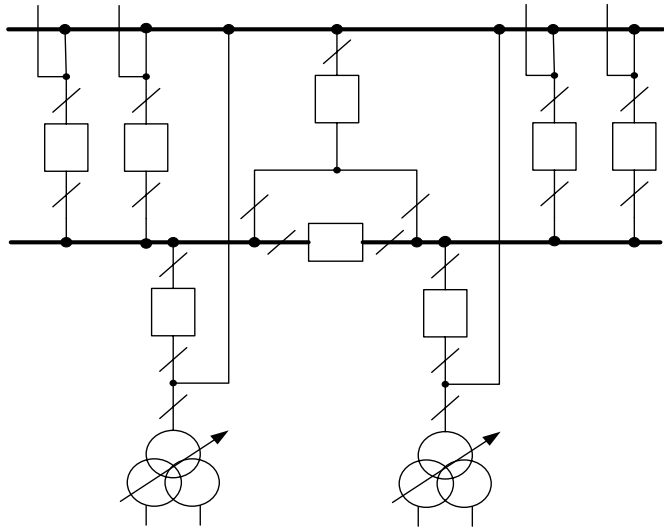


Рис. 7.3

Для II варианта:

Для ПС №2, №5, №7 и №9 выбирают схемы «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (рис. 7.1).

Для центра питания А и ПС №6 выбирают схему «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

7.2. ПРИМЕНЕНИЕ СХЕМ РУ 10 (6) КВ

Для I варианта и II варианта.

На ПС №2, №5, №6, №7, №9 применяют схемы 10(6) – «две одиночные секционированные выключателями системы шин», так как на всех этих подстанциях установлены два трансформатора с расщепленной обмоткой НН (рис. 7.4).

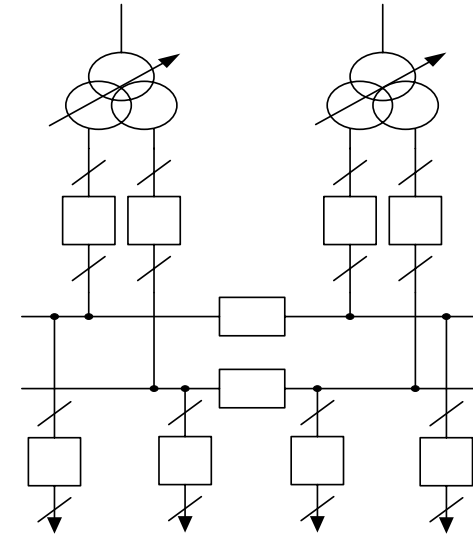


Рис. 7.4

8. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Определим суммарные капиталовложения (K) на сооружение ЛЭП ($K_{ЛЭП}$) и подстанций ($K_{ПС}$):

$$K = K_{ЛЭП} + K_{ПС}$$

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ. ЗАТР.},$$

где $K_{ОРУ}$ – капиталовложения на сооружение ОРУ;

$K_{ТР}$ - капиталовложения на сооружение трансформаторов;

$K_{ПОСТ. ЗАТР.}$ – постоянная часть затрат по подстанциям 35-1150 кВ.

Стоимость сооружения воздушных линий 110 кВ приведена в [2, табл.9.5].

Для I варианта:

$$K_{ЛЭП} = 30(13,1 \cdot 40 + 13,1 \cdot 28 + 13,1 \cdot 40 + 20,4 \cdot 30 + 20,4 \cdot 30 + 20,4 \cdot 33) = 99360 \text{ тыс. руб.}$$

Для II варианта:

$$K_{ЛЭП} = 30(13,1 \cdot 53 + 13,1 \cdot 40 + 13,1 \cdot 30 + 20,4 \cdot 30 + 13,1 \cdot 33 + 13,1 \cdot 28 + 13,1 \cdot 32) = 103248 \text{ тыс. руб.}$$

где 30 – коэффициент пересчета к ценам 1985 года.

Стоимость блочных и мостиковых схем дана в [2, табл.9.14], а стоимость ячейки ОРУ 35-1150 кВ с выключателями приведена в [2, табл.9.15].

Для I варианта:

$$K_{ОРУ} = 30(36,3 \cdot 2 + 120 \cdot 2 + 2 \cdot 8 \cdot 42) = 29538 \text{ тыс. руб.}$$

Для II варианта:

$$K_{ОРУ} = 30(120 \cdot 4 + 2 \cdot 8 \cdot 42) = 34560 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость трансформаторов приведена в [2, табл.9.19].

№ ПС	2, 6, 5, 7	9
Тип трансформаторов	ТРДН-40000/110	ТРДН-63000/110
Стоимость трансформаторов, тыс. руб.	109	136

$$K_{ТР} = 30(8 \cdot 109 + 2 \cdot 136) = 34320 \text{ тыс. руб.}$$

Постоянная часть затрат по подстанциям 35-1150 кВ дана в [2, табл.9.35].

Для I варианта:

$$K_{ПОСТ.ЗАТР.} = 30(130 \cdot 2 + 210 \cdot 2 + 2 \cdot 290) = 37800 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ПС} = 34320 + 29538 + 37800 = 101658 \text{ тыс. руб.}$$

Для II варианта:

$$K_{ПОСТ.ЗАТР.} = 30(210 \cdot 4 + 2 \cdot 290) = 42600 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ПС} = 34320 + 34560 + 42600 = 111480 \text{ тыс. руб.}$$

Для I варианта:

$$K = 99360 + 101658 = 201018 \text{ тыс. руб.}$$

Для II варианта:

$$K = 103248 + 111480 = 214728 \text{ тыс. руб.}$$

Определим объем реализованной продукции:

$$O_P = T_{\max} \sum_{i=1}^N P_i \cdot b,$$

где b – тариф отпускаемой электроэнергии ($b \approx 1,27$ руб./кВт·ч);

T_{\max} – число часов использования максимальной нагрузки ($T_{\max} = 4200$ ч/год);

N – число подстанций.

Для I варианта и II варианта:

$$O_P = 4200 \cdot (28 + 19 + 19 + 21 + 39) \cdot 1,27 : 10 = 67208 \text{ тыс. руб.}$$

Так как электрическая сеть не продает электроэнергию, а лишь передает, т.е. транспортирует ее, необходимо в формуле по расчету объема реализованной продукции использовать не тариф отпускаемой электроэнергии, а тариф на транспорт электроэнергии, откуда и появляется в формуле деление на 10.

Определяем суммарные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{ЛЭП}^{AM} + I_{ОРУ}^{AM} + \sum I_{потерь},$$

где $I^{AM} = I_{ЛЭП}^{AM} + I_{ОРУ}^{AM}$ – издержки на амортизацию.

Для I варианта:

$$I_{ЛЭП}^{AM} = \frac{2,8}{100} \cdot K_{ЛЭП} = \frac{2,8}{100} \cdot 99360 = 2782,08 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{ОРУ}^{AM} = \frac{9,4}{100} \cdot K_{ОРУ} = \frac{9,4}{100} \cdot 29538 = 2776,57 \text{ тыс. руб.}$$

Для II варианта:

$$I_{ЛЭП}^{AM} = \frac{2,8}{100} \cdot K_{ЛЭП} = \frac{2,8}{100} \cdot 103248 = 2890,944 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{ОРУ}^{AM} = \frac{9,4}{100} \cdot K_{ОРУ} = \frac{9,4}{100} \cdot 34560 = 3248,64 \text{ тыс. руб.}$$

Коэффициенты 2,8 и 9,4 при расчете ежегодных издержек на амортизацию и обслуживание выбираются из [2, табл.8.2].

$$\Sigma I_{потерь} = \Delta W_{общ} \cdot b,$$

где $\Delta W_{общ}$ - общие потери электроэнергии.

Для I варианта:

$$\Delta W_{общ} = \Delta W_{ЛЭПА-6} + \Delta W_{ЛЭП6-2} + \Delta W_{ЛЭПА-9} + \Delta W_{ЛЭП9-5} + \Delta W_{ЛЭП5-7} + \Delta W_{ЛЭП9-7}$$

$$\Delta W_{ЛЭПА-6} = 3 \cdot I_{нбА-6} \cdot r_{А-6} \cdot \tau$$

где $I_{нбА-6}$ - наибольший ток, принимают равным $I_{рА-6}$, который был определен при выборе сечений проводов;

$r_{А-6}$ - активное сопротивление линии А-6;

τ - время наибольших потерь.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right) \cdot 8760.$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4200}{10000} \right) \cdot 8760 = 4765,44 \text{ часов}$$

$$\Delta W_{ЛЭПА-6} = 3 \cdot 0,0675^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 30/2) \cdot 4765,44 = 243,289 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП6-2} = 3 \cdot 0,04034^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 33/2) \cdot 4765,44 = 95,583 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭПА-9} = 3 \cdot 0,1136^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 30/2) \cdot 4765,44 = 689,083 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП9-7} = 3 \cdot 0,1166^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 40) \cdot 4765,44 = 1935,89 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП7-5} = 3 \cdot 0,00463^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 28) \cdot 4765,44 = 2,137 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП9-5} = 3 \cdot 0,1134^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 40) \cdot 4765,44 = 1831,09 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Sigma I_{потерь} = (243,289 + 95,583 + 689,083 + 1935,89 + 2,137 + 1831,09) \cdot 1,27 = 6092,28 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{\Sigma} = 2782,08 + 2776,57 + 6092,28 = 11650,93 \text{ тыс. руб.}$$

Для II варианта:

$$\Delta W_{ЛЭПА-6} = 3 \cdot 0,09471^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 30/2) \cdot 4765,44 = 478,968 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП6-2} = 3 \cdot 0,1415^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 33) \cdot 4765,44 = 2352,071 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП2-5} = 3 \cdot 0,00198^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 28) \cdot 4765,44 = 0,391 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП6-5} = 3 \cdot 0,12863^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 32) \cdot 4765,44 = 1884,769 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭПА-7} = 3 \cdot 0,1237^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 53) \cdot 4765,44 = 2886,947 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭП7-9} = 3 \cdot 0,00248^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 40) \cdot 4765,44 = 0,876 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ЛЭПА-9} = 3 \cdot 0,222^2 \cdot (24,9 \cdot 10^{-2} \cdot 30) \cdot 4765,44 = 5263,211 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Sigma I_{потерь} = (478,968 + 2352,071 + 0,391 + 1884,769 + 2886,947 + 0,876 + 5263,211) \cdot 1,27 = 16343,9 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{\Sigma} = 2890,944 + 3248,64 + 16341,39 = 22480,97 \text{ тыс. руб.}$$

Определим налог на прибыль:

$$H = 0,22 \cdot \Pi,$$

где P – прибыль.

$$P = O_p - I^{AM} = O_p - (I_{ЛЭП}^{AM} + I_{ОРУ}^{AM})$$

Для I варианта:

$$P = 67208 - (2782,08 + 2776,57) = 61649,75 \text{ тыс. руб.}$$

$$H = 0,22 \cdot 61649,75 = 13562,95 \text{ тыс. руб.}$$

Для II варианта:

$$P = 67208 - (2890,944 + 3248,64) = 61068,82 \text{ тыс. руб.}$$

$$H = 0,22 \cdot 61068,82 = 13435,14 \text{ тыс. руб.}$$

Величина чистой прибыли:

$$P_{ч} = O_p - I_{\Sigma} - H,$$

Для I варианта:

$$P_{ч} = 67208 - 11650,93 - 13562,95 = 41994,52 \text{ тыс. руб.}$$

Для II варианта:

$$P_{ч} = 67208 - 22480,97 - 13435,14 = 31292,29 \text{ тыс. руб.}$$

Определим срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K}{(P_{ч} + I^{AM})},$$

Для I варианта:

$$T_{ок} = \frac{201018}{41994,52 + (2782,08 + 2776,57)} = 4,2 \approx 4 \text{ года } 2 \text{ месяца}$$

Для II варианта:

$$T_{ок} = \frac{214728}{31292,29 + (2890,944 + 3248,64)} = 5,7 \approx 6 \text{ лет}$$

Если срок окупаемости выходит за пределы 10 лет, то исходные данные проектируемого варианта сети необходимо изменить.

Приведенные затраты определим по формуле:

$$Z = 0,15 \cdot K + I_{\Sigma}$$

Для I варианта:

$$Z = 0,15 \cdot 201018 + 11650,93 = 41803,63 \text{ тыс. руб.}$$

Для II варианта:

$$Z = 0,15 \cdot 214728 + 22480,97 = 54690,17 \text{ тыс. руб.}$$

Определив и проанализировав технико-экономические характеристики двух вариантов районных электрических сетей, выбираем наиболее экономичный и выгодный I вариант. Дальнейшие расчеты ведутся только для выбранного варианта РЭС.

9. Расчет режимов сети

9.1. МАКСИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ

9.1.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПС И РАСЧЕТ ПОТЕРЬ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Расчетная нагрузка ПС определяется по формуле:

$$S_{расч, i} = S_{н, i} + \Delta S_i - j(Q_{c, ab}^H + Q_{c, da}^K),$$

где $S_{н, i}$ - нагрузка i-ой ПС;

ΔS_i - потери полной мощности в трансформаторе;

$Q_{c, ab}^H, Q_{c, da}^K$ - реактивные мощности, генерируемые в начале линии da и конце линии ab.

Емкостные мощности линий $Q_{c, ab}^H, Q_{c, da}^K$ определяются по номинальным напряжениям [2]:

$$Q_{c,ab}^n = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_{ab}$$

$$Q_{c,da}^k = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_{da}$$

где b_{ab}, b_{da} - емкостные проводимости линий.

Для одноцепных линий емкостная проводимость определяется следующим образом:

$$b_l = b_0 L_l,$$

где b_0 - удельная емкостная проводимость линии (выбирается по [2, табл. 7.5], исходя из марки провода);

L_l - длина линии.

Для двухцепных линий:

$$b_l = 2b_0 L_l$$

Определим потери мощности в трансформаторе согласно [2]:

$$\Delta P_i = k \Delta P_X + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_K S_i^2}{S_{ном}^2}$$

$$\Delta Q_i = \frac{k I_{X\%} S_{ном}}{100} + \frac{1}{k} \frac{u_{K\%} S_i^2}{100 S_{ном}}$$

где k - количество одинаковых трансформаторов ПС;

S_i - полная мощность i -ой ПС;

$\Delta P_X, S_{ном}, I_{X\%}, u_{K\%}$ - каталожные данные.

Потери полной мощности в трансформаторе:

$$\Delta S_i = \Delta P_i + j \Delta Q_i$$

Для ПС № 2 (2×ТРДН – 40000/110):

$$\Delta P_2 = 2 \Delta P_X + \frac{1}{2} \frac{\Delta P_K S_2^2}{S_{ii}^2}$$

$$\Delta P_2 = 2 \cdot 36 + \frac{1}{2} \cdot \frac{172 \cdot (29280)^2}{(40000)^2} = 0,118 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_2 = \frac{2 \cdot 0,65 \cdot 40}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5 (29,28)^2}{100 \cdot 40} = 1,645 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_2 = (0,118 + j1,645) \text{ МВ} \cdot A.$$

Для ПС № 5 (2×ТРДН – 40000/110):

$$\Delta P_5 = 2 \cdot 36 + \frac{1}{2} \cdot \frac{172 \cdot (19740)^2}{(40000)^2} = 92,94 \text{ кВт} \approx 0,093 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_5 = \frac{2 \cdot 0,65 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5 (19,74 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,031 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_5 = (0,093 + j1,031) \text{ МВ} \cdot A$$

Для ПС № 6 (2×ТРДН – 40000/110):

$$\Delta P_6 = 2 \cdot 36 + \frac{1}{2} \cdot \frac{172 \cdot (19710)^2}{(40000)^2} = 92,88 \text{ кВт} \approx 0,093 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_6 = \frac{2 \cdot 0,65 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5 (19,71 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,03 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_6 = (0,093 + j1,03) \text{ МВ} \cdot A$$

Для ПС № 7 (2×ТРДН – 40000/110):

$$\Delta P_7 = 2 \cdot 36 + \frac{1}{2} \cdot \frac{172 \cdot (22000)^2}{(40000)^2} = 98,02 \text{ кВт} \approx 0,098 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_7 = \frac{2 \cdot 0,65 \cdot 40 \cdot 10^6}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5(22 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,155 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_7 = (0,098 + j1,155) \text{ МВ} \cdot A$$

Для ПС № 9 (2×ТВДН – 63000/110):

$$\Delta P_9 = 2 \cdot 59 + \frac{1}{2} \cdot \frac{260 \cdot (40730)^2}{(63000)^2} = 0,172 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_9 = \frac{2 \cdot 0,6 \cdot 63 \cdot 10^6}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5(40,73 \cdot 10^6)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 2,138 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_9 = (0,172 + j2,138) \text{ МВ} \cdot A.$$

Определим расчетные нагрузки соответствующих ПС:

$$S_{расч,2} = S_{н,2} + \Delta S_2 - jQ_{c,2-6}^H = S_{н,2} + \Delta S_2 - j \frac{1}{2} U_{ном}^2 \cdot 2b_{0,2-6} L_{2-6}$$

$$S_{расч,2} = 28 + j8,57 + 0,118 + j1,645 - j \frac{1}{2} 110^2 \cdot 2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 33 = 28,118 + j10,215 - j1,062 = (28,118 + j9,153) \text{ МВ} \cdot A.$$

$$S_{расч,6} = S_{н,6} + \Delta S_6 - j(Q_{c,A-6}^H + Q_{c,2-6}^K) = S_{н,6} + \Delta S_6 - j \frac{1}{2} U_{ном}^2 (2b_{0,A-6} L_{A-6} + 2b_{0,2-6} L_{2-6});$$

$$S_{расч,6} = 19 + j5,25 + 0,093 + j1,03 - j \frac{1}{2} 110^2 (2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 30 + 2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 33) = 19,093 + j5,343 - j2,028 = (19,093 + j3,315) \text{ МВ} \cdot A$$

$$S_{расч,9} = S_{н,9} + \Delta S_9 - j(Q_{c,A-9}^H + Q_{c,9-5}^K + Q_{c,9-7}^K) = S_{н,9} + \Delta S_9 - j \frac{1}{2} U_{ном}^2 (b_{0,A-9} L_{A-9} + b_{0,9-5} L_{9-5} + b_{0,9-7} L_{9-7});$$

$$S_{расч,9} = 39 + j11,75 + 0,172 + j2,138 - j \frac{1}{2} 110^2 (2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 30 + 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 40 + 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 40) = 39,172 + j13,888 - j1,77 = (39,172 + j12,12) \text{ МВ} \cdot A.$$

$$S_{расч,5} = S_{н,5} + \Delta S_5 - j(Q_{c,9-5}^H + Q_{c,5-7}^K) = S_{н,5} + \Delta S_5 - j \frac{1}{2} U_{ном}^2 (b_{0,9-5} L_{9-5} + b_{0,5-7} L_{5-7})$$

$$S_{расч,5} = 19 + j5,34 + 0,093 + j1,031 - j \frac{1}{2} 110^2 (2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 40 + 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 28) = 19,093 + j6,371 - j1,094 = (19,093 + j11,06) \text{ МВ} \cdot A.$$

$$S_{расч,7} = S_{н,7} + \Delta S_7 - j(Q_{c,9-7}^H + Q_{c,7-5}^K) = S_{н,7} + \Delta S_7 - j \frac{1}{2} U_{ном}^2 (b_{0,9-7} L_{9-7} + b_{0,7-5} L_{7-5});$$

$$S_{расч,7} = 21 + j6,55 + 0,098 + j1,155 - j \frac{1}{2} 110^2 (2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 40 + 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 28) = 21,098 + j7,705 - j1,094 = (21,098 + j6,611) \text{ МВ} \cdot A.$$

9.1.2. РАСЧЕТ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТЕЙ С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ В ЛИНИИ

Рассмотрим кольцо 9-5-7-9 (см. рис.9.1). Определим полные сопротивления линий [4, табл.7,5].

Таблица 9.1

Линия	Марка провода	$z_{л} = (r_0 + jx_0)L_{л}, \text{ Ом}$
9-5	АС-120/19	$z_{9-5} = (24,9 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 40 = 9,96 + j17,08$
5-7	АС-120/19	$z_{5-7} = (24,9 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 28 = 6,97 + j11,96$
7-9	АС-120/19	$z_{7-9} = (24,9 + j42,7) \cdot 10^{-2} \cdot 40 = 9,96 + j17,08$

С помощью выражения:

$$S_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k z_{1k}^*}{z_{n-1}^*};$$

определим приближенное потокораспределение в кольце (без учета потерь мощности), для соответствующих линий:

$$S_{9-5} = \frac{S_{p9}(z_{5-7}^* + z_{7-9}^*) + S_{p7}z_{7-9}^*}{z_{9-5}^* + z_{5-7}^* + z_{7-9}^*};$$

$$S_{9-5} = \frac{(39,172 + j1,212)(6,97 - j11,96 + 9,96 - j17,08) + (2,1098 + j6,611)(9,96 - j17,08)}{9,96 - j17,08 + 6,97 - j11,96 + 9,96 - j17,08} =$$

$$= \frac{(39,172 + j1,212)(16,93 - j29,04) + (2,1098 + j6,611)(9,96 - j17,08)}{26,89 - j46,12} =$$

$$= (32,48 + j10,08) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$S_{9-7} = \frac{S_{p9}(z_{5-7}^* + z_{9-5}^*) + S_{p5}z_{9-5}^*}{z_{9-5}^* + z_{5-7}^* + z_{7-9}^*};$$

$$S_{9-7} = \frac{(39,172 + j1,633)(6,97 - j11,96 + 9,96 - j17,08) + (1,9093 + j1,106)(9,96 - j17,08)}{9,96 - j17,08 + 6,97 - j11,96 + 9,96 - j17,08} =$$

$$= \frac{(39,172 + j1,633)(16,93 - j29,04) + (1,9093 + j1,106)(9,96 - j17,08)}{26,89 - j46,12} =$$

$$= (3,174 + j1,173) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

По первому закону Кирхгофа определим распределение полной мощности в линии 5-7:

$$S_{5-7} = S_{9-7} - S_{p7}$$

$$S_{5-7} = 3,174 + j1,173 - 21,098 - j6,611 = (10,64 + j5,12) \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Проведем расчет с учетом потерь мощности. “разрежем” линию с двухсторонним питанием в узле 5 потококораздела (рис. 9.1).

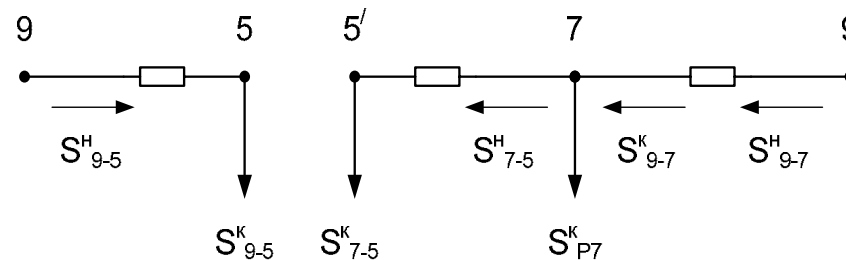


Рис. 9.1

Нагрузки в узлах 5 и 5' равны:

$$S_{9-5}^K = S_{9-5} = (32,48 + j10,08) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$S_{7-5}^K = S_{7-5} = (10,64 + j5,12) \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Потери мощности в линии 9-5:

$$\Delta S_{Z,9-5} = \frac{(P_{9-5}^K)^2 + (Q_{9-5}^K)^2}{U_{\max}^2} z_{9-5};$$

$$\Delta S_{Z,9-5} = \frac{32,48^2 + 10,08^2}{118^2} (9,96 + j17,08) = 0,083(9,96 + j17,08) =$$

$$= (0,3 + j0,53) MB \cdot A.$$

Мощность в начале линии 9-5:

$$S_{9-5}^H = S_{9-5}^K + \Delta S_{z,9-5} = 32,48 + j10,08 + 0,3 + j0,53 = (32,78 + j10,61) MB \cdot A.$$

Для линии 9-7:

$$S_{9-7}^K = (31,74 + j11,73) MB \cdot A.$$

$$S_{9-7}^H = S_{9-7}^K + \Delta S_{z,9-7};$$

$$\Delta S_{Z,9-7} = \frac{(P_{9-7}^K)^2 + (Q_{9-7}^K)^2}{U_{\max}^2} z_{9-7};$$

$$\Delta S_{Z,9-7} = \frac{31,74^2 + 11,73^2}{118^2} (9,96 + j17,08) = 0,082(9,96 + j17,08) = (0,3 + j0,53) MB \cdot A.$$

$$S_{9-7}^H = 31,74 + j11,73 + 0,3 + j0,53 = (32,04 + j12,26) MB \cdot A.$$

Для линии 7-5:

$$S_{7-5}^H = S_{7-5}^K + \Delta S_{z,7-5};$$

$$\Delta S_{Z,7-5} = \frac{10,64^2 + 5,12^2}{118^2} (6,97 + j11,96) = 0,01(6,97 + j11,96) = (0,04 + j0,064) MB \cdot A$$

;

$$S_{7-5}^H = 10,64 + j5,12 + 0,04 + j0,064 = (10,7 + j5,18) MB \cdot A.$$

Рассмотрим двухцепные линии (рис.9.2):

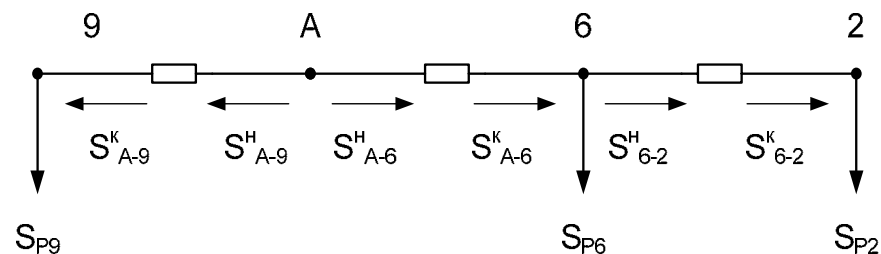


Рис. 9.2

$$S_{A-6}^K = S_{p6} = (19,093 + j3,315) MB \cdot A.$$

$$\Delta S_{Z,A-6} = \frac{(P_{A-6}^K)^2 + (Q_{A-6}^K)^2}{U_{\max}^2} z_{A-6}.$$

Полное сопротивление линии А – 6:

$$z_{A-6} = 0,5(r_0 L_{A-6} + jx_0 L_{A-6});$$

$$z_{A-6} = 0,5(24,9 \cdot 30 + j42,7 \cdot 30) \cdot 10^{-2} = (3,74 + j6,41) Ом,$$

$$\Delta S_{Z,A-6} = \frac{19,093^2 + 3,315^2}{118^2} (3,74 + j6,41) = 0,027(3,74 + j6,41) =$$

$$= (0,1 + j0,173) MB \cdot A$$

$$S_{A-6}^H = S_{A-6}^K + \Delta S_{z,A-6};$$

$$S_{A-6}^H = 19,093 + j3,315 + 0,1 + j0,173 = (19,193 + j3,488) MB \cdot A$$

Для линии 6 – 2:

$$S_{6-2}^K = S_{p2} = (28,118 + j9,153) MB \cdot A.$$

$$\Delta S_{Z,6-2} = \frac{(P_{6-2}^K)^2 + (Q_{6-2}^K)^2}{U_{\max}^2} z_{6-2}.$$

$$z_{6-2} = 0,5(r_0 L_{6-2} + jx_0 L_{6-2});$$

$$z_{6-2} = 0,5(24,9 \cdot 33 + 42,7 \cdot 33) \cdot 10^{-2} = (4,11 + j7,05) \text{ Ом},$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{z,6-2} &= \frac{28,118^2 + 9,153^2}{118^2} (4,11 + j7,05) = \\ &= 0,064 (4,11 + j7,05) = (0,263 + j0,451) \text{ МВ} \cdot \text{А} \end{aligned}$$

$$S_{2-1}^H = S_{2-1}^K + \Delta S_{z,2-1};$$

$$S_{6-2}^H = 28,118 + j9,153 + 0,263 + j0,451 = (28,381 + j9,604) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Для линии А – 9:

$$S_{A-9}^K = S_{p9} = (39,172 + j12,12) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\Delta S_{z,A-9} = \frac{(P_{A-9}^K)^2 + (Q_{A-9}^K)^2}{U_{\max}^2} z_{A-9}$$

$$z_{A-9} = 0,5(r_0 L_{A-9} + jx_0 L_{A-9});$$

$$z_{A-9} = 0,5(24,9 \cdot 30 + 42,7 \cdot 30) \cdot 10^{-2} = (3,735 + j6,4) \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{z,A-9} &= \frac{39,172^2 + 12,12^2}{117^2} (3,735 + j6,4) = 0,121(3,735 + j6,4) = \\ &= (0,45 + j0,77) \text{ МВ} \cdot \text{А} \end{aligned}$$

$$S_{A-9}^H = S_{A-9}^K + \Delta S_{z,A-9};$$

$$S_{A-9}^H = 39,172 + j12,12 + 0,45 + j0,77 = (39,62 + j12,89) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

9.1.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛОВЫХ ТОЧКАХ (В ТОЧКАХ НА СТОРОНЕ ВН) В МАКСИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

Для ПС № 2:

$$U_2 = U_{\max} - \frac{P_{6-2}^K \frac{r_0 L_{6-2}}{2} + Q_{6-2}^K \frac{x_0 L_{6-2}}{2}}{U_{\max}} - j \frac{P_{6-2}^K \frac{r_0 L_{6-2}}{2} + Q_{6-2}^K \frac{x_0 L_{6-2}}{2}}{U_{\max}};$$

$$\begin{aligned} U_2 &= 118 - \frac{28,118 \cdot 4,108 + 9,153 \cdot 7,046}{118} - j \frac{28,118 \cdot 4,108 + 9,153 \cdot 7,046}{118} = \\ &= 116,48 - j1,53 = 116,48 \cdot e^{-i0,74} \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Для ПС № 6:

$$U_6 = U_{\max} - \frac{P_{A-6}^K \frac{r_0 L_{A-6}}{2} + Q_{A-6}^K \frac{x_0 L_{A-6}}{2}}{U_{\max}} - j \frac{P_{A-6}^K \frac{r_0 L_{A-6}}{2} + Q_{A-6}^K \frac{x_0 L_{A-6}}{2}}{U_{\max}}$$

$$\begin{aligned} U_6 &= 118 - \frac{19,093 \cdot \frac{24,9 \cdot 30 \cdot 10^{-2}}{2} + 3,315 \cdot \frac{42,7 \cdot 30 \cdot 10^{-2}}{2}}{118} - \\ &- j \frac{19,093 \cdot \frac{24,9 \cdot 30 \cdot 10^{-2}}{2} + 3,315 \cdot \frac{42,7 \cdot 30 \cdot 10^{-2}}{2}}{118} = 117,22 - j0,78 = 117,22 \cdot e^{-i0,4} \text{ кВ} \end{aligned}$$

Для ПС № 9:

$$U_9 = U_{\max} - \frac{P_{A-9}^K \frac{r_0 L_{A-9}}{2} + Q_{A-9}^K \frac{x_0 L_{A-9}}{2}}{U_{\max}} - j \frac{P_{A-9}^K \frac{r_0 L_{A-9}}{2} + Q_{A-9}^K \frac{x_0 L_{A-9}}{2}}{U_{\max}};$$

$$U_9 = 118 - \frac{39,172 \cdot \frac{24,9 \cdot 30 \cdot 10^{-2}}{2} + 12,12 \cdot \frac{42,7 \cdot 30 \cdot 10^{-2}}{2}}{118} - j \frac{39,172 \cdot \frac{24,9 \cdot 30 \cdot 10^{-2}}{2} + 12,12 \cdot \frac{42,7 \cdot 30 \cdot 10^{-2}}{2}}{118} = 116,1 - j1,9 = 116,1e^{-i0,97} \text{ кВ}$$

Для ПС № 5:

$$U_5 = U_{\max} - \frac{P_{9-5}^K r_{9-5} + Q_{9-5}^K x_{9-5}}{U_{\max}} - j \frac{P_{9-5}^K r_{9-5} + Q_{9-5}^K x_{9-5}}{U_{\max}};$$

$$U_5 = 118 - \frac{19,093 \cdot 9,96 + 11,06 \cdot 17,08}{118} - j \frac{19,093 \cdot 9,96 + 11,06 \cdot 17,08}{118} = 114,8 - j3,2 = 114,8e^{-i1,6} \text{ кВ.}$$

Для ПС № 7:

$$U_7 = U_{\max} - \frac{P_{9-7}^K r_{9-7} + Q_{9-7}^K x_{9-7}}{U_{\max}} - j \frac{P_{9-7}^K r_{9-7} + Q_{9-7}^K x_{9-7}}{U_{\max}};$$

$$U_7 = 118 - \frac{21,098 \cdot 9,96 + 6,611 \cdot 17,08}{118} - j \frac{21,098 \cdot 9,96 + 6,611 \cdot 17,08}{118} = 115,26 - j2,7 = 115,26e^{-i1,4} \text{ кВ.}$$

9.1.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В МАКСИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

Напряжение на шинах низкого напряжения приведенное к стороне высшего напряжения для трансформаторов с не расщепленными обмотками типа ТДН, ТД, ТДЦ, ТМН U'_H определяется по формуле:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - P_H R_T - Q_H X_T},$$

где P_H, Q_H - активная и реактивная мощности нагрузки в рассматриваемом режиме;

R_T, X_T - активное и реактивное сопротивление трансформаторов, определенных по [2, табл. п 7].

На подстанциях 2,5,6,7 и 9 установлены трансформаторы с расщепленными обмотками, поэтому U'_H определяется по формуле:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - \left[\left(P_H R_{TB} + \frac{P_H}{2} R_{TH} \right) + \left(Q_H X_{TB} + \frac{Q_H}{2} X_{TH} \right) \right]},$$

где

$$P_H = \frac{P_H \Delta P_T}{2} - \Delta P_{XX};$$

$$Q_H = \frac{Q_H \Delta Q_T}{2} - \Delta Q_{XX};$$

$$R_{TB} = \frac{\Delta R_{K,BH-HH} U_{\text{ном}}^2}{2S_{\text{ном}}^2};$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2R_{TB};$$

$$X_{TB} = \frac{u_{K,BH-HH} U_{\text{ном}}^2}{100S_{\text{ном}}} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right),$$

где

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{K,BH-HH1}}{u_{K,BH-HH}} - 1 \right);$$

$$X_{TH} = \frac{u_{K,BH-HH} U_{\text{ном}}^2}{100S_{\text{ном}}} \frac{K_p}{2}.$$

Используя выше приведенные формулы, определим соответствующие показатели для всех подстанций.

Для ПС № 2 (2×ТРДН-40000/110):

$$P_{H,2} = \frac{28 - 0,118}{2} - 0,027 = 13,9 \text{ МВт};$$

$$Q_{H,2} = \frac{8,57 - 1,645}{2} - 0,175 = 3,29 \text{ Мвар};$$

$$R_{TB} = \frac{172 \cdot 10^3 (115 \cdot 10^3)^2}{2(40 \cdot 10^6)^2} = 0,71 \text{ Ом};$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \cdot 0,71 = 1,42 \text{ Ом};$$

$$X_{TB} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \left(1 - \frac{1,71}{4}\right) = 19,78 \text{ Ом};$$

$$K_p = 4 \left(\frac{15}{10,5} - 1 \right) = 1,71;$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \frac{1,71}{2} = 29,67 \text{ Ом};$$

$$U'_{H,2} = \frac{116,48}{2} + \sqrt{\frac{116,48^2}{4} - \left[\left(13,9 \cdot 0,71 + \frac{13,9}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(3,29 \cdot 19,78 + \frac{3,29}{2} \cdot 29,67 \right) \right]} = 106 \text{ кВ};$$

Для ПС № 5 (2×ТРДН-40000/110):

$$P_{H,5} = \frac{19 - 0,093}{2} - 0,027 = 9,23 \text{ МВт};$$

$$Q_{H,5} = \frac{5,34 - 1,031}{2} - 0,175 = 1,98 \text{ Мвар};$$

$$R_{TB} = 0,71 \text{ Ом};$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 1,42 \text{ Ом};$$

$$X_{TB} = 19,78 \text{ Ом};$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = 29,67 \text{ Ом};$$

$$U'_{H,5} = \frac{114,8}{2} + \sqrt{\frac{114,8^2}{4} - \left[\left(9,23 \cdot 0,71 + \frac{9,23}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(1,98 \cdot 19,78 + \frac{1,98}{2} \cdot 29,67 \right) \right]} = 114 \text{ кВ};$$

Для ПС № 6 (2×ТРДН-40000/110):

$$P_{H,6} = \frac{19 - 0,093}{2} - 0,027 = 9,23 \text{ МВт};$$

$$Q_{H,6} = \frac{5,25 - 1,03}{2} - 0,175 = 1,94 \text{ Мвар};$$

$$R_{TB} = 0,71 \text{ Ом};$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 1,42 \text{ Ом};$$

$$X_{TB} = 19,78 \text{ Ом};$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = 29,67 \text{ Ом};$$

$$U'_{H,6} = \frac{117,22}{2} + \sqrt{\frac{117,22^2}{4} - \left[\left(9,23 \cdot 0,71 + \frac{9,23}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(1,94 \cdot 19,78 + \frac{1,94}{2} \cdot 29,67 \right) \right]} = 110 \text{ кВ};$$

Для ПС № 7 (2×ТРДН-40000/110):

$$P_{H,7} = \frac{21 - 0,098}{2} - 0,027 = 10,42 \text{ МВт};$$

$$Q_{H,7} = \frac{6,55 - 1,155}{2} - 0,175 = 2,52 \text{ Мвар};$$

$$R_{TB} = 0,71 \text{ Ом};$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 1,42 \text{ Ом};$$

$$X_{TB} = 19,78 \text{ Ом};$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = 29,67 \text{ Ом};$$

$$U'_{H,7} = \frac{115,26}{2} + \sqrt{\frac{115,26^2}{4} - \left[\left(10,42 \cdot 0,71 + \frac{10,42}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(2,52 \cdot 19,78 + \frac{2,52}{2} \cdot 29,67 \right) \right]} = 107 \text{ кВ};$$

Для ПС № 9 (2×ТРДН-63000/110):

$$P_{H,9} = \frac{39 - 0,172}{2} - 0,027 = 19,39 \text{ МВт};$$

$$Q_{H,9} = \frac{11,75 - 2,138}{2} - 0,175 = 4,63 \text{ Мвар};$$

$$R_{TB} = \frac{260 \cdot 10^3 (115 \cdot 10^3)^2}{2(63 \cdot 10^6)^2} = 0,43 \text{ Ом};$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \cdot 0,43 = 0,86 \text{ Ом};$$

$$X_{TB} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} \left(1 - \frac{1,71}{4} \right) = 12,62 \text{ Ом};$$

$$K_p = 4 \left(\frac{15}{10,5} - 1 \right) = 1,71;$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} \cdot \frac{1,71}{2} = 18,85 \text{ Ом};$$

$$U'_{H,9} = \frac{1161}{2} + \sqrt{\frac{1161^2}{4} - \left[\left(19,39 \cdot 0,43 + \frac{19,39}{2} \cdot 0,86 \right) + \left(4,63 \cdot 12,62 + \frac{4,63}{2} \cdot 18,85 \right) \right]} = 115 \text{ кВ};$$

Ответвление регулируемой части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения $U_{H,жел}$, определим по выражению:

$$n_{отв}^{жел} = \left(\frac{U'_H \cdot U_{HH}}{U_{H,ЖЕЛ} \cdot U_{BH}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{ОТВ}}$$

$\Delta U_{ОТВ}$ – степень регулирования напряжения, % [2, табл.6.9]

Для ПС № 2:

$$n_{отв,2}^{жел} = \left(\frac{106 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -6,7, \text{ округляем } n_{отв,2} = -7$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций определим по формуле:

$$U_H = \frac{U'_H U_{HH}}{U_{eH} \left(1 + n_{отв} \frac{\Delta U_{отв}}{100} \right)}$$

$$U_{H,2} = \frac{106 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-7) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{ кВ}$$

По выражению (5.4) рассчитаем отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения ($U_{ном} = 10 \text{ кВ}, \%$):

$$\delta U_2 = \frac{11 - 10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

Для ПС № 5

$$n_{отв,5}^{жел} = \left(\frac{114 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -3,02, \text{ округляем } n_{отв,5} = -3$$

$$U_{H,5} = \frac{114 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-3) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{ кВ}$$

$$\delta U_5 = \frac{11 - 10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

Для ПС № 6:

$$n_{отв,6}^{жел} = \left(\frac{110 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -4,88, \text{ округляем } n_{отв,6} = -5$$

$$U_{H,6} = \frac{110 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-5) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{ кВ}$$

$$\delta U_6 = \frac{11 - 10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

Для ПС № 7:

$$n_{отв,7}^{жел} = \left(\frac{107 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -6,3, \text{ округляем } n_{отв,7} = -7$$

$$U_{H,7} = \frac{107 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-7) \frac{1,78}{100} \right)} = 11,1 \text{ кВ}$$

$$\delta U_7 = \frac{11,1 - 10}{10} \cdot 100 = 11\%$$

Для ПС № 9:

$$n_{отв,9}^{жел} = \left(\frac{115 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -2,55, \text{ округляем } n_{отв,9} = -3$$

$$U_{H,9} = \frac{115 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-3) \frac{1,78}{100} \right)} = 11,1 \text{ кВ}$$

$$\delta U_9 = \frac{11,1 - 10}{10} \cdot 100 = 11\%$$

Результаты расчета запишем в таблицу

Таблица 9.2

№ ПС	$U'_H, \text{кВ}$	$n_{отв}^{жел}$	$n_{отв}$	$U_H, \text{кВ}$	$\delta U, \%$
2	106	-6,7	-7	11	10
5	114	-3,02	-3	11	10
6	110	-4,88	-5	11	10
7	107	-6,3	-7	11,1	11
9	115	-2,55	-3	11,1	11

9.2. ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ

Рассмотрим обрыв линии 5 – 9 в треугольнике 9-5-7-9 (рис. 9.3).

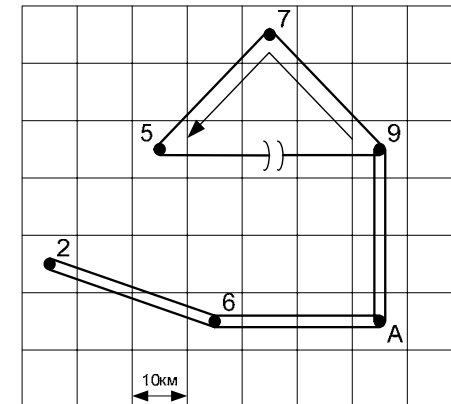


Рис.9.3

Определим расчетную мощность подстанции № 5 согласно рис. 9.4:

$$S_{p,5} = S_{n,5} + \Delta S_5 - jQ_{c,5-7}^H = S_{n,5} + \Delta S_5 - j \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_{0,5-7} L_{5-7};$$

$$S_{p,5} = S_{7-5}^{\kappa} = 19 + j5,34 + 0,093 + j1,031 - j0,5 \cdot 110^2 \cdot 2,66 \cdot 28 \cdot 10^{-6} = (19,093 + j5,92) MB \cdot A.$$

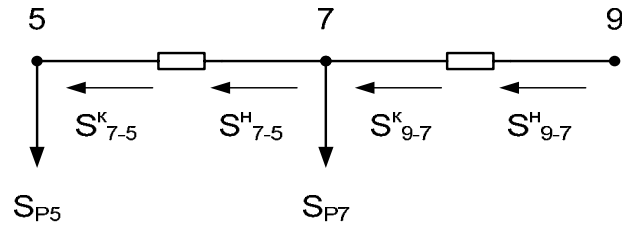


Рис. 9.4

Мощность в начале линии 7 – 5:

$$S_{7-5}^H = S_{7-5}^{\kappa} + \Delta S_{Z,7-5}$$

Потери мощности в линии 7 – 5 при обрыве линии 9 – 5:

$$\Delta S_{Z,7-5} = \frac{(P_{7-5}^{\kappa})^2 + (Q_{7-5}^{\kappa})^2}{U_{авар}^2} z_{7-5};$$

$$\Delta S_{Z,7-5} = \frac{19,093^2 + 5,92^2}{108^2} (6,97 + j11,96) = (0,24 + j0,41) MB \cdot A$$

$$S_{7-5}^H = 19,093 + j5,92 + 0,24 + j0,41 = (19,332 + j6,33) MB \cdot A.$$

Для линии 9 – 7:

$$S_{9-7} = S_{p,5} + S_{p,7} = S_{9-7}^{\kappa}$$

$$S_{9-7}^{\kappa} = 19,093 + j5,92 + 21,098 + j6,611 = (40,19 + j12,53) MB \cdot A$$

$$\Delta S_{Z,9-7} = \frac{(P_{9-7}^{\kappa})^2 + (Q_{9-7}^{\kappa})^2}{U_{авар}^2} z_{9-7};$$

$$\Delta S_{Z,9-7} = \frac{40,19^2 + 12,53^2}{108^2} (9,96 + j17,08) = (1,513 + j2,6) MB \cdot A$$

$$S_{9-7}^H = S_{9-7}^{\kappa} + \Delta S_{Z,9-7}$$

$$S_{9-7}^H = 40,19 + j12,53 + 1,513 + j2,6 = (41,703 + j15,13) MB \cdot A$$

Для линии А – 9:

$$S_{A-9}^{\kappa} = S_{p,9} = (39,172 + j12,12) MB \cdot A$$

$$\Delta S_{Z,A-9} = \frac{(P_{A-9}^{\kappa})^2 + (Q_{A-9}^{\kappa})^2}{U_{авар}^2} z_{A-9};$$

$$\Delta S_{Z,A-9} = \frac{39,172^2 + 12,12^2}{108^2} (7,47 + j12,81) = (0,9 + j1,55) MB \cdot A$$

$$S_{A-9}^H = S_{A-9}^{\kappa} + \Delta S_{Z,A-9}$$

$$S_{A-9}^H = 39,172 + j12,12 + 0,9 + j1,55 = (40,07 + j13,67) MB \cdot A.$$

Для линии А – 6:

$$S_{A-6}^{\kappa} = S_{p,6} = (19,093 + j3,315) MB \cdot A$$

$$\Delta S_{Z,A-6} = \frac{(P_{A-6}^{\kappa})^2 + (Q_{A-6}^{\kappa})^2}{U_{авар}^2} z_{A-6};$$

$$\Delta S_{Z,A-6} = \frac{19,093^2 + 3,315^2}{108^2} (7,47 + j12,81) = (0,241 + j0,412) MB \cdot A$$

$$S_{A-6}^H = S_{A-6}^{\kappa} + \Delta S_{Z,A-6}$$

$$S_{A-6}^H = 19,093 + j3,315 + 0,241 + j0,412 = (19,334 + j3,73) MB \cdot A.$$

Для линии 6 – 2:

$$S_{6-2}^{\kappa} = S_{p,2} = (28,118 + j9,153)MB \cdot A$$

$$\Delta S_{Z,6-2} = \frac{(P_{6-2}^{\kappa})^2 + (Q_{6-2}^{\kappa})^2}{U_{авар}^2} z_{6-2};$$

$$\Delta S_{Z,6-2} = \frac{28,118^2 + 9,153^2}{108^2} (8,217 + j14,091) = (0,616 + j1,05)MB \cdot A$$

$$S_{6-2}^{\mu} = S_{6-2}^{\kappa} + \Delta S_{Z,6-2}$$

$$S_{6-2}^{\mu} = 28,118 + j9,153 + 0,616 + j1,05 = (28,374 + j10,21)MB \cdot A$$

9.2.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛОВЫХ ТОЧКАХ В ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ

$$U_2 = U_{авар} - \frac{P_{6-2}^{\kappa} \frac{r_0 L_{6-2}}{2} + Q_{6-2}^{\kappa} \frac{x_0 L_{6-2}}{2}}{U_{авар}} - j \frac{P_{6-2}^{\kappa} \frac{r_0 L_{6-2}}{2} + Q_{6-2}^{\kappa} \frac{x_0 L_{6-2}}{2}}{U_{авар}};$$

$$U_2 = 106 - \frac{28,118 \cdot \frac{24,9 \cdot 33 \cdot 10^{-2}}{2} + 9,153 \cdot \frac{42,7 \cdot 33 \cdot 10^{-2}}{2}}{106} - j \frac{28,118 \cdot \frac{24,9 \cdot 33 \cdot 10^{-2}}{2} + 9,153 \cdot \frac{42,7 \cdot 33 \cdot 10^{-2}}{2}}{106} = 104,3 - j1,7 = 104,3 \cdot e^{-j0,9} \text{кВ}.$$

Напряжение в точках 6, 9, 5, 7 определяется подобным образом, с учетом соответствующих линий:

$$U_6 = 105,13 - j0,873 = 105,13 \cdot e^{-j0,5} \text{кВ}$$

$$U_9 = 103,9 - j2,1 = 103,9 \cdot e^{-j1,15} \text{кВ}$$

$$U_5 = 104,6 - j1,37 = 104,6 \cdot e^{-j0,74} \text{кВ}$$

$$U_7 = 104,5 - j1,5 = 105,2 \cdot e^{-j0,8} \text{кВ}$$

9.2.2. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ

$$U'_{H,2} = \frac{104,3}{2} + \sqrt{\frac{104,3^2}{4} - \left[\left(13,9 \cdot 0,71 + \frac{13,9}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(3,29 \cdot 19,78 + \frac{3,29}{2} \cdot 29,67 \right) \right]} = 103 \text{кВ};$$

$$U'_{H,5} = \frac{104,6}{2} + \sqrt{\frac{104,6^2}{4} - \left[\left(9,23 \cdot 0,71 + \frac{9,23}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(1,98 \cdot 19,78 + \frac{1,98}{2} \cdot 29,67 \right) \right]} = 103,8 \text{кВ};$$

$$U'_{H,6} = \frac{105,13}{2} + \sqrt{\frac{105,13^2}{4} - \left[\left(9,23 \cdot 0,71 + \frac{9,23}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(1,94 \cdot 19,78 + \frac{1,94}{2} \cdot 29,67 \right) \right]} = 104,4 \text{кВ};$$

$$U'_{H,7} = \frac{105,2}{2} + \sqrt{\frac{105,2^2}{4} - \left[\left(10,42 \cdot 0,71 + \frac{10,42}{2} \cdot 1,42 \right) + \left(2,52 \cdot 19,78 + \frac{2,52}{2} \cdot 29,67 \right) \right]} = 104,2 \text{кВ};$$

$$U'_{H,9} = \frac{103,9}{2} + \sqrt{\frac{103,9^2}{4} - \left[\left(19,39 \cdot 0,43 + \frac{19,39}{2} \cdot 0,86 \right) + \left(4,63 \cdot 12,62 + \frac{4,63}{2} \cdot 18,85 \right) \right]} = 102,7 \text{кВ};$$

Для ПС № 2:

$$n_{отв,2}^{жсл} = \left(\frac{103 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,1, \text{ округляем } n_{отв,2} = -8.$$

$$U_{H,2} = \frac{103 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-8) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{кВ}$$

$$\delta U_2 = \frac{11-10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

Для ПС № 5:

$$n_{отв,5}^{жел} = \left(\frac{103,8 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -7,77, \text{ округляем } n_{отв,5} = -8.$$

$$U_{H,5} = \frac{103,8 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-8) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{кВ}$$

$$\delta U_5 = \frac{11-10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

Для ПС № 6:

$$n_{отв,6}^{жел} = \left(\frac{104,4 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -7,5, \text{ округляем } n_{отв,6} = -8.$$

$$U_{H,6} = \frac{104,4 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-8) \frac{1,78}{100} \right)} = 11,1 \text{кВ}$$

$$\delta U_6 = \frac{11,1-10}{10} \cdot 100 = 11\%$$

Для ПС № 7:

$$n_{отв,7}^{жел} = \left(\frac{104,2 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -7,6, \text{ округляем } n_{отв,7} = -8.$$

$$U_{H,7} = \frac{104,2 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-8) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{кВ}$$

$$\delta U_7 = \frac{11-10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

Для ПС № 9:

$$n_{отв,9}^{жел} = \left(\frac{102,7 \cdot 10,5}{11 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = -8,3, \text{ округляем } n_{отв,9} = -8.$$

$$U_{H,9} = \frac{102,7 \cdot 10,5}{115 \left(1 + (-8) \frac{1,78}{100} \right)} = 11 \text{кВ}$$

$$\delta U_9 = \frac{11-10}{10} \cdot 100 = 10\%$$

Результаты расчета запишем в таблицу

Таблица 9.3

№ ПС	$U'_H, \text{кВ}$	$n_{отв}^{жел}$	$n_{отв}$	$U_H, \text{кВ}$	$\delta U, \%$
2	103	-8,1	-8	11	10
5	103,8	-7,77	-8	11	10
6	104,4	-7,5	-8	11,1	11
7	104,2	-7,6	-8	11	10
9	102,7	-8,3	-8	11	10

10. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПС №2

10.1. СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

При определении сопротивлений элементов эквивалентной схемы замещения за базисное условия приняты: $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, за коэффициенты трансформации трансформаторов принимаем отношение этих же напряжений.

Составляем схему замещения для ПС №2:

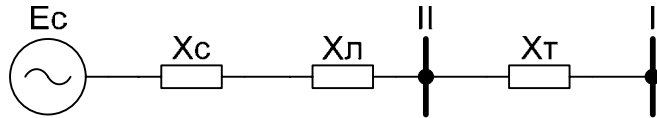


Рис. 10.1

Базисное напряжение на I ступени:
 $U_{\sigma I} = 10,5 \text{ кВ}$

Базисное напряжение на II ступени:

$$U_{\sigma II} = U_{\sigma I} / K_T = 10,5 \cdot 115 / 10,5 = 115 \text{ кВ}$$

Базисные токи:

$$I_{\sigma I} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma I}} = \frac{1000000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА}$$

$$I_{\sigma II} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma II}} = \frac{1000000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Система:

$$E_c = \frac{U_H}{U_{\sigma II}} = \frac{115}{115} = 1$$

Сопротивление линии Л:

$$X_L = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma II}^2} = \frac{42,7 \cdot 10^{-2} \cdot 63 \cdot 1000000}{115^2} = 2,03$$

$$R_L = \frac{X_L \cdot R_0}{X_0} = \frac{2,03 \cdot 24,9 \cdot 10^{-2}}{42,7 \cdot 10^{-2}} = 1,9$$

Сопротивление трансформатора Т:

$$X_B = 0,125 \cdot \frac{U_K \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_H} = 0,125 \cdot \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 0,33$$

$$X_{H1} = X_{H2} = 1,75 \cdot \frac{U_K \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_H} = 1,75 \cdot \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 4,59$$

$$R_{\sigma} = \Delta P_K S_{\sigma} / 2S_H^2 = \frac{0,172 \cdot 1000}{2 \cdot 40^2} = 0,054$$

$$R_{H1} = R_{H2} = 2 \cdot R_B = 2 \cdot 0,054 = 0,11$$

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН:

$$Z_{\Sigma \text{.ВН}} = \sqrt{(R_L)^2 + (X_L)^2} = \sqrt{1,9^2 + 2,03^2} = 2,35$$

$$I_{\text{ПО.ВН}} = \frac{E_c \cdot I_{\sigma II}}{Z_{\Sigma \text{.ВН}}} = \frac{1 \cdot 5,02}{2,35} = 2,13 \text{ кА}$$

Ток трехфазного КЗ на стороне НН:

$$Z_{\Sigma \text{.НН}} = \sqrt{(R_L + R_B + R_H)^2 + (X_L + X_B + X_H)^2} = \sqrt{(1,9 + 0,05 + 0,11)^2 + (2,03 + 0,33 + 4,59)^2} = 7,09$$

$$I_{\text{ПО.НН}} = \frac{E_c \cdot I_{\sigma I}}{Z_{\Sigma \text{.НН}}} = \frac{1 \cdot 54,99}{7,09} = 7,76 \text{ кА}$$

10.2. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

Сторона 110кВ:

$$I_{\text{по}} = 2,13 \text{ кА}$$

$$T_a = X_{\text{рез}} / (\omega R_{\text{рез}}) = 2,03 / (314 \cdot 1,9) = 0,005$$

Определим ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{по}} = \sqrt{2} \cdot 1,16 \cdot 2,13 = 3,5 \text{ кА}$$

$$\text{где: } K_y = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,005} = 1,16$$

$$I_{\text{мах}} = 1,5 \cdot S_{\text{НОМ.Т}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}) = 1,5 \cdot 40000 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 314,9 \text{ А}$$

Выбираем выключатель – элегазовый типа ВГУ – 110 [7,табл. 5.16]

$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$; $I_{\text{НОМ}} = 2 \text{ кА}$; $I_{\text{отк.НОМ}} = 40 \text{ кА}$; $\beta = 47\%$; $t_{\text{сб}} = 0,025 \text{ с}$; $t_{\text{отк}} = 0,055 \text{ с}$

$$t = t_{\text{рз}} + t_{\text{сб}} = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с}$$

$$i_{\text{а}\tau} = \sqrt{2} \cdot e^{-0,035/0,005} \cdot I_{\text{по}} = \sqrt{2} \cdot 0,002 \cdot 2,13 = 0,02 \text{ кА}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 2,13^2 \cdot (0,055 + 0,005) = 0,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot I_{\text{отк.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,47 \cdot 40 = 26,59 \text{ кА}$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин.НОМ}} = I_{\text{отк.НОМ}} = 40 \text{ кА} > I_{\text{по}} = 2,13 \text{ кА}$$

$$I_{\text{дин.НОМ}} = 2,55 \cdot I_{\text{отк.НОМ}} = 102 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 3,5 \text{ кА}$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = 26,59 \text{ кА} > i_{\text{а}\tau} = 0,02 \text{ кА}$$

Выбираем разъединитель: РНДЗ – 1 – 110У/1000У1 [3, табл.5-5]:

$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$; $I_{\text{НОМ}} = 1 \text{ кА}$; $I_{\text{терм.уст}} = 31,5 \text{ кА}$; $t = 3 \text{ с}$

Ток термической стойкости для разъединителя:

$$I_t^2 \cdot t = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Встроенный трансформатор тока - ТВ-110/20 - 600/5 [3, табл.5-10]

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{вст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 314,9 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$; $I_{\text{терм}} = 20 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 0,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{НОМ}}^2 \cdot t_{\text{Г}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформатор тока - ТФНД – 110М - 600/5 [3, табл.5-9]

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{вст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 314,9 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} = 3,5 \text{ кА}$	$I_{\text{тер}} = 43,3 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 0,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{Г}} = 43,3^2 \cdot 3 = 5624,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформатор напряжения – НКФ – 110 – 57 [3, табл.5-13]

$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$; $S_{2\text{Σ}} = 400 \text{ ВА}$

Ограничитель перенапряжения – ОПН 110У УХЛ1

Заградители – ВЗ – 630 – 0,5У1; $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$, $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$

Изоляторы наружной установки 110кВ подвешного типа ЛК 70/110 – АIV

Сборные шины:

Провод – АС – 120; $I_{\text{доп}} = 375 \text{ А}$; радиус провода $r_0 = 7,6 \text{ мм} = 0,76 \text{ см}$

Расстояние между фазами $D = 300 \text{ см}$

Начальная критическая напряженность:

$$A_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + 0,299 / \sqrt{r_0}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299 / 0,87) = 31,39 \text{ кВ} / \sqrt{\text{м}}$$

где: m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода

(для многопроволочных проводов $m=0,82$); r_0 – радиус провода.

Напряженность около поверхности провода:

$$E = 0,354 \cdot U / (r_0 + \lg(1,26 \cdot D / r_0)) = 0,354 \cdot 110 / (0,76 + \lg(1,26 \cdot 300 / 0,76)) = 18,99 \text{ кВ} / \text{см}$$

Условия проверки на корону:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$20,33 \leq 28,2$$

Сторона 10кВ:

$$I_{\text{по}} = 7,76 \text{ кА}$$

$$T_a = X_{\text{рез}} / (\omega R_{\text{рез}}) = 6,96 / (314 \cdot 1,35) = 0,016$$

Определим ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{по}} = \sqrt{2} \cdot 1,54 \cdot 7,76 = 16,95 \text{ кА}$$

$$\text{где: } K_y = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,016} = 1,54$$

$$I_{\text{max}} = S_{\text{нагр}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) = 34570 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 1900,74 \text{ А}$$

$$\text{где: } S_{\text{нагр}} = P_{\text{ин}} / \cos \varphi_{\text{ин}} = 28 / 0,81 = 34,57 \text{ МВА}$$

Выбираем выключатель – элегазовый типа VF12.20.31 [7,табл.

5.22]

$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 2 \text{ кА}$; $I_{\text{отк.ном}} = 31,5 \text{ кА}$; $\beta = 40\%$; $t_{\text{сб}} = 0,06 \text{ с}$; $t_{\text{отк}} = 0,08 \text{ с}$

$$t = t_{\text{рз}} + t_{\text{сб}} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}$$

$$i_{\text{а}\tau} = \sqrt{2} \cdot e^{-0,07/0,54} \cdot I_{\text{по}} = \sqrt{2} \cdot 0,01 \cdot 7,76 = 0,16 \text{ кА}$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 7,76^2 \cdot (0,08 + 0,016) = 5,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot I_{\text{отк.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,82 \text{ кА}$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин.ном}} = I_{\text{отк.ном}} = 31,5 \text{ кА} > I_{\text{по}} = 7,76 \text{ кА}$$

$$I_{\text{дин.ном}} = 2,55 \cdot I_{\text{отк.ном}} = 80,33 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 16,95 \text{ кА}$$

$$i_{\text{а.ном}} = 17,85 \text{ кА} > i_{\text{а}\tau} = 0,16 \text{ кА}$$

Трансформатор тока - ТЛ – 10УЗ [3, табл.5-9]

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{вст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1900,74 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} = 16,95 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$; $I_{\text{терм}} = 31,5 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 5,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформатор напряжения – НТМИ – 10 – 66 [3, табл.5-13]

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; S_{2\text{Н}} = 120 \text{ ВА}$$

Изоляторы наружной установки 10кВ опорного типа ИОСК 12,5 – 10/80 – I

Выбор алюминиевых шин в цепи трансформатора ТРДН-40000/110 на стороне 10кВ.

Расчетный ток нормального режима трансформатора:

$$I_{\text{нор.расч}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199,4 \text{ А}$$

Для алюминиевых шин при $T_a = 4200 \text{ Дж} = 0,9 \text{ А/мм}^2$ [7. табл.6.3], поэтому:

$$S_{\text{расч}} = 2199,4 / 0,9 = 2443,78 \text{ мм}^2$$

Выбираем алюминиевые шины коробчатого сечения [3,табл. 7.4]:

$$S = 2 \times 1010 = 2020 \text{ мм}^2; a = 100 \text{ мм}; c = 6 \text{ мм}; I_{\text{прод.доп}} = 3500 \text{ А}$$

Расчетный ток продолжительного режима трансформатора

$$I_{\text{утж}} = 1,3 \cdot S_{\text{ном.т}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) = 1,3 \cdot 40000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 2859,26 \text{ А}$$

Условие плотности тока шины

$$I_{\text{утж}} = 2859,26 < K_{\text{ав.п}} \cdot K_{\text{с}} \cdot I_{\text{прод.доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 3500 = 3500 \text{ А}$$

где: $K_{\text{ав.п}}$ – коэффициент аварийной перегрузки, принимаемый = 1;

$K_{\text{с}}$ – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды, = 1.

$I_{\text{прод.доп}}$ – продолжительно допустимый ток при нормированном значении температуры окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочник электрика/ Под ред. Э.А. Киреевой и С.А. Цырука.- М.: Колос, 2007.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. / Под редакцией С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. Третье издание переработанное и дополненное. М.: Энергоатомиздат,1985. – 352 с.
3. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / Крючков И.П., Кувшинский Н.Н., Неклепаев Б.Н.; Под редакцией Неклепаева Б.Н.Третье издание, переработанное и дополненное. Москва "Энергия ",1978. – 456 с.
4. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы./Москва "Энергия", 1978. - 352 с.
5. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. /М.: Энергоатомиздат,1989. - 592с.
6. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях./Астахов Ю.Н., Веников В.А., Зуев Э.Н. и др.; Под редакцией Веникова В.А. М.: Энергоатомиздат,1983. – 504 с.
7. Болаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 288с.