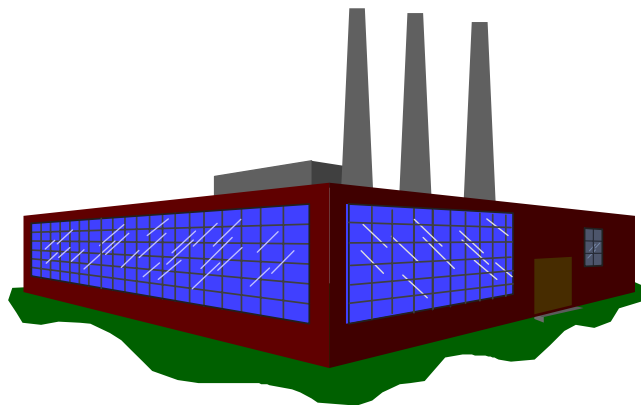


**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ,
ПОДСТАНЦИИ, СЕТИ И
ПИТАЮЩИЕ СИСТЕМЫ**



• ИЗДАТЕЛЬСТВО ТГТУ •

Министерство образования Российской Федерации
Тамбовский государственный технический университет

**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ,
ПОДСТАНЦИИ, СЕТИ И
ПИТАЮЩИЕ СИСТЕМЫ**

Методические указания
по выполнению курсового проекта
для студентов дневного и заочного отделений
специальностей 100400, 101600

Тамбов

• Издательство ТГТУ •
2002

УДК 621.311(076)
ББК з27я73-5
И201

Утверждено Редакционно-издательским советом университета

Рецензент

Доктор технических наук, профессор
С. В. Пономарев

Авторы-составители:

В. М. Иванов, А. В. Баранов, Е. А. Печагин

И201 Электрические станции, подстанции, сети и питающие системы: Метод. указ. / Авт.-сост.: В. М. Иванов, А. В. Баранов, Е. А. Печагин. Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2002. 32 с.

Методические указания по выполнению курсового проекта предназначены для студентов дневного и заочного отделений специальностей 100400, 101600.

УДК 621.311(076)
ББК з27я73-5

© Тамбовский государственный

технический университет (ТГТУ), 2002

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ,
ПОДСТАНЦИИ, СЕТИ И
ПИТАЮЩИЕ СИСТЕМЫ**

Методические указания

Авторы-составители:

ИВАНОВ Владимир Михайлович,
БАРАНОВ Александр Валентинович,
ПЕЧАГИН Евгений Александрович

Редактор Т. М. Глинкина

Инженер по компьютерному макетированию М. Н. Рыжкова

Плр № 020079 от 28.04.97

Подписано в печать 6.02.2002

Гарнитура Times New Roman. Формат 60 × 84 / 16

Бумага газетная. Печать офсетная. Объем: 1,86 усл. печ. л.; 1,7 уч.-изд. л.

Тираж 150 экз. С.79

Издательско-полиграфический центр

Тамбовского государственного технического университета

392000, Тамбов, Советская, 106, к. 14

ВВЕДЕНИЕ

При рассмотрении передачи электрической энергии по воздушной линии электропередачи (ЛЭП) обычно учитывают активное и индуктивное сопротивление ЛЭП.

Активное сопротивление зависит, в основном, от материала проводов и их сечения, а индуктивное от расстояния между проводами ЛЭП. Наличие этих сопротивлений приводит к тому, что при протекании тока напряжение в конце ЛЭП обычно меньше, чем в ее начале. Разница между действующими значениями напряжения в начале и в конце ЛЭП называется потерей напряжения.

При большой потере напряжения напряжение на шинах потребителя может оказаться меньше номинального. Работа при пониженном напряжении не желательна, так как это приводит, в частности, к сокращению срока службы нагруженных асинхронных электродвигателей, уменьшению светотдачи осветительных приборов, нарушению технологического процесса электрометаллургических агрегатов и т.д. В связи с этим потеря напряжения в ЛЭП не должна превышать некоторой заданной величины.

Задача № 1. В ЛЭП длиной 1 км потери напряжения ΔU не должны превышать 2 – 7 % от напряжения в конце линии U_2 (6,3 → АС-150/34; 10 → АС-120/19; 35 → АС-95/16; 110 → АС-70/11) кВ. Провода серии АС. $\cos \varphi_2$ в нагрузке.

1 Определить:

1.1 Мощность, передаваемую в нагрузку по заданной линии

а) при заданном $\cos \varphi_2$; б) при $\cos \varphi_2 = 1$.

1.2 КПД линии

а) при заданном $\cos \varphi_2$; б) при $\cos \varphi_2 = 1$.

1.3 Емкость батарейки конденсаторов при полной компенсации реактивной мощности.

2 Построить векторную диаграмму напряжений при активно-индуктивном характере нагрузки.

№	L_1 , км	ΔU , %	U_2	Марка	$\cos \varphi_2$
---	------------	----------------	-------	-------	------------------

варианта			кВ	провода	
1	2	1	6,3	АС-150/34	0,7
2	5	2	6,3	АС-150/34	0,6
3	7	5	10	АС-120/19	0,8
4	10	3	10	АС-120/19	0,6

Продолжение

№ варианта	L_1 , км	ΔU , %	U_2 , кВ	Марка провода	$\cos \varphi_2$
5	12	4	35	АС-95/16	0,8
6	15	5	35	АС-95/16	0,7
7	20	7	35	АС-120/19	0,6
8	40	6	35	АС-95/16	0,7
9	50	5	110	АС-70/11	0,6
10	55	4	110	АС-95/16	0,7
11	60	5	35	АС-95/16	0,8
12	70	4	35	АС-120/19	0,7
13	75	7	110	АС-70/11	0,6
14	85	6	110	АС-95/16	0,8
15	100	5	110	АС-120/19	0,6
16	102	4	110	АС-120/19	0,85
17	25	4	35	АС-95/16	0,69
18	81	6	110	АС-150/34	0,75
19	65	5	35	АС-120/19	0,83
20	45	7	110	АС-120/19	0,75

Пример. В ЛЭП длиной $l = 5$ км потеря напряжения не должна превышать 5 % от напряжения в конце линии $U_2 = 6300$ В. Удельное сопротивление проводов линии: $r_0 = 0,2$ Ом/км, $x_0 = 0,3$ Ом/км.

О п р е д е л и т ь: 1) какую мощность можно передать в нагрузку по такой линии при $\cos \varphi_2 = 0,6$ и при $\cos \varphi_2 = 1,0$;

2) КПД линии при этом;

3) какова должна быть емкость конденсатора, который следует подключить параллельно нагрузке, чтобы увеличить $\cos \varphi_2$ с 0,6 до 1,0.

Р е ш е н и е. Расчетная схема (на 1 фазу) представлена на рис. 1. Индуктивное сопротивление линии $X_{л} = x_0 l$.

Активное сопротивление линии $R_{л} = r_0 l$.

Векторная диаграмма при индуктивном характере нагрузки представлена на рис. 2.

На диаграмме вектор \vec{ca} изображает комплекс падения напряжения в ЛЭП $\Delta \dot{U} = U_1 - U_2$, отрезок ct

– потерю напряжения $\Delta U = |\dot{U}_1| - |\dot{U}_2|$.

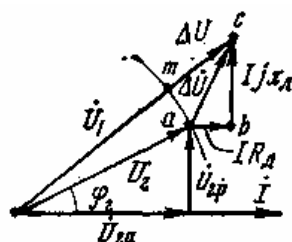
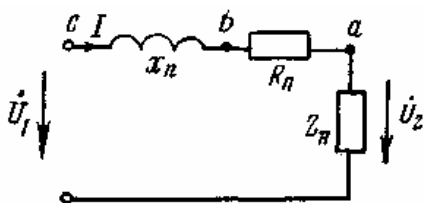


Рис. 1 Схема замещения
воздушной линии
электропередач

Рис. 2 Векторная
диаграмма
при индуктивном характере
нагрузки

Очевидно, $|\Delta U| > \Delta U$. Из диаграммы

$$\Delta U = U_1 - U_2 = \sqrt{(U_2 \cos \varphi_2 + IR_n)^2 + (U_2 \sin \varphi_2 + IX_n)^2} - U_2.$$

Откуда ток

$$I = \frac{1}{R_n^2 + X_n^2} \left[\sqrt{U_2^2 (R_n \cos \varphi_2 + X_n \sin \varphi_2)^2 + (\Delta U^2 + 2U_2 \Delta U)(R_n^2 + X_n^2)} - U_2 (R_n \cos \varphi_2 + X_n \sin \varphi_2) \right].$$

В нашем случае $\Delta U = 0,05$, $U_2 = 315$ В. При $\cos \varphi_2 = 0,6$ $I = 175$ А; при $\cos \varphi_2 = 1,0$ $I = 320$ А.

Мощность нагрузки $P_2 = U_2 I \cos \varphi_2$ соответственно равна 0,662 и 2,02 МВт.

Таким образом, при заданной потере напряжения повышение $\cos \varphi_2$ с 0,6 до 1,0 позволяет увеличить передаваемую по ЛЭП мощность в 3 раза.

Определим КПД ЛЭП

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + I^2 R_n}.$$

При $\cos \varphi_2 = 0,6$ $\eta = \frac{0,662 \cdot 10^6}{0,662 \cdot 10^6 + 175^2 \cdot 1} = 0,957,$

при $\cos \varphi_2 = 1,0$ $\eta = \frac{2,02 \cdot 10^6}{2,02 \cdot 10^6 + 320^2 \cdot 1} = 0,952.$

Рис. 3 Схема замещения
ЛЭП
при включении батареи
конденсаторов

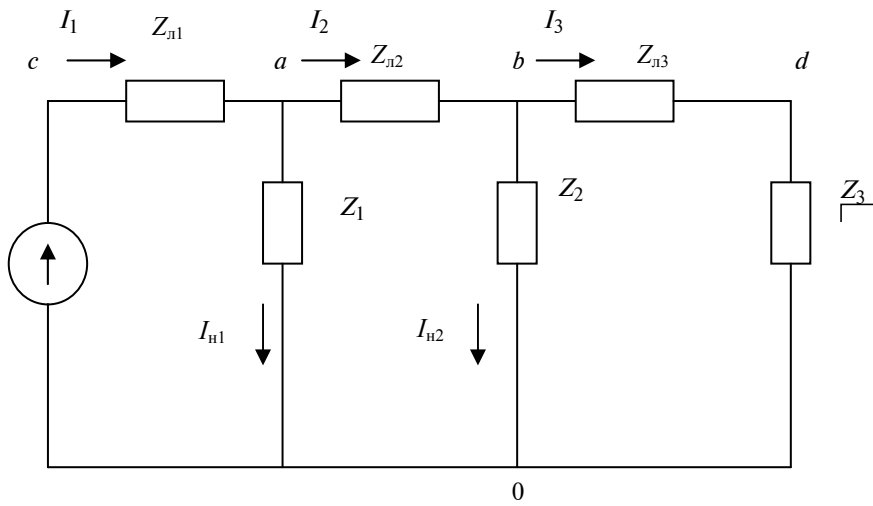
Рис. 4 Векторная
диаграмма токов

Для повышения $\cos \varphi_2$ нагрузки может использоваться батарея конденсаторов, включаемая параллельно нагрузке. Последовательное включение конденсаторов не используется, так как при этом напряжение на нагрузке может значительно превысить номинальное. Представляя нагрузку последовательной схемой замещения, получим расчетную схему на рис. 3.

Векторная диаграмма токов данной схемы представлена на рис. 4. Здесь φ_2 – угол между напряжением в конце линии и током линии до включения компенсирующего конденсатора, а φ'_2 – после включения конденсатора.

Из диаграммы следует, что для получения $\cos \varphi_2 = 1$ ($\varphi_2 = 0$) необходимо, чтобы ток конденсатора удовлетворял равенству:

Решение. Составим расчетную схему системы электроснабжения:



Для заданной схемы определим сопротивление линий и нагрузок:

$$Z_{л1} = Z_{л0} l_1 = (0,3 + j 0,3) \cdot 3 = (0,9 + j 0,9) \text{ Ом};$$

$$Z_{л2} = Z_{л0} l_2 = (0,3 + j 0,3) \cdot 2 = (0,6 + j 0,6) \text{ Ом};$$

$$Z_{л3} = Z_{л0} l_3 = (0,3 + j 0,3) \cdot 4 = (1,2 + j 1,2) \text{ Ом};$$

$$R_{н1} = \frac{U_{н}^2 \cos \varphi_1}{P_{н1}} = \frac{380^2 \cdot 0,7}{400 \cdot 10^3} = 0,3 \text{ Ом};$$

$$X_{н1} = R_{н1} \operatorname{tg} \varphi_1 = 0,3 \text{ Ом}; \quad Z_{н1} = (0,3 + j 0,3) \text{ Ом};$$

$$R_{н2} = \frac{U_{н}^2 \cos \varphi_2}{P_{н2}} = \frac{380^2 \cdot 0,9}{600 \cdot 10^3} = 0,3 \text{ Ом};$$

$$X_{н2} = R_{н2} \operatorname{tg} \varphi_2 = 0,3 \cdot 0,48 = 0,14 \text{ Ом}; \quad Z_{н2} = (0,3 + j 0,14) \text{ Ом};$$

$$R_{н3} = \frac{U_{н}^2 \cos \varphi_3}{P_{н3}} = \frac{380^2 \cdot 0,8}{600 \cdot 10^3} = 0,2 \text{ Ом};$$

$$X_{н3} = R_{н3} \operatorname{tg} \varphi_3 = 0,2 \cdot 0,75 = 0,15 \text{ Ом}; \quad Z_{н3} = (0,2 + j 0,15) \text{ Ом}.$$

Потенциалы точек a и b находим по методу узловых потенциалов, полагая, что $\varphi_0 = 0$.

Уравнения имеют вид:

$$\varphi_a \left(\frac{1}{Z_{л1}} + \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_{л2}} \right) - \varphi_b \frac{1}{Z_{л2}} = \frac{U_0}{Z_{л1}};$$

$$\varphi_b \left(\frac{1}{Z_{л2}} + \frac{1}{Z_{л3} + Z_3} + \frac{1}{Z_2} \right) - \varphi_a \frac{1}{Z_{л2}} = 0;$$

$$\varphi_a (0,6 - j 0,6 + 1,7 - j 1,7 + 0,83 - j 0,83) - \varphi_b (0,83 - j 0,83) = 333 - j 333;$$

$$\varphi_b (0,83 - j 0,83 + 0,37 - j 0,36 + 2,7 - j 1,3) - \varphi_a (0,83 - j 0,83) = 0;$$

$$\varphi_a (3,13 - j 3,13) - \varphi_b (0,83 - j 0,83) = 333 - j 333;$$

$$\varphi_a (-0,83 + j 0,83) + \varphi_b (3,9 - j 2,5) = 0.$$

$$\Delta = \begin{vmatrix} 3,13 - j3,13 & -0,83 + j0,83 \\ -0,83 + j0,83 & 3,9 - j2,5 \end{vmatrix} = 4,4 - j20 + j1,4 = 4,4 - j18,6; \quad \Delta_a = \begin{vmatrix} 333 - j333 & -0,83 + j0,83 \\ 0 & 3,9 - j2,5 \end{vmatrix} = 466,2 - j2131;$$

$$\Delta_b = \begin{vmatrix} 3,13 - j3,13 & 333 - j333 \\ -0,83 + j0,83 & 0 \end{vmatrix} = -j553.$$

$$\varphi_a = \frac{\Delta_a}{\Delta} = \frac{466,2 - j2131}{4,4 - j18,6} = 114 - j2 \text{ В}; \quad \varphi_b = \frac{\Delta_b}{\Delta} = \frac{-j553}{4,4 - j18,6} = 28 - j7 \text{ В}.$$

Округлим токи нагрузок:

$$I_{н1} = \frac{\varphi_a}{Z_{н1}} = \frac{114 - j2}{0,3 + j0,3} = 187 - j197 \text{ А}; \quad I_{н2} = \frac{\varphi_b}{Z_{н2}} = \frac{28 - j7}{0,3 + j0,14} = 68 - j55 \text{ А};$$

$$I_{н3} = \frac{\varphi_b}{Z_{н3}} = \frac{28 - j7}{1,4 + j1,35} = 8 - j13 \text{ А}.$$

Напряжение на нагрузке Z_3 равно

$$\dot{U}_3 = \dot{I}_3 Z_{н3} = (8 - j13) \cdot (0,2 + j0,15) = 3,6 - j1,4 \text{ В}.$$

Мощности нагрузок:

$$\dot{S}_1 = \dot{U}_{a0} I_{н1}^* = (114 - j2) \cdot (187 + j197) = 20\,924 + j22\,832;$$

$$\dot{S}_2 = \dot{U}_{b0} I_{н2}^* = (68 + j55) \cdot (28 - j7) = 2289 + j1064;$$

$$\dot{S}_3 = \dot{U}_3 I_{н3}^* = (3,6 - j1,4) \cdot (8 - j13) = 11 + j58.$$

Ток источника энергии

$$I_1^* = \frac{\varphi_c - \varphi_a}{Z_{л1}} = \frac{400 - 114 + j2}{0,9 + j0,9} = 160 - j158 \text{ А}.$$

Мощность источника энергии

$$S_{ист} = U_0 I_1^* = 400 \cdot (160 + j158) = 64\,000 + j74\,000 \text{ ВА}.$$

КПД установки равен

$$\eta = \frac{\sum P_{н}}{P_{ист}} = \frac{20\,924 + 2289 + 11}{64\,000} = 0,4.$$

Задача № 3. Необходимые данные для проектирования

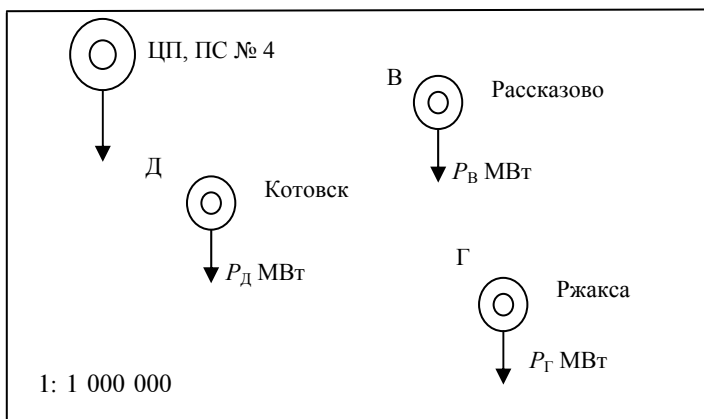


Рис. 5.1

1.1 Мощность, заданная в центрах А, Б, В, Г, Д, МВт

Таблица 1.1

Заданные значения мощности, МВт			№ варианта
$P_B/\cos\varphi_B$	$P_G/\cos\varphi_G$	$P_D/\cos\varphi_D$	
40,63/0,9	11,80/0,93	12,30/0,91	1
41,60/0,9	11,40/0,93	11,40/0,91	2
45,70/0,9	13,20/0,93	44,50/0,91	3
23,00/0,9	14,60/0,93	42,80/0,91	4
45,60/0,9	17,50/0,93	46,80/0,91	5
46,80/0,9	17,50/0,93	45,60/0,91	6
42,5/0,9	11,50/0,93	38,50/0,91	8
43,00/0,9	12,50/0,93	39,40/0,91	9
42,80/0,9	10,50/0,93	44,50/0,91	10
44,50/0,9	15,70/0,93	45,00/0,91	11
47,00/0,9	14,50/0,93	48,20/0,91	12
42,80/0,9	17,20/0,93	46,20/0,91	13
43,20/0,9	21,20/0,93	46,50/0,91	14
44,00/0,9	20,00/0,93	45,00/0,91	15
42,70/0,9	12,50/0,93	43,20/0,91	16
47,50/0,9	13,50/0,93	45,50/0,91	17
42,70/0,9	15,70/0,93	42,00/0,91	18
41,80/0,9	16,40/0,93	47,20/0,91	19
45,70/0,9	15,20/0,93	48,20/0,91	20
48,00/0,9	12,40/0,93	47,00/0,91	21
49,50/0,9	13,20/0,93	21,00/0,91	22
25,70/0,9	14,70/0,93	36,00/0,91	23
32,20/0,9	17,50/0,93	28,00/0,91	24
40,00/0,9	30,00/0,93	38,00/0,91	25
27,50/0,9	22,00/0,93	25,00/0,91	26
40,00/0,9	17,50/0,93	33,40/0,91	27
40,00/0,9	15,60/0,93	22,90/0,91	28
47,50/0,9	12,00/0,93	35,60/0,91	29
21,00/0,9	21,00/0,93	34,00/0,91	30

1.2 Расстояние до районных центров от г. Тамбова и между ними, км

Таблица 1.2

Вариант	L_B	L_G	L_D	$l_{БВ}$	$l_{ВГ}$	$l_{ГД}$
1	45	80	25	90	60	65
2	35	85	25	110	75	60
3	36	86	26	105	61	59
4	37	87	27	102	60	58

5	38	88	28	103	59	57
6	39	89	29	104	58	56
7	40	90	30	105	57	55
8	41	91	31	103	55	54
9	42	92	32	101	54	53
10	43	93	33	102	53	52
11	33	94	34	103	52	51
12	34	85	35	100	50	50
13	35	84	36	102	49	49
14	36	83	35	104	48	48
15	37	82	34	100	47	47
16	38	81	33	95	45	45
17	39	80	32	94	44	44
18	40	89	30	95	43	43
20	42	91	29	95	41	41
21	43	92	27	97	40	40
22	44	93	28	98	41	39
23	45	94	25	95	42	42
24	44	95	24	90	43	43
25	43	96	23	91	44	44
26	42	97	32	92	45	45
27	41	90	31	93	46	46
28	40	89	32	94	47	47
29	39	88	35	95	48	48
30	40	87	30	96	50	50

1.3 Состав потребителей в пунктах питания и требования по надежности электроснабжения

Таблица 1.3

Пункты	Потребители I категории, %	Потребители II категории, %	Потребители III категории, %
В	20	20	60
Г	15	45	40
Д	40	30	30

1.4 Характеристика групп потребителей и их удельный вес в объеме потребления электроэнергии в пунктах питания

Таблица 1.4

Наименование потребителей	Единица измерения	Тариф с 01.03.97 г.	Потребители, %

1	Население городское (включая НДС) сельское	р./кВт·ч	300 210	35,0 15,0
2	Промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 кВА и выше за мощность за электроэнергию	р./кВт р./кВт·ч	72 000 350	25,0
3	Прочие промышленные потребители	р./кВт·ч	480	15,0
4	Производственные нужды сельхозпотребителей	р./кВт·ч	175	10,0
5	Оптовые потребители- перепродавцы (город)	р./кВт·ч	200	35,0

1.5 Напряжение источника на подстанции 220/110/35 кВ в г. Тамбове позволяет при максимальном режиме нагрузок принимать $U_{\max} = 1,1U_n$, а в минимальном – $U_{\min} = -1,05U_n$.

1.6 Стоимость потерянного 1 кВт·ч при холостом ходе трансформатора в расчетах для подстанции 110/10 кВ или 35/10 кВ принять в проекте $C_{x,x} = 228$ р./кВт·ч.

Стоимость потерянного 1 кВт·ч при коротком замыкании для тех же подстанций принять в проекте $C_{к.з} = 480$ р./кВт·ч.

1.7 Удельный ущерб при перерывах в электроснабжении потребителей

Таблица 1.5

№	Наименование потребителей	Относительн ое потребление , %	Средний удельный ущерб, р./кВт·ч.
1	Промышленные потребители	30	6500
2	Коммунально-бытовые потребители и прочие	50	3360
3	Сельскохозяйственные потребители	20	37 500

1.8 Данные о пропускной способности линий 10 – 110 кВ, необходимые для выбора напряжения

Таблица 1.6

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Мощность нагрузки на одну цепь, МВт	Расстояние передачи или длина ВЛ, км
10	1 – 2	20 – 10
20	5 – 10	20 – 10

35	5 – 10	60 – 20
110	30 – 40 (25 – 50)	50 – 150
220	100 – 200	150 – 250

В табл. 1.6 приведены данные о допустимых передаваемых мощностях на одну цепь линии и о предельных расстояниях передачи, полученные на основании обобщения накопленного опыта проектирования электрических сетей и необходимые для выбора напряжения.

1.9 Для выбора сечения провода и величины пролета в зависимости от толщины стенки гололеда при максимальном напоре ветра до 15 м от поверхности земли исходим из требований Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и проектных решений при шиновом проектировании по табл. 1.7 и табл. 1.8.

Таблица 1.7

Наименьшие допустимые сечения проводов (токоведущей части)

$U_{\text{ном}}$, кВ	Характеристика участка ВЛ	Провод А	Провод АС	Провод АЖ
Выше 1	До 10 мм	240	35	120
	На всех участках при гололеде 10 – 20 мм	240	50	120
	Больше 20 мм	240	70	120

Таблица 1.8

Наибольшие допустимые промежуточные пролеты, м

Марка провода	Толщина стенки гололеда		
	до 10	15	20
АС-35/6,2	320	200	140
АС-50/8	360	240	160
АС-70/11	430	290	200
АС-95/16	525	400	300
АС-120/19	660	475	350
А-35	140	475	350
А-50	160	90	60
А-70	190	115	75
А-95	215	135	90
А-120	270	150	110
А-150	335	165	130

Для выбора конструктивных размеров воздушных линий необходимо пользоваться табл. 1.9.

Таблица 1.9

Конструктивные размеры воздушных линий

Напряжение ВЛ, кВ	Расстояние между проводами, м	Длина пролета l , м	Высота опоры, м	Допустимый габарит, м
до 1	0,5	40 – 50	8 – 9	6 – 7
6 – 10	1	50 – 100	10	6 – 7
35	3	150 – 200	10	6 – 7
110	4	170 – 250	13 – 14	6 – 7
220	7	250 – 350	25 – 30	7 – 8

Пример

Задание

Пункты	А	Б	В	Г	Д
P , МВт	14,3	41,5	4,28	1,72	46,2
$\cos\varphi$	0,91	0,92	0,9	0,93	0,91

Пункт	А	Б	В	Г	Д
Расстояние от центра питания до пункта	28	98	35	84	36

Пункты	АБ	БВ	ВГ	ГД
Расстояние между пунктами	70	102	49	49

Линия 35 кВ – ВГ.

Выбор лучшего варианта схемы соединений электрических сетей

Для выбора лучшего варианта схемы электрической сети сравнение необходимо производить в ценах 1991 г., а затем выбранный вариант привести к уровню цен на год проектирования. Для 1997 г. необходимо применять коэффициент пересчета $K = 9500$.

Для расчетов с потребителями I и II категории должно быть обеспечено сетевое резервирование.

Трансформаторные подстанции на напряжение 110 кВ выбираются, как правило, двухтрансформаторными без выключателя с высокой стороны, т.е. отделителями и короткозамкательями.

Сетевое резервирование возможно осуществить тремя способами:

- 1 Путем резервирования от соседних подстанций, при этом в нормальном режиме сети работают как радиальные.
- 2 Сооружением двух одноцепных линий, идущих параллельно.
- 3 Сооружением замкнутых сетей, получающих питание в нормальном режиме от одного, двух и более источников питания.

Потребители первой категории должны обеспечиваться энергией от двух независимых источников питания. Перерыв электроснабжения одного из источников питания может быть лишь на время автоматического восстановления питания от другого источника. Для потребителей II категории допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания силами дежурного персонала или выездной группы.

При проектировании электрических сетей качество электроэнергии оценивается значением допустимого отклонения у потребителей, которое составляет $\pm 5\%$ от номинального напряжения в нормальном режиме и $\pm 10\%$ в аварийном режиме, для сетей до 1 кВ и 6 – 10 кВ. При этом допустимые потери проектируемых линий 110, 35, 10 кВ могут быть определены из таблиц потерь и

отклонения напряжения, составленной для выбранной схемы электроснабжения отдельно для пунктов А, Б, В, Г, Д.

При составлении вариантов схем электроснабжения следует иметь ввиду то, что электроэнергию во все пункты следует, по возможности, передавать кратчайшим путем, а наличие почти не нагруженных резервных линий является недостатком варианта. При этом следует разделить трансформаторные подстанции пунктов при расположении на сравнительно небольших расстояниях от центра питания и небольшой нагрузке и на значительных расстояниях от центра питания и высокой мощности подстанции. Это позволяет определить те пункты, которые целесообразно объединить одной замкнутой сетью или магистралью.

При рассмотрении аварийных режимов следует выбирать наиболее тяжелые случаи повреждения одной из линий сети, как правило, наиболее загруженной, которые приводят к наибольшему снижению напряжения в наиболее удаленных точках.

Выбор сечений проводов по экономической плотности тока

Каждому стандартному сечению проводника соответствует определенный диапазон значений тока, при котором использование этого сечения обеспечивает минимум приведенных затрат. В практических расчетах экономически целесообразное сечение провода определяется по нормативному значению экономической плотности тока.

В соответствии с ПУЭ параграфом 1.3.25 сечение провода должно быть выбрано по экономической плотности тока

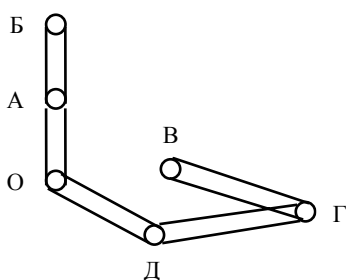
$$F_3 = \alpha_I \frac{I_{\text{рас}}}{N_{\text{ц}} j_3}, \text{ мм}^2,$$

где F_3 – экономическое сечение провода в фазе, мм²; α_I – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации; $I_{\text{рас}}$ – расчетный ток в линии на 5-м году эксплуатации, А; $N_{\text{ц}}$ – число параллельных цепей; j_3 – экономическая плотность тока;

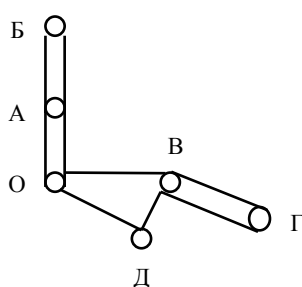
$$I_{\text{рас}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}}.$$

$I_{\text{рас}}$ определяется, исходя из заданных значений мощности в конкретных точках, при условии, что не учитываются потери мощности во всех звеньях электрической сети.

1 вариант схемы



2 вариант схемы



Выбираем сечения проводов участков по экономической плотности тока.

Вариант 1

$$F_3 = \alpha_I \frac{I_{\text{рас}}}{N_{\text{ц}} j_3} = \alpha_I \frac{S_{\text{ном}}}{N_{\text{ц}} j_3 \sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \alpha_I \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} N_{\text{ц}} j_3 \cos \varphi};$$

$$\alpha_I = 1; \quad j_3 = 1 \text{ А/мм}^2$$

Участок АБ

$$F_3 = \alpha_I \frac{P_B}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} N_{\text{ц}} j_3 \cos \varphi} = \frac{41,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 0,92 \cdot 2}$$

Участок	$F_3, \text{ мм}^2$	Марка провода
АБ	118,38	АС-120
ОА	171,03	АС-185
ОД	150,57	АС-150
ДГ	17	АС-70
ГВ	39	АС-50

Вариант 2

Участок	$F_3, \text{ мм}^2$	Марка провода
АБ	118,38	АС-120
ОА	171,03	АС-185
ОД	240	АС-240
ОВ	36	АС-95
ДВ	115,9	АС-120
ВГ	39	АС-50

Для **варианта 1** ставим 8 выключателей с номинальным напряжением 110 кВ и 4 выключателя с номинальным напряжением 35 кВ.

Их стоимость

$$K_B = N C_B = 8 \cdot 37 + 4 \cdot 5,72 = 318,88 \text{ тыс. р.},$$

где N – число выключателей; C_B – цена одного выключателя

Стоимость линий

$$K_{\text{л}} = 70 \cdot 31,0 + 28 \cdot 35,6 + 36 \cdot 32,8 + 49 \cdot 28,8 + 49 \cdot 27,2 = 7091,6 \text{ тыс. р.}$$

Общая стоимость

$$K = K_B + K_{\text{л}} = 7091,6 + 318,88 = 7410,48 \text{ тыс. р.}$$

Для **варианта 2** ставим 7 выключателей с номинальным напряжением 110 кВ и 4 выключателя с номинальным напряжением 35 кВ.

$$K_B = 7 \cdot 37 + 4 \cdot 5,72 = 281,88 \text{ тыс. р.}$$

Стоимость линий

$$K_{\text{л}} = 70 \cdot 31,0 + 28 \cdot 35,6 + 36 \cdot 22,0 + 10 \cdot 16,2 + 35 \cdot 16,2 + 49 \cdot 27,2 = 6020,6 \text{ тыс. р.}$$

Общая стоимость

$$K = K_B + K_{\text{л}} = 6020,6 + 281,88 = 6302,48 \text{ тыс. р.}$$

Выбор трансформаторов подстанций

Подстанция А:

$$P_A = 14,3 \text{ МВА}; \quad S_A = 15,7 \text{ МВА.}$$

Мощность одного трансформатора $S_A > 0,65 \cdot 15,7 = 9,43$ МВА \Rightarrow выбираем трансформатор ТДН-10000/115.

$$\Delta P_{x,x} = 14 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{к.з} = 60 \text{ кВт}; \quad R_T = 7,95 \Omega; \quad X_T = 139 \Omega.$$

Цена: 80 000 р.

Подстанция Б:

$$P_B = 41,5 \text{ МВА}; \quad S_B = 45,1 \text{ МВА}.$$

Мощность одного трансформатора $S_B > 0,65 \cdot 45,1 = 27,06$ МВА \Rightarrow выбираем трансформатор ТДН-32000/115.

$$\Delta P_{x,x} = 32 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{к.з} = 145 \text{ кВт}; \quad R_T = 2,2 \Omega; \quad X_T = 43 \Omega.$$

Цена: 143 000 р.

Подстанция В:

Для 2-го варианта схемы электрической сети

$$P_B = 4,28 \text{ МВА}; \quad S_B = 4,76 \text{ МВА}.$$

Мощность одного трансформатора $S_B > 0,65 \cdot 4,76 = 2,85$ МВА \Rightarrow выбираем трансформатор ТДН-6300/115.

$$\Delta P_{x,x} = 14 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{к.з} = 58 \text{ кВт}; \quad R_T = 19,3 \Omega;$$

$$X^B = 228 \Omega; \quad X^C = -12,2 \Omega; \quad X^H = 133 \Omega.$$

Цена: 83 400 р.

Для 1-го варианта схемы электрической сети

$$P_B = 4,28 \text{ МВА}; \quad S_A = 4,76 \text{ МВА}.$$

Мощность одного трансформатора $S_B > 0,65 \cdot 4,76 = 2,85$ МВА \Rightarrow выбираем трансформатор ТДН-4000/35.

$$\Delta P_{x,x} = 5,6 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{к.з} = 35,5 \text{ кВт}; \quad R_T = 0,6 \Omega; \quad X_T = 4,95 \Omega.$$

Цена: 36 000 р.

Подстанция Д:

$$P_D = 46,2 \text{ МВА}; \quad S_B = 50,77 \text{ МВА}.$$

Мощность одного трансформатора $S_D > 0,65 \cdot 50,77 = 36,46$ МВА \Rightarrow выбираем трансформатор ТДН-32000/115.

$$\Delta P_{x,x} = 32 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{к.з} = 145 \text{ кВт}; \quad R_T = 2,2 \Omega; \quad X_T = 43 \Omega.$$

Цена: 143 000 р.

Подстанция Г:

Для 2-го варианта схемы электрической сети

$$P_G = 1,72 \text{ МВА}; \quad S_G = 1,85 \text{ МВА}.$$

Мощность одного трансформатора $S_G > 0,65 \cdot 1,85 = 1,11$ МВА \Rightarrow выбираем трансформатор ТДН-2500/35.

$$\Delta P_{x,x} = 4,1 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{к.з} = 23,5 \text{ кВт}; \quad R_T = 0,46 \Omega; \quad X_T = 5,082 \Omega.$$

Цена: 29 400 р.

Для 1-го варианта схемы электрической сети

$$P_G = 1,72 \text{ МВА}; \quad S_G = 1,85 \text{ МВА}.$$

Мощность одного трансформатора $S_G > 0,65 \cdot 1,85 = 1,11$ МВА \Rightarrow выбираем трансформатор ТДН-63000/115.

$$\Delta P_{x,x} = 14 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{к.з} = 58 \text{ кВт}; \quad R_T = 19,3 \Omega;$$

$$X^B = 228 \Omega; \quad X^C = -12,2 \Omega; \quad X^H = 133 \Omega.$$

Цена: 83 400 р.

Технико-экономическое обоснование наиболее целесообразного варианта электроснабжения

Вариант 1

$$Z_1 = \sum K_i E_{и} + \sum (I_a + I_{обс} + I_{эл.п.}),$$

где K_i – капитальные вложения в i -й элемент схемы электроснабжения в год, тыс. р.; $E_{и}$ – нормативный коэффициент; $E_{и} = 0,1$; I_a – издержки на амортизацию; $I_{обс}$ – издержки на обслуживание; $I_{эл.п.}$ – издержки на потери; $\sum K_i = K_T + K_L + K_B + K_{п/с}$.

$$K_T = (80 + 143 + 36 + 83,4 + 143) \cdot 2 = 970,8 \text{ тыс. р.}$$

$$K_{п/с} = 4 \cdot (72,52 + 220) + 52,48 = 1222,56 \text{ тыс. р.}$$

$$\sum K_i = 970,8 + 7410,48 + 1222,56 = 9603,84 \text{ тыс. р.}$$

$$\sum K_i E_{и} = 960,384 \text{ тыс. р.}$$

$$I_a = 0,02 K_L + 0,044 (K_B + K_T + K_{п/с}),$$

$$I_a = 0,02 \cdot 7091,6 + 0,044 \cdot (318,88 + 970,8 + 1222,56) = 252,37 \text{ тыс. р.}$$

$$I_{обс} = \sum \Pi_{ус} C_{обс},$$

$$I_{обс} = 70 \cdot (4 \cdot 2 \cdot 70,8 + 1 \cdot 2 \cdot 12,3 + 8 \cdot 48,7 + 4 \cdot 32,2 + 2,6 \cdot (98 + 36 + 49 + 49)),$$

$$I_{обс} = 1712,6 \cdot 70 = 119,882 \text{ тыс. р.}$$

$$I_{эл.п.} = \sum I_T + \sum I_L.$$

$$I_T = n \Delta P_{x,x} \cdot 8760 \cdot C_{x,x} + \frac{\Delta P_{к.з} \tau K_3^2 C_{к.з}}{n}.$$

Пункт А:

$$I_T = 2 \cdot 14 \cdot 8760 \cdot 1,3 \cdot 10^{-5} + \frac{60 \cdot 3000 \cdot 0,74^2 \cdot 2,6 \cdot 10^{-5}}{2} = 4,47 \text{ тыс. р.}$$

Трансформатор	А	Б	В	Г	Д
I_T	4,47	10,32	2,03	4,43	10,39

$$\sum I_T = 4,47 + 10,32 + 2,03 + 4,43 + 10,39 = 31,64 \text{ тыс. р.}$$

$$I_L = \frac{S^2}{U^2} R \tau C_{к.з}.$$

$$\text{АБ: } I_L = \frac{(45,11 \cdot 10^6)^2}{(110 \cdot 10^3)^2} \cdot \frac{24,98}{100} \cdot 70 \cdot 3000 \cdot 2,6 \cdot 10^{-5} = 229,38 \text{ тыс. р.}$$

Участок	АБ	ОА	ОД	ДГ	ГВ
I_L	229,38	124,19	151,254	5,907	42,627
R_L	17,486	4,536	7,128	20,972	29,547

$$\sum I_L = 553,358 \text{ тыс. р.}$$

$$Z_1 = 960,384 + 252,37 + 119,882 + 31,64 + 553,358 = 1917,634 \text{ тыс. р.}$$

Вариант 2

$$Z_1 = \sum K_i E_{\text{и}} + \sum (I_{\text{а}} + I_{\text{обс}} + I_{\text{эл.п.}}).$$

$$K_{\text{T}} = (80 + 143 + 83,4 + 29,4 + 143) \cdot 2 = 957,6 \text{ тыс. р.}$$

$$K_{\text{п/с}} = 4 \cdot (72,52 + 220) + 52,48 = 1222,56 \text{ тыс. р.}$$

$$\sum K_i = 957,6 + 7410,48 + 1222,56 = 8482,64 \text{ тыс. р.}$$

$$\sum K_i E_{\text{и}} = 848,264 \text{ тыс. р.}$$

$$I_{\text{а}} = 0,02 \cdot K_{\text{л}} + 0,044 (K_{\text{в}} + K_{\text{T}} + K_{\text{п/с}}).$$

$$I_{\text{а}} = 0,02 \cdot 7091,6 + 0,044 \cdot (281,88 + 957,6 + 1222,56) = 228,698 \text{ тыс. р.}$$

$$I_{\text{обс}} = \sum \Pi_{\text{ус}} C_{\text{обс}}.$$

$$I_{\text{обс}} = 70 \cdot (4 \cdot 2 \cdot 70,8 + 1 \cdot 2 \cdot 12,3 + 7 \cdot 48,7 + 4 \cdot 32,2 + 2,6 \cdot (98 + 36 + 35 + 10 + 49)). I_{\text{обс}} = 1653,5 \cdot 70 = 115,745 \text{ тыс. р.}$$

$$I_{\text{эл.п.}} = \sum I_{\text{T}} + \sum I_{\text{л}}.$$

$$I_{\text{T}} = n \Delta P_{\text{x,x}} \cdot 8760 \cdot C_{\text{x,x}} + \frac{\Delta P_{\text{к,з}} \tau K_{\text{з}}^2 C_{\text{к,з}}}{n}.$$

Пункт А:

$$I_{\text{T}} = 2 \cdot 14 \cdot 8760 \cdot 1,3 \cdot 10^{-5} + \frac{60 \cdot 3000 \cdot 0,74^2 \cdot 2,6 \cdot 10^{-5}}{2} = 4,47 \text{ тыс. р.}$$

Трансформатор	А	Б	В	Г	Д
I_{T}	4,47	10,32	4,42	1,44	10,39

$$\sum I_{\text{T}} = 4,47 + 10,32 + 4,42 + 1,44 + 10,39 = 31,04 \text{ тыс. р.}$$

$$I_{\text{л}} = \frac{S^2}{U^2} R \tau C_{\text{кз}}.$$

$$\text{АБ: } I_{\text{л}} = \frac{(45,11 \cdot 10^6)^2}{(110 \cdot 10^3)^2} \cdot \frac{24,98}{100} \cdot 70 \cdot 3000 \cdot 2,6 \cdot 10^{-5} = 229,38 \text{ тыс. р.}$$

Участок	АБ	ОА	ОД	ОВ	ДВ	ВГ
$I_{\text{л}}$	229,3 8	124,1 9	71,78 1	3,02	7,85	42,63
$R_{\text{л}}$	17,48 6	4,536	4,32	10,71	2,498	29,54 7

$$\sum I_{\text{л}} = 478,851 \text{ тыс. р.}$$

$$Z_1 = 848,24 + 228,698 + 115,745 + 478,851 + 31,04 = 1702,574 \text{ тыс. р.}$$

Баланс мощности

Баланс мощности – сопоставление суммарной мощности источника питания с суммарной потребляемой мощностью в электрической сети. Основной целью составления баланса мощности является обеспечение работы электрической системы с допустимыми параметрами во всех режимах в течение года.

Баланс составляется отдельно для активной и реактивной мощности:

$$\sum P_{\text{г}} \geq \sum P_{\text{н}} + \sum \Delta P; \quad \sum Q_{\text{г}} \geq \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q;$$

$$\sum \Delta P \geq \sum \Delta P_T + \sum \Delta P_L; \quad \sum \Delta Q \geq \sum \Delta Q_T + \sum \Delta Q_L,$$

где ΔP_T – потери мощности в трансформаторах; ΔP_L – потери мощности в линиях.

$$\text{Находим потери в линиях } \Delta P = \frac{S^2}{U^2} R \text{ и } \Delta Q = \frac{S^2}{U^2} X.$$

Участок	АБ	ОА	ОВ	ОД	ВД	ВГ	Σ
ΔP , МВт	2,91	1,59	0,03 9	0,92	0,1	0,54 7	6,136
ΔQ , МВАР	5,03	4,2	0,05 5	3,11	0,17	0,37 9	12,99 4

$$\sum \Delta P_L = 6,136 \text{ МВт}; \quad \sum \Delta Q_L = 12,994 \text{ МВАР}.$$

Находим потери в трансформаторах

$$\Delta Q = \frac{2S_n U_k \%}{100}; \quad \Delta P = \Delta P_{к.з} \left(\frac{S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \right)^2.$$

Подстанция А:

$$\Delta Q = \frac{2 \cdot 10 \cdot 10^6 \cdot 10,5\%}{100} = 2,1 \text{ МВАР}; \quad \Delta P = 60 \cdot \left(\frac{14,3}{10} \right)^2 = 122,7 \text{ кВт}.$$

Подстанция	ΔQ , МВАР	ΔP , кВт
А	2,1	122,7
Б	6,72	243,9
В	13,23	26,8
Г	0,525	12,3
Д	6,72	302,2

$$\sum \Delta P_T = 0,47 \text{ МВт}; \quad \sum \Delta Q_T = 29,295 \text{ МВАР};$$

$$\sum \Delta P_H = 108 \text{ МВт}; \quad \sum \Delta Q_H = 47,99 \text{ МВАР}; \quad Q_{Ci} = U_{\text{НОМ}}^2 b_0 L.$$

$$\text{Для участка АБ: } Q_C = (110 \cdot 10^3)^2 \cdot 70 \cdot \frac{2,66 \cdot 10^{-4}}{100} = 2,25 \text{ МВАР}.$$

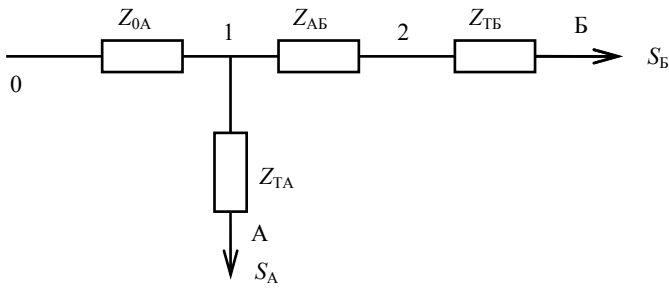
Участок	АБ	ОА	ОД	ОВ	ВГ	ДВ
Q_C	2,25	0,93	1,22	1,1	0	0,32

$$\sum Q_C = 5,82 \text{ МВАР}; \quad \sum P_{\Gamma} \geq 144,606 \text{ МВт}; \quad \sum Q_{\Gamma} \geq 84,409 \text{ МВАР}.$$

Электрический расчет

Для удобства разделим схему на 2 части: радиальную и кольцевую.

Радиальная схема:



$$S_A = (14,3 + j6,52) \text{ MBA}; \quad S_B = (41,5 + j18,67) \text{ MBA};$$

$$U_0 = 121 \text{ В.}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{01} &= \frac{PR + QX}{U} = \\ &= \frac{(14,3 + 41,5) \cdot 28 \cdot 0,5 \cdot 0,162 + (6,52 + 18,67) \cdot 28 \cdot 0,5 \cdot 0,413}{121}; \end{aligned}$$

$$\Delta U_{01} = 2,25 \text{ кВ}; \quad U_1 = 118,75 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{1A} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{114,3 \cdot 0,5 \cdot 7,95 + 6,52 \cdot 0,5 \cdot 139}{118,75} = 4,3 \text{ кВ};$$

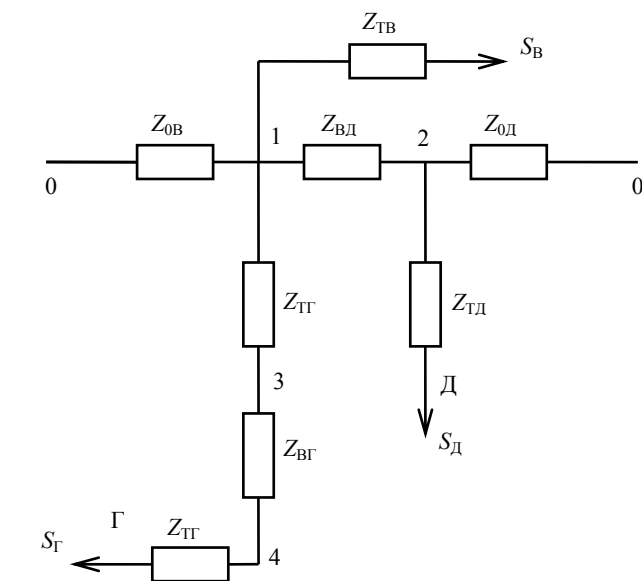
$$U_A = 114,45 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{41,5 \cdot 70 \cdot 0,5 \cdot 0,25 + 18,67 \cdot 70 \cdot 0,5 \cdot 0,427}{118,75} = 5,4 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 113,34 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{2B} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{41,5 \cdot 0,5 \cdot 2,2 + 18,67 \cdot 0,5 \cdot 43}{113,34} = 3,94 \text{ кВ};$$

$$U_B = 109,4 \text{ кВ.}$$



Кольцевая схема:

$$S_{01} = \frac{(S_B + S_\Gamma) \cdot 35 + S_D \cdot 36}{81} =$$

$$= \frac{(4,28 + j2,07 + 1,72 + j0,68) \cdot 35 + 36 \cdot (46,2 + j21,05)}{81};$$

$$S_{01} = 23,13 + j10,54.$$

$$S_{02} = \frac{(S_B + S_\Gamma) \cdot 36 + S_D \cdot 35}{81} =$$

$$= \frac{(4,28 + j2,07 + 1,72 + j0,68) \cdot 36 + 35 \cdot (46,2 + j21,05)}{81};$$

$$S_{01} = 22,63 + j10,32; \quad S_B + S_\Gamma = 6 + j2,75; \quad S_D = 46,2 + j21,5.$$

$$\Delta U_{01} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{23,13 \cdot 35 \cdot 0,306 + 10,54 \cdot 35 \cdot 0,434}{121} = 3,37 \text{ кВ};$$

$$U_1 = 117,63 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{13} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{1,72 \cdot 0,5 \cdot 19,3 + 0,68 \cdot (228 - 12,2) \cdot 0,5}{117,63} = 0,765 \text{ кВ};$$

$$U_3^B = 116,9 \text{ кВ}.$$

$$U_3 = U_3^B K_T = 116,9 \frac{38,5}{115} = 39,16 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{34} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{1,72 \cdot 0,5 \cdot 0,603 + 0,68 \cdot 0,418 \cdot 0,5}{39,16} = 0,83 \text{ кВ};$$

$$U_4 = 38,33 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{4\Gamma} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{1,72 \cdot 0,5 \cdot 0,46 + 0,68 \cdot 5,082 \cdot 0,5}{38,33} = 0,06 \text{ кВ};$$

$$U_\Gamma = 38,27 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{1B} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{14,28 \cdot 0,5 \cdot 19,3 + 2,07 \cdot (133 + 228) \cdot 0,5}{117,63} = 3,53 \text{ кВ};$$

$$U_B = 114,1 \text{ кВ};$$

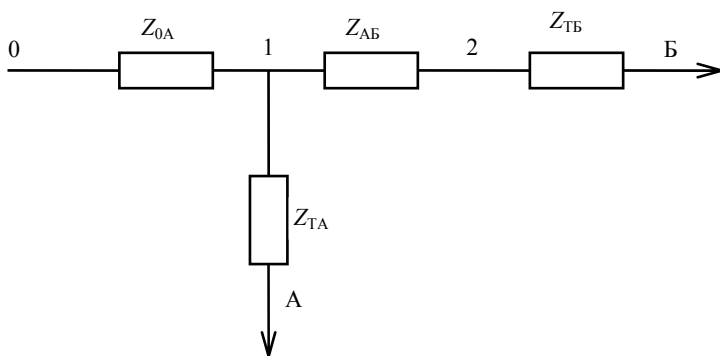
$$\Delta U_{02} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{22,63 \cdot 36 \cdot 0,12 + 10,32 \cdot 36 \cdot 0,405}{121} = 2,05 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 118,95 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{2Д} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{46,2 \cdot 0,5 \cdot 2,2 + 0,68 \cdot 21,1 \cdot 43}{118,95} = 4,24 \text{ кВ}; \quad U_D = 114,7 \text{ кВ}.$$

Электрический расчет в аварийных режимах

Проведем расчет при обрыве одной из параллельных линий ОА.



$$\Delta U'_{01} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{(14,3 + 41,5) \cdot 28 \cdot 0,162 + (6,52 + 18,67) \cdot 28 \cdot 0,413}{121},$$

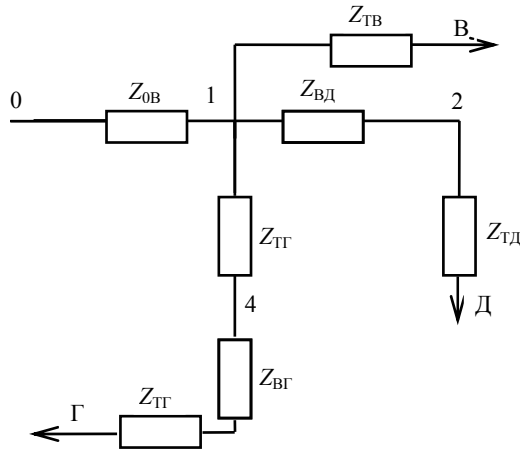
$$\Delta U'_{01} = 4,5 \text{ кВ}; \quad U'_1 = 116,5 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U'_{1A} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{114,3 \cdot 0,5 \cdot 7,95 + 6,52 \cdot 0,5 \cdot 139}{116,5} = 4,38 \text{ кВ};$$

$$U'_A = 112,12 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U'_{1B} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{41,5 \cdot 0,5 \cdot (2,2 + 70 \cdot 0,25) + 18,67 \cdot 0,5 \cdot (43 + 70) \cdot 0,427}{112,12}; \quad \Delta U'_{1B} = 9,71 \text{ кВ}; \quad U'_B = 111,41 \text{ кВ}.$$

Поведем расчет при обрыве линии ОД



$$\Delta U'_{01} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{52,2 \cdot 35 \cdot 0,306 + 23,8 \cdot 35 \cdot 0,434}{121} = 7,6 \text{ кВ};$$

$$U'_1 = 113,4 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U'_{13} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{1,72 \cdot 0,5 \cdot 19,3 + 0,68 \cdot (228 - 12,2) \cdot 0,5}{113,4} = 0,8 \text{ кВ};$$

$$U_3^B = 112,6 \text{ кВ}; \quad U'_3 = U_3^B K_T = 112,6 \cdot \frac{38,5}{115} = 37,721 \text{ кВ};$$

$$\Delta U'_{34} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{1,72 \cdot 0,5 \cdot 0,603 + 0,68 \cdot 0,418 \cdot 0,5}{37,721} = 0,858 \text{ кВ};$$

$$U'_4 = 36,863 \text{ кВ};$$

$$\Delta U'_{4Г} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{1,72 \cdot 0,5 \cdot 0,46 + 0,68 \cdot 5,082 \cdot 0,5}{36,863} = 0,06 \text{ кВ};$$

$$U'_Г = 36,803 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U'_{1B} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{42,8 \cdot 0,5 \cdot 19,3 + 2,07 \cdot (133 + 228) \cdot 0,5}{113,4} = 6,94 \text{ кВ};$$

$$U'_B = 106,46 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{02} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{22,63 \cdot 36 \cdot 0,12 + 10,32 \cdot 36 \cdot 0,405}{121} = 2,05 \text{ кВ};$$

$$U'_2 = 118,95 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U'_{2Д} = \frac{PR + QX}{U} = \frac{46,2 \cdot 0,5 \cdot 2,2 + 0,68 \cdot 21,1 \cdot 43}{118,95} = 4,24 \text{ кВ};$$

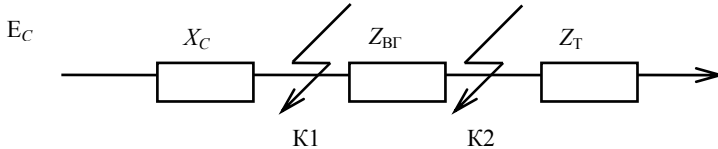
$$U'_Д = 114,7 \text{ кВ}.$$

ВЛ до пункта	$U_{\text{ном}}$, кВ	Марка провода	$R_{\text{л}}$	$X_{\text{л}}$	L , км	$\Delta U_{\text{н}}$, %	$\Delta U_{\text{А}}$, %
--------------	-----------------------	---------------	----------------	----------------	----------	---------------------------	---------------------------

А	110	АС-185	4,536	11,564	28	5,41	7,33
Б	110	АС-120	17,486	29,89	70	9,6	7,9
В	110	АС-95	10,71	15,19	35	5,7	10,01
Г	35	АС-50	29,547	20,482	49	5,2	12,51
Д	110	АС-240	4,32	14,58	49	0,6	4,41

Расчет токов короткого замыкания

Составляем схему замещения:



Принимаем $S_B = 10$ МВА, $U_{Б1} = 37$ кВ.

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B} = \frac{10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 10^3} = 0,16 \text{ кА}; \quad U_B = U_{Б1} K_T = 37 \cdot 3,524 = 10,36 \text{ кВ};$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{Б2}} = \frac{10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,36 \cdot 10^3} = 0,56 \text{ кА}.$$

Приведем к базисным величинам:

$$X_1 = X_C = \frac{S_B}{S_{к.з}} = \frac{10 \cdot 10^6}{1000 \cdot 10^6} = 0,01;$$

$$X_{ВГ} = X_0 L_{ВГ} \frac{S_B}{U_{Б1}^2} = 0,434 \cdot 49 \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{37^2 \cdot 10^6} = 0,16;$$

$$R_2 = R_{ВЛ} = R_0 L_{ВГ} \frac{S_B}{U_{Б1}^2} = 0,306 \cdot 49 \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{37^2 \cdot 10^6} = 0,11;$$

$$X_T = X_3 = \frac{U_K S_B}{100 S_H} = \frac{10,5}{100} \frac{10 \cdot 10^6}{2,5 \cdot 10^6} = 0,42; \quad E_C = \frac{U_{Б1}}{U_{ном}} = \frac{37}{35} = 1.$$

Рассчитываем токи к.з.

1 В точке К1

$$I_{к.з1} = \frac{E_C}{\sqrt{(X_1 + X_2)^2 + R_2^2}} I_{Б1} = \frac{1 \cdot 0,16}{\sqrt{(0,01 + 0,16)^2 + 0,11^2}} = 790 \text{ А}.$$

2 В точке К2

$$I_{к.з2} = \frac{E_C}{\sqrt{(X_1 + X_2 + X_3)^2 + R_2^2}} I_{Б1} = \frac{1 \cdot 0,16}{\sqrt{(0,01 + 0,16 + 0,42)^2 + 0,11^2}} = 267 \text{ А}.$$

Периодический ток: $I_{п1} = I_{к.з1} = 790$ А; $I_{п2} = I_{к.з2} = 267$ А.

Апериодический ток:

$$\tau = \frac{X}{2\pi f R}; \quad \tau_1 = \frac{X_1 + X_2}{2\pi f R_2} = \frac{0,01 + 0,16}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,11} = 0,05;$$

$$\tau_2 = \frac{X_1 + X_2 + X_3}{2\pi f R_2} = \frac{0,01 + 0,16 + 0,42}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,11} = 0,017;$$

$$I_{A1} = \sqrt{2} \cdot I_{п.к.з1} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_1}} = \sqrt{2} \cdot 790 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 915 \text{ А};$$

$$I_{A2} = \sqrt{2} \cdot I_{п.к.з2} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_2}} = \sqrt{2} \cdot 267 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,017}} = 680 \text{ А.}$$

Ударные токи:

$$i_{уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к.з}; \quad k_{уд} = 1 + e^{-\frac{\pi R}{X}};$$

$$k_{уд1} = 1 + e^{-\frac{\pi \cdot 0,11}{0,16+0,01}} = 1,13; \quad k_{уд2} = 1 + e^{-\frac{\pi \cdot 0,11}{0,16+0,42+0,01}} = 1,56;$$

$$i_{уд1} = 1,13 \cdot \sqrt{2} \cdot 790 = 1264,4 \text{ А}; \quad i_{уд2} = 1,56 \cdot \sqrt{2} \cdot 267 = 589 \text{ А.}$$

Список литературы

- 1 Козлов В. А. Электроснабжение городов. 3-е изд., перераб. и доп. Л.: Энергоатомиздат, 1988. 263 с.
- 2 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. по спец. "Электроснабжение". 3-е изд., перераб. и доп. М.: Выш. шк., 1991. 496 с.
- 3 Киреева Э. А. Релейная защита и автоматика в системах промышленного электроснабжения: Метод. указ. по типовому расчету по дисциплине "Автоматизация систем электроснабжения". М.: Моск. энерг. ин-т, 1992. 16 с.
- 4 Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1992. 527 с.
- 5 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат, 1991. 464 с.

Выбор аппаратов ОРУ

Выбор выключателей и разъединителей

Рассчитаем токи продолжительного режима:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}}; \quad I_{max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном} \cdot 0,95};$$

На шинах 35 кВ:

$$I_{ном} = \frac{4,28 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,9} = 78,5 \text{ А}; \quad I_{max} = \frac{4,28 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,9 \cdot 0,95} = 82,6 \text{ А};$$

На шинах 10 кВ:

$$I_{ном} = \frac{4,28 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 275 \text{ А}; \quad I_{max} = \frac{4,28 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9 \cdot 0,95} = 289 \text{ А.}$$

По таблицам выбираем следующие данные:

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель	Разъединитель
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 82,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{пл} = 790 \text{ А}$	$I_{откл} = 10 \text{ кА}$	$i_{скв} = 63 \text{ кА}$
$i_{уд1} = 1264 \text{ А}$	$i_{дин} = 26 \text{ кА}, I_{дин} = 10 \text{ кА}$	

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Короткозамыкатель	Отделитель
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 82,6 \text{ А}$	$i_{\text{дин}} = 42 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$i_{\text{удл}} = 1264 \text{ А}$	$t_{\text{вкл.полн}} = 0,4 \text{ с}$	$t_{\text{вкл.полн}} = 0,45 \text{ с}$

Разрядники: РВМ-35У1.
Предохранители: ПВСН-35.

Себестоимость передачи электроэнергии

- Услуги производственного характера
 $C_1 = 0,0143 \cdot Z_1 = 0,0143 \cdot 17\,025\,710 = 243\,467,653 \text{ тыс. р.}$
- Сырье, основные материалы $C_2 = 0.$
- Вспомогательные материалы
 $C_3 = 0,026 \cdot Z_1 = 0,026 \cdot 17\,025\,710 = 442\,668,46 \text{ тыс. р.}$
- Топливо со стороны
 $C_4 = 0,27 \cdot Z_1 = 0,27 \cdot 17\,025\,710 = 4\,596\,941,7 \text{ тыс. р.}$
- Энергия со стороны
 $C_5 = 0,02 \cdot Z_1 = 0,02 \cdot 17\,025\,710 = 340\,514,2 \text{ тыс. р.}$
- Затраты на оплату труда
 $C_6 = 0,07 \cdot Z_1 = 0,07 \cdot 17\,025\,710 = 1\,191\,799,7 \text{ тыс. р.}$
- Отчисления на социальные нужды
 $C_7 = 0,4 \cdot C_6 = 0,4 \cdot 1\,191\,799,7 = 476\,719,88 \text{ тыс. р.}$
- Амортизация основных средств на полное восстановление
 $C_8 = 0,086 \cdot Z_1 = 0,086 \cdot 17\,025\,710 = 1\,464\,211,06 \text{ тыс. р.}$
- Прочие затраты – отчисления в ремонтный фонд, абонентская плата за сети РАО ЕЭС России
 $C_9 = 0,067 \cdot Z_1 = 0,067 \cdot 17\,025\,710 = 1\,140\,722,57 \text{ тыс. р.}$
- Плата за предельно допустимые выбросы загрязняющих веществ
 $C_{10} = 0,0026 \cdot Z_1 = 0,0026 \cdot 17\,025\,710 = 442\,668,46 \text{ тыс. р.}$
- Отчисления в отраслевой фонд научных исследований и конструкторских разработок НИОКР
 $C_{11} = 0,015 \cdot C_6 = 0,015 \cdot 1\,191\,799,7 = 17\,876,9955 \text{ тыс. р.}$
- Отчисления в инвестиционный фонд на отраслевое развитие энергосистемы 10 %
 $\sum C = 10\,357\,590,68 \text{ тыс. р.}$

Выделяем из общей стоимости $\sum C$ 6 % на зарплату и по средней зарплате 1,5 млн. р. Определяем количество персонала

$$N = \frac{0,06 \sum C}{12 \cdot 1,5 \cdot 10^6} = 34 \text{ человека.}$$

Персонал:

- Начальник группы подстанций.
- Главный инженер группы подстанций.
- Мастер по высоковольтному оборудованию.
- Старший диспетчер.
- Диспетчер на каждую подстанцию.
- Старший инженер по средствам релейной защиты и автоматики.

Определение стоимости 1 кВт·ч

Характеристика групп потребителей, их уровень, вес в объеме потребителей электрической энергии в пунктах питания

№	Наименование потребителей	Тариф	% потребителей
		1.09.97 Г. р./кВт·ч	
1	Население городское (включая НДС)	300	35

2	Тоже сельское	210	15
3	Промышленные и приравненные к ним, с присоединенной мощностью $S_n \geq 730$ кВА за электрическую энергию	350	25
4	Прочие промышленные потребители $S_n < 730$ кВА	480	15
5	Производственные нужды с/х	175	10
6	Оптовые потребители, не производственные	200	35

Таким образом, цена за 1 кВт·ч, согласно процентному соотношению потребителей и их тарифов

$$C_{НГ} = 300 \cdot 0,35 = 105 \text{ р./кВт·ч}; \quad C_{НС} = 210 \cdot 0,15 = 31,5 \text{ р./кВт·ч};$$

$$C_{пр1} = 350 \cdot 0,15 = 5,25 \text{ р./кВт·ч}; \quad C_{пр1} = 480 \cdot 0,15 = 72 \text{ р./кВт·ч};$$

$$C_{пр2} = 175 \cdot 0,1 = 17,5 \text{ р./кВт·ч}; \quad C_{пр2} = 350 \cdot 0,15 = 5,25 \text{ р./кВт·ч};$$

$$C_{опт} = 200 \cdot 0,35 = 70 \text{ р./кВт·ч}; \quad C_{общ} = \sum_1^6 C_1 = 306,5 \text{ р./кВт·ч}.$$

№ варианта	Мощности нагрузок, кВт			Номинальное напряжение в нагрузках, В	Напряжение в начале линии U_0 , В	Коэффициенты мощности в нагрузках			Длина линии, км			Сопротивление проводов	
	P_1	P_2	P_3			$\cos\varphi_1$	$\cos\varphi_2$	$\cos\varphi_3$	L_1	L_2	L_3	воздушного	кабельного
1	200	400	100	380	400	0,7	0,9	0,6	2	1	3	+	-
2	300	100	200	380	400	0,8	0,6	0,7	1	2	3	+	-
3	400	100	300	380	400	0,9	0,8	0,7	0,5	1	2	+	-
4	500	200	300	380	400	0,9	0,6	0,7	3	2	1	+	-
5	100	200	300	380	400	0,6	0,7	0,8	1	3	2	+	-
6	600	500	400	380	400	0,9	0,6	0,7	4	1	5	+	-
7	400	500	600	380	400	0,7	0,9	0,8	3	2	4	+	-
8	200	100	50	380	400	0,9	0,8	0,7	5	6	1	+	-
9	500	300	100	380	400	0,7	0,6	0,9	0,5	0,2	0,1	-	+
10	300	100	400	380	400	0,7	0,9	0,6	0,1	0,6	0,8	-	+
11	400	200	300	380	400	0,9	0,6	0,8	0,4	0,6	0,7	-	+
12	300	600	100	380	400	0,8	0,9	0,7	0,9	0,8	0,6	-	+
13	100	200	100	380	400	0,6	0,9	0,8	1	1,5	0,5	-	+
14	200	300	200	380	400	0,8	0,6	0,9	1	2	0,5	-	+
15	300	100	100	380	400	0,6	0,9	0,8	0,5	0,6	0,8	-	+
16	400	400	300	380	400	0,6	0,6	0,9	0,5	0,1	0,1	-	+
17	300	300	100	380	400	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	-	+
18	100	400	100	380	400	0,8	0,7	0,9	3	4	1	+	-
19	200	500	200	380	400	0,6	0,7	0,7	3	3	2	+	-
20	300	100	200	380	400	0,9	0,8	0,9	2	5	1	+	-