

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

ФЕРГАНСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
ИНСТИТУТ

КАФЕДРА: “ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА”

КУРСОВАЯ РАБОТА

ПО ПРЕДМЕТУ: “ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ”

Выполнил: студент группы 21–06 ЭЭр

Руководитель: асс. Ахмедов Б.А.

Зав. Кафедры: доц. Жабборов Т.К.

Фергана–2012

ВВЕДЕНИЕ

Курсовой проект по курсу “Электрические сети и системы” предусматривает разработку эскизного проекта электроснабжения потребителей от районной электростанции, которая соединена с энергосистемой и 5 понизительными подстанциями 35–220 кВ.

Целью курсового проекта является развитие у студентов навыков в самостоятельном решении технических задач.

Задание на выполнение курсового проекта содержит следующие исходные данные, индивидуальные для каждого студента:

- расчетные мощности P_p районных подстанций в МВт, коэффициенты мощностей $\cos \varphi$ на шинах подстанций и передаваемую за год энергию \mathcal{E} , в млн. кВт·ч;
- установленную мощность ($P_{уст}$) в МВт и $\cos \varphi$ электростанции;
- взаимное расположение подстанций, электростанций и балансирующей точки т.е. места присоединения проектируемой сети к энергосистеме;
- категории потребителей.

Исходя из приведенных данных, курсовой проект выполняется в нижеизложенном объеме.

1. БАЛАНС АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЕЙ

В начале проектирования сети составляется баланс мощностей с целью сопоставления располагаемой мощности электростанции с потребной мощностью потребителей.

1.1. БАЛАНС АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Определяется из уравнения:

$$\sum P_{\Sigma} = \sum P_n \cdot K_0 + \sum \Delta P_l + \sum \Delta P_m + P_{сн}$$

где $\sum P_n = P_A + P_B + P_C + P_D + P_E$ – сумма расчетных мощностей подстанций.

K_0 – коэффициент одновременности работы потребителей.

Для потребителей на уровне районных подстанций берется $K_0 = 0,9$;

$\sum \Delta P_l$ – потери активной мощности в проектируемой сети (линиях).

Предварительно можно принять равным 7% от $\sum P_n$ т.е.:

$$\sum \Delta P_l = 0,07 \cdot \sum P_n$$

$P_{сн}$ – активная мощность, расходуемая на собственные нужды электростанции.

Предварительно можно принять равным:

Для тепловых электростанций 6% от $\sum P_n$, т.е. $P_{сн} = 0,06 \cdot \sum P_n$,

а для гидроэлектростанций 0,5% от $\sum P_n$, т.е. $P_{сн} = 0,005 \cdot \sum P_n$

$\sum \Delta P_m$ – потери активной мощности в трансформаторах подстанций.

Предварительно можно принять равным 4% от $\sum P_n$

$$\sum \Delta P_m = 0,04 \cdot \sum P_n$$

1.2. БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Уравнение баланса реактивной мощности имеет вид:

$$\Sigma Q_2 + \Sigma Q_{ky} = \Sigma Q_n \cdot K_o + \Sigma \Delta Q_T$$

Где: ΣQ_r – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции.

$$\Sigma Q_2 = \Sigma P_2 \cdot tg \varphi_2, \text{ MВАp}$$

ΣQ_n – суммарная реактивная мощность потребителей:

$$\Sigma Q_n = P_A \cdot tg \varphi_A + P_B \cdot tg \varphi_B + P_c \cdot tg \varphi_C + P_D \cdot tg \varphi_D + P_E \cdot tg \varphi_E$$

Коэффициенты реактивной мощности $tg \varphi$ определяются по значению заданных коэффициентов мощности $cos \varphi$.

ΣQ_T – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах подстанций. Предварительно можно принять 10% от $\Sigma P_{\text{н}}$, т.е.

$$\Sigma \Delta Q_T = \Sigma P_n \cdot 0,1$$

Требуемая суммарная мощность компенсирующих установок

$$\Sigma Q_{ky} = \Sigma Q_n \cdot K_o + \Sigma \Delta Q_T - \Sigma Q_2$$

Компенсирующие устройства целесообразно размещать так, чтобы избежать получения от энергосистемы реактивной мощности.

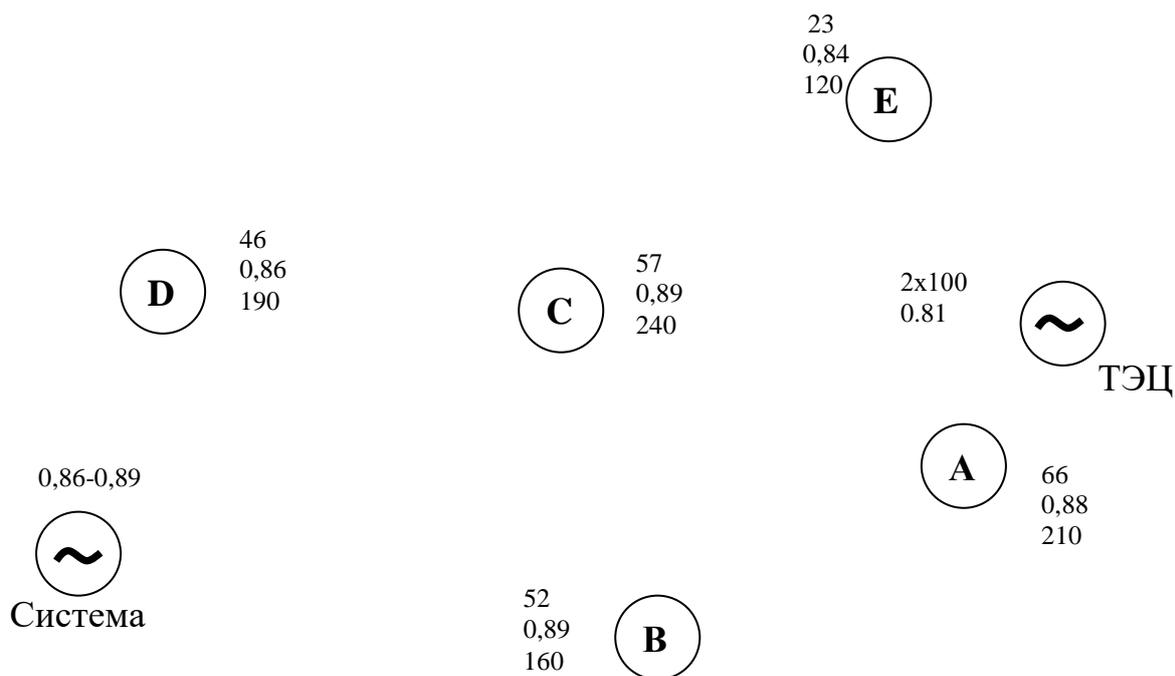


Рис. 1 Взаимное расположение подстанций и электростанций с исходными данными.

На рисунке 1 представлено взаимное расположение подстанций и электростанций с исходными данными. Ниже в качестве примера произведен расчет баланса активной и реактивной мощностей, результаты которого сведены в таблицу 1.

Табл.1 К примеру расчета балансов мощностей.

Подст.	P_{ni} (МВт)	$\cos\phi$	ϕ°	$\operatorname{tg}\phi$	Q_{ni} (Мвар)	Σa (млнкВтч)			
A	66	0,88	28,36	0,54	35,62	210			
B	52	0,89	27,13	0,51	26,64	160			
C	57	0,89	27,13	0,51	29,20	240			
D	46	0,86	30,68	0,59	27,29	190		$P_{\text{ТЭЦ}}= 200$ МВт	
E	23	0,84	32,86	0,65	14,86	120		$\cos\phi= 0,81$	
Здесь $Q_{ni}=P_{ni}\cdot\operatorname{tg}\phi_i$; $\phi=\arccos(\cos\phi_i)$							$Q_{\text{ТЭЦ}}=P_{\text{ТЭЦ}}\cdot\operatorname{tg}\phi=$	144,8	Мвар
Итак	$\Sigma P_{\text{H}}=$	244	МВт	$P_{\text{H}}\cdot 0,9=$	219,60	МВт	$\Sigma Q_{\text{ТЭЦ}}=200/0,81=$	246,9	МВА
	$\Sigma\Delta P_{\text{Л}}=$	$244\cdot 0,07=$	17,08	МВт					
	$\Sigma\Delta P_{\text{Тр}}=$	$244\cdot 0,04=$	9,76	МВт					
	$P_{\text{СН}}=$	$244\cdot 0,06=$	14,6	МВт					
Тогда	$\Sigma P_{\text{ген}}=$	261,08	МВт	, что больше суммарной мощности генераторов ТЭЦ. Следовательно недостающую часть мощности необходимо принимать от системы.					
1.2 Баланс реактивной мощности.									
Уравнение баланса реактивной мощности									
$\Sigma Q_{\text{ТЭЦ}}+\Sigma Q_{\text{КУ}}=\Sigma Q_{\text{H}}\cdot\cos\phi+\Sigma\Delta Q_{\text{Тр}}$,									
где $\Sigma Q_{\text{ТЭЦ}}$ - суммарная реактивная мощность, вырабатываемая ТЭЦ, которая определяется по формуле									
$\Sigma Q_{\text{ген}}= P_{\text{ТЭЦ}}\cdot\operatorname{tg}\phi$;									
Для	$\cos\phi=$	0,81		$\phi=$	35,9		$\operatorname{tg}\phi=$	0,724	
Тогда	$\Sigma Q_{\text{ген}}=$	$200\cdot 0,724=$	144,8	Мвар					
Суммарная реактивная мощность потребителей									
$\Sigma Q_{\text{H}}=$	$\Sigma P_{ni}\cdot\operatorname{tg}\phi_i=$	$66\cdot 0,54+52\cdot 0,51+57\cdot 0,51+46\cdot 0,59+23\cdot 0,65=$	133,62	Мвар					
$\Sigma\Delta Q_{\text{Тр}}$ - суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах.									
Приблизительно принимаются равными $\Sigma\Delta Q_{\text{Тр}}= 0,1\cdot 244=$ 24,4 Мвар									
Мощность компенсирующих устройств									
	$\Sigma Q_{\text{КУ}}=133,62\cdot 0,95+24,4-144,8=$	6,5	Мвар						

2. ВЫБОР ВАРИАНТОВ СХЕМЫ СЕТИ

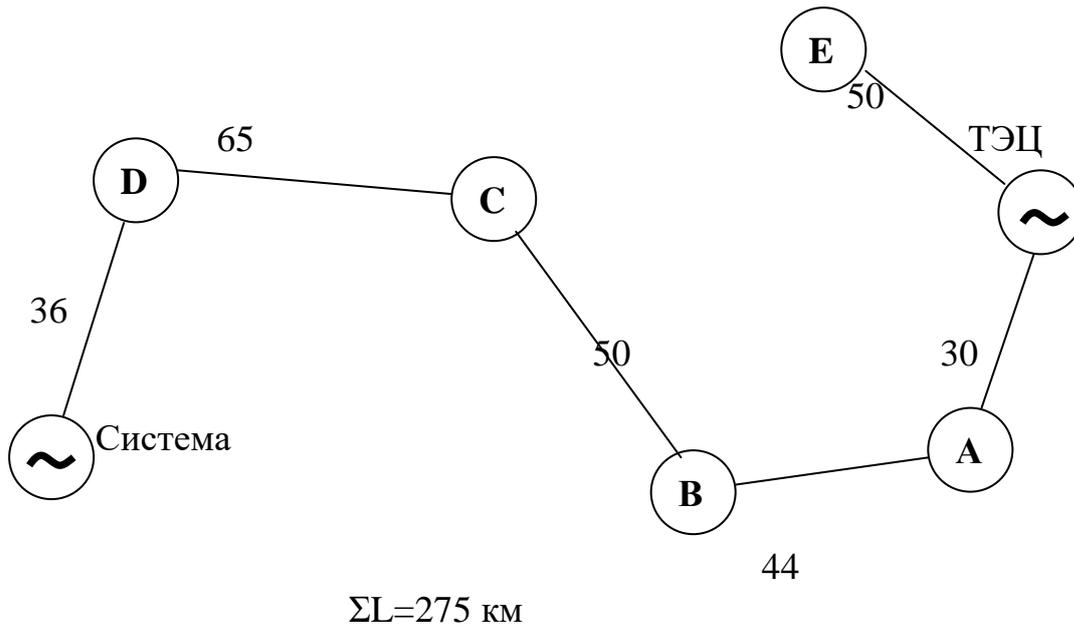
Исходя из заданного взаимного расположения подстанций, электростанции и точки присоединения к энергосистеме рассматриваем 3-5 возможных вариантов схем электросети. При выборе вариантов руководствуемся следующими положениями:

- передача электроэнергии должна производиться по кратчайшему пути;
- потребители первой и второй категории должны снабжаться электроэнергией от двух независимых источников путем сооружения замкнутой сети, либо двухцепной разомкнутой сети.

Выбранные варианты схем сети необходимо начертить в масштабе и определить для каждого суммарную длину линий:

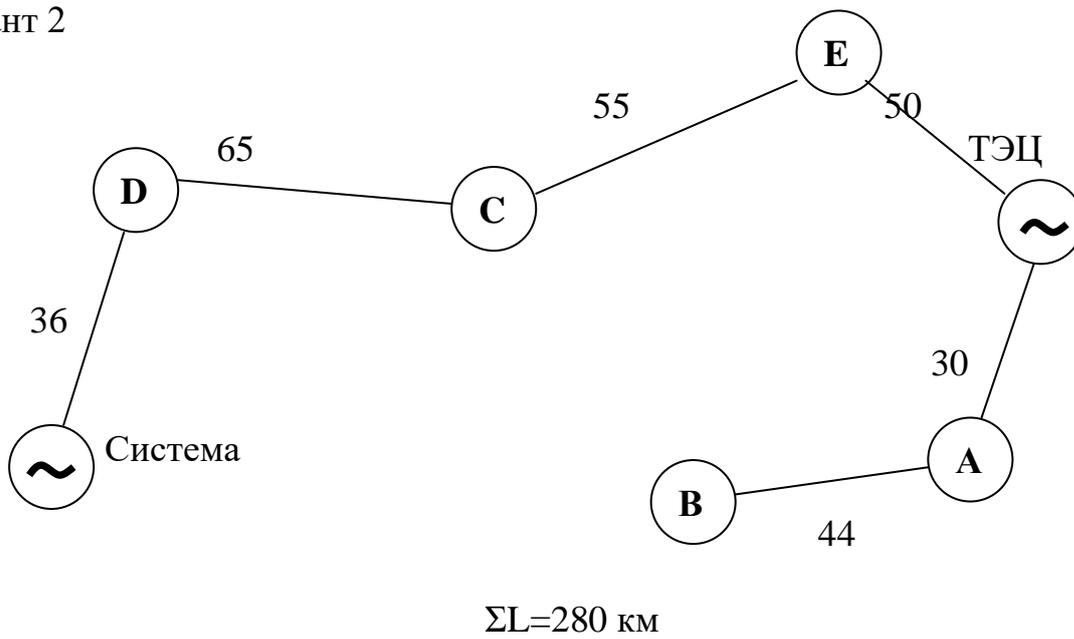
Отобрать два наилучших варианта (разомкнутый и замкнутый) для последующих расчетов и технико–экономического сравнения.

Для примера с исходными данными на рис.1 варианты схем показаны на рис. 2.
а) вариант 1



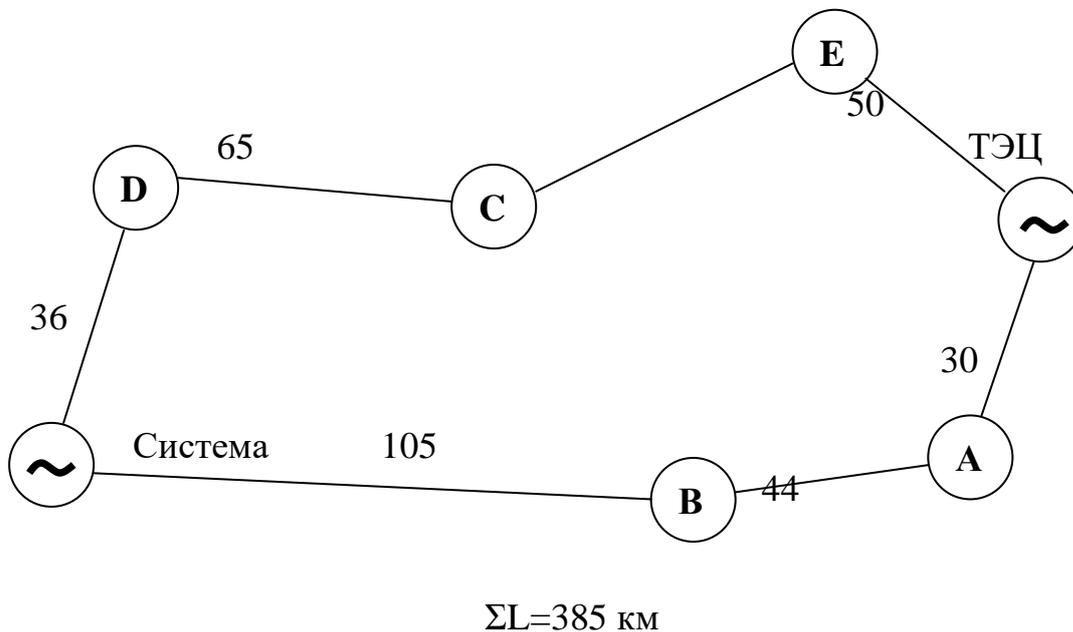
Масштаб 1 см:10 км.

б) вариант 2



Масштаб 1 см:10 км.

в) вариант 3



Масштаб 1 см:10 км.

Рис.2 К выбору вариантов схемы сети.

3. ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ И ЭНЕРГИЙ ПО УЧАСТКАМ СЕТИ

Для определения сечения проводов необходимо знать какая мощность будет протекать по каждому участку сети в каждом из выбранных вариантов. Рассмотрим сначала методику определения потокораспределения для разомкнутого варианта сети на численном примере. Исходные данные для расчета приведена на рис.1. На основе ее составляем расчетные схемы для принятых к расчету двух вариантов сети (разомкнутой и замкнутой). Заданные мощности подстанций и электростанции записываем в комплексном виде. Активные и реактивные мощности, протекающие по участкам линии записываем над стрелками, указывающими направление мощности.

В качестве примера выбираем рис.2 а) разомкнутый и рис.2 в) замкнутый варианты схемы сети.

Потокораспределение по участкам линии необходимо начинать для разомкнутого варианта (рис.3 а) с конца сети. Например, по участку "ТЭЦ-Е" протекает активная мощность подстанции "Е" т.е. $P_{B-E}=23 \text{ мВт}$, а по участку ТЭЦ-А мощность $P_{ТЭЦ-А}=P_{ТЭЦ}-P_E=200-23=177 \text{ МВт}$. Недостающая мощность для подстанции "D" поступает от системы. Расчет перетоков энергии по участкам сети производится аналогично расчету перетоков мощности.

Расчет перетоков активной и реактивной мощности для разомкнутой схемы сети.

Расчет начинаем с конечного участка сети, т.к. по конечному участку будет протекать та мощность, которая в конце участка.

$$S_{\text{ТЭЦ-Е}} = S_E = 23 + j14,86 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ТЭЦ-А}} = S_{\text{ТЭЦ}} - S_{\text{ТЭЦ-Е}} = 177 + j129,94 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{В-А}} = S_{\text{ТЭЦ-А}} - S_A = 111 + j94,2 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{В-С}} = S_{\text{В-А}} - S_B = 59 + j67,68 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{D-С}} = S_{\text{В-С}} - S_C = 2 + j38,48 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{СИС-D}} = S_D - S_{\text{C-D}} = 44 - j11,2 \text{ МВА}$$

Расчет перетоков энергии по участкам сети производится аналогично расчету перетоков мощности. Энергия протекающая по конечному участку равна энергии, потребляемой конечным участком, т.е.

$$W_{\text{ТЭЦ-Е}} = W_E = 120 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

Тогда как узнать какая энергия может протекать по участку ТЭЦ-А?

Приблизительно распределение энергии можно подсчитать следующим образом.

Суммарная активная мощность нагрузки равна 244 МВт, причем ТЭЦ несет нагрузку в 200 МВт, что составляет около 82%. Значит можно предположить, что такую же часть энергии всех потребителей может покрыть ТЭЦ. При суммарной энергии потребителей, равной 920 млн. кВтч она покрывает около 750 млн. кВтч, а остальная энергия будет принята от системы. Положим, что система покрывает 180 млн. кВтч энергии всех потребителей и исходя из этого производим расчет энергий по участкам сети аналогично расчету перетоков мощности по участкам сети. Полученные значения наносим на схему потокораспределения (рис 3 а).

Расчет перетоков активной и реактивной мощности для замкнутой схемы сети.

Для расчета замкнутого варианта схемы сети разрезаем сеть по пункту питания «Система» и полагаем, что к подстанциям, примыкающим к системе (В и D) протекают одинаковые мощности, т.е. по половине от той, которая на разомкнутой схеме:

$$S_{\text{СИС-D}} = S_{\text{СИС-D}} = \frac{44}{2} - \frac{j11,2}{2} = 22 - j5,56 \text{ МВА}$$

Перетоки мощности остальных участков рассчитываются аналогично расчету разомкнутого варианта сети. Таким же образом энергию, получаемую от системы делим пополам и наносим на схему потокораспределения, в направлении от системы (рис3б).

Рис 3. а) Схема потокораспределения для разомкнутого варианта сети

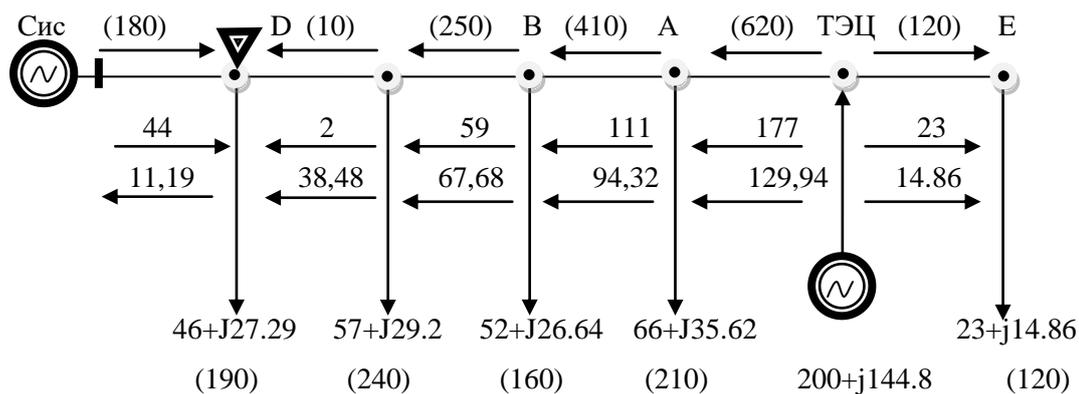
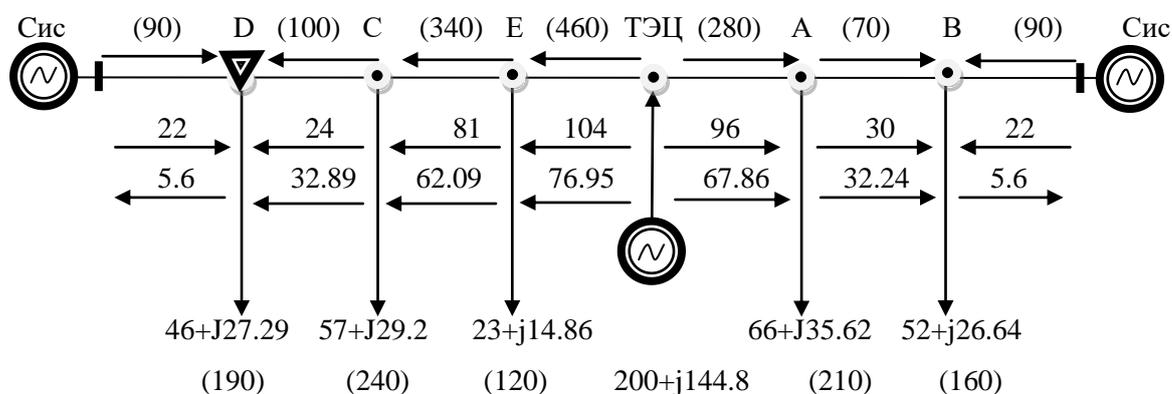


Рис 3. б) Схема потокораспределения для замкнутого варианта сети



4. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СЕТИ

Номинальное напряжение линии зависит от расстояния и передаваемой мощности (P) и может быть определено по формуле:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \text{ кВ}$$

Где: L – длина линии, км;

P – передаваемая активная мощность, кВт.

Выбирается ближайшее по стандарту номинальное напряжение.

Номинальное напряжение определяется для каждого участка сети. Однако следует избегать применения на каждом участке номинального напряжения, отличного от соседних участков, т. к. это вызовет удорожания капитальных затрат подстанций.

Произведем расчет номинального напряжения отдельно для разомкнутой и замкнутой схемы сети и результаты сведем в таблицу

Табл. 2 К примеру выбора номинального напряжения.

Уч-к сети	Разомкнутая сеть				Замкнутая сеть			
	P (Мвт)	L (км)	U_p (кВ)	U_n (кВ)	P (Мвт)	L (км)	U_p (кВ)	U_n (кВ)
ТЭЦ-Е	23	50	91,79	110	104	50	171,4	220

ТЭЦ-А	177	30	180,2	220	96	30	153	220
А-В	111	44	171,8	220	30	44	102,8	110
В-С	59	50	138,2	110	-	-	-	-
С-Д	2	65	28,2	110	24	65	94,55	110
СИС-Д	44	36	118,9	110	22	36	88,55	110
СИС-В	-	-	-	-	22	105	91,9	110
С-Е	-	-	-	-	81	55	158,2	220

5. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОГО СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ

Расчетная токовая нагрузка линии согласно экономическим токовым интервалам определяется по формуле:

$$I = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, (A)$$

где I_5 – ток линии на пятый год ее эксплуатации:

$$I_5 = \frac{P_p}{\sqrt{3}U_{ном} \cos\varphi}, A$$

P_p – расчетный максимум активной мощности, передаваемой по линии с учетом роста нагрузок за 5 лет (берется из схемы потокораспределения для каждого участка):

α_i – коэффициент учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии. Для линий 110–220 кВ $\alpha_i=1.05$, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_m и коэффициент попадания в максимум энергосистемы K_m и определяемый по следующей таблице:

Табл. П1. Определение коэффициента попадания в максимум K_m

$U_{ном}, кВ$	K_m	при T_m , час		
		до 4000	4000÷6000	более 6000
35–330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2

Продолжительность использования максимальной нагрузки определяем по найденным значениям передаваемой по участку линии энергии (\mathcal{E}) и активной мощности (P_p):

$$T_m = \frac{\mathcal{E} \cdot 10^6 (кВт * ч)}{P_p (МВт) \cdot 10^3}, час.$$

Сечение проводов определяем по табл. 7.8, на стр.28 справочника Рокотяна С.С. и Шапиро А.М. в зависимости от $U_{ном}$, материала и ценности опор и региона или по таблице П–2 данного МУ.

Технические ограничения к выбору сечения проводов:

а) для ЛЭП–110 кВ не менее АС–70 (по условиям уменьшения влияния короны) и не более АС–300 (по условиям прочности типовых опор):

б) аналогично для ЛЭП–220 кВ не менее АС–240 и не более АС–500.

Результаты расчета в табл. 3

Табл. 3 К предварительному выбору сечения проводов.

Табл.3.1 Для варианта разомкнутой схемы

Уч-к	U (кВ)	P МВт	Q МВар	cosφ	J ₅ (А)	Э млн. кВтч	T _м час	K _м	α _т	J _p (А)	Марка провода	J _{доп} (А)
Сис-Д	110	44	-11	0,86	269	180	4090,9	0,8	1,2	338,8	АСК-240	380
С-Д	110	2	38,5	0,86	12	10	5000,0	0,8	1,2	15,4	АС-70	265
С-В	110	59	67,7	0,89	348	250	4237,3	0,8	1,2	438,9	АСК-240	605
А-В	220	111	94,3	0,89	328	410	3693,7	0,8	0,9	309,7	АСК-240	605
ТЭЦ-А	220	177	130	0,88	528	620	3502,8	0,8	0,9	499,4	АСК-300	690
ТЭЦ-Е	110	23	14,9	0,84	144	120	5217,4	0,8	1,2	181,3	АС-150	445

Табл.3.2 Для варианта замкнутой схемы

Уч-к	U (кВ)	P МВт	Q МВар	cosφ	J ₅ (А)	Э млн. кВтч	T _м час	K _м	α _т	J _p (А)	Марка провода	J _{доп} (А)
Сис-Д	110	22	-5,60	0,86	134	90	4090,9	0,8	1,2	169,4	АС-120	380
С-Д	110	24	32,89	0,86	147	100	4166,7	0,8	1,2	184,8	АС-120	380
А-В	110	30	32,24	0,89	177	70	2333,3	0,8	0,9	167,4	АС-120	380
ТЭЦ-А	220	96	67,86	0,88	287	280	2916,7	0,8	0,9	270,9	АСК-240	605
ТЭЦ-Е	220	104	76,95	0,84	325	460	4423,1	0,8	1,2	409,9	АСК-300	690
В-СИС	110	22	-5,60	0,84	138	90	4090,9	0,8	1,2	173,4	АС-120	380
Е-С	220	22	-5,60	0,84	69	90	4090,9	0,8	1,2	86,71	АС-120	380

Проверка выбранного провода на нагрев: $I_p \leq I_{дл.доп}$.

Где: $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток для данного провода по условиям нагрева. Берется из таблицы ГОСТа, например, $I_{дл.доп}$ для АС-70-265 А; для АС-95-330 А, для АС-120-390 А, для АС-150-450 А, для АС-185-510 А, для АС-240-605 А, для АС-300-710 А, для АС-400-830 А и для АС-500-945А. Ниже показана выписка из рекомендованного справочника.

Табл.П2. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ИНТЕРВАЛЫ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК ДЛЯ СТАЛЕАЛЮМИНИЕВЫХ ПРОВОДОВ ВЛ 110 – 220 кВ ДЛЯ ОЭС

U _{ном} кВ	Тип опор	Материал опор	Район по гололеду	Предельные экономическая нагрузка на одну цепь в А, при сечении в мм ²								
				70	95	120	150	185	240	300	400	500
35	Одноцепные	Железо-бетон	I-II	-	110	170	220					
		сталь		85	130	150	220					
	Двух цепные	Железо-бетон	I-II	100	130	185	200					
		сталь		95	145	150	200					
110	Одно-цепные	Железобетон	I-II	55	-	150	200	235	400			

		сталь		55	120	–	200	230	400			
	Двух цепные	Железобетон	I–II	65	110	165	205	230	380			
		сталь		65	125	–	225	240	380			
220	Одно–цепные	Железобетон	I–II	I – IV	–	–	–	–	305	420	520	720
	Двух цепные	Железобетон	I–II	I – IV	–	–	–	–	330	405	495	700
		сталь										

6. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При наличии на подстанции потребителей первой и второй категории применяется, как правило, два трансформатора. Мощность каждого из установленных трансформаторов должна обеспечить электроснабжение всех потребителей первой и второй категории при выходе второго трансформатора из работы. Исходя из этого, а также учитывая перегрузочную способность трансформаторов, мощность каждого из двух трансформаторов можно выбирать согласно из условия:

$$S_m = (0,65 \div 0,7) S_n$$

Где: S_n – расчетная мощность подстанции.

Мощность подстанции A составляет

$$S_n = \sqrt{P_A^2 + Q_A^2} = \sqrt{66^2 + 35.62^2}, \text{ мВА}$$

а мощности каждого из двух трансформаторов равна

$$S_T = (0,65 \div 0,7) \sqrt{66^2 + 35.62^2}, \text{ мВА}$$

В зависимости от величины полученной мощности S_m выбираем из справочника или из *табл. П–3* ближайшее к расчетному стандартное значение номинальной мощности трансформатора $S_{т.ном}$.

Необходимость в установке на подстанции трехобмоточного трансформатора определяется в зависимости от величины выбранных напряжений на примыкающих к подстанции участках линии. Например, если к подстанции подходит ЛЭП–220 кВ, а отходит от нее ЛЭП–110 кВ, то на ней устанавливаются трехобмоточные трансформаторы.

Для каждого из вариантов схемы сети произведем расчеты и результаты сведем в таблицу.

Табл. 4.1 К выбору трансформаторов пс.(для разомкнутой схемы).

Подст.	$P_{нi}$ (МВт)	$Q_{нi}$ (Мвар)	$S_{п}$ (МВА)	Кат	Кол. тр-в	$S_{р.тр}$ (МВА)	$S_{н.тр}$ (МВА)	Тип тр-ра
А	66	35,62	75,0	1	2	52,5	63	ТДЦТН-63000/220
В	52	26,64	58,4	2	2	40,9	40	ТДТН-40000/220
С	57	29,20	64,0	2	2	44,8	63	ТДЦТН-63000/220
Д	46	27,29	53,5	2	2	37,4	40	ТРДН-40000/110
Е	23	14,86	27,4	3	1	38,3	40	ТРДН-40000/110
ТЭЦ	200	144,80	246,9		2	172,8	200	АТДЦТН-200000/220

Табл. 4.2 К выбору трансформаторов пс.(для замкнутой схемы).

Подст.	$P_{нi}$ (МВт)	$Q_{нi}$ (Мвар)	$S_{п}$ (МВА)	Кат	Кол. тр-в	$S_{р.тр}$ (МВА)	$S_{н.тр}$ (МВА)	Тип тр-ра
А	66	35,62	75,0	1	2	52,5	63	ТДЦТН-63000/220
В	52	26,64	58,4	2	2	40,9	40	ТРДН-40000/110
С	57	29,20	64,0	2	2	44,8	63	ТДЦТН-63000/220
Д	46	27,29	53,5	2	2	37,4	40	ТРДН-40000/110
Е	23	14,86	27,4	3	1	38,3	40	ТДТН-40000/220
ТЭЦ	200	144,80	246,9		2	172,8	200	АТДЦТН-200000/220

Табл.П-3 ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ.

ТИП	$S_{ном.т}$ мВА	Пределы регулирува- ния	$U_{ном, кВ}$	$U_K \%$	$P_{к,}$ кВт	$P_{х,}$ кВт	$I_{хх} \%$
А. Трехфазные, двухобмоточные трансформаторы 110 кВ							
ТДН-10000/110	10	9 x I, 78	115/6.6	10.5	60	14	0.7
ТДН-16000/110	16	9xI, 78	115/6.6	10.5	85	19	0.7
ТРДН- 25000/110	25	9xI, 78	115/6.6	10.5	120	27	0.7
ТРДН-40000/110	40	9xI, 78	115/6.6	10.5	172	36	0.65
ТРДЦН-63000/110	63	9xI, 78	115/6.6	10.5	260	36	0.6
ТРДЦН-80000/110	80	9xI, 78	115/6.6	10.5	310	70	0.6
ТРДЦН-125000/110	125	9xI, 78	115/6.6	10.5	400	100	0.55
Б. Трехфазные, двухобмоточные 220 кВ							
ТРДЦН-40000/220		8x1,5	230/6.6	12	170	50	0.9
ТРДЦН-63000/220		8x1,5	230/6.6	12	300	82	0.8
ТДЦ-80000/220		2x2.5	242/10.5	11	320	105	0.6
ТРДЦН-100000/220		8x1,5	230/11	12	360	115	0.7
ТРДЦН-160000/220		8x1,5	230/11	12	525	167	0.6
В. Трехфазные автотрансформаторы							
АТДЦТН- 63000/220/110	63	6-2	230/121/6,6	11/35/22	215	45	0.5
АТДЦТН- 125000/220/110	125	6-2	230/121/6,6	11/45/28	290	85	0.5
АТДЦТН- 200000/220/110	200	6-2	230/121/6,6	11/32/20	430	125	0.5
АТДЦТН- 250000/220/110	250	6-2	230/121/6,6	11,5/33,4/20,8	520	145	0.5

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

После выбора трансформатора из справочника одновременно выписываем следующие данные:

ΔP_x – потери активной мощности в стали трансформатора в $кВт$;

ΔP_k – потери активной мощности в обмотках трансформатора $кВт$.

U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора в %;

I_{xx} – ток холостого хода трансформатора в % от номинального.

Потери активной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_k K_3^2, МВт$$

где: $K_3 = \frac{S_n}{S_{номТ} \cdot n_T}$ – коэффициент загрузки трансформатора

Потери реактивной мощности в двухобмоточном трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \frac{S_{номТ}}{100} (I_x \% + U_k K_3^2), Мвар$$

В трехобмоточном трансформаторе или автотрансформаторе

$$\Delta Q_T = \frac{S_{мò}}{100} (I_x \% + U_{k1} K_3^2 + U_{k2} K_3^2 + U_{k3} K_3^2), Мвар$$

Для расчета потерь реактивной мощности в трехобмоточном трансформаторе необходимо определить напряжения короткого замыкания U_{k1}, U_{k2}, U_{k3} по заданным

$$\begin{aligned} \text{значениям } U_{кВ-С}, U_{кВ-Н}, U_{кС-Н} \quad U_{k1} &= 0,5(U_{k12} + U_{k13} - U_{k23}) \\ U_{k2} &= 0,5(U_{k12} + U_{k23} - U_{k13}) \\ U_{k3} &= 0,5(U_{k13} + U_{k23} - U_{k12}) \end{aligned}$$

Для удобства данные и результаты расчетов сведем в таблицу.

Табл. 5.1 К определению потерь мощности в трансформаторах (разомкнутый вариант схемы сети).

Пст.	S _{пс} (МВА)	S _{нт} р (МВА)	K _з	n _t	Данные						U _к %			ΔP _T кВт	ΔQ _T квар
					ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	J _х %	U _к % В-С	U _к % В-Н	U _к % С-Н	U _{к1}	U _{к2}	U _{к3}		
А	75	63	0,6	2	320	91	1	24	12,5	10,5	13	-0,5	11	204,4	587,6
В	58,4	40	0,73	2	240	66	1,1	22	12,5	9,5	12,5	0	9,5	193,9	513,0
С	64	63	0,51	2	320	91	1	24	12,5	10,5	13	-0,5	11	173,6	445,0
Д	53,5	40	0,67	2	175	42	0,7		10,5		5,25	5,25	-5,25	120,3	215,8
Е	27,4	40	0,69	1	230	42	0,7		10,5		5,25	5,25	-5,25	149,9	225,1
ТЭЦ	247	200	0,62	2	360	125	0,5	11	32	20	11,5	20,5	-0,5	262,2	2500,3

Табл. 5.2 К определению потерь мощности в трансформаторах (замкнутый вариант схемы сети).

Пст.	S _{пс} (МВА)	S _{нт} р (МВА)	K _з	n _t	Данные трансформаторов						U _к %			ΔP _T кВт	ΔQ _T квар
					ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	J _х %	U _к % В-С	U _к % В-Н	U _к % С-Н	U _{к1}	U _{к2}	U _{к3}		
А	75	63	0,6	2	320	91	1	24	12,5	10,5	13	-0,5	11	204	587,6
В	58,4	40	0,73	2	175	42	0,7		10,5		5,25	5,25	-5,25	135	139,9
С	64	63	0,51	2	320	91	1	24	12,5	10,5	13	-0,5	11	174	445
Д	53,5	40	0,67	2	175	42	0,7		10,5		5,25	5,25	-5,25	120	121,9
Е	27,4	40	0,69	1	240	66	1,1	22	12,5	9,5	12,5	0	9,5	179	456,9
ТЭЦ	247	200	0,62	2	360	125	0,5	11	32	20	11,5	20,5	-0,5	262	2500

8. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЗАРЯДНАЯ МОЩНОСТЬ ЛИНИИ

Потери активной мощности в линии

$$\Delta P_{\text{Л}} = \frac{P_p^2 l_k r_0 + Q_p^2 l_k r_0}{U_{\text{НОМ}}^2}, \text{ МВт}$$

Потери реактивной мощности в линии

$$\Delta Q_{\text{Л}} = \frac{P_p^2 l_k x_0 + Q_p^2 l_k x_0}{U_{\text{НОМ}}^2}, \text{ Мвар}$$

Зарядная мощность линии

$$Q_c = \frac{b_0 l_k 10^{-6}}{2} U_{\text{НОМ}}^2, \text{ Мвар}$$

где:

P_p и Q_p – расчетные мощности участков линии согласно потокораспределения в МВт и Мвар;

L – длина участка сети (линии) в км;

r_0 и x_0 – активное и индуктивное сопротивления 1 км линии в Ом/км. Берем из таблицы П.4 и П.5

b_0 – емкостная проводимость 1 линии в см/км (По табл. П.4 и П.5)

Табл. П.4. Расчетные данные 1 км ВЛ напряжением 35-150 кв

Параметр		Сечение жилы мм ²							
		35	50	70	95	120	150	185	240
r_0 (Ом/км)		0,773	0,592	0,42	0,314	0,249	0,195	0,156	0,12
x_0 (Ом/км) при напряжении (кВ)	35	0,445	0,443	0,42	0,411	0,403	0,398	0,384	
	110				0,429	0,423	0,416	0,409	0,401
	150					0,439	0,432	0,424	0,416
b_0 (См*10 ⁻⁶)	35	2,59	2,65	2,73	2,81	2,85	2,9	2,96	
	110				2,65	2,69	2,74	2,82	2,85
	150					2,61	2,67	2,71	2,75

Табл. П.5 Расчетные данные 1 км ВЛ напряжением 220-500 кв

Параметр		Сечение жилы мм ²				
		240	300	330	400	500
r_0 (Ом/км)		0,12	0,098	0,087	0,073	0,059
x_0 (Ом/км) при напряжении (кВ)	220	0,43	0,422	0,422	0,414	0,410
	330	0,328	0,325	0,325	0,321	0,318
	500	0,299	0,299	0,299	0,298	0,295
b_0 (См*10 ⁻⁶)	220	2,66	2,71	2,71	2,73	2,79
	330	3,44	3,47	3,47	3,52	3,55
	500	3,74	3,74	3,74	3,76	3,79

Расчеты выполняем для каждого участка сети (линии) в обоих вариантах и результаты записываем в таблицу.

6.1 К определению потерь и зарядной мощности линий (разомкнутая сеть)

Уч-к сети	Марка провода	L км	P МВт	Q МВАр	U _н кВ	r ₀ Ом/км	X ₀ Ом/км	b ₀ 10 ⁻⁶ См/км	ΔP _л МВт	ΔQ _л Мвар	Q _с Мвар
Сис-D	АСО-240	36	44	-11,2	110	0,12	0,401	2,85	0,736	2,459	1,2415
С-D	АС-70	65	2	38,5	110	0,42	0,429	2,65	3,350	3,422	2,0842
С-В	АСО-240	50	59	67,7	110	0,12	0,401	2,85	3,997	13,358	1,7243
А-В	АСО-240	44	111	94,3	220	0,12	0,43	2,66	2,315	8,294	5,6647
ТЭЦ-А	АСО-300	30	177	130	220	0,098	0,422	2,71	2,929	12,611	3,9349
ТЭЦ-Е	АС-150	50	23	14,9	110	0,195	0,416	2,74	0,604	1,289	1,6577

6.2 К определению потерь и зарядной мощности линий (замкнутая сеть).

Уч-к сети	Марка провода	L км	P МВт	Q МВАр	U _н кВ	r ₀ Ом/км	X ₀ Ом/км	b ₀ 10 ⁻⁶ См/км	ΔP _л МВт	ΔQ _л Мвар	Q _с Мвар
Сис-D	АС-120	36	22	-5,60	110	0,249	0,423	2,69	0,382	0,649	1,172
С-D	АС-120	65	24	32,89	110	0,249	0,423	2,69	2,217	3,766	2,116
А-В	АС-120	44	30	32,24	110	0,249	0,423	2,69	1,756	2,983	1,432
ТЭЦ-А	АСО-240	30	96	67,86	220	0,12	0,43	2,66	1,028	3,684	3,862
ТЭЦ-Е	АСО-300	50	104	76,95	220	0,098	0,422	2,71	1,694	7,296	6,558
В-СИС	АС-120	105	22	-5,60	110	0,249	0,423	2,69	1,113	1,892	3,418
Е-С	АСО-240	55	81	62,09	220	0,12	0,43	2,66	1,420	5,090	7,081

9. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБРАННЫХ ВАРИАНТОВ

В объем технико-экономических расчетов входит определение капитальных, эксплуатационных и приведенных затрат на линии подстанции для двух рассматриваемых вариантов. Расчет заканчивается сопоставлением приведенных затрат сети в обоих вариантах и выбором варианта с меньшими приведенными затратами.

9.1. КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

- на линии $K_l = K_o \cdot L$, тыс. руб,
- на подстанцию $K_n = K_m n_m + K_y n_y$, тыс. руб.

Где: K_o – капитальные затраты на 1 км линии. Берется из справочника в зависимости от марки проводов, напряжения линии и др. в тыс. р./км; [табл. Пб] .

L – длина участка линии в км;

K_m, n_m – стоимость и число трансформаторов на подстанции;

K_y, n_y – стоимость и число ячеек на подстанции.

Табл.П6. КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ K_0 ЛЭП на 1 км

$U_{ном}$ кВ	Тип опор	K_0 , тыс.руб/км								
		АС70	АС95	АС120	АС150	АС185	АСК240	АСК300	АСК400	АСК500
110	Ж–б, одноцепн.	8.1	8.3	8.6	9.0	9.4	10.0	10.7	–	–
110	Ж–б, двух цепные	13.9	14.3	19.9	15.5	16.4	17.7	8.8	–	–
220	металлич. одноцепн.	–	–	–	–	–	17.3	18.6	19.8	20.9
220	металлич двухцепн.	–	–	–	–	–	28.0	30.6	33.1	35.3

Для рассматриваемого примера: ЛЭП 110 кВ выполняем из ЖБ одноцепных, а 220 кВ из одноцепных металлических опор.

Табл.7.1.Разомкнутый вариант						Табл. 7.2.Замкнутый вариант					
Уч-к	U (кВ)	Марка провода	L км	K_0 тыс. руб/км	K_l тыс. руб	Уч-к сети	$U_{н кВ}$	Марка провода	L км	K_0 тыс. руб/км	K_l тыс. руб
Сис-D	110	АСО-240	36	10	360	Сис-D	110	АС-120	36	8,6	310
С-D	110	АС-70	65	8,1	527	С-D	110	АС-120	65	8,6	559
С-В	110	АСО-240	50	10	500	А-В	110	АС-120	44	8,6	378
А-В	220	АСО-240	44	17,3	761	ТЭЦ-А	220	АСО-240	30	17,3	519
ТЭЦ-А	220	АСО-300	30	18,6	558	ТЭЦ-Е	220	АСО-300	50	10,7	535
ТЭЦ-Е	110	АС-150	50	15,5	775	В-СИС	110	АС-120	105	19,9	2090
			Сумма:		3481	Е-С	220	АС-120	55	19,9	1095
									Сумма:		5485

Для определения капитальных затрат на подстанции необходимо воспользоваться табл. 9.15 на стр. 334 (Справочник по проектированию электроэнергетических систем под ред. Шапиро и Рокотяна – в дальнейшем **лит-2**), где приведены стоимости ячеек. Количество ячеек на подстанции зависит от схемы подстанции, а также от количества, присоединенных к сети потребителей. Так как в постановке задачи на курсовой проект нет жестких требований на количество присоединенных потребителей к сети и схемы ОРУ (ЗРУ), то этом этапе проектирования предоставляется произвольный выбор схем ОРУ (ЗРУ) подстанций и количества ячеек на них. Приблизительно для ОРУ 220 кВ можно принять: от 4 до 8 ячеек 220 кВ и от 2 до 15 ячеек для 110 кВ. Для подстанций с трехобмоточными трансформаторами также необходимо определиться с количеством ячеек НН (6-10 или 35 кВ). Их количество также зависит от схемы ЗРУ и количества подключаемых потребителей. Приблизительно можно принять: для 35 кВ от 3 до 8; для 6-10 кВ от 14 до 48, стоимости которых можно определить по табл. 9.15 и 9.17 (лит-2).

Для рассматриваемого примера примем определенные количества ячеек и для удобства расчетов занесем их в таблицу, включая также их стоимости, исходя из которых определим капитальные затраты на каждую подстанцию для обоих вариантов схемы сети. Стоимости трансформаторов приведены в табл. 9.18 – 9.24 (лит-2). Для трансформаторов нужно принимать их расчетную стоимость из таблиц.

Табл. 8.1. Разомкнутая схема.

Табл.8.2. Замкнутая схема.

Подст.	Тип трансформатора	S _{н.тр} (МВА)	n _т	Кр тыс. руб.	Кт тыс. руб.	Тип трансформатора	Кр тыс. руб.	Кт тыс. руб.	
А	ТДЦТН-63000/220	63	2	201	402	ТДЦТН-63000/220	201	402	
В	ТДТН-40000/220	40	2	165	330	ТРДН-40000/110	169	338	
С	ТДЦТН-63000/220	63	2	201	402	ТДЦТН-63000/220	201	402	
Д	ТРДН-40000/110	40	2	169	338	ТРДН-40000/110	169	338	
Е	ТРДН-40000/110	40	1	169	169	ТДТН-40000/220	165	165	
ТЭЦ	АТДЦТН-200000/220	200	2	332	664	АТДЦТН-200000/220	332	664	
				Сумма:	2305			Сумма:	2309

Также выбранные количества ячеек вместе с их стоимостями занесем в таблицу.

Табл.9. 1 Для разомкнутой схемы:

Подст.	n _я 220 кВ	Стоим. тыс. руб.	К _я тыс. руб.	n _я 110 кВ	Стоим. тыс. руб.	К _я тыс. руб.	n _я 35 кВ	Стоим. тыс. руб.	К _я тыс. руб.	n _я 10 кВ	Стоим. ЗРУ тыс. руб.	ΣК _я тыс. руб.
А	6	130	780			0	4	14	56	14	70	906
В	6	130	780			0	6	14	84	14	70	934
С	6	130	780			0	6	14	84	14	70	934
Д			0	10	57	570			0	26	95	665
Е			0	6	57	342			0	14	70	412
ТЭЦ	6		0	8	57	456			0	14	70	526
											Сумма:	4377

Табл.9.2 Для замкнутой схемы:

Подст.	n _я 220 кВ	Стоим. тыс. руб.	К _я тыс. руб.	n _я 110 кВ	Стоим. тыс. руб.	К _я тыс. руб.	n _я 35 кВ	Стоим. тыс. руб.	К _я тыс. руб.	n _я 10 кВ	Стоим. ЗРУ тыс. руб.	ΣК _я тыс. руб.
А	6	130	780			0	4	14	56	14	70	906
В		130	0	10	57	570			0	14	70	640
С	6	130	780			0	6	14	84	14	70	934
Д			0	10	57	570			0	26	95	665
Е	6		0			0	6	14	84	14	70	154
ТЭЦ	6		0	8	57	456			0	14	70	526
											Сумма:	3825

9.2. ГОДОВЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ

- на линию (отдельно для каждого участка).

$$C_{\text{Э. л}} = \frac{P_{\text{а. л}} \% + P_{\text{о б с л}} \%}{100} \cdot K_{\text{л}} + C_{\text{п л}} + Y_{\text{л}}, \text{ тыс.руб}$$

- на подстанцию

$$C_{\text{Э. п}} = \frac{P_{\text{а. п}} \% + P_{\text{о б с п}} \%}{100} \cdot K_{\text{п}} + C_{\text{п л}} + Y_{\text{п}}, \text{ тыс. руб.}$$

Где: $P_{\text{а.л}} \%$, $P_{\text{обс.л}} \%$ – амортизационные отчисления и затраты на обслуживание линии в % от $K_{\text{л}}$ (табл.П7);

- $P_{\text{а.п}} \%$, $P_{\text{обс.п}} \%$ – тоже на подстанции (берется из табл.П7).

Табл. П7. ЕЖЕГОДНЫЕ ИЗДЕРЖКИ НА АМОТИЗАЦИЮ И ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В % ОТ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Материалы опор	Норма амортизационного отчислений	Затраты на обслуживание
<i>ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ</i>			
35–150	Стальные и железобетонные одно–цепные	2.4	0.4
35–150	Тоже двухцепные	2.8	0.4
220	Стальные и ж–бетонные	2.24	0.36
<i>ПОДСТАНЦИИ</i>			
35–150	–	6.4	3.0
220	–	6.4	2.0
<i>Силовое оборудование и РУ ГЭС</i>			
До 150 кВ		5,8	3,0
До 220 кВ и выше		5,8	2,0

- $C_{\text{н.л}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии на участке линии

$$C_{\text{н.л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau \cdot C_0 \cdot 10^{-5}, \text{ тыс.руб}$$

$\Delta P_{\text{л}}$ – потери активной мощности на участке линии в кВт ;

τ – время максимальных потерь

$$\tau = (0.124 + T_{\text{м}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \text{ час}$$

$T_{\text{м}}$ – продолжительность использования максимальной нагрузки (подставляются те же значения которые были найдены выше).

C_0 – стоимость $1 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ электроэнергии. Для ОЭС Средней Азии берется $C_0=1.26 \text{ коп/кВт}\cdot\text{ч}$;

$C_{\text{н.п}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии на подстанции

$$C_{\text{н.п}} = n_{\text{м}} \Delta P_{\text{м}} \cdot \tau \cdot C_0 \cdot 10^{-5}, \text{ тыс.руб}$$

$n_{\text{м}}$ – число трансформаторов на подстанции;

$\Delta P_{\text{м}}$ – потери активной мощности в трансформаторе.

τ , C_0 – те же, что для примыкающей к подстанции питающей линии.

9.3. УЩЕРБ ОТ ПЕРЕРЫВОВ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ

–для участка линии;

$$Y_{\text{л}} = Y_0 \frac{\lambda_k T_B}{100 \cdot 8760} P_p \cdot T_M, \text{ тыс. руб.}$$

–для подстанций:

$$Y_{\text{п}} = Y_0 \frac{\lambda_k T_B}{8760} P_p \cdot T_M, \text{ тыс. руб.}$$

Где: Y_0 – удельный ущерб (0.6 руб. / кВт · ч);

λ – параметр потока отказов т.е. вероятное число отказов в год, приходящийся на 100 км линии. Берется из табл. П8.

T_B – время восстановления после отказа и.е. вероятное время необходимое для обнаружения и устранения отказа. Берется из табл. П9.

Табл.П8. ПАРАМЕТР ПОТОКА ОТКАЗОВ, (отказ/год на 100 км линии)

Элемент схемы электроснабжения	220 кВ	110 кВ	35 кВ
Воздушные линии одноцепные	0.6	1.1	1.4
двух цепные /отказ одной цепи	0.5	0.9	1.1
Трансформаторы и автотрансформаторы (на единицу)	0.02	0.02	0.01

Табл. П9. СРЕДНЕЕ ВРЕМЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, $T_B \cdot 10^{-3}$, лет/отказ

Элемент схемы электроснабжения	220 кВ	110 кВ	35 кВ
Воздушные линии одноцепные	1.1	1.0	1.0
двухцепные /отказ одной цепи	0.2	0.4	0.8
Трансформаторы и автотрансформаторы			
При отсутствии резервного трансформатора	80	60	45
При наличии резервного трансформатора	25	20	10

Величина T_B в формулу для определения ущерба подставляется в часах. Чтобы перейти от лет / отказ в табл. П9 к часам нужно табличное значение T_B умножить на число часов в году. Например:

$$T_B = 0.9 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 7.9 \text{ ч}$$

P_p – расчетная мощность данного участка линии, для которого определяется ущерб, в кВт.

Пример: Определить ущерб в одноцепной ЛЭП–110 кВ длиной 37 км, при $P_p=20 \text{ МВт}$, $T_M=4000 \text{ ч.}$, $Y_0=0.6 \text{ руб. кВт} \cdot \text{ч.}$

$$Y = 0,6 \cdot \frac{1,1 \cdot 37 \cdot 8,76}{100 \cdot 8760} 20000 \cdot 4000 = 15,552, \text{ тыс. руб.}$$

Ущерб определяются только для участков линии с односторонним питанием. Для участков с двухсторонним питанием можно принимать $U = 0$.

Ущерб определяется только в том случае если в рассматриваемых вариантах имеется разница в напряжении и числе выбранных трансформаторов на подстанциях. В последнем случае подсчитывается ущерб для подстанций с меньшим числом трансформаторов при одинаковой передаваемой мощности.

10. ВЫБОР НАИЛУЧШЕГО ВАРИАНТА

Технико–экономическое сравнение вариантов производится по методу приведенных затрат. Невыгодным считается вариант с минимальными приведенными затратами, вычисленными по формуле:

$$Z_{np} = E_n (K_l + K_n) + (C_{эл} + C_{эн}) + (Y_l + Y_n), \text{ тыс. руб.}$$

Где: E_n – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, равная 0,15 для вновь сооружаемых электрических сетей. Ниже приведена таблица с данными для расчета и полученными результатами рассматриваемого варианта.

Табл.10.1 К определению эксплуатационных затрат на линии (разомкнутая)

Уч-к сети	U кВ	L км	Pa %	P _{обс} %	ΔP _л Мвт	Э _{млн} кВтч	P МВт	T _м час	τ час	С _о коп/кВтч	К _л тыс.руб	С _п тыс.руб	λ	T _в ×10 ⁻³ лет/отк	T _в час	У _о руб/кВтч	У тыс.руб	Сэ тыс.руб.		
Сис-Д	110	36	2,4	0,4	0,736	180	44	4091	2489	1,26	360	23,1	1,1	1,0	8,76	0	0	33,17		
С-Д	110	65	2,4	0,4	3,350	10	2	5000	3411	1,26	527	144	1,1	1,0	8,76	0	0	158,7		
С-В	110	50	2,4	0,4	3,997	250	59	4237	2628	1,26	500	132	1,1	1,0	8,76	0	0	146,4		
А-В	220	44	2,4	0,4	2,315	410	111	3694	2132	1,26	761	62,2	0,6	1,1	9,64	0	0	83,51		
ТЭЦ-А	220	30	2,4	0,4	29,287	620	177	3503	1971	1,26	558	727	0,6	1,1	9,64	0	0	742,8		
ТЭЦ-Е	110	50	2,4	0,4	0,604	120	23	5217	3653	1,26	775	27,8	1,1	1,0	8,76	0,6	39,6	89,1		
Сумма											3481								ИТОГО:	1254

Табл.10.2.К определению эксплуатационных затрат на линии (замкнутая)

Уч-к сети	U кВ	L км	Pa %	P _{обс} %	ΔP _л Мвт	Э _{млн} кВтч	P МВт	T _м час	τ час	С _о коп/кВтч	К _л тыс.руб	С _п тыс.руб	λ	T _в ×10 ⁻³ лет/отк	T _в час	У _о руб/кВтч	У тыс.руб	Сэ тыс.руб.		
Сис-Д	110	36	2,4	0,4	0,382	90	22	4091	2489	1,26	310	12,0	1,1	1,0	8,76	0	0	20,66		
С-Д	110	65	2,4	0,4	2,217	100	24	4167	2561	1,26	559	71,5	1,1	1,0	8,76	0	0	87,18		
А-В	110	44	2,4	0,4	1,756	70	30	2333	1119	1,26	378	24,7	1,1	1,0	8,76	0	0	35,33		
ТЭЦ-А	220	30	2,4	0,4	1,028	280	96	2917	1514	1,26	519	19,6	0,6	1,1	9,64	0	0	34,14		
ТЭЦ-Е	220	50	2,4	0,4	16,944	460	104	4423	2809	1,26	535	599,8	0,6	1,1	9,64	0	0	614,8		
В-СИС	110	105	2,4	0,4	1,113	90	22	4091	2489	1,26	903	34,9	1,1	1,0	8,76	0	0	60,2		
Е-С	220	55	2,4	0,4	0,146	90	22	4091	2489	1,26	1095	4,6	0,6	1,1	9,64	0	0	35,24		
Сумма											4299								ИТОГО:	887,5

Табл.11.1 К определению эксплуатационных затрат на подстанции
для разомкнутого варианта схемы

Подс т.	U кВ	n_T шт	P_a %	$P_{обс}$ %	ΔP_T кВт	$\mathcal{E}_{млн}$ кВтч	P МВт	T_M час	τ час	C_o коп/кВтч	K_p тыс.руб	C_p тыс.руб	λ	T_v $\times 10^{-3}$ лет/отк	T_v час	U_o руб/кВтч	U тыс.руб	$C_э$ тыс. руб.
A	220	2	6,4	2	204,4	300	66	4545	2932	1,26	1308	15,1	0,04	25,0	219	0	0	124,975
B	220	2	6,4	2	193,9	225	52	4327	2715	1,26	1264	13,3	0,04	25,0	219	0	0	119,441
C	220	2	6,4	2	173,6	270	57	4737	3129	1,26	1336	13,7	0,04	25,0	219	0	0	125,914
D	110	2	6,4	3	120,3	200	46	4348	2735	1,26	1003	8,3	0,04	25,0	219	0	0	102,574
E	110	1	6,4	3	149,9	53	23	2304	1100	1,26	581	2,1	0,02	80,0	701	0,6	0,05	56,7434
ТЭЦ	220	2	5,8	2	262,2	740	200	3700	2138	1,26	384	14,1	0,04	25,0	219	0	0	44,0771
Сумма											5876	ИТОГО:					573,724	

Табл.11.2 К определению эксплуатационных затрат на подстанции для замкнутого
варианта схемы

Подс т.	U кВ	n_T шт	P_a %	$P_{обс}$ %	ΔP_T кВт	$\mathcal{E}_{млн}$ кВтч	P МВт	T_M час	τ час	C_o коп/кВтч	K_p тыс.руб	C_p тыс.руб	λ	T_v $\times 10^{-3}$ лет/отк	T_v час	U_o руб/кВтч	U тыс.руб	$C_э$ тыс. руб.
A	220	2	6,4	2	204,4	300	66	4545	2932	1,26	1308	15,1	0,04	25,0	219	0	0	124,975
B	110	2	6,4	3	135,3	225	52	4327	2715	1,26	978	9,3	0,04	25,0	219	0	0	101,188
C	220	2	6,4	2	173,6	270	57	4737	3129	1,26	1336	13,7	0,04	25,0	219	0	0	125,914
D	110	2	6,4	3	120,3	200	46	4348	2735	1,26	1003	8,3	0,04	25,0	219	0	0	102,574
E	220	1	6,4	2	178,6	53	23	2304	1100	1,26	319	2,5	0,02	80,0	701	0	0	29,2724
ТЭЦ	220	2	5,8	2	262,2	740	200	3700	2138	1,26	1190	14,1	0,04	25,0	219	0	0	106,945
Сумма											6134	ИТОГО:					590,868	

Табл. 12. К определению приведенных затрат. (тыс. руб.)

Вариант сети	K_l	K_p	$C_{эл}$	$C_{эп}$	U_l	U_p	$З_{пр}$
Разомкн. схема	3481	5876	1254	235,4	39,6	0,05	2933
Замкнут. схема	4299	6134	887,5	259,7	0	0	2712

Как видно из табл. 11 приведенные затраты у варианта с замкнутой схемой получились меньше, чем у варианта с разомкнутой схемой, поэтому выбираем замкнутую схемы сети и дальнейший расчет ведем для неё.

11. УТОЧНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТЕЙ

Поскольку потери мощности в трансформаторах, линиях и зарядная мощность линий определены, теперь можно произвести уточнение потокораспределения с учетом указанных потерь. Уточнение производим для выбранного, согласно технико-экономического расчета, варианта.

Уточнение активной мощности, например, на участке *Сис-Д* (в рассматриваемом примере):

$$P_{\text{сис-}D} = P_{2(\text{сис-}D)} + \Delta P_{m(D)} + \Delta P_{л(\text{сис-}D)}, \text{ где:}$$

$P_{2(\text{сис-}D)}$ – активная мощность в конце участка *СИС-Д* (т.е., без учета потерь):

$\Delta P_{m(D)}$ – потери активной мощности в трансформаторе подстанции *D*. $\Delta P_{л(\text{СИС-}D)}$ – потери активной мощности на участке *СИС-Д*.

Уточнение реактивной мощности на том же участке *СИС-Д*:

$$Q_{\text{сис-}D} = Q_{2(\text{СИС-}D)} + \Delta Q_{m(D)} + \Delta Q_{л(\text{СИС-}D)} - \Delta Q_{с(\text{СИС-}D)}, \text{ Мвар, где:}$$

$\Delta Q_{m(D)}$ – потери реактивной мощности в трансформаторе подстанции *D*.

$Q_{с(\text{СИС-}D)}$ – зарядная мощность участка *СИС-Д*. Берется из предварительных расчетов (табл 6.2).

$Q_{2(\text{сис-}D)}$ –ре активная мощность в конце участка *СИС-Д* (т.е., без учета потерь и зарядной мощности ЛЭП):

Для удобства рекомендуется свести расчетные параметры в таблицу.

Табл. 13 К уточнению перетоков на участках сети

Уч-к сети	P_2 МВт	Q_2 МВАр	$\Delta P_{л}$ МВт	$\Delta Q_{л}$ Мвар	$Q_{с}$ Мвар	$\Delta P_{т}$ МВт	$\Delta Q_{т}$ Мвар	Уточн P МВт	Уточн Q МВАр
Сис-Д	22	-5,60	0,382	0,649	0,586	0,12	0,122	22,50	-5,41
С-Д	24	32,89	2,217	3,766	1,058	0,174	0,445	26,39	36,04
А-В	30	32,24	1,756	2,983	0,716	0,135	0,14	31,89	34,64
ТЭЦ-А	96	67,86	1,028	3,684	1,931	0,204	0,588	97,23	70,20
ТЭЦ-Е	104	76,95	1,694	7,296	3,279	0,179	0,457	105,87	81,42
В-СИС	22	-5,60	1,113	1,892	1,709	0,135	0,14	23,25	-5,27
Е-С	81	62,09	1,420	5,090	3,540	0,262	0,445	82,68	64,09

12. УТОЧНЕНИЕ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ

Сначала уточняем величину тока линии на пятый год ее эксплуатации (например, для участка *СИС-Д*):

$$I_{5(\tilde{n}\tilde{e}\tilde{n}-D)} = \frac{\sqrt{P_{\tilde{n}\tilde{e}\tilde{n}-D}^2 + Q_{с\tilde{e}\tilde{n}-D}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_l}, A$$

Уточняем расчетный ток на участке *СИС-Д*.

$$I_{P(\text{сис-}D)} = I_{5(\tilde{n}\tilde{e}\tilde{n}-D)} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, A$$

По таблице 7.8 на стр. 28 лит-2 снова определяем сечение проводов в зависимости от величины уточненного тока. Результаты расчета сводим в таблицу

Табл. 14. К уточнению сечения проводов участков сети.

Уч-к	U (кВ)	P МВт	Q МВар	J_5 (А)	K_m	α_T	J_p (А)	Предвар. марка провода	$J_{доп}$ (А)	Уточнен. марка провода
Сис-Д	110	22,5	5,41	122	0,8	1,2	153,2	АС-120	380	АС-120
С-Д	110	26,39	36,04	235	0,8	1,2	295,8	АС-120	380	АС-120
А-В	110	31,89	34,64	247	0,8	0,9	233,8	АС-120	380	АС-120
ТЭЦ-А	220	97,23	70,20	315	0,8	0,9	297,8	АСК-240	605	АСК-240
ТЭЦ-Е	220	105,87	81,42	351	0,8	1,2	442,2	АСК-300	690	АСК-300
В-СИС	110	23,25	5,27	125	0,8	1,2	157,8	АС-120	380	АС-120
Е-С	220	82,68	64,09	275	0,8	1,2	346,3	АСК-240	605	АСК-240

13. РАСЧЕТ РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЯ СЕТИ

Задачей расчета является определение потерь напряжения на участках линии и фактических напряжений в точках присоединения нагрузок для трех режимов работы сети: в режиме наибольших и наименьших нагрузок, а также в послеаварийном режиме:

13.1. В РЕЖИМЕ НАИБОЛЬШИХ НАГРУЗОК (максимальный режим)

Потеря напряжения на участке сети определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_p r_0 l + Q_p x_0 l}{U_{\text{тн}}}, \text{ кВ}$$

Где: P_p , Q_p – активная и реактивная расчетная мощности на участке. Берутся уточненные величины из табл.7;

r_0 , x_0 – активные и индуктивные сопротивления l км линии для уточненной марки провода;

L – длина участка в км;

U_ϕ – фактическое напряжение в начала участка линии, кВ. Если данный участок линии присоединен к источнику питания (например, к вторичной обмотке понижающего трансформатора), то $U_\phi = U_{\text{ном.т}}$. Если же участок линии является продолжением питающей линии к следующей подстанции, то фактическое напряжение определяется следующим образом:

$$U_\phi = U_1 - \Delta U, \text{ кВ}$$

Когда расчет ведется от точки раздела мощностей в направлении к источнику питания потеря напряжения прибавляется к фактическому напряжению в точке присоединения нагрузки.

Произведем расчет режима напряжения для рассматриваемого примера. Выписываем необходимые для расчета данные в таблицу.

Табл. 15 Данные для расчета режима напряжения сети.

Уч-к	U_n (кВ)	P МВт	Q МВар	марка провода	L км	r_0 Ом/км	X_0 Ом/км
Сис-D	115	22,5	5,41	АС-120	36	0,249	0,423
С-D	121	26,4	36,04	АС-120	65	0,249	0,423
А-В	121	31,9	34,64	АС-120	44	0,249	0,423
ТЭЦ-А	230	97,23	70,20	АСК-240	30	0,12	0,43
ТЭЦ-Е	230	105,9	81,42	АСК-300	50	0,098	0,422
В-СИС	115	23,25	5,27	АС-120	105	0,249	0,423
Е-С	230	82,68	64,09	АСК-240	55	0,12	0,43

Потеря напряжения на участке ТЭЦ-А

$$\Delta U_{ТЭЦ-А} = \frac{97,23 \cdot 0,12 \cdot 30 + 70,2 \cdot 0,43 \cdot 30}{230} = 5,5 \text{ кВ}$$

$$U_A = U_{ТЭЦ} - \Delta U_{ТЭЦ-А} = 230 - 5,5 = 224,5 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{В-А} = \frac{31,9 \cdot 0,249 \cdot 44 + 34,64 \cdot 0,423 \cdot 44}{121} = 8,2 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_A - \Delta U_{В-А} = 121 - 8,2 = 112,8 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{СИС-В} = \frac{23,25 \cdot 0,249 \cdot 105 + 5,27 \cdot 0,423 \cdot 105}{112,8} = 7,4 \text{ кВ}$$

$$U_{СИС} = U_B + \Delta U_{СИС-В} = 112,8 + 7,4 = 120,2 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{ТЭЦ-Е} = \frac{105,9 \cdot 0,098 \cdot 50 + 81,42 \cdot 0,422 \cdot 50}{230} = 9,8 \text{ кВ}$$

$$U_E = U_{ТЭЦ} - \Delta U_{ТЭЦ-Е} = 230 - 9,8 = 220,2 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{Е-С} = \frac{82,68 \cdot 0,12 \cdot 55 + 64,09 \cdot 0,43 \cdot 55}{220,2} = 9,4 \text{ кВ}$$

$$U_C = U_E - \Delta U_{Е-С} = 220,2 - 9,4 = 210,8 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{D-C} = \frac{26,4 \cdot 0,249 \cdot 65 + 36,04 \cdot 0,423 \cdot 65}{121} = 11,7 \text{ кВ}$$

$$U_D = U_C - \Delta U_{D-C} = 121 - 11,7 = 109,3 \text{ кВ}$$

Со стороны системы

$$\Delta U_{СИС-В} = \Delta U_{СИС-D} = 7,4 \text{ кВ}$$

$$U_D = U_{СИС} - \Delta U_{СИС-В} = 120,2 - 7,4 = 112,8 \text{ кВ}$$

14.2. В РЕЖИМЕ НАИМЕНЬШИХ НАГРУЗОК (минимальный режим)

Так как отсутствует годовой график нагрузок подстанций в качестве минимальной нагрузки принимаем половину нагрузки максимального режима, т.е. $P_{нм} = 0,5 \cdot P_{нб}$,

$Q_{нм} = 0,5 \cdot Q_{нб}$. Тогда

$$\Delta U_{ТЭЦ-А} = \frac{97,23 \cdot 0,12 \cdot 30 + 70,2 \cdot 0,43 \cdot 30}{2 \cdot 230} = 2,75 \text{ кВ}$$

$$U_A = U_{ТЭЦ} - \Delta U_{ТЭЦ-А} = 230 - 2,75 = 227,25 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{В-А} = \frac{31,9 \cdot 0,249 \cdot 44 + 34,64 \cdot 0,423 \cdot 44}{2 \cdot 121} = 4,1 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_A - \Delta U_{B-A} = 121 - 4,1 = 116,9 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{СИС-В}} = \frac{23,25 \cdot 0,249 \cdot 105 + 5,27 \cdot 0,423 \cdot 105}{2 \cdot 116,9} = 3,6 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{СИС}} = U_B + \Delta U_{\text{СИС-В}} = 116,9 + 3,6 = 120,5 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{ТЭЦ-Е}} = \frac{105,9 \cdot 0,098 \cdot 50 + 81,42 \cdot 0,422 \cdot 50}{2 \cdot 230} = 4,9 \text{ кВ}$$

$$U_E = U_{\text{ТЭЦ}} - \Delta U_{\text{ТЭЦ-Е}} = 230 - 4,9 = 225,1 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{Е-С}} = \frac{82,68 \cdot 0,12 \cdot 55 + 64,09 \cdot 0,43 \cdot 55}{2 \cdot 225,1} = 4,6 \text{ кВ}$$

$$U_C = U_E - \Delta U_{\text{Е-С}} = 225,1 - 4,6 = 220,5 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{D-С}} = \frac{26,4 \cdot 0,249 \cdot 65 + 36,04 \cdot 0,423 \cdot 65}{2 \cdot 121} = 5,85 \text{ кВ}$$

$$U_D = U_C - \Delta U_{\text{D-С}} = 121 - 5,85 = 115,15 \text{ кВ}$$

Со стороны системы

$$\Delta U_{\text{СИС-В}} = \Delta U_{\text{СИС-Д}} = 3,6 \text{ кВ}$$

$$U_D = U_{\text{СИС}} - \Delta U_{\text{СИС-В}} = 120,5 - 3,6 = 116,9 \text{ кВ}$$

13.3. В ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ

Для расчета сети на послеаварийный режим нужно выбрать наиболее тяжелый случай. Таким случаем, например, может быть выход из строя параллельной цепи в разомкнутой сети или выход из строя участка, примыкающего к источнику питания в кольцевых сетях. При этом допускается снижение напряжения у наиболее удаленного потребителя до 15%. С учетом действия регуляторов напряжения РПН на подстанциях, которые могут повышать напряжение до 16%.

Необходимо составить расчетную схему сети для послеаварийного режима. В случае снижения напряжения у наиболее удаленной нагрузки более чем на 15% нужно принять меры. Например, увеличить сечение проводов на головном участке. Произведем расчет аварийного режима напряжений для рассматриваемого примера.

Допустим вышел из строя участок ТЭЦ-А. В этом случае на период ремонта поврежденного участка подстанции А и В будут получать питание только от системы.

Составим расчетную схему сети для этого режима с указанием распределения потоков мощности.

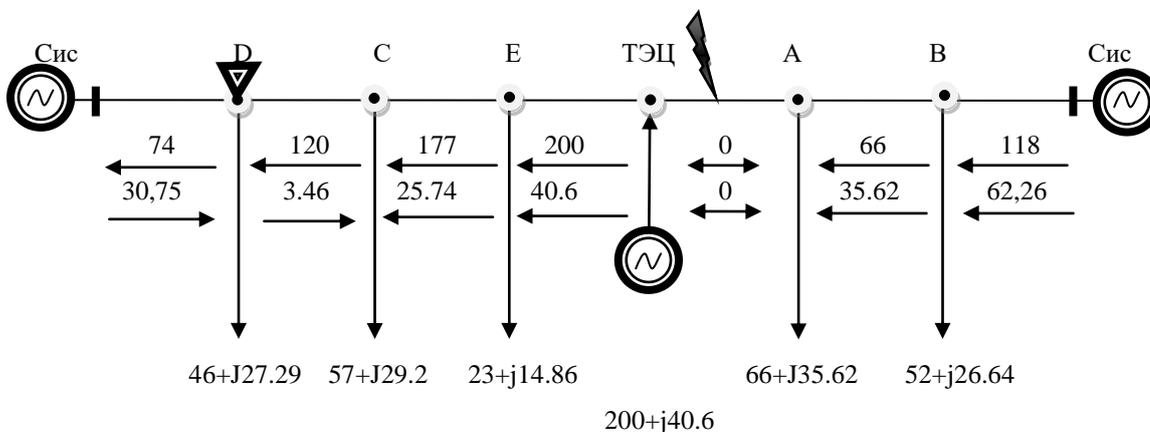


Рис. 4. Расчетная схема потокораспределения послеаварийного режима.

Табл. 16. К расчету аварийного режима напряжений сети

Уч-к	U_H (кВ)	P МВт	Q МВар	марка провода	L км	r_0 Ом/км	X_0 Ом/км
Сис-D	115	74	30,75	АС-120	36	0,249	0,423
С-D	121	120	3,46	АС-120	65	0,249	0,423
А-В	121	66	35,62	АС-120	44	0,249	0,423
ТЭЦ-А	230	0	0,00	АСО-240	30	0,12	0,43
ТЭЦ-Е	230	200	40,60	АСО-300	50	0,098	0,422
В-СИС	115	118	62,26	АС-120	105	0,249	0,423
Е-С	230	177	25,74	АСО-240	55	0,12	0,43

$$\Delta U_{ТЭЦ-Е} = \frac{200 \cdot 0,098 \cdot 50 + 40,6 \cdot 0,422 \cdot 50}{230} = 8 \text{ кВ}$$

$$U_E = U_{ТЭЦ} - \Delta U_{ТЭЦ-Е} = 230 - 8 = 222 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{Е-С} = \frac{177 \cdot 0,12 \cdot 55 + 25,74 \cdot 0,43 \cdot 55}{222} = 8 \text{ кВ}$$

$$U_C = U_E - \Delta U_{Е-С} = 222 - 8 = 214 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{D-C} = \frac{120 \cdot 0,249 \cdot 65 + 3,46 \cdot 0,423 \cdot 65}{121} = 16,8 \text{ кВ}$$

$$U_D = U_C - \Delta U_{D-C} = 121 - 16,8 = 104,2 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{СИС-D} = \frac{74 \cdot 0,249 \cdot 105 + 30,75 \cdot 0,423 \cdot 105}{104,2} = 10,9 \text{ кВ}$$

$$U_{СИС} = U_D - \Delta U_{СИС-D} = 104,2 - 10,9 = 93,3 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{СИС-В} = \frac{118 \cdot 0,249 \cdot 105 + 62,26 \cdot 0,423 \cdot 105}{93,3} = 62,7 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_{СИС} - \Delta U_{СИС-В} = 93,3 - 62,26 = 31 \text{ кВ}$$

Как видно из расчета из-за большой потери напряжения на участке Сис-В напряжение на подстанции В падает до недопустимого (больше чем на 15%) значения от номинального. В связи с этим необходимо принятие таких мер, как замена ранее выбранного сечения провода на большее и изменения напряжения участка сети со 110 кВ на 220 кВ, либо установить на подстанции А или В компенсирующие устройства (синхронные компенсаторы).

При варианте с установкой СК на подстанции А с суммарной мощностью, покрывающей переток реактивной мощности по участку Сис-В ($Q=62,26$ МВАр) до нулевого значения ($Q_{Сис-В}=0$), получаем

$$\Delta U_{СИС-В} = \frac{118 \cdot 0,249 \cdot 105 + 0 \cdot 0,423 \cdot 105}{93,3} = 33,1 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_{СИС} - \Delta U_{СИС-В} = 93,3 - 33,1 = 60,2 \text{ кВ},$$

что тоже недопустимо по условиям работы оборудования, релейной защиты и автоматики. Значит изменяем напряжение на участке сети Сис-В со 110 кВ на 220 кВ, а марку провода с АС-120 ($J_{дон}=380$ А) на провод марки АСК-300 ($J_{дон}=690$ А) и,

соответственно, трансформаторы на подстанции В меняем на напряжение 220 кВ на тип ТРДЦН-63000/220 снова производим расчет аварийного режима напряжения сети.

Тогда

$$\Delta U_{\text{СИС-В}} = \frac{118 \cdot 0,098 \cdot 105 + 62,26 \cdot 0,422 \cdot 105}{230} = 17,3 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_{\text{СИС}} - \Delta U_{\text{СИС-В}} = 230 - 17,3 = 212,7 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-A} = \frac{66 \cdot 0,249 \cdot 44 + 35,62 \cdot 0,423 \cdot 44}{121} = 11,5 \text{ кВ}$$

$$U_A = U_B - \Delta U_{B-A} = 212,7 - 11,5 = 201,2 \text{ кВ}$$

Для режима наибольших нагрузок

$$\Delta U_{\text{СИС-В}} = \frac{23,25 \cdot 0,098 \cdot 105 + 5,16 \cdot 0,422 \cdot 105}{220} = 2,1 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{СИС}} = U_B + \Delta U_{\text{СИС-В}} = 220 + 2,1 = 222,1 \text{ кВ}$$

15. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И ПАРАМЕТРЫ СЕТИ

Схема замещения должна содержать все основные параметры сети для определенного режима работы, в частности, для максимального, минимального или после аварийного режимов, принято указывать следующие параметры:

- фактическое напряжение на шинах подстанции в данном режиме;
- активное и индуктивное сопротивление линии и трансформаторов в комплексной форме;
- зарядная мощность линии показывается в разделенном на две части виде в начале и в конце линии;
- потребляемая мощность в данном режиме в комплексной форме.

Фактическое напряжение на шинах подстанций указывается согласно результатам расчета режима напряжения.

Активное и индуктивное сопротивление обмоток для двух обмоточного трансформатора определяется по формулам:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_i^2}, \text{ Ом}$$

$$X_T = \frac{U_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_i}, \text{ Ом}$$

Где: $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери активной мощности в обмотках при номинальной нагрузке трансформатора, МВА;

$U_{\text{кз}} \%$ – напряжение короткого замыкания.

Активные сопротивления обмоток трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора) определяются по формулам:

$$R_{\tau 1} = R_{\tau 2} = R_{\tau 3} = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}^2} \quad (\text{Ом})$$

Индуктивные сопротивления обмоток определяются по формулам:

$$X_{\tau 1} = \frac{(\Delta U_{\text{к12}} + \Delta U_{\text{к13}} - \Delta U_{\text{к23}})}{2 \cdot 100} \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}^2} \quad (\text{Ом})$$

$$X_{\tau 2} = \frac{(\Delta U_{\text{к12}} + \Delta U_{\text{к23}} - \Delta U_{\text{к13}})}{2 \cdot 100} \cdot \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}^2} \quad (\text{Ом})$$

$$X_{т3} = \frac{(\Delta U_{к13} + \Delta U_{к23} - \Delta U_{к12}) \cdot U_{ВН}^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{\text{н}}} \quad (\text{Ом})$$

Активная проводимость ветви намагничивания

$$G_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{н}}^2} \quad (\text{См})$$

Индуктивная проводимость ветви намагничивания

$$B_{\text{тр}} = \frac{J_x}{100} \cdot \frac{S_{\text{н}}}{U_{\text{н}}^2} \quad (\text{См})$$

Табл.17 К расчету параметров схемы замещения для трансформаторов.

Пст	S _{НТ} (МВА)	U _н кВ	Данные трансформаторов						Uк%			R _т Ом	X _{т1} Ом	X _{т2} Ом	X _{т3} Ом	G _{тр} См* 10 ⁻⁶	B _{тр} См* 10 ⁻⁶
			ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	J _х %	U _к %	U _к %	U _к %	U _{к1}	U _{к2}	U _{к3}						
A	63	230	320	91	1	24	12,5	10,5	26	-1	22	2,13	109,16	92,37	-4,20	1,72	11,91
B	40	115	175	42	0,7		10,5		10,5	10,5	-11	1,45	34,72			3,18	21,17
C	63	230	320	91	1	24	12,5	10,5	26	-1	22	2,13	109,16	92,37	-4,20	1,72	11,91
D	40	115	175	42	0,7		10,5		10,5	10,5	-11	1,45	34,72			3,18	21,17
E	40	230	240	66	1,1	22	12,5	9,5	25	0	19	3,97	165,31	125,64	0,00	1,25	8,32
ТЭЦ	200	230	360	125	0,5	11	32	20	23	41	-1	0,24	30,42	-1,32	54,22	2,36	18,90

Параметры линий передач, т.е. активные и индуктивные сопротивления $R_l=r_0 \cdot L$, $x_l=x_0 \cdot L$, а также зарядная мощность линий на схеме замещения представляются в комплексной форме численными значениями для каждого участка линии. Например, при $r_0=0.249 \text{ Ом/км}$, $X_0=0.423 \text{ Ом / км}$ и $L=36 \text{ км}$, $Z=(9 + j 15.2) \text{ Ом}$. Зарядные мощности ЛЭП были определены ранее (табл. 6.2). Но надо учесть то обстоятельство, что если на каком-либо из участков сети были изменены напряжения или марки проводов, то расчет параметров схемы замещения должен вестись с новыми данными.

Табл. 18 К расчету параметров схемы замещения для линий.

Уч-к сети	Марка провода	L км	r ₀ Ом/км	X ₀ Ом/км	b ₀ *10 ⁻⁶ См/км	U (кВ)	R _л (Ом)	X _л (Ом)	Q _с Мвар
Сис-D	АС-120	36	0,249	0,423	2,69	110	9,0	15,2	1,2
С-D	АС-120	65	0,249	0,423	2,69	110	16,2	27,5	2,1
А-В	АС-120	44	0,249	0,423	2,69	110	11,0	18,6	1,4
ТЭЦ-А	АСК-240	30	0,12	0,43	2,66	220	3,6	12,9	3,9
ТЭЦ-Е	АСК-300	50	0,098	0,422	2,71	220	4,9	21,1	6,6
В-СИС	АСК-300	105	0,098	0,422	2,71	220	10,3	44,3	13,8
Е-С	АС-120	55	0,249	0,423	2,69	220	13,7	23,3	7,2

16. ПРОВЕРКА ДОСТАТОЧНОСТИ РАСПОЛАГАЕМОГО ДИАПАЗОНА РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОД НАГРУЗКОЙ

На линии и в обмотках трансформаторов теряется значительная часть напряжения для восстановления которой применяются регуляторы регулирования под нагрузки (*РПН*). Последние позволяют автоматически регулировать напряжение под нагрузкой трансформатора.

Располагаемый диапазон регулирования *РПН* указывается в справочной таблице наряду с другими техническими данными трансформатора. Например, двух-обмоточный трансформатор *ТРДЦН* имеет *РПН* с пределом регулирования $\pm 9 \cdot 1,78\%$ по 9 ступеней в сторону повышения и понижения напряжения. Каждая ступень изменяет напряжение на $1,78\%$ от $U_{ном}$. Таким образом, при таком диапазоне можно повысить напряжение на $9 \cdot 1,78 = 16\%$. Необходимо проверить на каждой подстанции достаточен ли располагаемый диапазон *РПН* для получения на стороне НН полного напряжения при неполном подведенном к шинам подстанции.

При проверке диапазона *РПН* на подстанциях, на которых установлены автотрансформаторы, надо учесть, что у автотрансформаторов регулирование коэффициента трансформации осуществляется на обмотках среднего напряжения. Поэтому вместо напряжения ВН нужно подставлять номинальное напряжение СН. Ниже прилагается продолжение расчета рассматриваемого примера. Выпишем из таблиц справочника паспортные данные диапазонов регулирования трансформаторов подстанций, а также ранее рассчитанные уровни напряжений на подстанциях для максимального и минимального режимов работы сети и сведем в таблицу для удобства расчетов.

Табл. 19.1 К проверке достаточности диапазона регулирования трансформаторов для максимального режима

Под ст.	Тип тр-ра	Пред. регул РПН	P_N (МВт)	Q_N (Мвар)	$S_{НТ}$ (МВА)	U_K В-Н%	ΔU_T %	$U_{ВН}$ кВ	$U_{СН}$ кВ	$U_{НН}$ кВ	ΔU_T кВ	$U_{расч}$ кВ
А	ТДЦТН-63/220	$\pm 8 \times 1,5$	66	35,62	63,0	12,5	7,07	230,0	121,0	38,5	16,3	224,5
В	ТРДН-40/110	$\pm 9 \times 1,78$	52	26,64	40,0	10,5	6,99	115,0		10,5	8,04	112,8
С	ТДЦТН-63/220	$\pm 8 \times 1,7$	57	29,20	63,0	12,5	5,79	230,0	121,0	38,5	13,3	210,8
Д	ТРДН-40/110	$\pm 9 \times 1,78$	46	27,29	40,0	10,5	7,16	115,0		10,5	8,24	109,3
Е	ТДТН-40/220	$\pm 8 \times 1,5$	23	14,86	40,0	12,5	4,64	230,0	121,0	38,5	10,7	220,2
ТЭЦ	АТДЦТН-200/220	$\pm 6 \times 2$	200	144,80	200,0	20	14,5	230,0	121,0	11,0	17,5	230

Табл. 19.2 К проверке достаточности диапазона регулирования трансформаторов для минимального режима

Под ст.	Тип тр-ра	Пред. регул РПН	$P_{Н}$ (МВт)	$Q_{Н}$ (Мвар)	$S_{НТ}$ (МВА)	$U_{к}$ В-Н%	$\Delta U_{Т}$ %	$U_{ВН}$ кВ	$U_{СН}$ кВ	$U_{НН}$ кВ	$\Delta U_{Т}$ кВ	$U_{расч}$ кВ
А	ТДЦТН-63/220	$\pm 8 \times 1,5$	33	17,81	63,0	12,5	3,53	230,0	121,0	38,5	8,13	227,3
В	ТРДН-40/110	$\pm 9 \times 1,78$	26	13,32	40,0	10,5	3,5	115,0		10,5	4,02	116,9
С	ТДЦТН-63/220	$\pm 8 \times 1,7$	28,5	14,60	63,0	12,5	2,9	230,0	121,0	38,5	6,66	220,5
Д	ТРДН-40/110	$\pm 9 \times 1,78$	23	13,65	40,0	10,5	3,58	115,0		10,5	4,12	115,2
Е	ТДТН-40/220	$\pm 8 \times 1,5$	11,5	7,43	40,0	12,5	2,32	230,0	121,0	38,5	5,34	225,1
ТЭЦ	АТДЦТН-200/220	$\pm 6 \times 2$	100	77,40	200,0	20	7,74	230,0	121,0	11,0	9,37	230

Для подстанции А (максимальный режим)

$$\Delta U_{Т\%} = \frac{Q_{Т}}{S_{НТ}} * U_{к\%} = \frac{35,62}{63} * 12,5 = 7,07\%$$

$$\Delta U_{ТкВ} = \frac{\Delta U_{Т\%}}{100} * U_{НТ} = \frac{7,07}{100} * 230 = 16,3 \text{ кВ}$$

Напряжение на вторичной обмотке, приведенное к первичной стороне

$$U_{2ВН} = U_{I} - \Delta U_{Т} = 224,5 - 16,3 = 208,2 \text{ кВ}$$

Для $U_{2ж}=36$ кВ напряжение на первичной обмотке должно быть

$$U_{IЖ} = \frac{U_{2ВН} * U_{НН}}{U_{2ж}} = \frac{208,2 * 38,5}{36} = 222,7 \text{ кВ}$$

Требуемое рабочее положение регулятора РПН

$$U_{НОМТ} \pm 8 \times 1,5 = 230 - 2 * \frac{1,5\%}{100} * 230 = 223,1 \text{ кВ}$$

Значит положение регулятора РПН должно быть -2.

Табл.20.1 К определению положения ответвлений РПН (макс. режим)

Под ст.	Тип тр-ра	Пред. регул РПН	$\Delta U_{Т}$ %	$U_{ВН}$ кВ	$U_{СН}$ кВ	$U_{НН}$ кВ	$\Delta U_{Т}$ кВ	$U_{расч}$ кВ	$U_{2ВН}$ кВ	$U_{2ж}$ кВ	$U_{1ж}$ кВ	Пол-е РПН	$U_{получ}$ кВ
А	ТДЦТН-63/220	$\pm 8 \times 1,5$	7,07	230,0	121,0	38,5	16,3	224,5	208,2	36	222,7	-2	223,1
В	ТРДН-40/110	$\pm 9 \times 1,78$	6,99	115,0		10,5	8,04	112,8	104,8	10,5	104,8	-6	108,1
С	ТДЦТН-63/220	$\pm 8 \times 1,5$	5,79	230,0	121,0	38,5	13,3	210,8	197,5	36	211,2	-6	209,3
Д	ТРДН-40/110	$\pm 9 \times 1,78$	7,16	115,0		10,5	8,24	109,3	101,1	10,5	101,1	-9	101,6
Е	ТДТН-40/220	$\pm 8 \times 1,5$	4,64	230,0	121,0	38,5	10,7	220,2	209,5	36	224,1	-3	219,7
ТЭЦ	АТДЦТН-200/220	$\pm 6 \times 2$	14,5	230,0	121,0	11,0	17,5	121	103,5	10,5	108,4	-5	108,9

Для подстанции А (минимальный режим)

$$\Delta U_{Т\%} = \frac{Q_{Т}}{S_{НТ}} * U_{к\%} = \frac{17,81}{63} * 12,5 = 3,53\%$$

$$\Delta U_{ТкВ} = \frac{\Delta U_{Т\%}}{100} * U_{НТ} = \frac{3,53}{100} * 230 = 8,13 \text{ кВ}$$

Напряжение на вторичной обмотке, приведенное к первичной стороне

$$U_{2ВН} = U_{I} - \Delta U_{Т} = 227,3 - 8,13 = 219,1 \text{ кВ}$$

Для $U_{2ж}=36$ кВ напряжение на первичной обмотке должно быть

$$U_{ГЖ} = \frac{U_{2ВН} * U_{НН}}{U_{2Ж}} = \frac{219,17 * 38,5}{36} = 234,34 \text{ кВ}$$

Требуемое рабочее положение регулятора РПН

$$U_{НОМТ} \pm 8 \times 1,5 = 230 + 2 * \frac{1,5\%}{100} * 230 = 236,9 \text{ кВ}$$

Значит положение регулятора РПН должно быть +2.

Расчет положений регуляторов РПН на остальных подстанциях аналогичен.

Табл.20.2 К определению положения ответвлений РПН (мин. режим)

Подст.	Тип тр-ра	Пред. регул РПН	ΔU_T %	$U_{ВН}$ кВ	$U_{СН}$ кВ	$U_{НН}$ кВ	ΔU_T кВ	$U_{расч}$ кВ	$U_{2ВН}$ кВ	$U_{2Ж}$ кВ	$U_{1Ж}$ кВ	Пол-е РПН	$U_{получ}$ кВ
А	ТДЦТН-63/220	$\pm 8 \times 1,5$	3,53	230,0	121,0	38,5	8,13	227,3	219,1	36	234,34	2	236,9
В	ТРДН-40/110	$\pm 9 \times 1,78$	3,5	115,0		10,5	4,02	116,9	112,9	10,5	112,88	-3	114,5
С	ТДЦТН-63/220	$\pm 8 \times 1,5$	2,9	230,0	121,0	38,5	6,66	220,5	213,8	36	228,69	0	230,0
Д	ТРДН-40/110	$\pm 9 \times 1,78$	3,58	115,0		10,5	4,12	115,2	111	10,5	111,03	-4	112,4
Е	ТДТН-40/220	$\pm 8 \times 1,5$	2,32	230,0	121,0	38,5	5,34	225,1	219,8	36	235,02	2	236,9
ТЭЦ	АТДЦТН-200/220	$\pm 6 \times 2$	7,74	230,0	121,0	11,0	9,37	121	111,6	10,5	116,95	-2	116,2

17. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

17.1. ОФОРМЛЕНИЕ РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

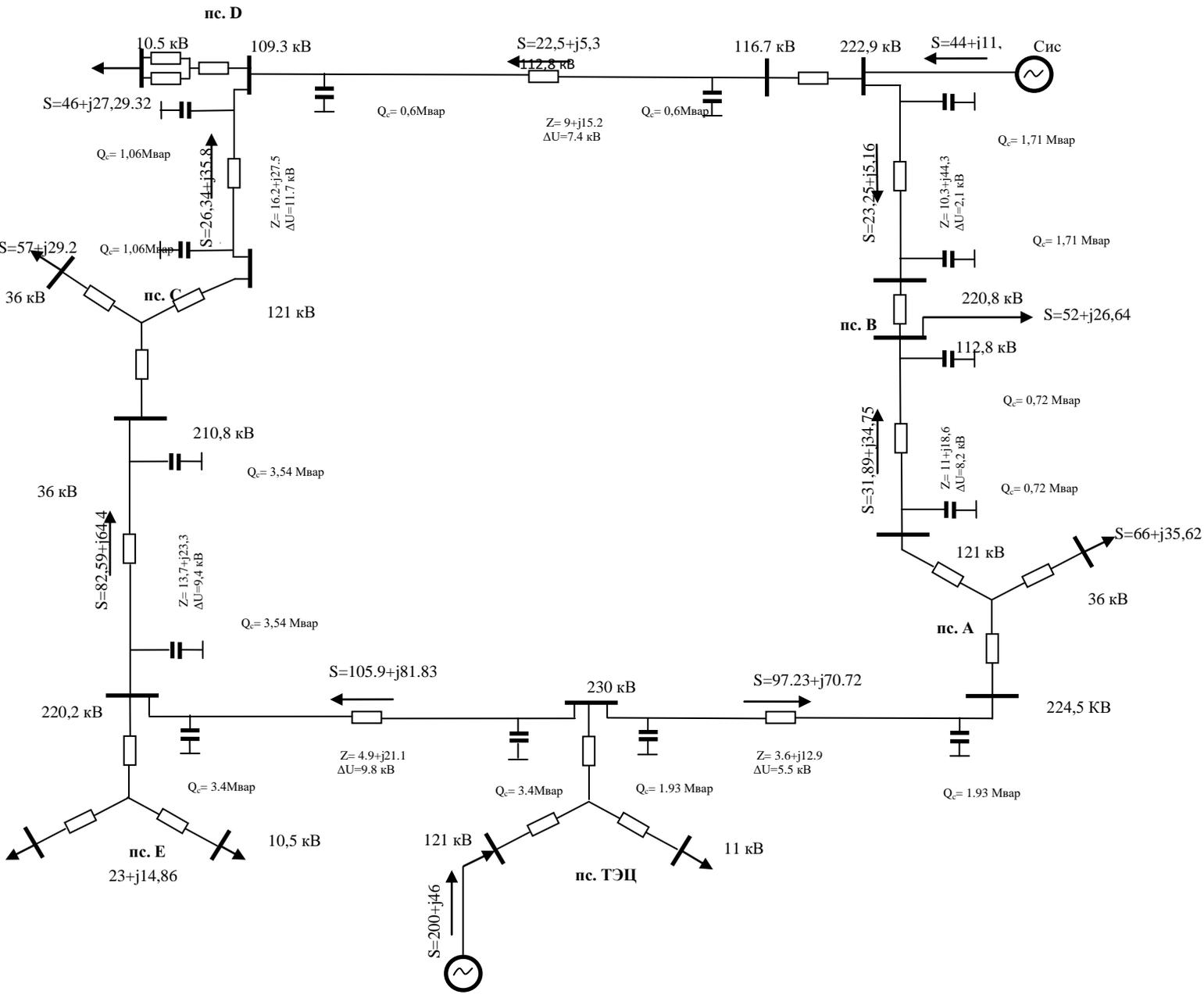
Расчетно-пояснительную записку выполняют от руки на белой бумаге А4 формата (210*297 мм). Текст записки располагают на одной стороне листа, оставляя поля: слева – 30 мм, справа – 10 мм, сверху и снизу – 20 мм.

В расчетно-пояснительной записке должны содержаться все необходимые схемы и таблицы, расположенные по ходу текста и выполненные на отдельных листах. Таблицы выполняют с заголовками, схемы – с подрисуночной надписью.

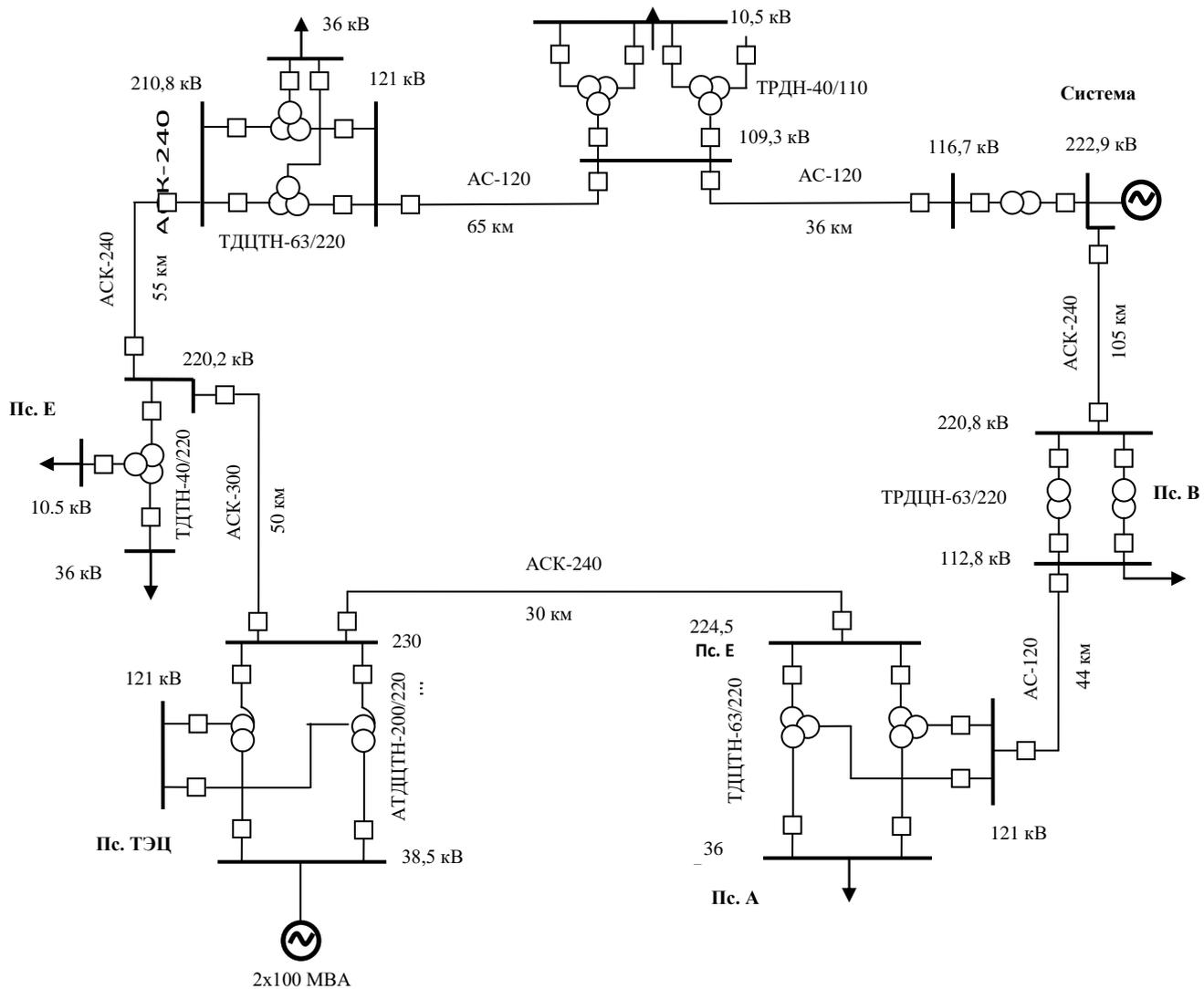
После написания формул следует привести пояснение и обоснование подставляемых в нее величин, т.е. в прямых скобках указывают порядковый номер, под которым данный литературный источник отмечен в списке литературы. В проводимых расчетах необходимо проставлять единицы измерения, расчетно-пояснительная записка должна быть написана без грамматических ошибок, изложена четко, без сокращения слов. Принятые решения должны быть обоснованы с правильным применением технических терминов. Каждый раздел расчетно-пояснительной записки обозначают порядковым номером арабскими цифрами с точкой после цифры. Подразделы обозначают порядковым номером, перед которыми стоит номер раздела с точкой. Таблицы и схемы отдельно нумеруются арабскими цифрами. Страницы записки нумеруются начиная с титульного листа, номер страницы ставится в правом верхнем углу.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электротехнических установок, М., “Энергия”, 1985.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро – М.: “ Энергоатомиздат ”, 1985.
3. Электротехнический справочник в 3–х томах, “Энергоатомиздат”, 1985.
4. И.П.Крючков и другие. "Электрическая часть электрическая часть станций и подстанций". Справочные материалы, 1978.
5. О.В.Щербачев "Применение ЦВМ в электроэнергетике", Л., “Энергия”, 1980.
 6. Л.А.Солдаткина, "Электрические сети и системы", М., “Энергия “, 1978.



5–рис. Схема замещения замкнутой сети.



б-рис. Принципиальная схема замкнутой сети