

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Энергетический
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Развитие района энергосистемы с оптимизацией распределения реактивной мощности.
(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2017. 13-024-1412. ВКР
(код направления, год, номер студенческого)

Консультант

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Руководитель к.т.н., доцент

_____/ Б.Г. Булатов /_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Консультант

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы П – 471

_____/ А.О. Саблин /_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

г.

Консультант

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, доцент, к.т.н.

_____/ Б.Г. Булатов /_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2017

АННОТАЦИЯ

Саблин А.О. «Развитие района энергосистемы с оптимизацией распределения реактивной мощности», - Челябинск: ЮУрГУ, П – 471, 94 с., 39 табл., 26 рис., библиогр. Список – 8 наим.

Выпускная квалификационная работа является завершающим этапом обучения. Ее основной целью является проверка качества полученных знаний и умений в ходе обучения, практического опыта, наличие общих и профессиональных компетенций.

В введении обоснована актуальность данной темы, обозначен объект, предмет исследования, а так же задачи, которые предстоит решить.

В основной части работы рассмотрено развитие электрической сети. По результатам проведенных расчетов режимов сетей выбран самый оптимальный вариант. Разработана новая подстанция 110/10 кВ, где была выбрана ее принципиальная схема, выбраны трансформаторы и остальное оборудование.

В библиографическом списке указан перечень нормативно-технической, справочной и учебной литературы, использованной для написания работы.

При выполнении работы были использованы такие программы как: RastrWin, Microsoft Word, Visio, Mathcad, Autocad.

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Саблин А.О.				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Булатов Б.Г.					8	89
Реценз.					ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
Н. Контр.	Булатов Б.Г.						
Утверд.							
<i>Развитие района энергосистемы с оптимизацией распределения реактивной мощности.</i>							

ВВЕДЕНИЕ.

Долгое время энергетика нашей страны имела малое финансирование, и это привело к тому, что большая часть электростанций и подстанций морально и физически устарели и не соответствуют современным требованиям эргономичности, безопасности, надежности. Вследствие этого в настоящее время большое значение имеет проектирования энергосетей.

Проектные разработки предшествуют сооружению новой электрической сети, расширению и реконструкции существующей. Именно при проектировании выбирается наиболее рациональный путь решения задачи.

Задачи проектирования многоцелевые и, как правило, не имеют однозначного решения. Определенность в решении вводится требованием обеспечить при проектировании наивысшую экономическую целесообразность. В настоящее время в практике проектирования электрических сетей в основном применяется метод сопоставления вариантов. Из намеченных вариантов на основе технико-экономического расчёта выбирается наиболее целесообразный, который и применяется для дальнейшей детальной проработки и последующей практической реализации. Существенным при этом является также и учёт возможного будущего развития сети.

Проектирование – осознанный творческий процесс с глубоким пониманием существа рассматриваемых вопросов и задач. Проектирование - инженерный труд, и студент несет ответственность за принятые технические решения и правильность всех вычислений.

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Исходные данные.

Данные о расположении новых объектов представлены в таблице 1.

Таблица 1. Обозначения и длины новых линий

Обозначение	II'	II''	6'	6''	7'	7''
Длина, км	55	55	20	35	35	30

Данные о нагрузках сети: их мощности в режиме наибольших нагрузок $P_{(макс)}$ и коэффициенты мощности ($tg\phi$) представлены в таблице 2. Для режима минимальных нагрузок следует уменьшить табличные значения мощности до 0,7. Все потребители относятся в основном ко 2-й категории надежности электроснабжения; число часов использования наибольшей нагрузки $T_{нб} = 4500$ ч.

Таблица 2. Данные о нагрузках сети

п/ст 2 ш. 110 кВ $P_2/tg\phi$	п/ст 3 ш. 110 кВ $P_3/tg\phi$	п/ст 4 ш. 10 кВ $P_4/tg\phi$	п/ст 41 ш. 35 кВ $P_{41}/tg\phi$	п/ст 42 ш. 35 кВ $P_{42}/tg\phi$	п/ст 5 ш. 110 кВ $P_5/tg\phi$	п/ст 6 ш. 10 кВ $P_6/tg\phi$	п/ст 7 ш. 10 кВ $P_7/tg\phi$	ЭС-1 ш. 10,5 кВ $P_{ЭС-1}/tg\phi$	ЭС-2 ш. ВН кВ $P_{ЭС-2}/tg\phi$
35/0,48	44/ 0,51	17/0,62	8/0,54	4/0,48	24/0,45	55/0,62	21/0,48	59/0,42	50/0,48

Сведения об источниках мощности: мощность генераторов электростанции I составляет 100 МВт; для вновь проектируемой электростанции II мощность в МВт и количество установленных генераторов заданы в таблице 3.

Таблица 3. Сведения об источниках мощности

$n \times P_{ном} \Gamma, \text{МВт}$
$2 \times 60 + 110 \text{ МВт}$

Точка примыкания проектируемого района к электрической сети системы (подстанция I) является балансирующим и базисным узлом (БУ), для нее в таблице 4 задаются значения напряжения $U_{БУ}$ в режиме максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийном.

Таблица 4. Значения напряжения $U_{БУ}$

U п/ст I		
$U_{макс}, \text{кВ}$	$U_{мин}, \text{кВ}$	$U_{пав}, \text{кВ}$
118	115	113

1 Исходная схема.

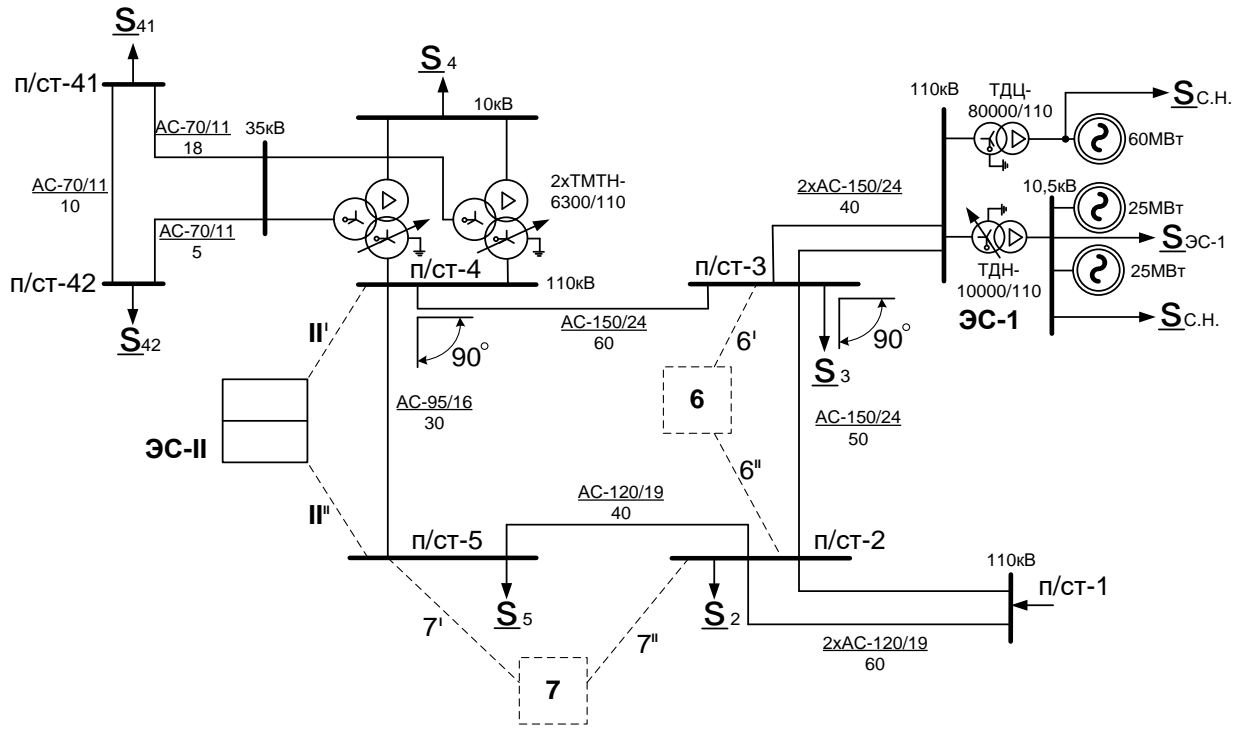


Рисунок 1 – Схема сети по заданному варианту

2 Составная часть электрической сети

2.1 Выбор трансформаторов

Необходимость в реконструкции подстанций возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки в аварийной перегрузке трансформатора превысят допустимые значения, установленные по ГОСТ 14209-85.

Для п/ст 4:

При установке на подстанции двух трансформаторов расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшийся в работе трансформатор с учетом аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность. В таком случае номинальная мощность трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{макс}}}{k_{\text{ав}}} \quad (1)$$

где $S_{\text{макс}}$ – полная мощность нагрузки;

$k_{\text{ав}}$ – коэффициент нагрузки в послеаварийном режиме.

Расчетный коэффициент нагрузки в послеаварийном режиме при проектировании принимается равным 1,4.

Определим $S_{\text{макс}}$ по следующей формуле:

$$\dot{S}_{\text{макс}} = \dot{S}_4 + \dot{S}_{41} + \dot{S}_{42}$$

$$\dot{S}_{\text{макс}} = (35 + j16,8) + (8 + j4,32) + (4 + j1,92) = (47 + j23,04) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{макс}} = 52,34 \text{ МВА}$$

$$S_T = \frac{52,34}{1,4} = 37,38 \text{ МВА}$$

Согласно расчетному S_T вместо трансформаторов ТМТН-6,3/110 выберем ТРДЦН-63000/110.

Рассчитаем коэффициент нагрузки в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{S_{\text{макс}}}{S_T} \quad (2)$$

$$k_3 = \frac{37,38}{63} = 0,6$$

Полученное значение входит в допустимый диапазон $0,6 \div 0,7$.

Для ЭС-1 Блок № 1:

На Электростанции для каждого блока выбирается трансформатор марки ТДЦ и $S_{\text{ном}}$ трансформатора должна быть больше мощности протекающей через него:

$$S_T \geq S_{\text{макс}} \quad (3)$$

$$\dot{S}_{\text{макс}} = \dot{S}_{Г1} - \dot{S}_{\text{сн}}$$

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

где \dot{S}_{r1} – генерируемая мощность генератора блока № 1,
 $\dot{S}_{r1} = (60 + j45)$ МВА ;
 \dot{S}_{ch} – нагрузка собственных нужд блока № 1, при расчете будет равной
 6% от \dot{S}_{r1} .

$$\dot{S}_{ch} = 0,06 \cdot (60 + j45) = (3,6 + j2,7) \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{max} = (60 + j45) - (3,6 + j2,7) = (56,4 + j42,3) \text{ МВА}$$

$$S_{max} = 70,5 \text{ МВА}$$

$$S_T \geq 70,5 \text{ МВА}$$

Трансформатора ТДЦ-80000/110 удовлетворяет условию по мощности.
 Для ЭС-1 Блок №2:

$$\dot{S}_{max} = \dot{S}_{r2} - \dot{S}_{ch} - \dot{S}_{эс-1}$$

$$\dot{S}_{r2} = (100 + j75) \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{ch} = 0,06 \cdot (100 + j75) = (6 + j4,5) \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{max} = (100 + j75) - (6 + j4,5) - (41 + j22,1) = (50 + j48,4) \text{ МВА}$$

$$S_{max} = 69,60 \text{ МВА}$$

$$S_T \geq 69,60 \text{ МВА}$$

Согласно расчетному S_T вместо трансформатора ТДН-10/110 выберем ТРДЦН-63000/110.

Параметры выбранных трансформаторов представлены в таблице 5.

Таблица 5. Параметры Трансформаторов

Тип	$S_{ном},$ МВА	$\Delta P_x,$ кВт	$\Delta Q_x,$ кВАр	$R_T, \text{ Ом}$			$X_T, \text{ Ом}$			$U_{ном}, \text{ кВ}$		
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТРДЦН-63000/110(ТРДН)	63	59	410	0,87	0,87	0,87	22	0	22,3	115	0	10,5
ТДЦ-80000/110	80	70	480	0,71	-	-	19,2	-	-	121	-	10,5
ТДЦ-80000/110	80	70	480	0,71	-	-	19,2	-	-	121	-	10,5

2.2 Параметры схемы замещения ЛЭП

Для расчета режима сети необходимо найти все параметры сети замещения. Для трансформаторов эти параметры были найдены выше, так что для расчета осталось определить параметры ЛЭП.

Параметры ЛЭП определяются по формулам:

Активное сопротивление ЛЭП:

$$r_{л} = \frac{r_0 \cdot l}{n} \quad (4)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

n – количество цепей в линии.

Индуктивное сопротивление ЛЭП:

$$x_{л} = \frac{x_0 \cdot l}{n} \quad (5)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км.

Емкостная проводимость ЛЭП:

$$b_{л} = b_0 \cdot l \cdot n \quad (6)$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость линии, См/км.

Зарядная мощность ЛЭП:

$$Q_3 = b_{л} \cdot U^2 \quad (7)$$

Сведем все данные в таблицу 6.

Для сети 35 кВ и ниже можно пренебречь потерями на корону и зарядной мощностью, так как их значение мало. Для сети 110кВ и 110кВ можно пренебречь только потерями на корону. Сведем все полученные данные в таблицу 6.

Таблица 6. Параметры ЛЭП

№ ЛЭП	Нач. узел	Кон. узел	Тип АС	l, км	n	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , 106×См/км	$\Gamma_{л}$, Ом	$x_{л}$, Ом	$b_{л}$, 106×См	Q_3 , МВАр
1	1	2	70/11	18	1	0,422	0,432	-	7,596	7,776	45,8	-
2	1	3	70/12	10	1	0,422	0,432	-	4,220	4,320	45,8	-
3	2	3	70/13	5	1	0,422	0,432	-	2,110	2,160	45,8	-
4	5	6	95/16	30	1	0,301	0,434	2,611	9,030	13,02	78,33	0,4739
5	6	7	120/19	40	1	0,244	0,427	2,658	9,760	17,08	106,3	0,6432
6	5	8	120/19	60	2	0,244	0,427	2,658	7,320	12,81	319,0	1,930
7	6	8	150/24	60	1	0,204	0,42	2,707	12,24	25,20	162,4	0,9826
8	7	8	150/25	40	2	0,204	0,42	2,707	4,080	8,400	216,6	1,310
9	8	9	150/26	50	1	0,204	0,42	2,707	10,20	21,00	135,4	0,8189

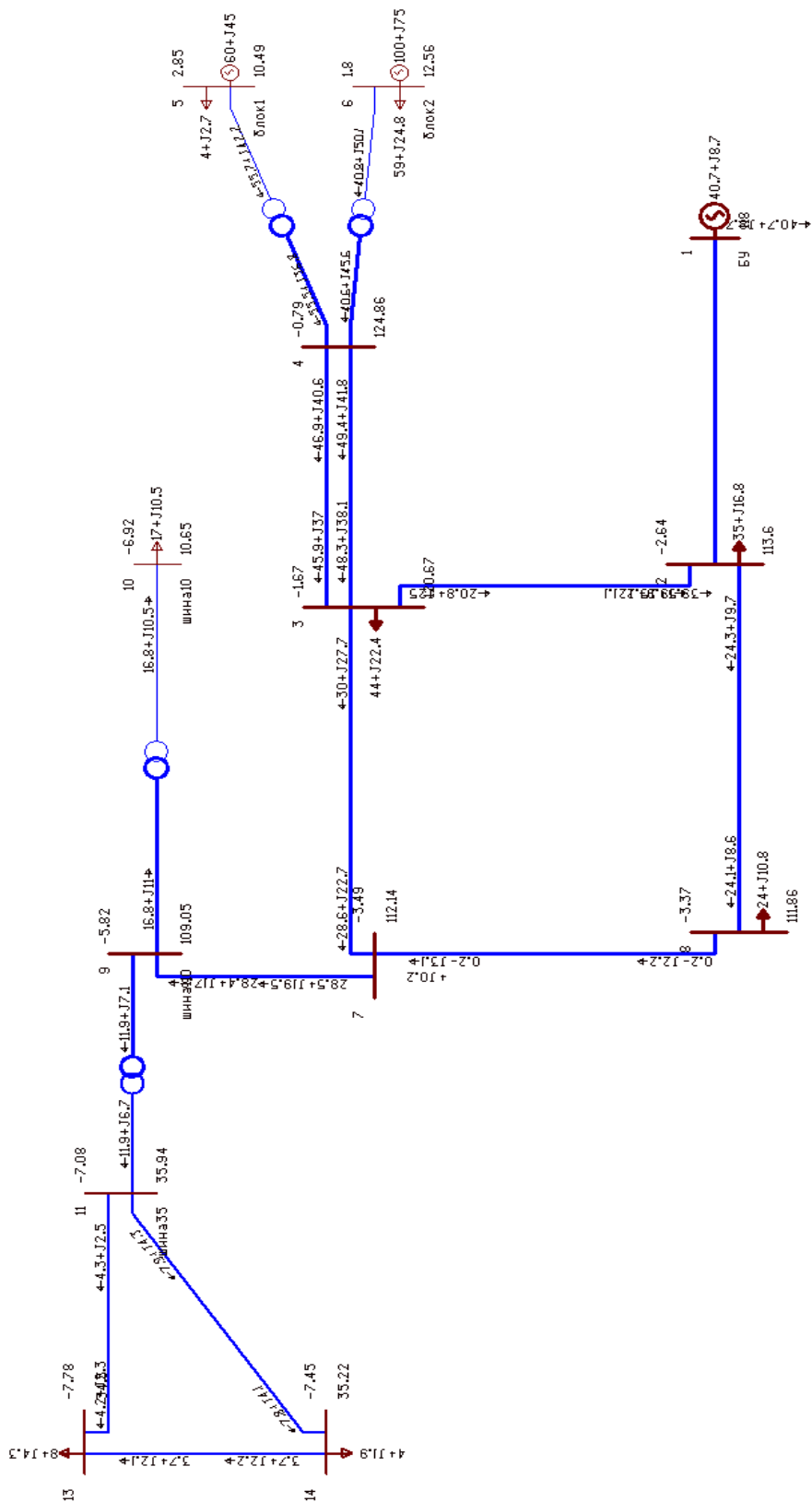


Рисунок 2 – Начальный установившийся режим

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Таблица 7. Токи в ветвях

Тип	N _{нач}	N _{кон}	I max
ЛЭП	1	2	211
ЛЭП	2	3	153
ЛЭП	3	4	288
ЛЭП	3	7	198
ЛЭП	7	8	14
ЛЭП	8	2	139
ЛЭП	7	9	186
Тр-р	4	5	310
Тр-р	4	6	284
Тр-р	9	10	108
Тр-р	9	11	78
ЛЭП	13	11	131
ЛЭП	4	3	301
ЛЭП	14	13	27
ЛЭП	14	11	103

Таблица 8. Напряжение в узлах

Номер	U _{ном}	V	Delta
1	110	118,00	
2	110	113,60	-2,64
3	110	120,67	-1,67
4	110	124,86	-0,79
5	10	10,49	2,85
6	10	12,56	1,80
7	110	112,14	-3,49
8	110	111,86	-3,37
9	110	109,05	-5,82
10	10	10,65	-6,92
11	35	35,94	-7,08
12	35	34,50	-7,78
13	35	35,22	-7,45

Проводя анализ полученных данных, видим:

1) Что в узле № 4 наблюдается напряжение на 6,6% выше номинального. Это нужно учесть при подключении новых потребителей.

2) Самой загруженной линией является ветвь 3-4. Нужно учесть, что данная линии является двухцепной, а значит при отключении одной из цепи из-за аварии, по оставшейся цепи потечет ток величиной 144 А, значит $I_{ав} > I_{дл.доп}$ (для АС-150/2 $I_{дл.доп} = 450А$). Из этого следует, что в дальнейшем нам нужно будет: разгрузить линии или провести реконструкцию.

										Лист
										16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.024.13 ПЗ

Используя формулу Илларионова, найдем напряжение номинально напряжение для дополнительных потребителей и ЭС-2:

Номинальные напряжения зависят от мощности, передаваемой по линии и ее длины. Предварительный выбор напряжения можно провести, ориентируясь на экономически целесообразные области применения различных напряжений или по формуле Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (8)$$

Для п/ст 6:

$6' = 20$ км; $6'' = 35$ км; $P = 55$ МВт; $Q = 34,1$ МВАр.

$$U_{\text{эк}6'} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{55}}} = 120,4 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{эк}6''} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{35} + \frac{2500}{55}}} = 130,1 \text{ кВ}$$

Выбираем для п/ст 6 $U_{\text{ном}} = 110$ кВ.

Для п/ст 7:

$7' = 35$ км; $7'' = 30$ км; $P = 21$ МВт; $Q = 10,08$ МВАр.

$$U_{\text{эк}7'} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{35} + \frac{2500}{21}}} = 86,56 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{эк}7''} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30} + \frac{2500}{21}}} = 86,2 \text{ кВ}$$

Выбираем для п/ст 7 $U_{\text{ном}} = 110$ кВ.

Для ЭС-2:

$\Pi' = 55$ км; $\Pi'' = 55$ км;

$$P \approx P_{\text{гЭС}2} - P_{\text{снЭС}2} - P_{\text{ЭС}2}$$

где $P_{\text{гЭС}2}$ – генерируемая мощность на электростанции ЭС-2, $P_{\text{гЭС}2} = 100$ МВт;

$P_{\text{гЭС}2}$ – нагрузка на шинах высшего напряжения на ЭС-2, $P_{\text{гЭС}2} = 50$ МВт;

$P_{\text{снЭС}2}$ – мощность, уходящая на собственные нужды ЭС-2, при расчете будет принята равной 6% от $P_{\text{гЭС}2}$;

$$P_{\text{снЭС}2} = 0,06 \cdot P_{\text{гЭС}2}$$

$$P_{\text{снЭС}2} = 0,06 \cdot 100 = 6 \text{ МВт}$$

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$P \approx 100 - 6 - 50 = 44$$

$$U_{II'} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{55} + \frac{2500}{44}}} = 123,3 \text{ кВ}$$

$$U_{II''} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{55} + \frac{2500}{44}}} = 123,3 \text{ кВ}$$

Выбираем для ЭС-2 $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$.

2.3 Проектировка новых линий. Выбор марки проводов и трансформаторов для новых п/ст и ЭС-2

Определим расчетные токи для ЛЭП п/ст 6.

$$S_6 = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$S_6 = \sqrt{55^2 + 34,1^2} = 64,71 \text{ МВА}$$

С учетом отказа одной линии:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{64,71}{\sqrt{3} \cdot 110} = 339,6 \text{ А}$$

Найдем экономическую площадь сечения провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max}}}{1}$$

(9)

$$F_{\text{эк}} = \frac{339,6}{1} = 339,6 \text{ мм}^2$$

Исходя из значения $F_{\text{эк}}$ выбираем провод АС240/32.

Определим расчетные токи для ЛЭП п/ст 7.

$$S_7 = \sqrt{21^2 + 10,08^2} = 23,29 \text{ МВА}$$

С учетом отказа одной линии:

$$I_{\text{max}} = \frac{23,29}{\sqrt{3} \cdot 110} = 122,5 \text{ А}$$

Найдем экономическую площадь сечения провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{122,5}{1} = 122,5 \text{ мм}^2$$

Исходя из значения $F_{\text{эк}}$ выбираем провод АС150/24.

Определим расчетные токи для ЛЭП ЭС-2.

										Лист
										18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.024.13 ПЗ					

$$S_{II} = \sqrt{(230 - 50)^2 + (70 - 24)^2} = 185,78 \text{ МВА}$$

С учетом отказа одной линии:

$$I_{\max} = \frac{185,78}{\sqrt{3} \cdot 110} = 986 \text{ А}$$

Найдем экономическую площадь сечения провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{493}{1} = 986 \text{ мм}^2$$

Исходя из значения $F_{\text{эк}}$, выбираем провод АС240/32.

Сведем расчетные данные о выбранных ЛЭП в таблицу 9.

Таблица 9. Данные о выбранных ЛЭП

№ ЛЭП	Тип АС	l, км	n	r0, Ом/км	x0, Ом/км	b0, 106×См/км	rл, Ом	гл, Ом	вл, 10 ⁻⁶ × См
6'	150/24	20	2	0,204	0,420	2,707	2,04	4,2	108,28
6''	150/24	35	2	0,204	0,420	2,707	2,04	4,2	108,29
7'	150/24	35	1	0,204	0,420	2,707	4,08	8,4	94,745
7''	150/24	30	1	0,204	0,420	2,707	6,12	12,6	81,21
II'	240/32	55	2	0,118	0,405	2,808	6,49	22,28	154,44
II''	240/32	55	2	0,118	0,405	2,808	6,49	22,28	154,44

Выбираем две двухцепные линии на новую ЭС-2.

3 Варианты развития энергосистемы

Проведем расчет четырёх вариантов развития с помощью программы RASTRwin3 и выпишем в таблицы напряжения в узлах, отличающиеся от номинальных и все токи в ветвях.

3.1 Первый вариант

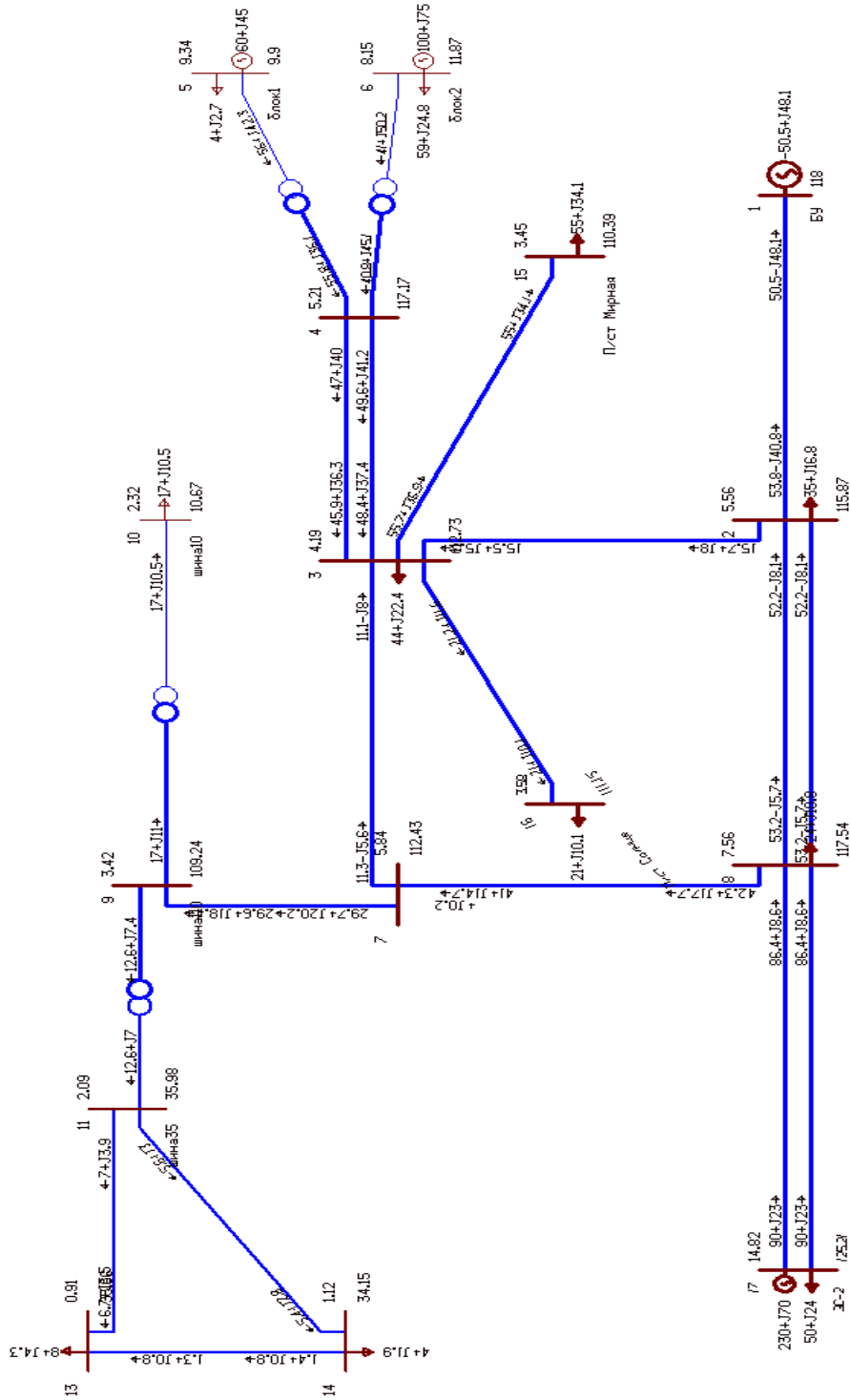


Рисунок 3 – Режим сети 1 вариант

Таблица 10 – Токи в ветвях сети первого варианта

Тип	N_нач	N_кон	I max
ЛЭП	1	2	341
ЛЭП	2	3	88
ЛЭП	3	4	304
ЛЭП	3	7	70
ЛЭП	7	8	226
ЛЭП	8	2	263
ЛЭП	7	9	184
Тр-р	4	5	327
Тр-р	4	6	300
Тр-р	9	10	107
Тр-р	9	11	77
ЛЭП	13	11	129
ЛЭП	4	3	317
ЛЭП	14	13	27
ЛЭП	14	11	102
ЛЭП	15	3	342
ЛЭП	16	3	124
ЛЭП	17	8	428
ЛЭП	17	8	428
ЛЭП	8	2	263

Таблица 11 – Напряжения в узлах первого варианта

Номер	U ном	V	Delta
1	110	118,00	
2	110	115,87	5,56
3	110	112,73	4,19
4	110	117,17	5,21
5	10	9,90	9,34
6	10	11,87	8,15
7	110	112,43	5,84
8	110	117,54	7,56
9	110	109,24	3,42
10	10	10,67	2,32
11	35	35,98	2,09
13	35	33,66	0,91
14	35	34,15	1,12
15	110	110,39	3,45
16	110	111,15	3,58
17	110	125,21	14,82

Вывод: есть снижение напряжения, схема менее надёжна из-за отсутствия дополнительных цепей.

На линии 17-8 максимальный ток, но в пределах нормы(I_{max}=605А).

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

3.2 Второй вариант

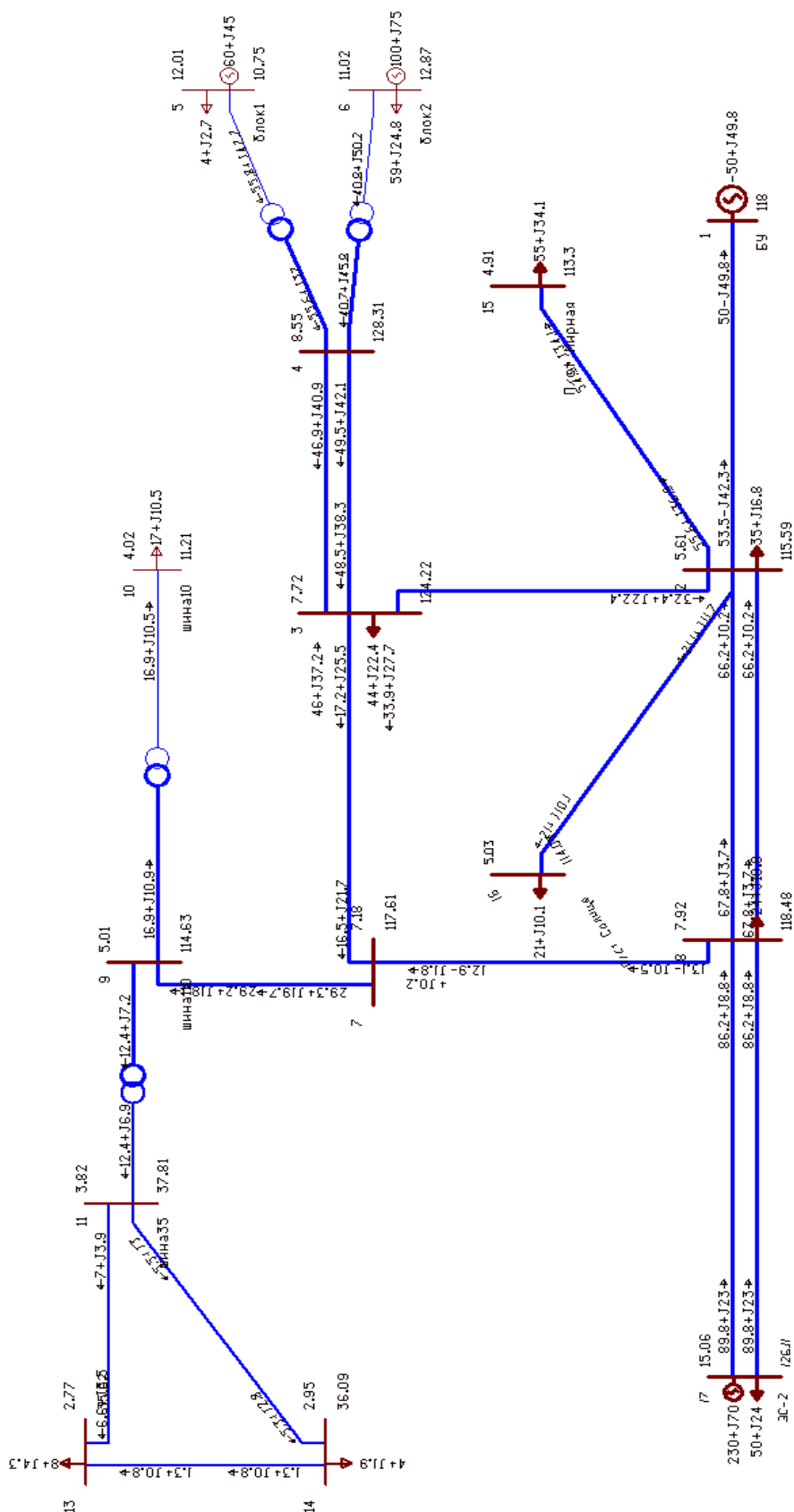


Рисунок 4 – Режим сети 2 вариант

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Таблица 12 – Токи в ветвях сети второго варианта

Тип	N _{нач}	N _{кон}	I max
ЛЭП	1	2	345
ЛЭП	2	3	203
ЛЭП	3	4	280
ЛЭП	3	7	143
ЛЭП	7	8	64
ЛЭП	8	2	331
ЛЭП	7	9	173
Тр-р	4	5	301
Тр-р	4	6	276
Тр-р	9	10	102
Тр-р	9	11	72
ЛЭП	13	11	122
ЛЭП	4	3	292
ЛЭП	14	13	25
ЛЭП	14	11	96
ЛЭП	15	2	333
ЛЭП	16	2	121
ЛЭП	17	8	424
ЛЭП	17	8	424
ЛЭП	8	2	331

Таблица 13 – Напряжения в узлах второго варианта

Номер	U _{ном}	V	Delta
1	110	118,00	
2	110	115,59	5,61
3	110	124,22	7,72
4	110	128,31	8,55
5	10	10,75	12,01
6	10	12,87	11,02
7	110	117,61	7,18
8	110	118,48	7,92
9	110	114,63	5,01
10	10	11,21	4,02
11	35	37,81	3,82
13	35	35,62	2,77
14	35	36,09	2,95
15	110	113,30	4,91
16	110	114,05	5,03
17	110	126,11	15,06

Вывод : Напряжение в узлах в целом отвечают допустимым нормам. Все токи соответствуют максимально допустимым.

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.024.13 ПЗ

3.3 Третий вариант

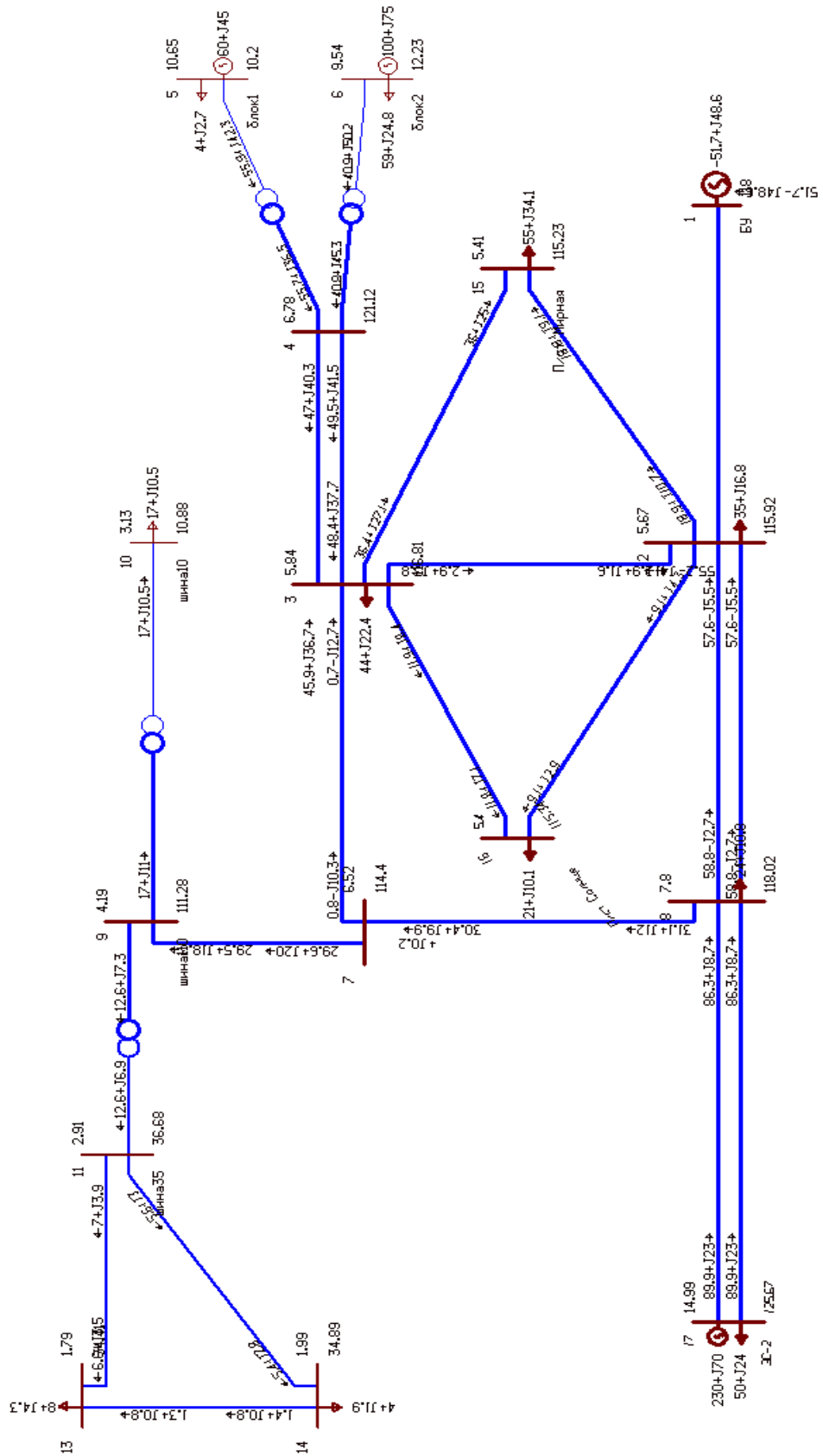


Рисунок 5 – Режим сети 3 вариант

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Таблица 14 – Токи в ветвях сети третьего варианта

Тип	N_нач	N_кон	I max
ЛЭП	1	2	347
ЛЭП	2	3	24
ЛЭП	3	4	295
ЛЭП	3	7	63
ЛЭП	7	8	163
ЛЭП	8	2	288
ЛЭП	7	9	180
Тр-р	4	5	317
Тр-р	4	6	291
Тр-р	9	10	105
Тр-р	9	11	75
ЛЭП	13	11	126
ЛЭП	4	3	308
ЛЭП	14	13	26
ЛЭП	14	11	100
ЛЭП	15	2	108
ЛЭП	16	2	50
ЛЭП	17	8	426
ЛЭП	17	8	426
ЛЭП	8	2	288
ЛЭП	15	3	224
ЛЭП	16	3	72

Таблица 15 – Напряжения в узлах третьего варианта

Номер	U_ном	V	Delta
1	110	118,00	
2	110	115,92	5,67
3	110	116,81	5,84
4	110	121,12	6,78
5	10	10,20	10,65
6	10	12,23	9,54
7	110	114,40	6,52
8	110	118,02	7,80
9	110	111,28	4,19
10	10	10,88	3,13
11	35	36,68	2,91
13	35	34,41	1,79
14	35	34,89	1,99
15	110	115,23	5,41
16	110	115,34	5,40
17	110	125,67	14,99

Вывод : напряжения в узлах соответствуют допустимым и схема более надёжна , чем предыдущие и последующие варианты.

Таблица 16 – Токи в ветвях сети третьего варианта

Тип	N _{нач}	N _{кон}	I max
ЛЭП	1	2	344
ЛЭП	2	3	23
ЛЭП	3	4	299
ЛЭП	3	7	59
ЛЭП	7	8	187
ЛЭП	8	2	279
ЛЭП	7	9	182
Тр-р	4	5	321
Тр-р	4	6	294
Тр-р	9	10	106
Тр-р	9	11	76
ЛЭП	13	11	128
ЛЭП	4	3	312
ЛЭП	14	13	27
ЛЭП	14	11	101
ЛЭП	16	2	98
ЛЭП	17	8	427
ЛЭП	17	8	427
ЛЭП	8	2	279
ЛЭП	15	3	335
ЛЭП	16	3	26

Таблица 17 – Напряжения в узлах третьего варианта

Номер	U _{ном}	V	Delta
1	110	118,00	
2	110	115,91	5,60
3	110	115,25	5,21
4	110	119,61	6,18
5	10	10,09	10,16
6	10	12,09	9,01
7	110	113,65	6,24
8	110	117,84	7,69
9	110	110,50	3,88
10	10	10,80	2,80
11	35	36,41	2,57
13	35	34,12	1,43
14	35	34,61	1,63
15	110	112,96	4,51
16	110	114,70	5,11
17	110	125,50	14,91

Вывод: напряжения в узлах в целом соответствуют допустимым. Но в связи с одной цепью схема получается менее надёжной.

										Лист
										28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.024.13 ПЗ

3.5 Схема наиболее надёжной сети.

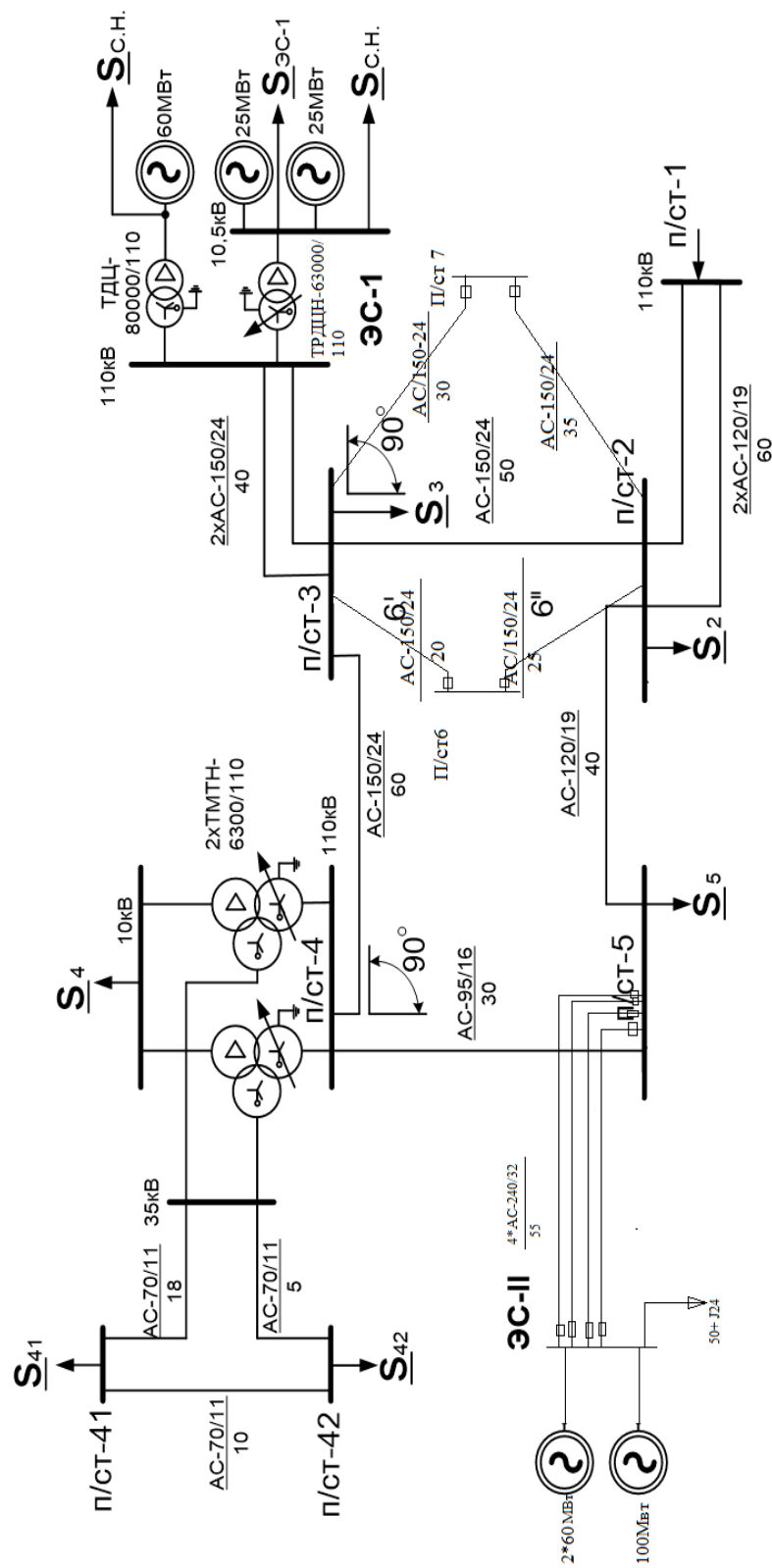


Рисунок 7 – Схема сети.

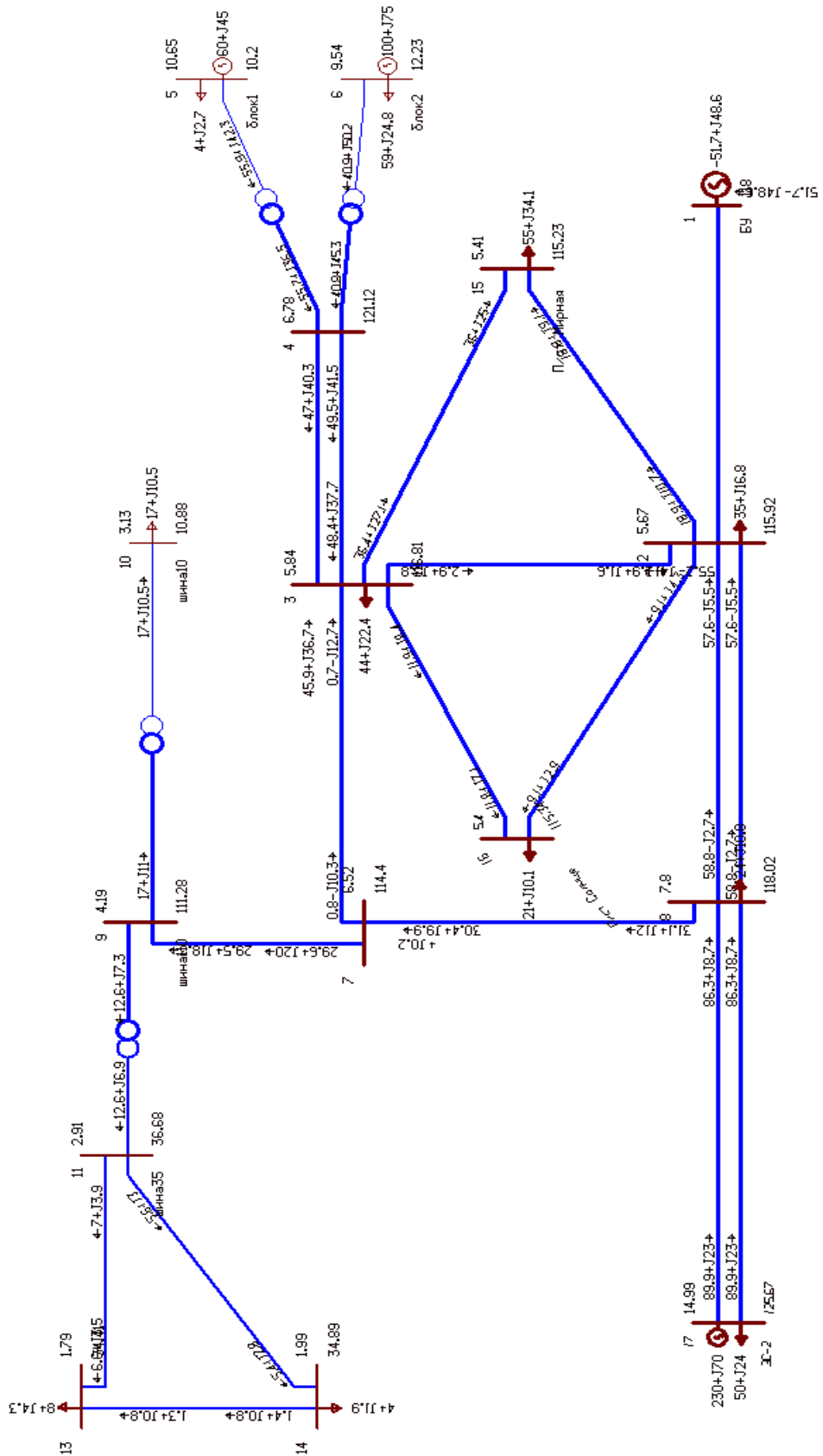


Рисунок 8 – режим сети.

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

4. Расчет приведенных затрат

Проведя расчет четырех вариантов развития с помощью программы RASTRwin3, для дальнейших расчетов выбираю 3 и 4 схемы (рисунки 5 и 6).

Оптимальное решения при проектировании, эксплуатации объектов энергетики означает, что заданный производственный эффект получается при минимальных затратах материальных и трудовых ресурсов. Для выбора оптимального варианта необходимо определить приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию энергетического оборудования по каждому из намеченных вариантов.[5]

Опоры для линий 110кВ выберем стальные.

Расчет капитальных вложений производится методом укрупненных показателей. При сравнении вариантов не будем учитывать одинаковые для всех вариантов элементы. Капитальные вложения в схему, таким образом, определяются только количеством ячеек трансформаторов, ЛЭП и п/ст:

$$K = n_{пст} \cdot k_{пст} + n_{л110} \cdot k_{л110}, \quad (10)$$

где $n_{пст}$ – число п/ст, используемых в данном варианте схемы;

$k_{пст}$ – капитальные вложения в одну п/ст: $k_{пст} = 57000$ тыс. руб;

$n_{л110}$ – длина линий 110кВ, используемых в данном варианте схемы;

$k_{л110}$ – капитальные вложения в 1км линии 110кВ: $k_{л110} = 1050$ тыс. руб/км;

$$K_{1вар} = 2 \cdot 57000 + 250 \cdot 1050 = 376500 \text{ тыс.}$$

$$K_{2вар} = 2 \cdot 57000 + 215 \cdot 1050 = 340750 \text{ тыс.}$$

Годовые эксплуатационные издержки определим по формуле:

$$И = И_{Ап} + И_{Ал} + И_{от} + И_{оп} + И_{ол} + И_{п}, \quad (11)$$

где $И_{А}$ – нормы отчислений на амортизацию;

$И_{о} = \beta_{\%} K / 100$ – нормы отчислений на издержки на обслуживание;

$И_{п}$ – нормы отчислений на издержки от потери электроэнергии в проектируемой установке.[1]

Исходя из приведенных данных в справочнике:

$$\alpha_{т} = \alpha_{л} = \alpha_{п} = 5\% = 0,05,$$

$$\beta_{т} = \beta_{п} = 5,9\% = 0,059,$$

$$\beta_{л} = 0,8\% = 0,008$$

$$И_1 = (2 \cdot 57000 + 250 \cdot 1050) \cdot 0,05 + (2 \cdot 57000) \cdot 0,059 + (250 \cdot 1050) \cdot 0,008 = 46550 \text{ тыс.}$$

$$И_2 = (2 \cdot 57000 + 215 \cdot 1050) \cdot 0,05 + (2 \cdot 57000) \cdot 0,059 + (215 \cdot 1050) \cdot 0,008 = 41823,5 \text{ тыс.}$$

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Общие потери на линиях.

$T - (0,124 + T_m/10000)^2 * 8760 - = 4000$ ч. - число часов тах потерь.

$V - 2,5$ руб/КВт*ч – стоимость потерь ЭЭ.

$T_m = 5500$ ч – принимаем это значение.

$$\Delta P_1 = 17,82 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_2 = 17,37 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_3 = 17,49 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_4 = 17,95 \text{ МВт}$$

$$I_{\Pi 1} = \Delta P_1 * T * V = 17,82 * 4000 * 2,5 = 178200 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\Pi 2} = \Delta P_2 * T * V = 17,37 * 4000 * 2,5 = 173700 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{\Pi 3} = \Delta P_3 * T * V = 17,49 * 4000 * 2,5 = 174900 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{\Pi 4} = \Delta P_4 * T * V = 17,95 * 4000 * 2,5 = 179100 \text{ тыс.руб}$$

Разница незначительна из чего следует, что вариант 4 также пригоден как и 3.

Приведенные затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_i = I + E_n \cdot K_i \quad (12)$$

$E_n = 0,1$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений,
($T_{ок} = 10$ лет).

Приведенные затраты для разных схем:

$$Z_1 = 46550 + 0,1 \cdot 376500 = 84200 \text{ тыс}$$

$$Z_2 = 41823,5 + 0,1 \cdot 340750 = 75898,5 \text{ тыс}$$

Сравнение приведенных затрат вычислим следующим образом:

$$\frac{|Z_2 - Z_3|}{(Z_2 + Z_3)/2} \cdot 100\% = \frac{|84200 - 75898,5|}{(84200 + 75898,5)/2} \cdot 100\% = 9,87\% < 10\%$$

Из сравнения вариантов по приведенным затратам следует, что схемы по затратам равнозначны. Выбираем для дальнейшего рассмотрения схему 3, так как она наиболее надёжна.

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.024.13 ПЗ

5 Анализ режимов сети

5.1 Расчет режима максимальных нагрузок

Данный режим подразумевает промежуток времени максимального использования электроэнергии.

Проведем расчет режима с помощью программы RASTRwin3.

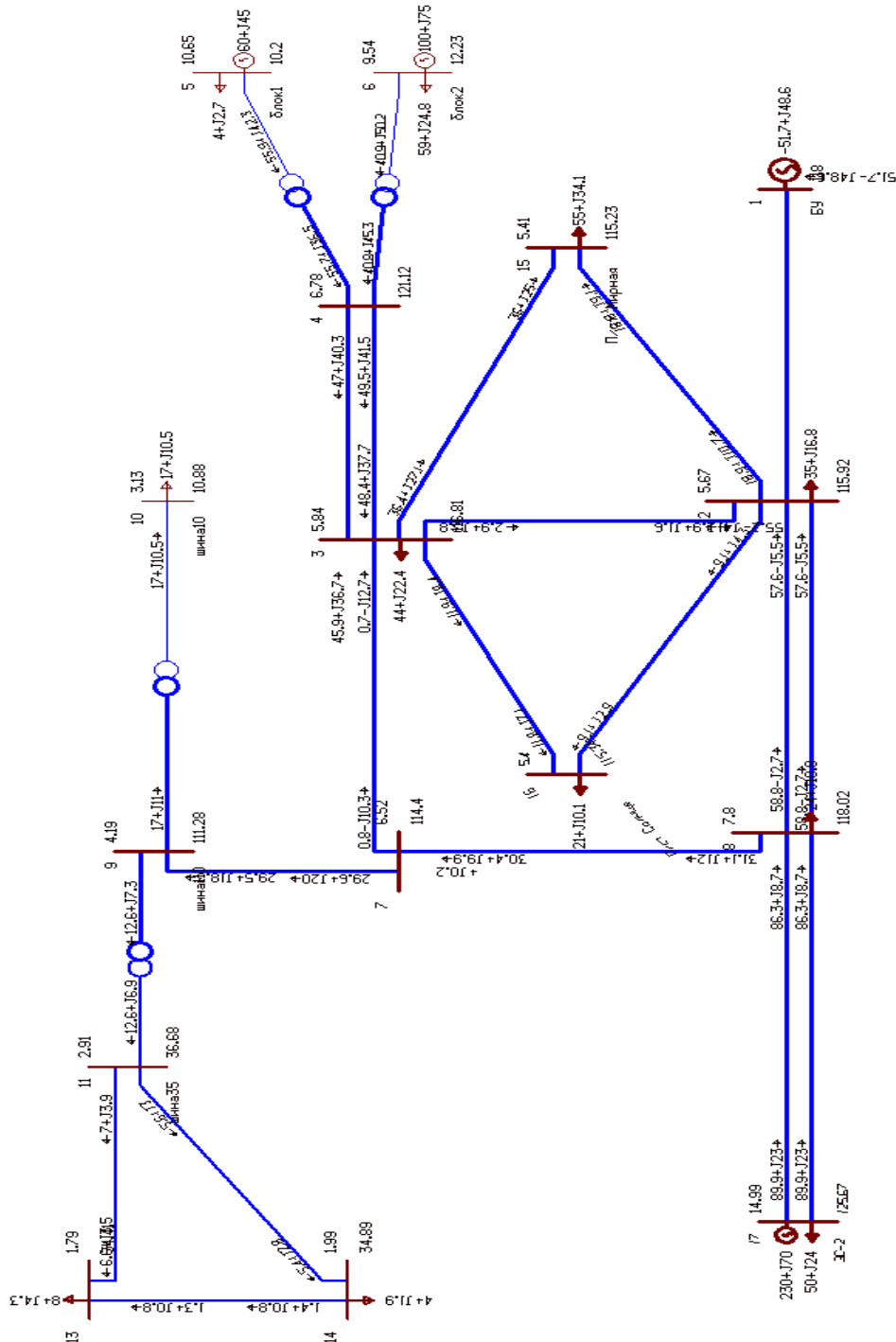


Рисунок 9 – Режим максимальных нагрузок

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Таблица 18 – Токи в ветвях сети в режиме максимальных нагрузок

Тип	N _{нач}	N _{кон}	I max
ЛЭП	1	2	347
ЛЭП	2	3	24
ЛЭП	3	4	295
ЛЭП	3	7	63
ЛЭП	7	8	163
ЛЭП	8	2	288
ЛЭП	7	9	180
Тр-р	4	5	317
Тр-р	4	6	291
Тр-р	9	10	105
Тр-р	9	11	75
ЛЭП	13	11	126
ЛЭП	4	3	308
ЛЭП	14	13	26
ЛЭП	14	11	100
ЛЭП	15	2	108
ЛЭП	16	2	50
ЛЭП	17	8	426
ЛЭП	17	8	426
ЛЭП	8	2	288
ЛЭП	15	3	224
ЛЭП	16	3	72

Таблица 19 – Напряжения в узлах в режиме максимальных нагрузок

Номер	U ном	V	Delta
1	110	118,00	
2	110	115,91	5,60
3	110	115,25	5,21
4	110	119,61	6,18
5	10	10,09	10,16
6	10	12,09	9,01
7	110	113,65	6,24
8	110	117,84	7,69
9	110	110,50	3,88
10	10	10,80	2,80
11	35	36,41	2,57
13	35	34,12	1,43
14	35	34,61	1,63
15	110	112,96	4,51
16	110	114,70	5,11
17	110	125,50	14,91

Таблица 20 – Токи в ветвях при минимальных нагрузках

Тип	N_нач	N_кон	I max
ЛЭП	1	2	695
ЛЭП	2	3	63
ЛЭП	3	4	312
ЛЭП	3	7	49
ЛЭП	7	8	107
ЛЭП	8	2	334
ЛЭП	7	9	111
Тр-р	4	5	299
Тр-р	4	6	339
Тр-р	9	10	66
Тр-р	9	11	46
ЛЭП	13	11	77
ЛЭП	4	3	325
ЛЭП	14	13	16
ЛЭП	14	11	61
ЛЭП	16	2	26
ЛЭП	17	8	428
ЛЭП	17	8	428
ЛЭП	8	2	334
ЛЭП	15	3	286
ЛЭП	16	3	104
ЛЭП	15	2	74

Таблица 21 – Напряжения в узлах при минимальных нагрузках

Номер	U ном	V	Delta
1	110	115,00	
2	110	125,26	10,18
3	110	127,65	10,91
4	110	132,10	11,92
5	10	11,05	15,27
6	10	13,31	15,28
7	110	125,99	11,48
8	110	128,22	12,33
9	110	124,13	10,17
10	10	12,20	9,57
11	35	41,16	9,46
13	35	39,79	8,86
14	35	40,08	8,96
15	110	125,72	10,35
16	110	125,59	10,28
17	110	136,21	18,93

Таблица 22 – Напряжение в узлах при минимальных нагрузках(с изменением реактивной мощности)

Номер	U ном	V	Delta
1	110	115,00	
2	110	116,58	13,25
3	110	117,86	14,42
4	110	121,51	15,88
5	10	10,08	19,92
6	10	12,05	19,98
7	110	116,31	15,02
8	110	118,85	15,97
9	110	114,27	13,47
10	10	11,22	12,77
11	35	37,84	12,63
13	35	36,34	11,91
14	35	36,66	12,04
15	110	116,43	13,60
16	110	116,42	13,49
17	110	125,47	23,96

Напряжение в связи с уменьшением сильно возросло. И пришлось его регулировать до нужных величин, уменьшая реактивную мощность на блоках. На 30%.

5.3 Расчет послеаварийного режима

Смоделируем аварию-отключение одной из линий в новой ЭС-2. Проведем расчет режима в программе RASTRwin3.

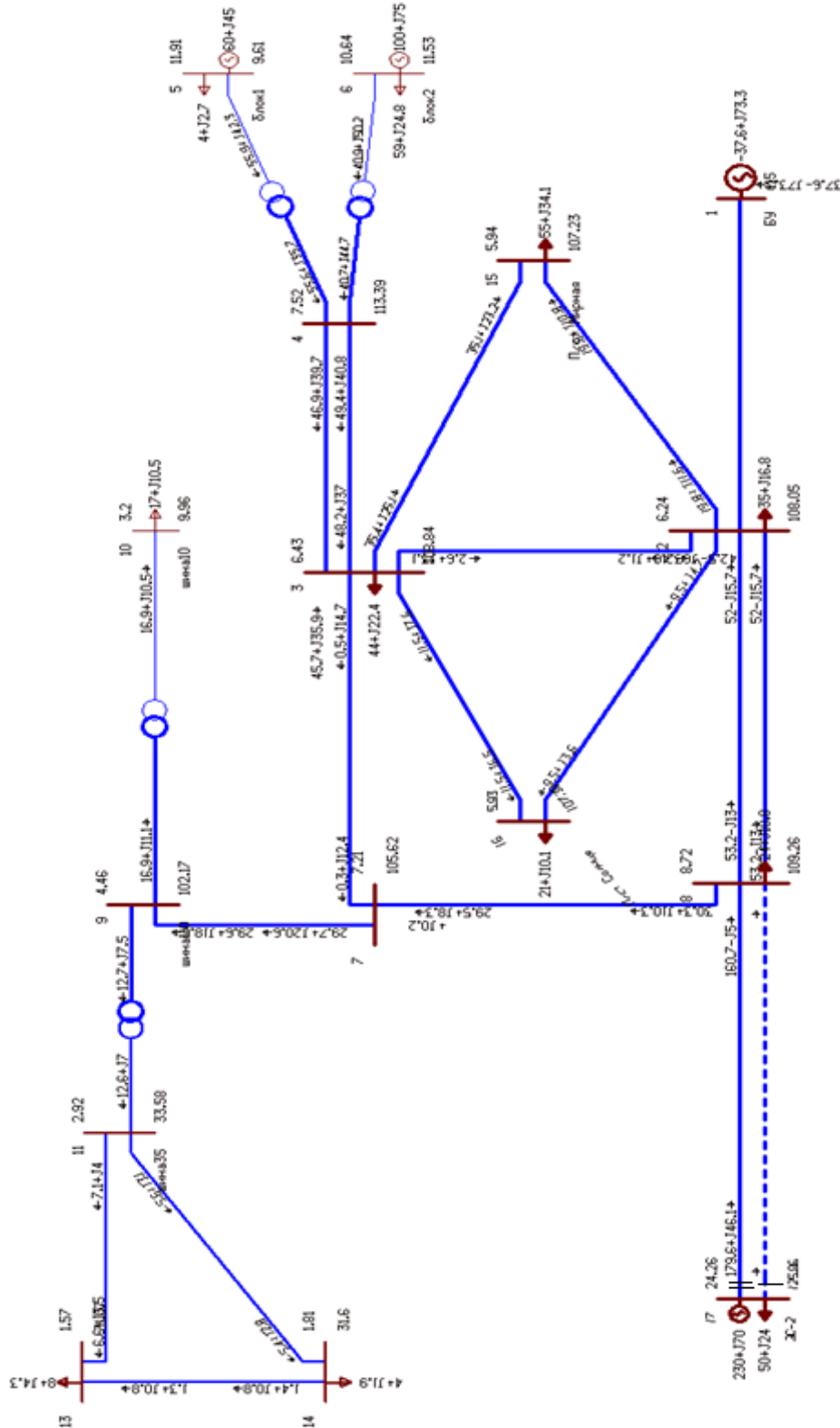


Рисунок 11 – Послеаварийный режим

Таблица 23 – Токи в ветвях в послеаварийном режиме

Тип	N_нач	N_кон	I max
ЛЭП	1	2	414
ЛЭП	2	3	21
ЛЭП	3	4	313
ЛЭП	3	7	78
ЛЭП	7	8	170
ЛЭП	8	2	291
ЛЭП	7	9	198
Тр-р	4	5	337
Тр-р	4	6	308
Тр-р	9	10	115
Тр-р	9	11	84
ЛЭП	13	11	140
ЛЭП	4	3	327
ЛЭП	14	13	29
ЛЭП	14	11	111
ЛЭП	16	2	57
ЛЭП	17	8	855
ЛЭП	17	8	
ЛЭП	8	2	291
ЛЭП	15	3	231
ЛЭП	16	3	73
ЛЭП	15	2	124

Таблица 24 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Номер	U ном	V	Delta
1	115	115,00	
2	110	108,03	6,24
3	110	108,81	6,43
4	110	113,37	7,52
5	10	9,61	11,92
6	10	11,53	10,65
7	110	105,59	7,21
8	110	109,26	8,72
9	110	102,12	4,44
10	10	9,96	3,18
11	35	33,56	2,89
12	35	31,04	1,53
13	35	31,58	1,77
14	110	107,21	5,94
15	110	107,34	5,92
16	110	125,86	24,26

Вывод : В послеаварийном режиме упало напряжение. Можно поднять его выравнивая реактивную мощность , либо отрубить потребителя .

На линий 17-8 самый большой ток, но в пределах допустимых норм.

5.4 Анализ полученных данных:

Послеаварийный режим:

1) На подстанции «Солнце» (узел 16) наблюдается падение напряжения меньше допустимого рабочего режима.

2) Самыми загруженными линиями являются 4-5, 17-8

3) Потери во всей системе $dP=15,02, \text{МВт}$ $dQ=43.5 \text{ МВар}$. Увеличение потерь активной мощности на 74,2%, увеличение потерь реактивной на 27,76%.

Режим минимальных нагрузок:

1) В узлах 7, 13, напряжение превышает допустимые показатели – перенапряжение. П/ст «Солнце» Работает как транзитная.

2) Потери во всей системе $dP=14,05 \text{ МВт}$ $dQ=39,3 \text{ МВар}$. Уменьшение потерь активной мощности на 3,13%, уменьшение потерь реактивной на 12,8% по сравнению с режимом максимальных нагрузок.

Режим максимальных нагрузок:

1) Потери во всей системе $dP=14,02 \text{ МВт}$ $dQ=37,2 \text{ МВар}$.

2) Показания в узлах в целом отвечают соответствующим требованиям.

									Лист
									40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.024.13 ПЗ				

6. Проектирование подстанции, предварительный расчет

6.1 Выбор структурной схемы

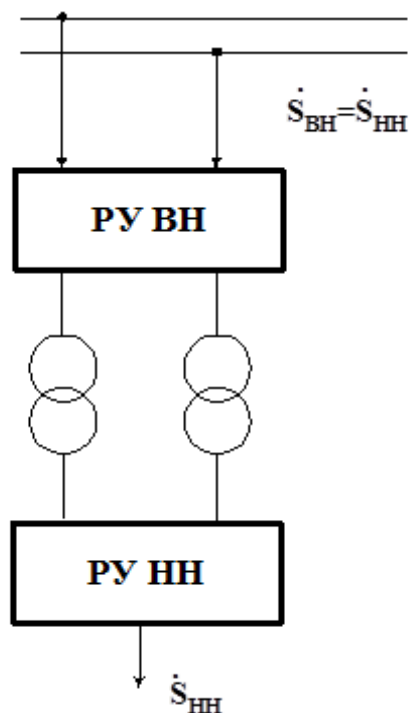


Рисунок 12 - Структурная схема подстанции

Структурная схема разрабатываемой подстанции будет содержать распределительные устройства (РУ) высшего и низшего напряжения, а так же понижающие трансформаторы или автотрансформаторы. Так как разрабатываемая подстанция содержит две питающие и две отходящие линии, то из экономических соображений положение подстанции в сети высшего напряжения будет на ответвлениях. Структурная схема представлена на рисунке 10. Для начала, как показано на структурной схеме, мы выбираем два трансформатора исходя из экономических, отказоустойчивых, ремонтных параметров данных агрегатов. На схеме мы показываем условно, так как выбор числа и типа трансформаторов производится ниже.

6.2 Разработка главной схемы

6.3 Выбор трансформаторов

При выборе трансформаторов и автотрансформаторов на электрических станциях и подстанциях, с одной стороны, следует стремиться к обеспечению надежной связи с системой и надежному электроснабжению потребителей, а с другой - к уменьшению и мощности и количества.

Количество трансформаторов на станциях и подстанциях определяется степенью ответственности нагрузок, которые в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» делятся на категории, экономической выгодностью количества включенных трансформаторов (автотрансформаторов) и нормами технологического проектирования.

Выбор между трансформаторами и автотрансформаторами решается однозначно в зависимости от режима заземления связываемых сетей. В нашем случае мы имеем сети 110 и 10,5 кВ. Значит, в нашем случае целесообразно использовать трехфазные трехобмоточные трансформаторы.

Выбор мощности трансформаторов производится таким образом, чтобы при выходе из работы наиболее мощного трансформатора, оставшиеся обеспечивали питание нагрузки во время ремонта или замены этого трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшихся в работе.

Применение одного трансформатора возможно на первом этапе сооружения двухтрансформаторной подстанции при постепенном росте нагрузки. На крупных подстанциях возможна установка трёх и более трансформаторов, если двух по существующей шкале мощностей оказывается недостаточно. Но схема подстанции в этом случае значительно усложняется. Поэтому остановимся на двух трёхфазных трансформаторах.

Исходя из допустимой перегрузки на время максимума нагрузки на 40% мощность каждого из двух трансформаторов выбирается равной $0,65 \div 0,7$ максимальной нагрузки подстанции.

При аварийных режимах перегрузка трансформаторов на 40% допускается на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

течении не более 5 суток, при условии, что до перегрузки трансформатор был загружен не более чем на 93%. Таким образом:

$$S_{TP} \geq \frac{S_{нагр}}{k_{пер}} \quad (13)$$

где $S_{нагр}$ – нагрузка трансформаторов со стороны ВН; $S_{транс}$ – 6МВт (из минимального режима). $S_{нагр}$ -16,42 МВт.

$k_{пер}$ – коэффициент перегрузки трансформатора, $k_{пер}=1,4$.

$$S_{TP} \geq \frac{23}{1,4} = 16,42 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор с расщепленной обмоткой ТРДН-25000/110.

Каталожные данные представлены в таблице 2.

Таблица 25 – Каталожные данные трансформатора /3/

$S_{ном.Т.}$ МВ·А	$U_{ном}$ обмоток, кВ			$u_{кз}$ %
	ВН	СН	НН	ВН-НН
25	115	-	10,5	10,5

Проверка трансформатора на загрузку и аварийную перегрузку.

$$k_3 = \frac{S_{нагр}}{n_{TP} \cdot S_{номTP}} = \frac{16}{2 \cdot 25} = 0,32 < 0,7, \quad (14)$$

$$k_{II} = \frac{S_{нагр}}{(n_{TP} - 1) \cdot S_{номTP}} = \frac{16,42}{(2 - 1) \cdot 25} = 0,7 < 1,4. \quad (15)$$

Сверив коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме и коэффициент перегрузки в аварийном режиме с ПУЭ убеждаемся, что выбранный трансформатор удовлетворяет требованиям.

6.4 Расчет токов короткого замыкания

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Электрические аппараты и проводники должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими. Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, то под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части и электрические аппараты должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью. /2/

Следовательно, для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей необходимо провести расчет токов короткого замыкания (КЗ).

Электрическая схема замещения приведена на рисунке 2. Проведем расчет действующих значений периодической составляющей начального тока $I_{п0}$ и ударного тока i_y в точках К1, К2 (на сторонах высшего и низшего напряжений) при трехфазном коротком замыкании.

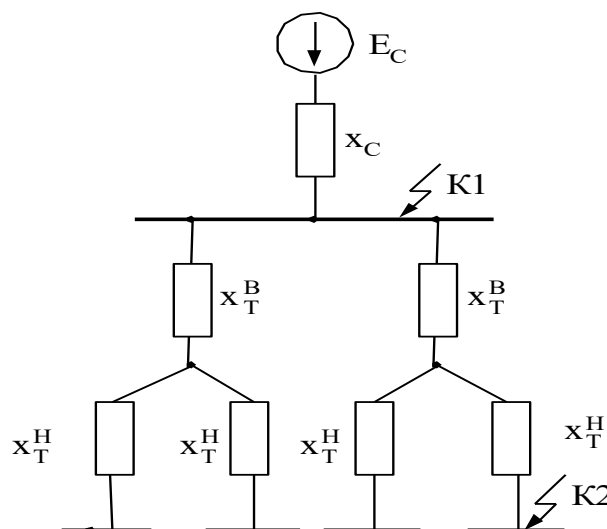


Рисунок 13. Основная расчетная схема замещения

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

Продолжительный режим работы электротехнического устройства – это режим, продолжающийся не менее чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды.

Продолжительный режим имеет место, когда электроустановка находится в одном из следующих режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном.

- нормальный режим предусмотрен планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок. Ток нагрузки в этом режиме может меняться в зависимости от графика нагрузки.

- ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. В этом режиме часть элементов электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе элементы ложится повышенная нагрузка.

- послеаварийный режим – это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного отключения. При этом режиме возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки током $I_{нав. max}$.

Из двух последних режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в элементе электроустановки проходит наибольший ток I_{max} .

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются:

I_{norm} – наибольший ток нормального режима; I_{max} – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Для стороны ВН трансформатора:

$$I_{ном.раб.} = \frac{S_{нг}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2}; \quad (16)$$

$$I_{ном.раб} = \frac{16,42 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 2} = 43,9 \text{ А.}$$
$$I_{утяж} = I_{ном.раб} \cdot 2; \quad (17)$$

$$I_{утяж} = 87,8 \text{ А.}$$

Для стороны НН трансформатора:

$$I_{ном.раб.} = \frac{S_{нг}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2}; \quad (18)$$

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$I_{\text{ном.раб}} = \frac{16,42 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 8} = 115 \text{ А.}$$

$$I_{\text{утяж}} = I_{\text{ном.раб}} \cdot 2; \quad (19)$$

$$I_{\text{утяж}} = 230 \text{ А.}$$

Базисный ток:

$$I_{\text{б,110}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ВН}}} = \frac{22,42 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,121, \text{ кА} \quad (20)$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{п,0}} = I_{\text{п,т}} = \frac{E_{\text{с*}} \cdot I_{\text{б,110}}}{x_{\text{с*}}} = \frac{1 \cdot 0,121}{0,021} = 5,809 \text{ А.} \quad (21)$$

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

6.5 Выбор схемы РУ

6.5.1 Выбор схемы РУ ВН

Одним из важных требований к схемам на стороне высшего напряжения является создание условий для ревизий и опробования выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает схема с Двумя блоками с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Возможно расширение до схемы с одной или двумя системами сборных шин (с обходной системой шин либо без нее). При этом учитываются следующие конструктивные особенности. Под каждое присоединение, включая перемычку, предусматривают отдельную ячейку, аналогично компоновкам схем с одной - двумя системами сборных шин. Каждый участок ошиновки между выключателями и ремонтной перемычкой выполняют в виде отдельной системы или секции системы сборных шин (типовые решения для схем с одной - двумя системами сборных шин). Разъединители со стороны присоединения линий и (авто)трансформаторов устанавливаются под выходными линейными порталами. При поэтапном расширении секционный или шиносоединительный выключатель устанавливается в ячейке перемычки. Выбранная схема распреустройства ВН представлена на рисунке 3.

										Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.024.13 ПЗ					

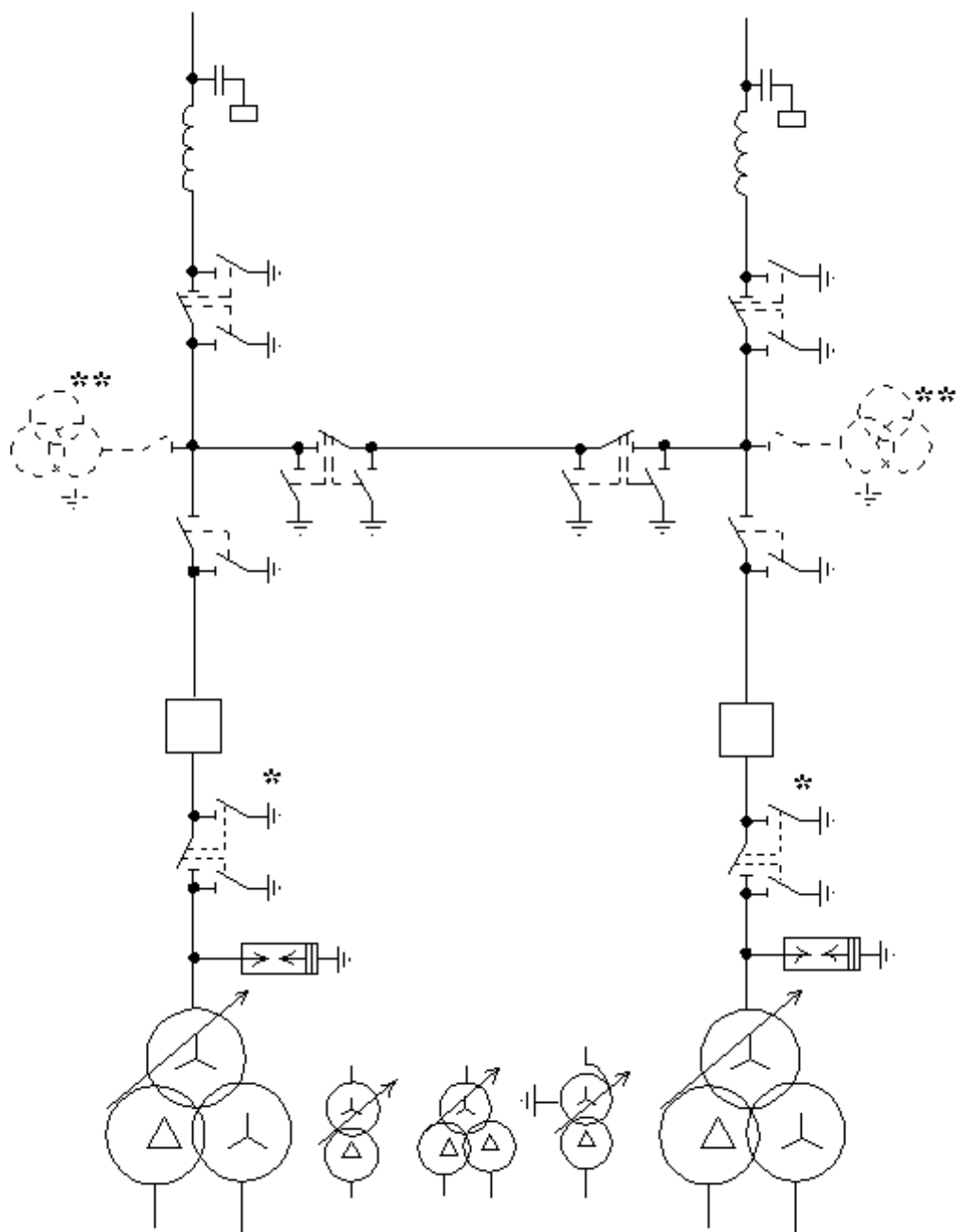


Рисунок 14 - Схема 110-4н. Мостик с выключателями и неавтоматической перемычкой.

Отказ линии или выключателя приводит к отключению по одному (авто)трансформатору на всех смежных подстанциях, подключенных к данной линии. Рассматриваемые отказы не должны приводить к ограничению электроснабжения потребителей при достаточной нагрузочной способности оставшихся в работе (авто)трансформаторов, а также действию автоматического

ввода резерва на стороне низшего и среднего (при наличии) напряжения (авто)трансформатора.

Неавтоматическую перемычку со стороны линий следует устанавливать только при наличии технико-экономических обоснований с учетом фактора надежности, поскольку плановые и аварийные простои линий 35-220 кВ непродолжительны, а параметр потока отказов (авто)трансформаторов - один из самых низких среди элементов электрических сетей.

					<i>13.03.02.2017.024.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

6.5.2 Распределительное устройство НН

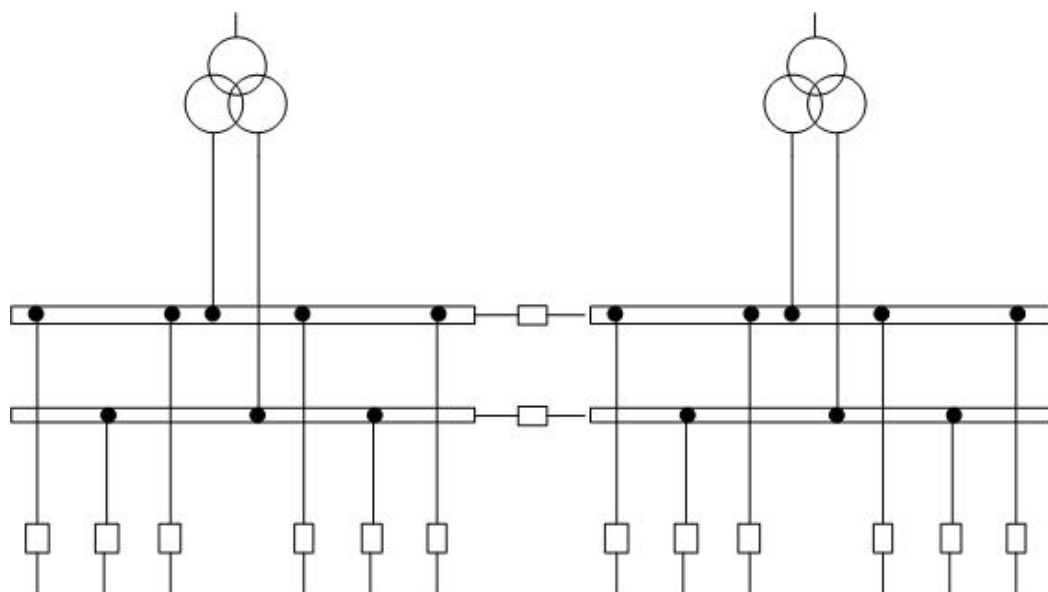


Рисунок 15 – Схема распределительного устройства НН

Распределительное устройство низкого напряжения выбрано по типовой схеме: схема с двумя одиночными секционированными системами шин. Эта схема применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции.

Возможны два принципиально разных варианта работы этой схемы. В первом варианте одна система шин является рабочей, вторая — резервной. В нормальном режиме работы все присоединения подключены к рабочей системе шин через соответствующие шинные разъединители. Напряжение на резервной системе шин в нормальном режиме отсутствует, шиносоединительный выключатель отключен. Во втором варианте, который в настоящее время получил наибольшее применение, вторую систему сборных шин используют постоянно в качестве рабочей в целях повышения надежности электроустановки. При этом все присоединения к источникам питания и к отходящим линиям распределяют между обеими системами шин. Шиносоединительный выключатель в нормальном режиме работы замкнут.

Схема с двумя системами шин позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в рабочем состоянии все присоединения. Для этого все присоединения переводят на одну систему шин путем соответствующих переключений коммутационных аппаратов. Данная схема является гибкой и достаточно надежной.

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.024.13 ПЗ

6.6 Расчет токов нормального и утяжеленного режимов

Продолжительный режим работы электротехнического устройства – это режим, продолжающийся не менее чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды. /2/

Продолжительный режим имеет место, когда электроустановка находится в одном из следующих режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном. /2/

Нормальный режим предусмотрен планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок. Ток нагрузки в этом режиме может меняться в зависимости от графика нагрузки.

Для выбора аппаратов и проводников следует принимать наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$. /2/

Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. В этом режиме часть элементов электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе элементы ложится повышенная нагрузка. При выборе аппаратов и проводников необходимо учитывать это повышение нагрузки до $I_{\text{рем,макс}}$. /2/

Послеаварийный режим – это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного (непланового) отключения. При этом режиме возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки током $I_{\text{пав,макс}}$. /2/

Из двух последних режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в элементе электроустановки проходит наибольший ток $I_{\text{макс}}$.

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются: $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима; $I_{\text{макс}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Рассмотрим, как определяются расчетные токи для цепи трансформатора и цепи линии на подстанции.

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Цепь трансформатора на подстанции.

Расчет на стороне ВН:

Поскольку трансформатор может быть использован для связи двух систем и перетоков мощности как из ВН в НН, так и в обратном направлении, то на стороне ВН расчетные токи определяются следующим образом:

$$I_{\text{трВН}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{номТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 94,59 \text{ А} \quad (22)$$

$$I_{\text{max ВН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{номТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 187,16 \text{ А.} \quad (23)$$

Расчет на стороне НН:

$$I_{\text{трНН}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{номТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot n_{\text{обм}}} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 2} = 486,1 \text{ А} \quad (24)$$

При отключении одного трансформатора:

$$I_{\text{max НН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{номТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot n_{\text{обм}}} = \frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 2} = 980,39 \text{ А} \quad (25)$$

Цепь линии.

Расчет на стороне ВН:

Рабочие токи питающих линий:

$$I_{\text{пит.л.}} = \frac{S_{\text{нагр}} + S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}} \cdot n_{\text{лин}}} = \frac{(16,42 + 6)10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 2} = 59,9 \text{ А,} \quad (26)$$

Максимальные токи продолжительного режима для питающих линий определим из условия, что нагрузка идет по одной линии, другая отключена:

$$I_{\text{пит.л.ут.реж}} = 2 \cdot I_{\text{пит.л}} = 2 \cdot 249,3 = 119,8 \text{ А.} \quad (27)$$

Рабочие токи транзитных линий:

$$I_{\text{транз.л.}} = \frac{S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}} \cdot n_{\text{лин}}} = \frac{6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 2} = 16,22 \text{ А,} \quad (28)$$

Максимальные токи продолжительного режима для питающих линий

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

определим из условия, что нагрузка идет по одной линии, другая отключена:

$$I_{\text{транз.л.ут.реж}} = 2 \cdot I_{\text{транз}} = 2 \cdot 16,22 = 32,44 \text{ А} \quad (29)$$

Расчет на стороне НН:

Рабочие токи линий:

$$I_{\text{нит.л.}} = \frac{S_{\text{транз}} + S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot n_{\text{лин}}} = \frac{(16,42 + 6)10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 8} = 157 \text{ А}, \quad (30)$$

где $S_{\text{нагр}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ – наибольшая мощность потребителей присоединенных к линиям 10,5 кВ.

Максимальные токи продолжительного режима для линий определим из условия, что к каждому потребителю идет по две линии и одна из линий отключена:

$$I_{\text{отх.л.ут.реж}} = 2 \cdot I_{\text{отх.л}} = 2 \cdot 157 = 314 \text{ кА} \quad (31)$$

6.6.1 Выбор коммутационных аппаратов, средств контроля и измерений, токоведущих частей

6.7.1 Выбор выключателей и разъединителей РУ ВН

Выберем для ОРУ 110 кВ элегазовые выключатели типа ВГУ-110/40/3150У1 и разъединители типа РНДЗ.-110Б/1000 У1 и проверим их на возможность применения (таблица 2). /3/

Разъединители типа РНДЗ.1-110Б/1000 У1 данного типа могут выполняться с одним или двумя заземляющими ножами, причем нет никакого отличия в электрических характеристиках; отличие лишь заключается в габаритных размерах, массе и стоимости. При выборе будем указывать тип без числа заземляющих ножей, их число будет показано на главной электрической схеме подстанции.

										Лист
										53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.024.13 ПЗ					

Таблица 26 – Выбор выключателей и разъединителей РУ ВН

Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные /3/	
			ВГУ-110	РНДЗ.1 -110Б/1000
По напряжению установки, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110	110	110
По длительному току, А	$I_{max} \leq I_{ном}$	119,8	3150	1000
По возможности отключения периодической составляющей тока КЗ, кА	$I_{п,т} \leq I_{откл.ном}$	5,809	40	–
По возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ, кА	$i_{a,т} \leq i_{a,ном}$	2,37	11,13 7	–
Проверка отключающей способности по току, кА	$(\sqrt{2}I_{н,0} + i_{a,т}) \leq \sqrt{2}I_{ном.откл}(1 + \beta_n / 100)$	39,674	82,02 4	–
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	$I_{п,0} \leq I_{дин}$	5,809	40	31,5
	$i_y \leq i_{дин}$	54,36	102	80
Проверка на термическую стойкость, кА ² ·с	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	6,55	4800	2977

ПРИМЕЧАНИЕ:

1. Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,809 \cdot e^{\frac{-0,035}{0,02}} = 2,37, \text{кА}$$

где $\tau = t_{3,\min} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,025 = 0,035$ с. – расчетное время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов (здесь $t_{3,\min}$ – минимальное время действия релейной защиты; $t_{c.в.}$ – собственное время отключения выключателя, по каталогу /9/).

2. Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов, гарантированная заводом-изготовителем:

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 = 25,46, \text{кА} \quad (32)$$

где $\beta_H = 45\%$ – нормированное содержание аperiodической составляющей, задано ГОСТом в виде кривой $\beta_H = f(\tau)$, приведенной в /3/.

3. Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_K = I_{II,0}^2 (t_{отк.} + T_a) = 5,809^2 (0,155 + 0,02) = 6,5, \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (33)$$

здесь $t_{отк} = t_{p.з.} + t_{o.в.} = 0,1 + 0,055 = 0,155$; $t_{p.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1, с /3/; $t_{o.в.}$ – полное время отключения выключателя ВВБМ-110Б с приводом, равное 0,055, с /9/.

4. Термическая стойкость выключателя по каталогу:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800, \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (34)$$

5. Термическая стойкость разъединителя по каталогу /3/:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977, \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (35)$$

здесь $I_{тер}$ – предельный ток термической стойкости по каталогу /9/; $t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу /9/.

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

6.7.2 Выбор выключателей и разъединителей РУ НН

Выберем для ОРУ 10,5 кВ вакуумный выключатели типа ВВЭ-10 /3/ для установки в цепи отходящей линии и в цепи трансформаторов и цепь секционного выключателя проверим выбранное высоковольтное оборудование на возможность установки на проектируемой подстанции (таблица 3).

Таблица 27 – Выбор выключателей РУ НН , /3/

Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные	
			ВВЭ-10-1600У3	ВВЭ-10-1000У3
По напряжению установки, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10	10	10
По длительному току, А	$I_{max} \leq I_{ном}$	980 314	1600 –	– 1000
По возможности отключения периодической составляющей тока КЗ, кА	$I_{п,т} \leq I_{откл.ном}$	10,74	20	20
По возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ, кА	$i_{a,т} \leq i_{a,ном}$	3,231 3,231	6,505	6,505

Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные	
			ВВЭ-10-1600У3	ВВЭ-10-1000У3
Проверка по отключающей способности, кА	$(\sqrt{2}I_{n,0} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2}I_{ном.откл}(1 + \beta_n / 100)$	18,42	34,79	34,79
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	$I_{П,0} \leq I_{дин}$	10,74	20	20
	$i_y \leq i_{дин}$	26,76	52	52
Проверка на термическую стойкость, кА ² ·с	$V_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	111,88 7	1200	1200

ПРИМЕЧАНИЕ:

1. Аперiodическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов ВВЭ-10-1600У3:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10,74 \cdot e^{\frac{-0,01+0,055}{0,042}} = 3,231, \text{ кА} \quad (36)$$

здесь $\tau = t_{3.min} + t_{c.в} = 0,01 + 0,055 = 0,065, \text{ с}$; $t_{c.в}$ - собственное время отключения выключателя ВВЭ-10-1600У3, равное 0,055 /9/.

2. Аперiodическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов, гарантированная заводом-изготовителем ВВЭ-10-1600У3:

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 20 = 6,505, \text{ кА} \quad (37)$$

β_H определяется также по кривой $\beta_H = f(\tau)$ для $\tau = 0,065, \text{ с}$

3. Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.024.13 ПЗ					

$$B_K = I_{п,0}^2 (t_{отк.} + T_a) = 10,74^2 (0,55 + 0,42) = 111,887, \text{кА}^2 * \text{с} \quad (38)$$

здесь $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в} = 0,5 + 0,05 = 0,55, \text{с}$; $t_{р.з.}$ – время действия максимальной токовой защиты линии, равно $0,5, \text{с}$ /3/; $t_{о.в}$ – полное время отключения выключателя ВВЭ-10-1600У3, равно $0,05, \text{с}$ из /9/.

4. Термическая стойкость выключателя ВВЭ-10-1600У3 по каталогу /8/:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (39)$$

здесь $I_{тер}$ – предельный ток термической стойкости по каталогу /9/; $t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу /9/.

Расчет для выключателя ВВЭ-10-1000У3 аналогичен, но, в силу совпадения собственного и полного времени отключения, а также K_y , значения $i_{a,r}, i_{a,ном}, \beta_n, B_K$ также совпали.

Принимаем к установке на стороне 10,5 кВ комплектное распределительное устройство для внутренней установки типа КВ-3. Поскольку завод-изготовитель гарантирует необходимые параметры разъединителей для нормальной работы совместно с выключателем, то проверку разъединителей проводить не будем.

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.8.1 Выбор средств контроля и измерений РУ ВН

Контроль режима работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов (КИП). В зависимости от особенностей режима работы количество КИП может быть различным.

На рисунке 6 приведена схема РУ ВН с установкой измерительных приборов, рекомендуемых для подстанций с высшим номинальным напряжением 110 кВ,

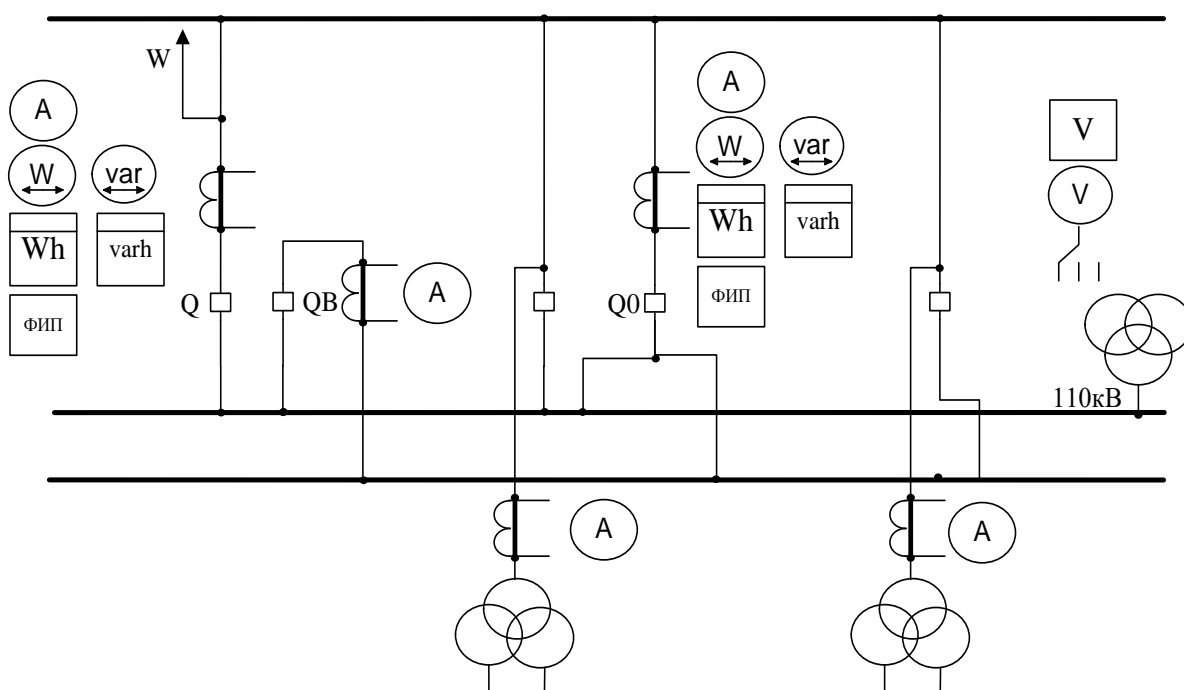


Рисунок 16 – Расположение измерительных приборов на РУ ВН

Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

/1/

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Выбор трансформаторов тока проводят для трансформатора, питающей и транзитной линий по напряжению установки, по току, по конструкции и классу точности; трансформаторы проверяют по электродинамической стойкости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке. Данные расчетов для выбора трансформаторов тока на стороне ВН приведены в таблице 4.

Таблица 28 – Выбор трансформаторов тока РУ ВН

Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Трансформатор тока .транзит. линии ТФЗМ-110Б-1	Трансформатор тока силового тр-ра ТФЗМ-110Б-1	Трансформатор тока силового тр-ра ТФЗМ-110Б-1
$U_{уст} \geq U_{ном}$, кВ	110	110	110	110
$I_{MAX} \leq I_{НОМ}$, А	32,44 119,8 187	300	300	300
$i_y \leq i_{дин}$, А	54,36	62	62	62
$B_K \leq I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР}$, кА*с	111,88 7	$12^2 \cdot 3 = 432$	$12^2 \cdot 3 = 432$	$12^2 \cdot 3 = 432$

Выбранные трансформаторы тока ТФЗМ -110Б-1 удовлетворяют вышеперечисленным требованиям. Эти трансформаторы имеют 2 вторичные обмотки . Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов. Произведем проверку трансформатора тока по вторичной нагрузке.

Изобразим схему подключения приборов к ТТ.

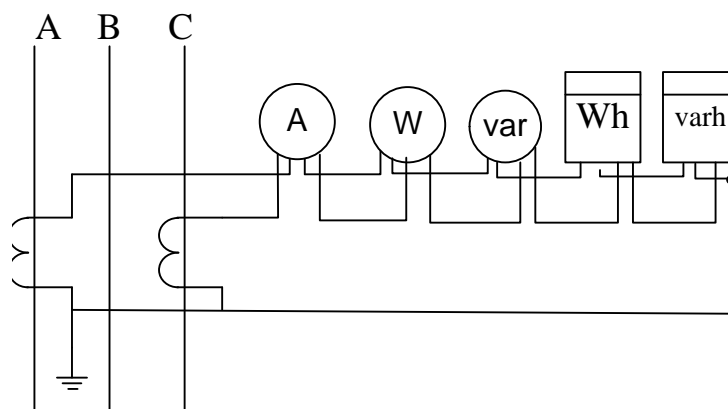


Рисунок 17 – Схема подключения приборов к трансформаторам тока в цепях РУ ВН на линиях 110 кВ и цепи обходного выключателя

В цепи секционного выключателя и цепи ВН понизительного трансформатора устанавливаем только амперметр, согласно рекомендациям .Соединительные провода в этой цепи выбираем в силу однотипности.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока РУ ВН /2/

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э350	0,5	-	0,5
Ваттметр	Д335	0,5	-	0,5
Варметр	Д335	0,5	-	0,5
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	2,5	-	2,5
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И676	2,5	-	2,5
Фиксатор импульсного	ФИП	3,0	-	3,0

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
действия				
Итого:		9,5	-	9,5

где $S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами; $I_{2\text{НОМ}}$ - вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление соединительных проводов зависит от их сечения и длины. Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо выполнение условие:

$$r_{\text{ПР}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} \leq z_{2\text{НОМ}} \quad (40)$$

$$r_{\text{ПР}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} = 1,2 - 0,38 - 0,1 = 0,72 \text{ Ом}, \quad (41)$$

где $z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$ – номинальная нагрузка трансформаторов тока в выбранном классе точности (класс точности принят 0,5);

$r_{\text{К}}$ – сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом поскольку число приборов больше трех). /2/

Длина соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в один конец) в цепи РУ 110 кВ приблизительно равна 75 м /3/.

Тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}} = \frac{0,0283 \cdot 112,6}{0,74} = 4,3 \quad (42)$$

где $l_{\text{РАСЧ}}$ - расчетная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока, $l_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 75 = 112,6, \text{ м}$ /3/;
 ρ – удельное сопротивление материала провода.

В качестве соединительных проводов применяем провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$) /3/.

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.024.13 ПЗ				

В качестве соединительных проводов применяем алюминиевый многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) 6 мм² марки АКРВГ.

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. /2/

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке.

Примем к установке соединение из трех однофазных трансформаторов типа НКФ-110-83 У1 /9/. Трансформаторы имеют две вторичные обмотки: основную на $100/\sqrt{3}$ В и дополнительную на 100 В. Для класса точности 0,5 данный трансформатор напряжения имеет номинальную мощность вторичной цепи 400 В·А.

Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 6.

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Таблица 30 – Проверка трансформатора напряжения для РУ ВН /9/

Прибор	Тип	S одной обмотки, В·А	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, В·А
Вольтметр	Э350	2	1	1	0	1	2	-
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	1	0	1	10	-
Ваттметр	Д335	1,5	2	1	0	5	15	-
Варметр	Д335	1,5	2	0	1	5	-	15
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	3 Вт	2	0,38	0,925	5	30	73
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И676	3 Вт	2	0,38	0,925	5	30	73
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3,0	1	1	0	5	15	-
Итого:							100	161

Суммарная потребляемая мощность $S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{100^2 + 161^2} = 189,53$ ВА.

Три выбранных трансформатора напряжения, соединенных в звезду обеспечат заданный класс точности:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ ВА.}$$

Для соединения трансформатора напряжения с приборами для упрощения принимаем по условию механической прочности контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил 6 мм². Подсоединяется к шинам сборных шин через разъединитель типа РДЗ-110/1000 .

6.8.2 Выбор средств контроля и измерений РУ НН

На рисунке 16 приведена схема РУ НН с установкой измерительных приборов, рекомендуемых для подстанций с низшим номинальным напряжением 10,5кВ,.

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

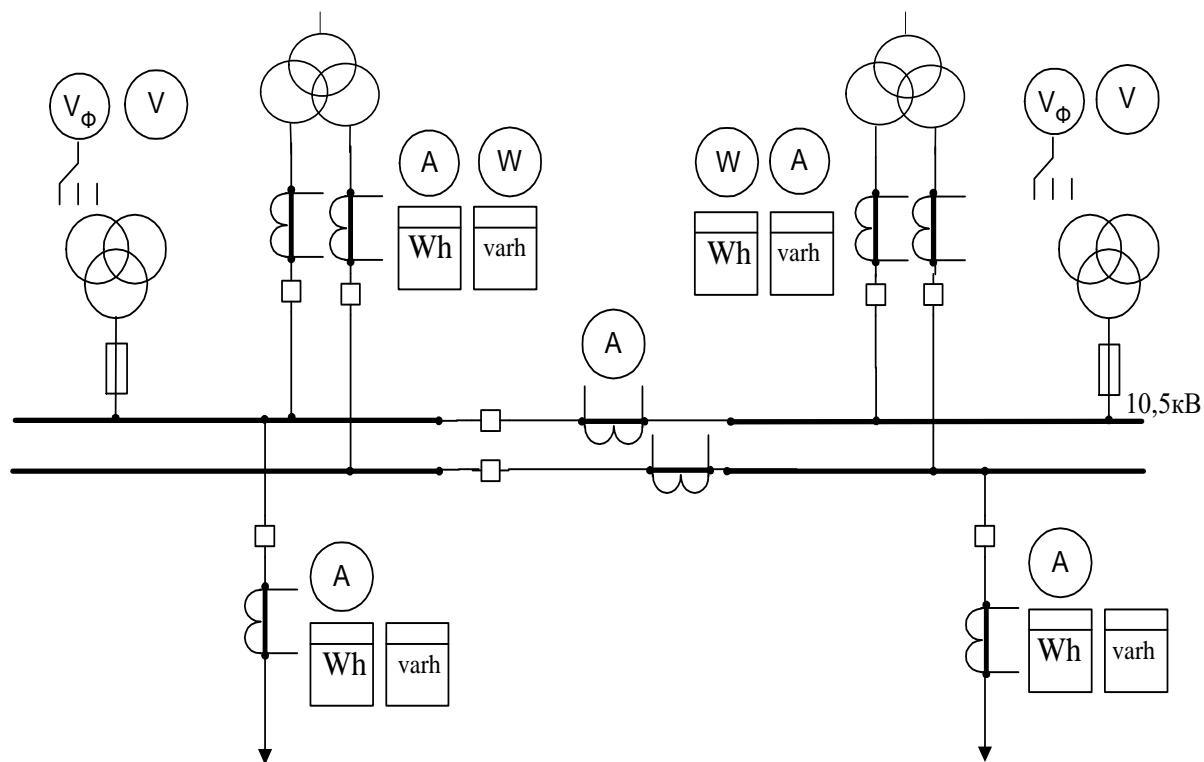


Рисунок 18 – Расположение измерительных приборов на РУ НН

Выбор трансформаторов тока

Данные расчетов для выбора трансформаторов тока на стороне НН приведены в таблице 7.

Таблица 31 – Выбор трансформаторов тока РУ НН

Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные /3/	
			цепь секц. выключателя и НН понизительного тр-ра	Цепи отход. линий
			ТЛ-10-1УЗ	ТЛ-10-1УЗ
По напряжению установки, кВ	$U_{ном} \geq U_{ном}$	10	10	10
По длительному току, А	$I_{max} \leq I_{ном}$	980	2000	–
		314	–	800

Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчетные данные	Каталожные данные /3/	
			цепь секц. выключателя и НН понизительного тр-ра	Цепи отход. линий
			ТЛ-10-1УЗ	ТЛ-10-1УЗ
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	$i_y \leq i_{дин}$	26,76	128	128
Проверка на термическую стойкость, кА ² ·с	$B_K \leq I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР}$	111,887	40 ² ·3=480 0	40 ² ·3=480 0

Трансформаторы тока в шкафу К встроенные типа ТЛ-10-1УЗ с первичными номинальными токами 2000, А и 800, А удовлетворяют вышеперечисленным требованиям. Эти трансформаторы имеют 2 вторичные обмотки с номинальным вторичным током $I_{2.ном} = 5$ А. Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов.

Изобразим схемы подключения приборов к ТТ.

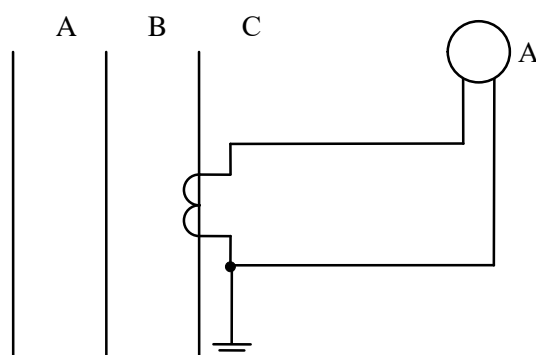


Рисунок 19 – Схема подключения приборов к трансформаторам тока в цепи секционного выключателя РУ НН

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи секционного выключателя РУ НН /9/

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э350	0,5	-	0,5
Итого:		0,5	-	0,5

Самые загруженные трансформаторы тока находятся в фазе А.

Общее сопротивление приборов: /2/

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.} \quad (43)$$

Допустимое значение сопротивления проводов: /2/

$$r_{\text{ПРОВ}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} = 0,8 - 0,02 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом,} \quad (44)$$

где $z_{2\text{НОМ}} = 0,8, \text{ Ом}$ – номинальная нагрузка трансформаторов тока в выбранном классе точности (класс точности принят 0,5);

$r_{\text{К}}$ – сопротивление контактов принимаем равным 0,05, Ом /2/

Приблизительная длина кабеля для РУ 10,5 кВ принимается равной 40 м , тогда сечение кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}} = \frac{0,0283 \cdot 2 \cdot 40}{0,73} = 3,1 \quad (45)$$

где $l_{\text{РАСЧ}} = 2 \cdot l = 2 \cdot 40 = 80, \text{ м}$, учитывая схему включения трансформатора тока

В качестве соединительных проводов в силу однотипности применяем, как и в РУ ВН, алюминиевые многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) 4 мм² марки АКРВГ.

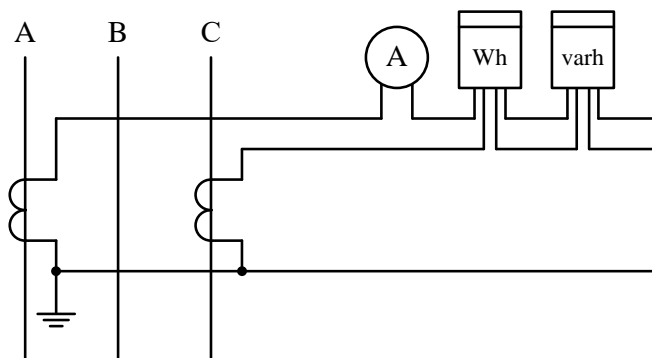


Рисунок 20 – Схема подключения приборов к трансформаторам тока в цепях линий 10 кВ РУ НН

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепях линий РУ НН

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э350	0,5	-	-
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	2,5	-	2,5
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И676	2,5	-	2,5
Итого:		5,5	-	5,0

Самые загруженные трансформаторы тока также находятся в фазе А.

Общее сопротивление приборов: /2/

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.} \quad (46)$$

Допустимое значение сопротивления проводов: /2/

$$r_{\text{ПРОВ}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПР}} - r_{\text{К}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом,} \quad (47)$$

где $z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$ – номинальная нагрузка трансформаторов тока в выбранном классе точности (класс точности принят 0,5);

Γ_k – сопротивление контактов (принимается равным 0,05 Ом поскольку число приборов равно трем). /2/

Приблизительная длина кабеля для РУ 10 кВ принимается равной 4 м /2/, тогда сечение кабеля с учетом неполнофазной схемы соединения ТТ:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{РАСЧ}}{r_{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 6 \cdot \sqrt{3}}{0,13} = 2,26 \text{ мм}^2, \quad (48)$$

В качестве соединительных проводов в силу однотипности применяем алюминиевый многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) 4 мм² марки АКРВГ.

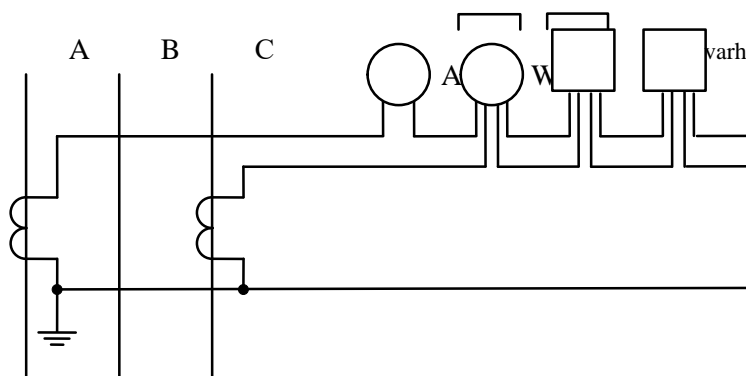


Рисунок 21 – Схема подключения приборов к трансформаторам тока в цепи НН понизительного трансформатора

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи НН понизительного трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э350	0,5	-	-
Ваттметр	Д335	0,5	-	0,5
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	2,5	-	2,5
Счетчик вольт-ампер часов	СР4-И676	2,5	-	2,5

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
реактивный				
Итого:		6,0	-	5,5

Самые загруженные трансформаторы тока находятся в фазе А.

Общее сопротивление приборов: /2/

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом.} \quad (49)$$

Допустимое значение сопротивления проводов: /2/

$$r_{\text{ПРОВ}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПР}} - r_{\text{К}} = 0,8 - 0,24 - 0,1 = 0,46 \text{ Ом,} \quad (50)$$

где $z_{2\text{НОМ}}=0,8\text{Ом}$ – номинальная нагрузка трансформаторов тока в выбранном классе точности (класс точности принят 0,5);

$r_{\text{К}}$ – сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом поскольку число приборов больше трех). /2/

Приблизительная длина кабеля для РУ 10,5 кВ принимается равной 40 м /2/, тогда сечение кабеля с учетом неполнофазной схемы соединения ТТ:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,46} = 4,26 \quad (51)$$

В качестве соединительных проводов в силу однотипности применяем, как и в РУ НН, алюминиевый многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) 6 мм² марки АКРВГ.

Выбор трансформаторов напряжения

Примем к установке соединение из трех однофазных трансформаторов типа ЗНОЛ.09-10.02 . Выбранный трансформатор имеет две вторичные обмотки. Для класса точности 0,5 данный ТН имеет номинальную мощность вторичной цепи 75 В·А. Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 10.

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Таблица 35 – Проверка трансформатора напряжения для РУ НН

Прибор		Тип	S од-ной обмотки ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число при-боров	Потребляе-мая мощ-ность	
								P,Вт	Q,В А
Вольтметр		Э-335	2	1	1	0	2	4	-
Ваттметр Счетчик активной мощности	Вход 10 кВ от транс-	Д-335	1,5	2	1	0	4	12	-
		СА3-И674	3,0 Вт	2	0,38	0,925	4	24	58
Счетчик реактив-ной мощ-ности	форма-тора	СР4-И676	3,0 Вт	2	0,38	0,925	4	24	58
Счетчик активной мощности	Линии 10 кВ	СА3-И674	3,0 Вт	2	0,38	0,925	8	48	116
Счетчик реактивной мощности		СР4-И676	3,0 Вт	2	0,38	0,925	8	48	116
Итого(ВА):								160	348

Суммарная потребляемая мощность $S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{160^2 + 348^2} = 351,65$ В·А. Выбранный трансформатор напряжения не обеспечит заданный класс точности:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА.}$$

Поэтому предусматриваем дополнительно установку двух однофазных трансформаторов НОЛ.08-10УТ2 , соединенный в разомкнутый треугольник, общей мощностью:

$$S_{\text{ном}} = 2 \cdot 75 = 150, \text{ ВА.}$$

Полная мощность всех установленных трансформаторов напряжения $225 + 150 = 375$ ВА, что больше $S_{2\Sigma} = 351,65$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель с сечением (по условию прочности) 4 мм^2 марки АКРВГ в силу однотипности. Подсоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКТ101-10-31,5-12,5 УЗ и втычной разъединитель.

					<i>13.03.02.2017.024.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

6.9 Выбор токоведущих частей РУ ВН и РУ НН

Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше подстанций выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС.

Сечение проводов ошиновки в пределах ОРУ 110 кВ и КРУ 10,5 кВ выбирается по допустимому току. При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Выберем сечение проводов и выполним проверку по допустимому току в максимальном режиме.

Минимальный диаметр проводов для ОРУ 110 кВ по условию короны, согласно ПУЭ /4/ -70/11, приведен в таблице 11.

Таблица 36 – Минимальный диаметр проводов по условию короны, мм /4/

Напряже ние, кВ	Фаза с проводами	Максималь ный длительный ток (по расчету), А	Допусти мый длительный ток, А /9/
110	АС 185/29	498,6	510

Соединение трансформатора с закрытым РУ 6-10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. Выбираем к установке шинный мост из алюминиевых шин. В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются сборными алюминиевыми шинами.

Выберем для установки алюминиевые шины прямоугольного сечения.

Выбор сечения шин производится по допустимому току (в пределах РУ шины по экономической плотности тока не выбираются):

$$I_{MAX} = 1539,6 \leq I_{ДОП} = 1625 \text{ А.}$$

Принимаем шины размером (100x8) .

Проверка на термическую стойкость при коротком замыкании:

$$q_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q, \quad (52)$$

где q_{MIN} - минимальное сечение по термической стойкости; q - выбранное сечение; B_K - тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания;

C - функция, равная для алюминиевых шин 9100, $A \cdot c^{0,5}/cm^2$. Имеем

$$\frac{\sqrt{0,112 \cdot 10^6}}{9100} = 0,36, cm^2 \leq 8, cm^2$$

Проверка сборных шин на механическую прочность.

Определяем пролет l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц для алюминиевых шин

$$f_0 = \frac{K}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \geq 200$$

где l - длина пролета между изоляторами, м; J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, cm^2 ; S - поперечное сечение шины, cm^2 ; K - коэффициент, зависящий от материала шин (для алюминия $K=173,2$).

Получаем

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \sqrt{\frac{J}{q}}$$

Т.к. шины расположены горизонтально

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{1 \cdot 8^3}{12} = 42,67, cm$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \sqrt{\frac{42,67}{8}} = 1,41$$

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Определяем напряжения в материале шин от взаимодействия фаз

$$\sigma_{\phi_РАСЧ} = \sqrt{2} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-8} = \sqrt{3} \frac{(26,76 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,41^2 \cdot 10^{-8}}{0,8 \cdot 8,5} = 3,626 \text{ МПа}, \quad (53)$$

где $\sigma_{\phi_РАСЧ}$ - максимальное напряжение в материале шин от взаимодействия фаз;

l - длина пролета между опорными изоляторами, принятое равным 1,2 м;

a - расстояние между фазами принятое равным 0,8 м;

W - моменты сопротивления двух сращенных шин, см³.

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 10,67, \text{ см}^3$$

Имеем:

$\sigma_{РАСЧ} = \sigma_{\phi_МАХ} \leq \sigma_{ДОП} = 90 \text{ МПа}$, следовательно шины механически прочны.

Выбор изоляторов. Выбираем опорные штыревые изоляторы наружной установки ОНШ-10-5-1УХЛ1, $F_{РАЗР} = 5000 \text{ Н}$,

Проверка на механическую прочность.

Максимальная расчетная сила, действующая на шину равна:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l}{a} 10^{-7} = \frac{\sqrt{3} \cdot 26,76^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2}{0,8} 10^{-7} = 186,048 \text{ Н}. \quad (54)$$

Получается $F_{РАСЧ} = 186,048, \text{ Н} \leq F_{ДОП} = 0,6 \cdot F_{РАЗР} = 3000, \text{ Н}$.

Изолятор подходит по механической прочности

									Лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.024.13 ПЗ				

7 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

7.1 Выбор схемы собственных нужд

Приемниками энергии системы собственных нужд (с.н.) подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов (автотрансформаторов); устройства обогрева выключателей, шкафов; электродвигатели приводов выключателей и разъединителей; освещение; система подзарядки аккумуляторных батарей; система пожаротушения.

Наиболее ответственными потребителями с.н. подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения. /2/

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд (ТСН) присоединяют к шинам 6-35 кВ (в нашем случае – 10 кВ). Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения собственных нужд; секционный разъединитель нормально разомкнут. Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями и такие цепи и аппараты не подлежат проверке на электродинамическую стойкость токам короткого замыкания /2/.

Схема питания с.н. подстанции с постоянным оперативным током показана на рисунке 11. /2/

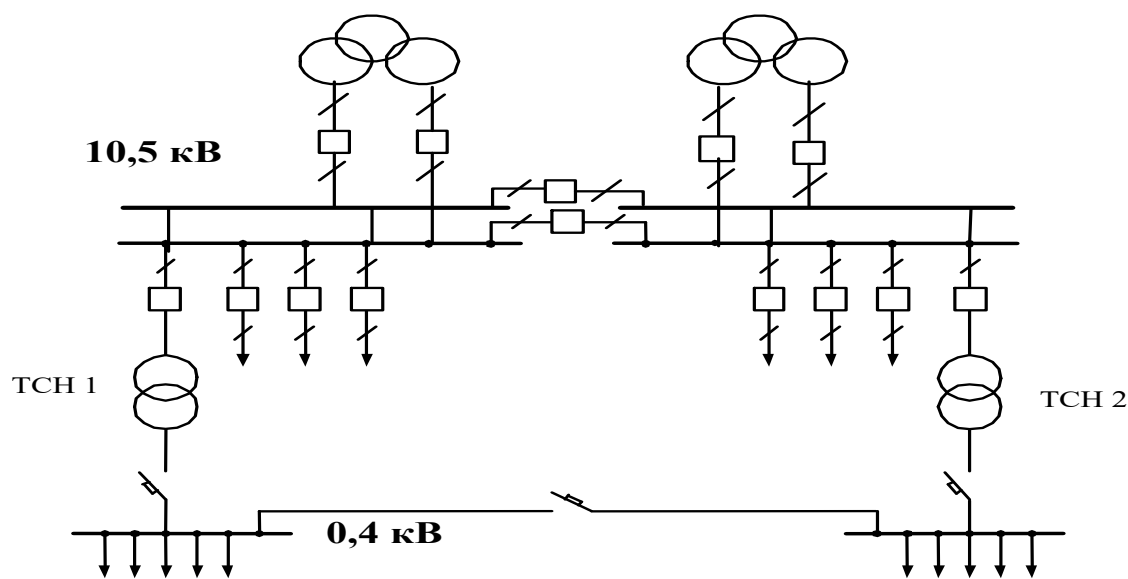


Рисунок 22 – Схема питания с.н. подстанции

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

7.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Определим нагрузку основных потребителей собственных нужд подстанции (таблица 13).

Таблица 37 – Нагрузка с.н. подстанции при $\cos \varphi = 0,85$ и $\operatorname{tg} \varphi = 0,62$ /2/

Вид потребителя	Уст. мощность		Нагрузка	
	P, кВт	Кол- во	P, кВт	Q, кВар
Охлаждение ТРДН-40/110/10,5	3	2	6	3,72
Подогрев выключателей и приводов ВГУ-110	7	8	56	0
Подогрев выключателей КРУ 10 кВ	1	14	14	0
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ, совмещенного с ОПУ	30	1	30	0
Освещение ОРУ 110 кВ	8	1	8	0
Подогрев релейного шкафа	1	14	14	0
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	2× 23	0	46	0
Итого:			174	3,72

Расчетная мощность потребителей собственных нужд: /2/

$$S_{\text{расч}} = k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 0,8 \sqrt{174^2 + 3,72^2} = 140 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (55)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки; в расчетах принимаем $k_c=0,8$.

Исходя из того, что для обеспечения резервирования питания на подстанции устанавливают два трансформатора собственных нужд (ТСН), выберем два трансформатора типа: ТМ-250/10 напряжением 10/0,4 кВ /8/.

Т.к. мощность трансформатора превышает 100 кВА, то его нужно подключать ч/з предохранитель. Выбираем ПКТ101-10-31,5-12,5 УЗ

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Проверяем по допустимой нагрузке

$$k_z = \frac{S_{нагр}}{n_{ТР} \cdot S_{номТР}} = \frac{140}{2 \cdot 250} = 0,28 < 0,7.$$

Проверка по коэффициенту перегрузки

$$k_{П} = \frac{S_{нагр}}{(n_{ТР} - 1) \cdot S_{номТР}} = \frac{140}{(2 - 1) \cdot 250} = 0,56 < 1,4.$$

7.3 Выбор аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи предназначены для питания потребителей с.н. подстанций, работающих на постоянном оперативном токе, и обеспечения питания с.н. при отключении трансформаторов с.н.

Для выбора АКБ определим нагрузку потребителей с.н. в автономном режиме питания. Согласно таблице 13 нагрузка потребителей, за вычетом подзарядно-зарядного агрегата ВАЗП, составляет: 174-46=128 кВт.

Расчет:

1. Количество основных элементов батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_o = \frac{U_{ш}}{U_{пз}} = \frac{115}{2,15} = 53,49 \approx 54, \quad (56)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{пз}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В).

2. Общее число элементов:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_{ав.разр}} = \frac{110}{1,75} = 62,85 \approx 63, \quad (57)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах в режиме аварийного разряда (не ниже номинального 110 В);

$U_{авар.разр}$ – напряжение на элементе при аварийном разряде.

3. Добавочное число элементов:

$$n_{\min} = n - n_o = 63 - 54 = 9 \quad (58)$$

4. Выберем предварительно тип элемента:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ae}}{j} = 1,05 \frac{1113}{24} = 48,69, \quad (59)$$

где 1,05 – величина коэффициента запаса (запас составляет 5%);

I_{ae} -нагрузка установившегося получасового аварийного разряда, А;

$$I_{ae} = P_{\Sigma} / U_{ш} = 128 \cdot 10^3 / 115 = 1113, \text{ А}$$

$j = 24 \text{ А/Н}$ -допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов в зависимости от температуры электролита(определяется по кривым /2/).Выбираем при температуре окружающей среды 20° С для получасового аварийного разряда.

Выбираем по ближайшему каталожному согласно /3/: СК-52.

Проведем проверку по максимальному толчковому току /2/:

$$I_{m.\max} = I_{ab} + I_n = 1113 + 660 = 1773 \text{ А}, \quad (60)$$

где $I_{прив}$ – толчковый ток приводов выключателей 10,5 кВ

Условие проверки по максимальному толчковому току:

$$46 N \geq I_{m.\max} \quad (61)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку. /2/

Получаем:

$$46 \cdot 52 = 2392 \geq 1773 \quad (62)$$

Окончательно выбираем к установке две аккумуляторные батареи (одна резервная) по 125 элементов в каждой типа СК-52. /3/

Проверка по допустимому отклонению напряжения при наибольшем толчковом токе

$$I_{p(N=1)} = \frac{I_{m.\max}}{N} = \frac{1773}{52} = 34 \quad (63)$$

По кривой соответствующей температуре аккумуляторов, отклонение напряжения равно 85%. Если принять потерю напряжения в соединительном

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

кабеле равном 5%, то напряжение на приводах будет 80%. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах отключения составляет 80-110%. Т.е. принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Для подзарядки АКБ выбираем зарядно-подзарядное устройство типа АРН-3, которое поставляется комплектно с панелью автоматического регулирования типа ПЭХ-9045-00А2. /2/

Параметры подзарядного устройства:

$$I_{n3} = 0,15 \cdot N + I_n = 0,15 \cdot 52 + 20 = 27,8A$$

$$U_{n3} = 2,2 \cdot n_0 = 2,2 \cdot 54 = 118,8, B$$

$$P_{n3} = I_{n3} \cdot U_{n3} = 27,8 \cdot 118,8 = 3,3, кВ$$

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

8. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМЕ.

8.1. Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности позволяет:

1. Снизить тепловые потери тока и общие расходы на электроэнергию за счет повышения $\cos\varphi$;
2. Уменьшить нагрузку на элементы распределительной сети (подводящих линий, трансформаторов и распределительных устройств), тем самым продлевая их срок службы;
3. Устранить влияние высших гармоник — обеспечить повышение производительности технологического оборудования за счет снижения аварийности, связанной с нарушением работы и выходом из строя элементов сети (кабельные линии, силовые трансформаторы), микропроцессорной техники;
4. Добиться большей надежности и экономичности распределительных сетей, как результат - снизить эксплуатационные издержки;
5. Для дуговых электросталеплавильных печей сократить время цикла плавки, снизить расходы на электроды и футеровку, существенно уменьшить эффект фликера;
6. Привести в соответствие нормам ГОСТ 13109–97 «Электрическая энергия» уровень помех в виде высших гармонических составляющих, генерируемых потребителями электроэнергии в питающую их сеть.

Проводится у потребителей и направлена в первую очередь на повышение естественного $\cos\varphi$ путем замены слабонагруженных трансформаторов, асинхронных двигателей аппаратами меньшей мощности, сокращения работы на холостом ходу, для синхронных двигателей использование режима перевозбуждения и т.п. После реализации таких мероприятий рассматриваются возможности использования специальных установок для компенсации реактивной мощности. Генерация на месте потребления приводит к токовой разгрузке питающей сети и снижению потерь мощности и энергии.

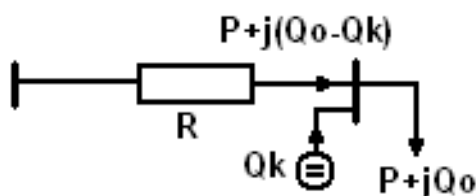


Рисунок 23

В простейшей схеме (рисунок 1.30) экономия потерь в линии составит:

									Лист
									82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.024.13 ПЗ

$$\delta P = \Delta P_0 - \Delta P = \frac{1}{U_H^2} (-Q_\kappa^2 + 2Q_\kappa Q_0) R. \quad (64)$$

Избыточная реактивная мощность может приводить к перегреву проводов и снижению габаритов, росту потерь мощности и напряжения, снижению надежности. Сегодня вводятся предельные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы наибольших нагрузок электрической сети, для потребителей, присоединенных к сетям напряжением ниже 220 кВ, которые определяются в соответствии с таблицей 1.

Таблица 38. Предельные значения коэффициента реактивной мощности

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети	$\operatorname{tg} \varphi$
напряжением 110 кВ (154 кВ)	0,5
напряжением 35 кВ (60 кВ)	0,4
напряжением 6 - 20 кВ	0,4
напряжением 0,4 кВ	0,35

Для материального стимулирования деятельности потребителей по компенсации реактивной мощности намечаются мероприятия по введению надбавок к тарифу за электроэнергию при несоблюдении нормируемых $\operatorname{tg} \varphi$.

В настоящее время для компенсации реактивной мощности широкое применение получили конденсаторные установки КРМ (УКМ58, УККРМ, АКУ), обладающие рядом преимуществ перед другими устройствами компенсации реактивной мощности:

- малые потери активной мощности;
- отсутствие вращающихся частей, подверженных механическому износу;
- невысокие капиталовложения и затраты при эксплуатации;
- отсутствие шума во время работы;
- простота в монтаже и эксплуатации.

Для компенсации могут использоваться также синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы и другие типы. Оптимальная мощность определяется технико-экономическими расчетами.

1.Повышение напряжения

Повышение уровня напряжения в сети в пределах допустимого по условиям изоляции и качества электроэнергии позволяет снизить нагрузочные токи и, как следствие, нагрузочные потери. При этом повышение напряжения на 5% уменьшает потери примерно на 9 %. Однако потери холостого хода при этом возрастают, что в сетях напряжения 500 кВ при плохой погоде бывает целесообразно снижать напряжение для уменьшения суммарных потерь.

Иногда в рамках реконструкции сетей осуществляют переход на более высокое номинальное напряжение, например, с 6 кВ на 10 кВ. Это увеличивает пропускную способность и снижает потери.

2.Регулирование числа включенных в работу трансформаторов при изменении нагрузки

На подстанциях, где число установленных трансформаторов больше одного, при снижении нагрузки выгодно менять число включенных в работу трансформаторов, а для обеспечения надежности использовать АВР.

Например, при числе трансформаторов $n = 1$ потери мощности равны

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + \Delta P_{K3} \left(\frac{S}{S_H} \right)^2, \quad (65)$$

а при двух работающих они составят

$$\Delta P = 2\Delta P_{xx} + 2\Delta P_{K3} \left(\frac{S}{2S_H} \right)^2 = 2\Delta P_{xx} + \frac{1}{2}\Delta P_{K3} \left(\frac{S}{S_H} \right)^2. \quad (66)$$

Из условия равенства потерь можно найти нагрузку подстанции с двумя трансформаторами, при которой выгодно менять число включенных в работу трансформаторов

$$S_{\text{э}} = S_H \sqrt{\frac{2\Delta P_{xx}}{\Delta P_{K3}}}. \quad (67)$$

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.024.13 ПЗ				

3.Размыкание сети

В многократно замкнутых сетях с несколькими центрами питания несогласованное регулирование напряжения в центрах питания может привести к появлению больших уравнивающих токов, что увеличивает потери и может привести к перегрузке головных участков.

Контура размыкают вблизи точек потокораздела, найденных расчетом режима по R-схеме. В точках размыкания ставят устройства АВР, что обеспечивает требуемую надежность.

Такие мероприятия широко используются в распределительных сетях 6-10 кВ городов и промышленных предприятий, а также в местных сетях 35- 110 кВ.

8.2 Компенсирующие устройства

1. Батареи статических конденсаторов (БСК) 6-220 кВ

Электроустановка, предназначенная для компенсации реактивной мощности. Конструктивно представляет собой конденсаторы, обычно соединенные по схеме «треугольник» и разделенные на несколько ступеней с разной емкостью, и устройство управления ими.

Устройство управления чаще всего способно автоматически поддерживать заданный коэффициент мощности на нужном уровне переключением числа включенных в сеть конденсаторов.

Дополнительно конденсаторная установка может содержать в себе фильтры высших гармоник.

Для безопасного обслуживания каждый конденсатор установки снабжается разрядным контуром для снятия остаточного заряда при отключении от сети.

Преимуществами конденсаторов в качестве компенсаторов реактивной мощности являются низкие потери активной мощности (порядка 0,3-0,4% Вт/ВАр), отсутствие движущихся частей и неприхотливость в обслуживании. К их недостаткам можно отнести невозможность плавной регулировки реактивного сопротивления, поскольку коммутация даёт только ступенчатое изменение суммарной ёмкости.

2. Статические тиристорные компенсаторы.

Экономический эффект внедрения СТК:

Работа технологического электрооборудования в условиях неноминальных режимных параметров питающей сети и значительной несинусоидальности

										13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							85

питающего напряжения приводит к существенному экономическому ущербу, определяемому:

1. повышением энергоёмкости производства;
2. увеличением себестоимости продукции;
3. сокращением срока службы электрооборудования;
4. снижением надежности работы.

Компенсация потребляемой реактивной мощности, снижение уровня ВГС, обеспечение постоянного уровня напряжения и снижение провалов напряжения в условиях резкопеременной несинусоидальной нагрузки позволяют обеспечить значительное повышение эффективности и экономичности эксплуатационных режимов технологического оборудования.

Регулирование реактивной мощности производится при помощи статического тиристорного компенсатора, который управляет током реакторов, компенсируя избыточную реактивную мощность конденсаторов фильтров высших гармоник.

Система управления и защиты СТК обеспечивает:

1. быструю компенсацию реактивной мощности нагрузки и поддержание регулируемого параметра;
2. выполняет защиту оборудования СТК, контроль и сигнализацию отказов;
3. может быть модифицирована под конкретные требования Заказчика.

Время реакции системы регулирования СТК на изменение регулируемого параметра составляет 5 мс для нагрузок типа ДСП и 25–100 мс для общепромышленных нагрузок и сетевых подстанций. СТК имеет уровень автоматизации, обеспечивающий его работу без постоянного присутствия персонала.

Номинальная мощность и схема СТК выбирается для конкретного объекта в зависимости от параметров системы электроснабжения, вида и мощности компенсируемой нагрузки.

Попробуем метод регулирования распределения реактивной мощности внутри системы.

$$Q = (Q_{10}=70\text{МВАр}; Q_{20}=75\text{МВАр}; Q_{30} = 45\text{МВАр})$$

$$\Delta Q_1 = 18,23 \text{ МВАр}$$

$$\Delta P_1 = 6,5\text{МВт}$$

										13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							86

Метод покоординатного спуска.

Здесь возможные направления определяются по ортам e_i (единичным векторам) осей координат. Каждая переменная x_i оптимизируется последовательно, начиная с x_1 при фиксированных значениях остальных составляющих

Поиск минимума может проводиться различными методами одномерной оптимизация.

После нахождения $x_1^{(1)}$ оптимизацию проводят по второй переменной и т.д. до последней, завершающей 1-й цикл. Аналогично проводятся последующие циклы и весь процесс.

Алгоритм на основе итеративного подбора.

$$\Delta P(Q_i) \rightarrow \Delta \min i = 1, 2, 3. \quad (68)$$

$$\Sigma Q_i - Q_{\text{нагр}} - \Delta q(Q_i) = 0. \quad (67)$$

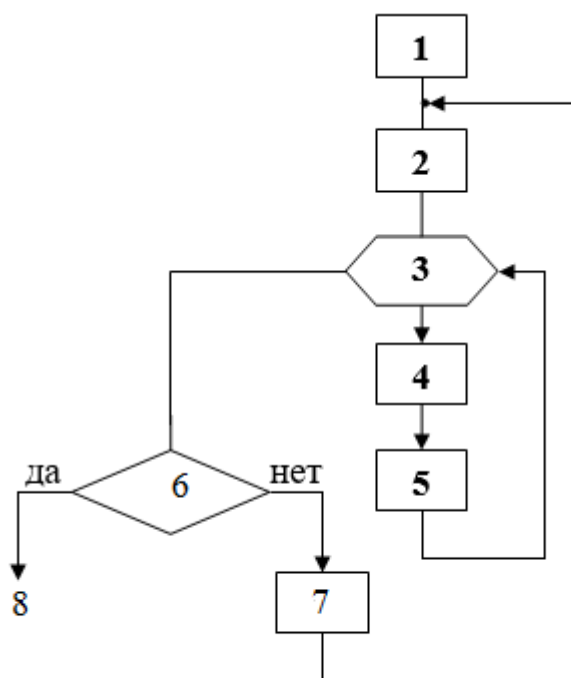


Рисунок 24. Алгоритм вычисления.

1. Исходные данные.
2. Исходные приближения (Q).
3. Цикл по источникам.
4. Оптимизация расчётов с использованием `gastr.win` в ручном решении.
5. $Q_i = Q_{\text{опт}}$.
6. $Q_1 - Q$
7. Если нет то $Q = Q_1$
8. Выход из алгоритма.

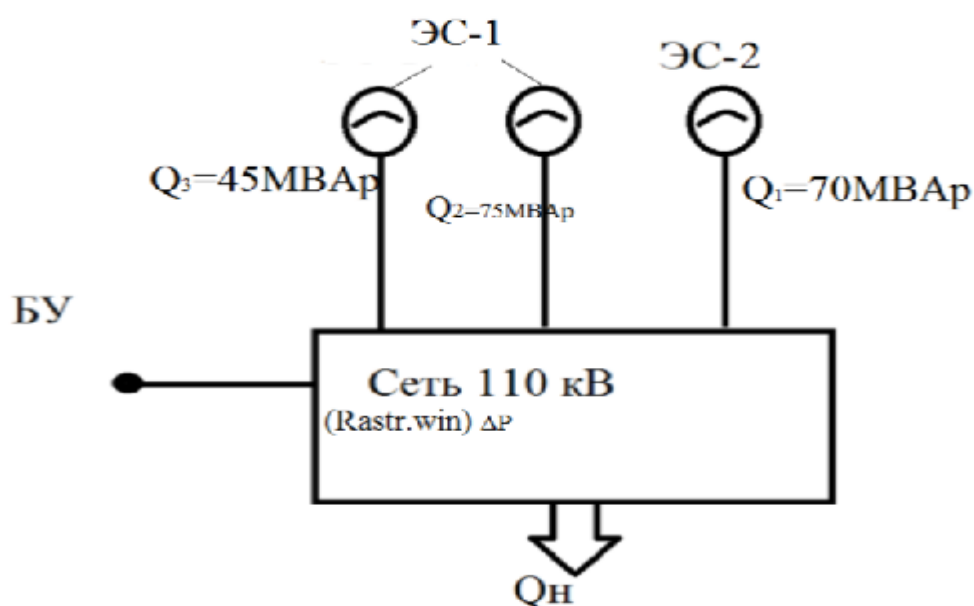


Рисунок 24 – Расчётная схема.

Составим таблицу и будем заносить в неё полученные значения.

Таблица – 39. Реактивные мощности.

Циклы	Q_1	Q_2	Q_3	ΔP
0 цикл	70	75	45	14,05
	<u>75</u>	75	45	13,54
	75	<u>80</u>	45	13,33
	75	80	<u>50</u>	13,17
$Q_{\text{опт}}$ 1 цикл	75	80	50	13,17
	<u>79</u>	80	50	12,98
	79	<u>84</u>	50	12,92
	79	84	<u>53</u>	12,93
$Q_{\text{опт}}$	79	84	50	12,92

При помощи итераций дошёл до более оптимизированного варианта и вышел из алгоритма.

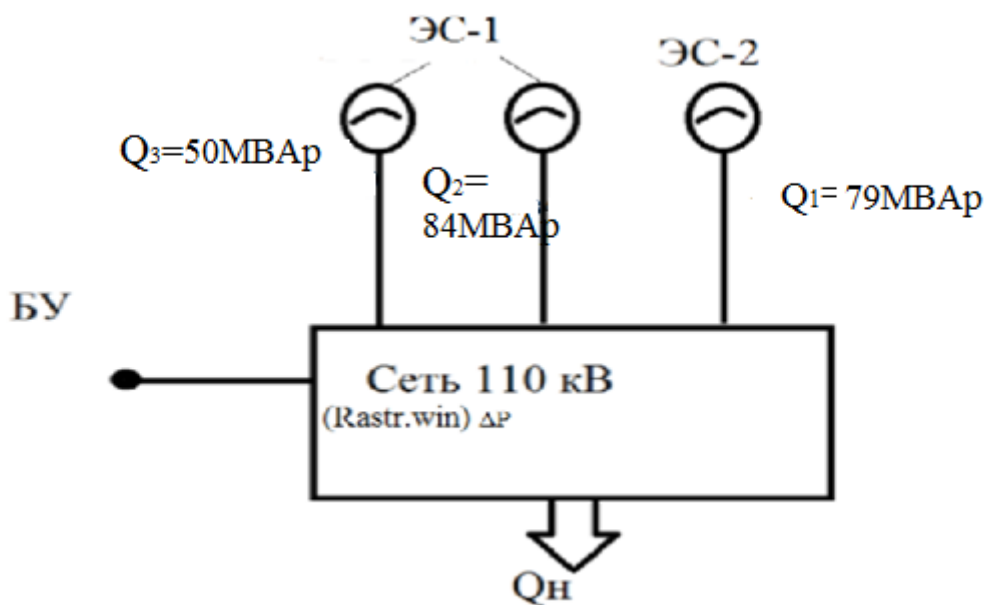


Рисунок 25 – Расчётная оптимизированная схема.

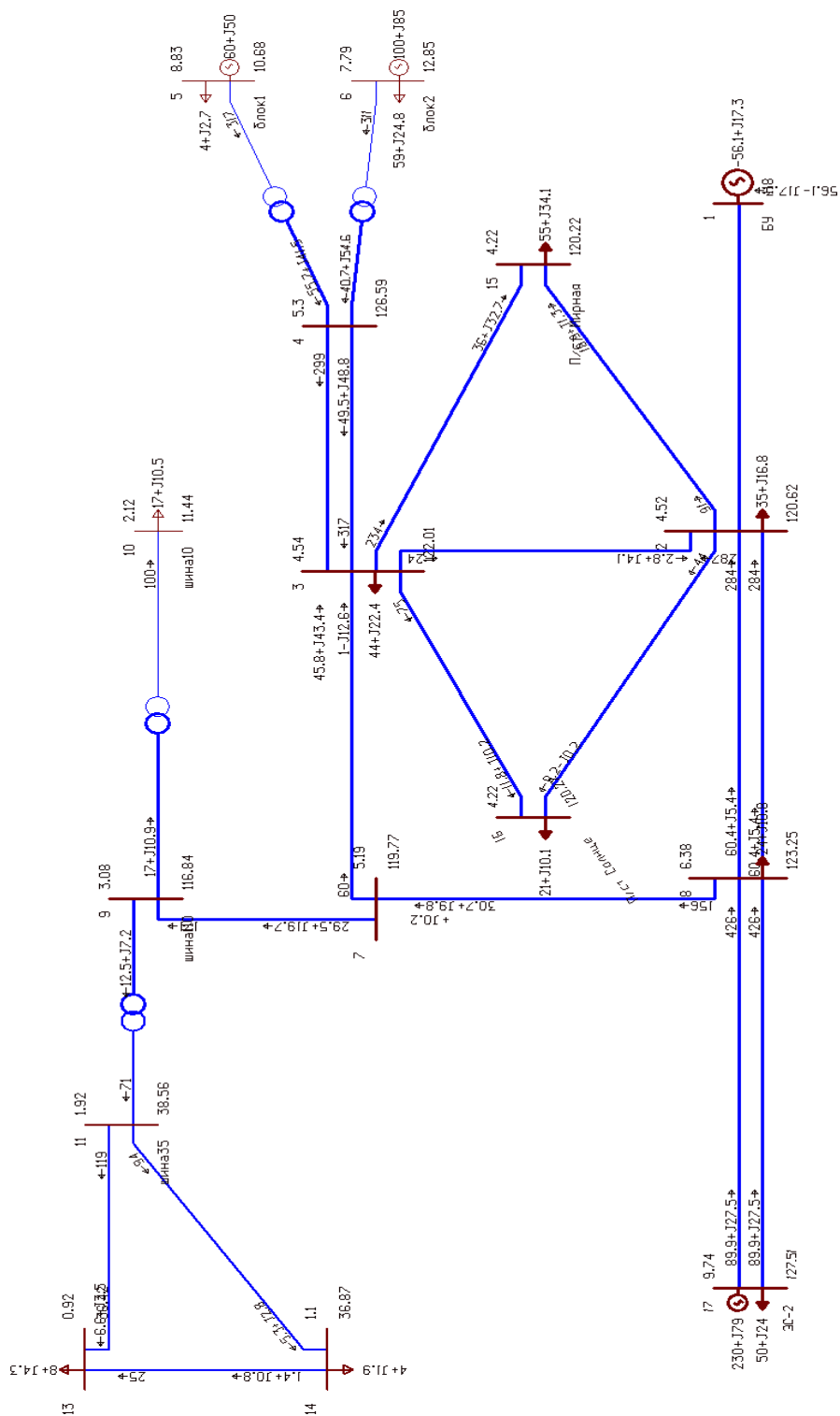


Рисунок 26 – Режим сети при оптимизированной мощности.
 Напряжения в узлах в целом соответствуют допустимым нормам.
 Использование данного режима сети вполне рационально.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены варианты развития электрической сети 110/10кВ, произведен выбор наиболее надежного и перспективного варианта. Выбор наилучшего варианта сети выполнен на основе разгрузки перегруженных линий электропередач и анализа приведенных затрат.

При разработке проекта, произведен полный расчет электрической сети, рассмотрены пики нагрузок, проанализировано состояние сети, и ее возможное развитие. Опоры унифицированные. Спроектированная линия электропередач позволила нам поднять надежность всей системы. В последующем новая линия разгрузила перегруженную, тем самым улучшила как экономические показатели, так и увеличила надежность всей системы.

Выполнен выбор оборудования и разработано конструктивное выполнение для новой подстанции .

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок: Издательство НЦ ЭНАС, 1999
- 2 ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки/ И.Д. Воеводин, О.И. Сисуненко, Б.С. Тимченко, 1985
- 3 Справочник по проектированию электрических сетей/ Под редакцией Д.Л.Файбисовича. – М.:Издательство НЦ ЭНАС, 2006. – 320с.
- 4 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.- 3-е изд.-М.: Энергоатомиздат, 1987
- 5 Подъячев В.Н., Евтушенко В.А. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения. – Энергосетьпроект, 1993
- 6 Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию.- Челябинск: ЮУрГУ, 2002
- 7 Гайсаров Р.В., Коржов А.В., Лежнева Л.А., Лисовская И.Т. Проектирование электрических станций и подстанций: Методические указания к курсовому проекту.- Челябинск: ЮУрГУ, 2005
- 8 Булатов Б. Г. Оптимизация режимов энергосистем. Методические указания к специальному вопросу. Челябинск :2012.

					13.03.02.2017.024.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92