

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, должность

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

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

Расчет установившихся режимов сети с подключением новой подстанции 110/10

кВ

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02. 2017. 13–187–1413. ВКР

(код направления, год, номер студенческого)

Консультант, должность

/_____/_____
«_____» _____ 20____ г.

Руководитель, должность

_____/ Ю.В. Коровин /_____
«_____» _____ 20____ г.

Консультант, должность

/_____/_____
«_____» _____ 20____ г.

Автор

студент группы П – 471

_____/ Д.К. Чадин /_____
«_____» _____ 20____ г.

Консультант, должность

/_____/_____
«_____» _____ 20____ г.

Нормоконтролер, должность

_____/ Ю.В. Коровин /_____
«_____» _____ 20____ г.

Челябинск 2017

АННОТАЦИЯ

Чадин Д.К. «Расчет установившихся режимов сети с подключением новой подстанции 110/10 кВ»,– Челябинск: ЮУрГУ, П – 471, 101 с., 37 табл., 30 рис., библиогр. список – 16наим.

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, обозначены объект, предмет исследования, а также 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, установлена телеметрия и устройства защиты, отвечающие высоким показателям надежности. Рассмотрена защита подстанции от перенапряжений, как набегающих, так и вызванных прямым ударом молнии.

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

При выполнении работы были использованы: RastrWin, Microsoft Word, Visio, MathType, Mathcad, Networks, FlashProt.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОГЛАВЛЕНИЕ:

ОГЛАВЛЕНИЕ:.....	9
ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	13
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА	14
2.1 Баланс активных и реактивных мощностей.....	14
2.1.1 Баланс активных мощностей	14
2.1.2 Баланс реактивных мощностей	15
2.1.3 Анализ работы автотрансформаторов, установленных в системе, на соответствие передаваемой мощности	16
2.1.4 Параметр схемы замещения линий сети	18
3 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	20
3.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети	20
3.2 Выбор количества и мощности трансформаторов	20
3.3 Выбор сечения проводов.....	21
3.4 Шесть вариантов развития схемы электрической сети и их сравнение	22
3.4.1 Вариант 1, Рисунок 2 – Подключение подстанции 32 двумя двухцепными линиями	23
3.4.2 Вариант 2, Рисунок 3 – Подключение подстанции 32 к подстанции 11 одной двухцепной линией.....	25
3.4.3 Вариант 3, Рисунок 4 – Подключен подстанции 32 к подстанции 15 одной двухцепной линией.....	27
3.4.4 Вариант 4, Рисунок 5 – Подключение подстанции 32 к подстанциям 11 и 15 одноцепными линиями.....	29
4 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	31
5 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НА ЭВМ. ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА	34

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

5.1	Расчет максимального режима работы электрической сети	34
5.2	Расчет минимального режима работы электрической сети	37
5.3	Расчет послеаварийного режима работы электрической сети	39
6	ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ	43
7	ПРОЕКТИРОВАНИЕ НОВОЙ ПОДСТАЦИИ	45
8	РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ	46
8.1	Выбор схемы соединений основного оборудования.....	46
8.2	Распределение потоков мощности	47
8.3	Выбор трансформаторов	48
8.4	Расчет токов линий электропередач	48
9	РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ	51
9.1	Выбор схем распределительных устройств.	51
9.1.1	Распределительное устройство ВН.....	51
9.2	Распределительное устройство НН.....	56
9.3	Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах	57
9.4	Расчет токов короткого замыкания	58
9.5	Ограничение токов короткого замыкания.....	60
9.6	Выбор коммутирующих аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений	60
9.6.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН.....	60
9.6.2	Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН.....	62
9.6.3	Выбор средств измерения и контроля	64
9.6.4	Выбор трансформаторов тока на стороне НН	65
9.6.5	Выбор трансформаторов тока на стороне ВН.....	69
9.6.6	Выбор трансформаторов напряжения на шинах 10 кВ.....	72
9.6.7	Выбор трансформаторов напряжения на рабочих шинах 110кВ.....	74
9.6.8	Выбор токоведущих частей распределительного устройства НН.....	75
9.6.9	Выбор токоведущих частей распределительногоустройства 110 кВ	76
9.6.10	Выбор изоляторов	79
10	ВЫБОР СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД	81

10.1	Определение мощности собственных нужд	81
10.2	Выбор трансформатора собственных нужд	82
10.3	Схема питания потребителей собственных нужд подстанции	83
11	ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ	84
12	РАСЧЕТ ГРОЗОЗАЩИТЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	89
12.1	Установка молниеотводов на подстанции	89
12.1.1	Влияние высоты МО на их минимально необходимое количество при степени защищенности 0,9.	90
12.1.2	Влияние высоты МО на их минимально необходимое количество при увеличении их высоты.	91
12.1.3	Влияние высоты МО на их минимально необходимое количество при увеличении степени защищенности до 0,99.....	92
12.1.4	Влияние высоты МО на их минимально необходимое количество при увеличении степени защищенности до 0,99.....	93
12.2	Проведем оптимизацию для степени защищенности 0,99.....	95
12.3	Проверка подстанции на грозоупорность.....	97
12.4	Выбор ограничителей перенапряжения	98
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	102

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность выпускной квалификационной работы: Из-за роста нагрузок, обуславливаемого в первую очередь увеличением количества промышленных предприятий и подключением других потребителей электроэнергии, возникает необходимость соответствующего развития электрических сетей 110–500 кВ.

Износ значительной части оборудования энергетического хозяйства, его несоответствие современным режимам работы, пагубное влияние человеческого фактора, все это ведет к нарушению нормального рабочего процесса энергосистем, ухудшению качества электроэнергии, надежности, безопасности электроснабжения, а в следствии и к новым убыткам. Все это предполагает применение новых технологий в электроснабжении, инженерных решений.

Развитие системообразующей электрической сети 110–500 кВ энергосистемы должно производиться с учётом перспективного увеличения нагрузок отдельных потребителей всей энергосистемы, т. е. таким образом, чтобы обеспечивалась её устойчивость и работоспособность во всех режимах. Это означает, что параметры ветвей (токи, мощности) не должны превышать допустимых значений, а параметры узлов (напряжения) должны лежать в допустимых пределах, обеспечивающих нормальную работу изоляции и экономичную работу потребителей.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается перспектива развития электрической сети промышленной электросети.

Объект исследования: Развитие электрической сети промышленной электросети .

Предмет исследования: расчет и анализ режимов сети.

Задачи:

1. Проанализировать варианты развития энергосистемы.
2. Выбрать наиболее подходящий вариант по определенным критериям.
3. Разработать п/ст 110/10 кВ энерго-коксового завода.
4. Спроектировать для данной п/ст защиту от перенапряжений.

					<i>13.03.02.2017.187.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

2.1 Баланс активных и реактивных мощностей

2.1.1 Баланс активных мощностей

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, т.е по активным мощностям при неизменной частоте записывается как:

$$\sum P_r = \sum P_n \quad (1)$$

где $\sum P_r$ – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_n$ – суммарное потребление мощности.

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum P_n$, собственных нужд электрических станций $\sum P_{сн}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_l$ и трансформаторах $\sum \Delta P_T$:

$$\sum P_n = \sum P_n + \sum P_{сн} + \sum \Delta P_l + \sum \Delta P_T \quad (2)$$

Суммарные потери активной мощности в линиях примем 2...3 %, в трансформаторах – 1.2...1.5 % от мощности нагрузок, расход активной мощности на собственные нужды примем от 4...8 % от установленной мощности генераторов электростанции.

Так как в данной сети генераторы отсутствуют и всю мощность берется из базисного узла, то расход на собственные нужды равен нулю:

$$\sum P_{сн} = 0 \text{ (МВт)}$$

Потери в трансформаторах учитываются только для тех подстанций, где нагрузки заданы со стороны шин НН.

Используя формулу (2) определим потребляемую мощность:

$$\sum P_n = 342 + 0 + 6,84 + 4,104 = 352,944 \text{ (МВт)}$$

									Лист
									14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.187.00 ПЗ				

Т.к. на данном участке у нас отсутствуют генераторы, вырабатывающую энергию, генерируемая активная мощность электростанций равняется нулю:

$$\sum P_{Г} = 0 \text{ (МВт)}$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой либо потребляемой балансирующим узлом:

$$P_{с} = \sum P_{Г} - \sum P_{п} \quad (3)$$

$$P_{с} = 0 - 352,944 = -352,944 \text{ (МВт)}$$

2.1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_{Г} + \sum Q_{з} \pm Q_{ку} \pm Q_{с} = \sum Q_{п} \quad (4)$$

где $\sum Q_{Г}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального; $\sum Q_{з}$ – мощность, генерируемая линиями; $Q_{ку}$ – реактивная мощность компенсирующих устройств; $Q_{с}$ – величина обменной реактивной мощности, определяется заданным договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $\text{tg}\varphi_{с}$.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum Q_{п}$, собственных нужд электрических станций $\sum Q_{сн}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta Q_{л}$, и трансформаторах $\sum \Delta Q_{т}$:

$$\sum Q_{п} = \sum Q_{н} + \sum Q_{сн} + \sum \Delta Q_{л} + \sum \Delta Q_{т} \quad (5)$$

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 1...2 % при 35 кВ, 4...6 % при 110 кВ, 10...15 % при 220 кВ, 25...35% при 500 кВ от модуля полной передаваемой мощности по линии. Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют 5...9 % от полной мощности проходящей через трансформатор.

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.187.00 ПЗ				

Так как в данной сети генераторы отсутствуют и всю мощность берется из базисного узла, то расход на собственные нужды равен нулю:

$$\sum Q_{сн} = 0(\text{МВар})$$

Используя формулу (5) найдем величину потребляемой реактивной мощности:

$$\sum Q_{п} = 208 + 0 + 145,9 + 20,822 = 374,722(\text{МВар})$$

Величину реактивной мощности $Q_{г}$, поступающую от электростанции, определяют по коэффициенту мощности генераторов, который принимается не ниже номинального. Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями $Q_{з}$, приблизительно можно брать: для одноцепных линий 110 кВ – 30 кВар/км, для 220 кВ – 120 кВар/км, для 500 кВ – 800 кВар/км.

Генераторы отсутствуют, реактивная мощность генераторов равна нулю:

$$\sum Q_{ген} = 0 (\text{МВар})$$

Для определения величины реактивной мощности воспользуемся формулой:

$$\sum Q_{г} = \sum Q_{ген} + \sum Q_{з} \quad (6)$$

$$\sum Q_{г} = 0 + 83,64 = 83,64 \text{ МВар.}$$

Итогом расчета баланса реактивной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой либо потребляемой балансирующим узлом:

$$Q_{с} = \sum Q_{г} - \sum Q_{п} \quad (7)$$

$$Q_{с} = 83,647 - 374,722 = -291,082 (\text{МВар})$$

2.1.3 Анализ работы автотрансформаторов, установленных в системе, на соответствие передаваемой мощности

Проведем проверку автотрансформаторов по передаваемой мощности и проанализируем необходимость в их замене.

					<i>13.03.02.2017.187.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

П/ст 24:

В исходных данных на п/ст 24 установлены два автотрансформатора АТДЦТН–2500000/500/110 . В целях повышения надежности следует учесть, что в случае выхода из строя одного из автотрансформаторов, второй должен обеспечивать передачу всей необходимой мощности с учетом аварийной перегрузки:

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п.ав.}}, \quad (8)$$

где $k_{\text{пав}}$ – расчетный коэффициент аварийной перегрузки автотрансформаторов (при проектировании принимается равным 1,4). При условии, что длительность максимума нагрузки не превышает 6 часов в сутки, а начальная загрузка автотрансформатора была не более 93%, перегрузка допустима в течение 5 суток:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{мах}} \cdot 0,7 \quad (9)$$

Таким образом:

$$S_{\text{ном}} = 0,7 \cdot S_{\text{п/ст30}} = 0,7 \cdot (190,8 + j107,7) = 153,37 \text{ (МВА)}$$

Согласно условию (9), автотрансформаторы АТДЦТН–2500000/500/110 удовлетворяет требованиям, менять их необходимости нет.

П/ст 15:

Номинальная мощность автотрансформатора должна превышать максимум передаваемой мощности:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{мах}} \quad (10)$$

$$S_{\text{мах}} = S_{\text{п/ст16}} = 113,2 + j75,6 = 136,12 \text{ (МВА)} \quad (11)$$

Из расчета видно, что автотрансформатор АТДЦТН–2500000/500/110 удовлетворяет требованиям, менять его необходимости нет.

Параметры выбранных автотрансформаторов представлены в таблице 5.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5 – Параметры трансформаторов

Тип	S _{ном} , МВА	ΔP _x , кВт	ΔQ _x , кВАр	R _T , Ом			X _T , Ом		
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
АТДЦТН– 2500000/500/110	250	140	750	1,34	1,34	3,35	137,5	0	192,5

2.1.4 Параметр схемы замещения линий сети

Найдем параметры линий схемы замещения электрической сети.

Параметры ЛЭП определяются по формулам:

Активное сопротивление:

$$R_{Л} = \frac{r_0 \cdot l}{n} \quad (12)$$

Индуктивное сопротивление:

$$X_{Л} = \frac{x_0 \cdot l}{n} \quad (13)$$

Емкостная проводимость:

$$B_{Л} = b_0 \cdot l \cdot n \quad (14)$$

Зарядная мощность:

$$Q_{зар} = B_{Л} \cdot U^2 \quad (15)$$

В сети классом напряжения 35 кВ потери на корону и зарядная мощность не учитываются.

Значения полученных параметров представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры ЛЭП

№	Тип АС	Нач.– Кон.	L, км	n	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	B ₀ , См/км	R _л , Ом	X _л , Ом	B _л · 10 ⁻⁶ , См	Q _{зар} МВар
1	150/24	1–2	28,23	1	0,204	0,420	2,707	5,76	11,86	46,4	0,56
2	150/24	2–3	3,24	1	0,204	0,420	2,707	0,66	1,36	8,7	0,11
3	150/24	3–4	13,9	1	0,204	0,420	2,707	2,84	5,84	37,6	0,45
4	150/24	3–4	13,9	1	0,204	0,420	2,707	2,84	5,84	37,6	0,45
5	150/24	1–4	27,7	1	0,204	0,420	2,707	5,65	11,63	75,0	0,91
6	150/24	1–7	6,52	1	0,204	0,420	2,707	1,33	2,74	17,6	0,21
7	150/24	1–8	6,52	1	0,204	0,420	2,707	1,33	2,73	17,6	0,21
8	150/24	8–10	12,7	1	0,204	0,420	2,707	2,59	5,33	34,4	0,42
9	150/24	10–11	3,48	1	0,204	0,420	2,707	0,71	1,47	9,5	0,11
10	150/24	7–11	16,61	1	0,204	0,420	2,707	3,39	6,97	44,9	0,54
11	150/24	1–5	0	1	0,204	0,420	2,707	–	–	–	–
12	150/24	1–5	0	1	0,204	0,420	2,707	–	–	–	–
13	150/24	5–6	0	1	0,204	0,420	2,707	–	–	–	–
14	150/24	5–6	0	1	0,204	0,420	2,707	–	–	–	–
15	150/24	11–12	4,85	1	0,204	0,420	2,707	0,99	2,04	13,1	0,16
16	185/43	11–17	0	1	0,159	0,413	2,747	–	–	–	–
17	185/43	11–17	0	1	0,159	0,413	2,747	–	–	–	–
18	150/24	7–9	0	1	0,204	0,420	2,707	–	–	–	–
19	150/24	8–9	0	1	0,204	0,420	2,707	–	–	–	–
20	185/43	15–17	8,49	1	0,159	0,413	2,747	1,35	3,51	23,4	0,28
21	185/43	15–17	8,49	1	0,159	0,413	2,747	1,35	3,51	23,4	0,28
22	150/24	14–15	9,61	1	0,204	0,420	2,707	1,96	4,03	26,0	0,31
23	150/24	14–15	9,61	1	0,204	0,420	2,707	1,96	4,03	26,0	0,31
24	150/24	13–14	0	1	0,204	0,420	2,707	–	–	–	–
25	150/24	12–13	14,75	1	0,204	0,420	2,707	3,01	6,20	39,9	0,48
26	70/11	13–31	15,6	1	0,422	0,444	2,547	6,58	6,93	39,7	0,48
27	150/24	14–19	18,0	1	0,204	0,420	2,707	3,67	7,56	48,7	0,59
28	150/24	19–20	0	1	0,204	0,420	2,707	–	–	–	–
29	150/24	4–20	33,8	1	0,204	0,420	2,707	6,9	14,2	91,5	1,11
30	150/24	20–21	0,3	1	0,204	0,420	2,707	0,06	0,13	0,8	0,01
31	150/24	21–22	17,2	1	0,204	0,420	2,707	3,51	7,22	46,6	0,56
32	150/24	4–22	15,2	1	0,204	0,420	2,707	3,10	6,38	41,1	0,50
33	240/39	4–23	32,3	1	0,118	0,405	2,808	3,81	13,08	90,7	1,10
34	240/39	23–24	6,1	1	0,118	0,405	2,808	0,72	2,47	17,1	0,21
35	240/39	4–24	38	1	0,118	0,405	2,808	4,48	15,39	106,7	1,30
36	240/39	4–25	0	1	0,118	0,405	2,808	–	–	–	–
37	240/39	4–25	0	1	0,118	0,405	2,808	–	–	–	–
38	240/39	25–27	55,2	1	0,118	0,405	2,808	6,51	22,36	155,0	1,88
39	240/39	25–27	55,2	1	0,118	0,405	2,808	6,51	22,36	155,0	1,88
40	240/39	24–27	0	1	0,118	0,405	2,808	–	–	–	–
41	240/39	24–27	0	1	0,118	0,405	2,808	–	–	–	–
42	150/24	26–27	2,2	1	0,204	0,420	2,707	0,45	0,92	6,0	0,07
43	150/24	26–27	2,2	1	0,204	0,420	2,707	0,45	0,92	6,0	0,07
44	150/24	24–28	15,8	1	0,204	0,420	2,707	3,22	6,64	42,8	0,52
45	150/24	24–28	15,5	1	0,204	0,420	2,707	3,22	6,64	42,8	0,52
46	95/16	28–29	1	1	0,301	0,434	2,611	0,30	0,43	2,6	0,03
47	95/16	28–29	1	1	0,301	0,434	2,611	0,30	0,43	2,6	0,03
48	3×500	16–30	85,8	1	0,0197	0,304	3,645	1,69	26,08	312,74	78,19

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

19

3 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети

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

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (16)$$

где $U_{\text{экПП}}$ – наилучшее напряжение проектируемой подстанции, кВ;

L – длина линии, км;

P – передаваемая мощность на одну цепь, МВт.

П/ст 32:

$$U_{\text{эк32}'} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{42}}} = 94,15 \text{ (кВ)}$$

$$U_{\text{эк32}'} = 133,687 \text{ (кВ)}$$

Выбираем для п/ст 32 $U_{\text{ном}}=110$ кВ.

3.2 Выбор количества и мощности трансформаторов

Выбор количества и мощности трансформаторов является сложной задачей, при решении которой необходимо учитывать надежность электроснабжения, допустимые систематические перегрузки трансформатора и т.д. К п/ст 32 подключается потребитель второй категории, перерыв электроснабжения которого приведет к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

На п/ст 32 устанавливаем два трансформатора ТДН–10000/110. Должно выполняться условие:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{мах}} \cdot 0,7 \quad (17)$$

Таким образом:

$$S_{\text{мах}} = 0,7 \cdot S_{\text{п/ст32}} = 0,7 \cdot 14 = 9,8 \text{ (МВА)}$$

Передаваемая мощность равна 14 МВА, а суммарная номинальная мощность двух трансформаторов равняется 20 МВА. Следовательно, данный трансформатор удовлетворяет условию (17).

Таблица 7 – Параметры трансформатора ТДН–10000/110.

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	$P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$u_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{х}}, \%$
ТДН–10000/110	10	115	10,5	14	60	10,5	0,7

3.3 Выбор сечения проводов

Выбор экономических сечений проводов является одной из важнейших задач проектирования и сооружения электрических сетей, т.к. связан со значительными капиталовложениями, основными расходами проводниковых материалов, потерями мощности и электроэнергии в системах.

Для определения сечения проектируемой линии электропередачи используем формулу:

$$F = \frac{I_p}{j_k} \quad (18)$$

где j_k – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²;

I_p – расчетный ток линии при ее эксплуатации, А.

Расчетный ток протекающий по линии при ее эксплуатации находится как:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (19)$$

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

П/ст 32:

$$I_p = \frac{14}{\sqrt{3} \cdot 110} = 75 \text{ (A)}$$

$$F = \frac{75}{1} = 75 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Выбираем провод марки АС 120/19, количество цепей 2. Это связано с тем, что через п/ст 32 будет проходить транзитная мощность, из-за которой по линии будет протекать дополнительный ток, а так же из условий надежности.

3.4 Шесть вариантов развития схемы электрической сети и их сравнение

Расчет режимов сети проведем с помощью ЭВМ в программе RastrWin3 . Рассмотрим 4 варианта развития схемы, учитывая достоинства и недостатки каждой из схем, сравним их и выберем наиболее целесообразный вариант развития.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

3.4.1 Вариант 1, Рисунок 2 – Подключение подстанции 32 двумя двухцепными линиями

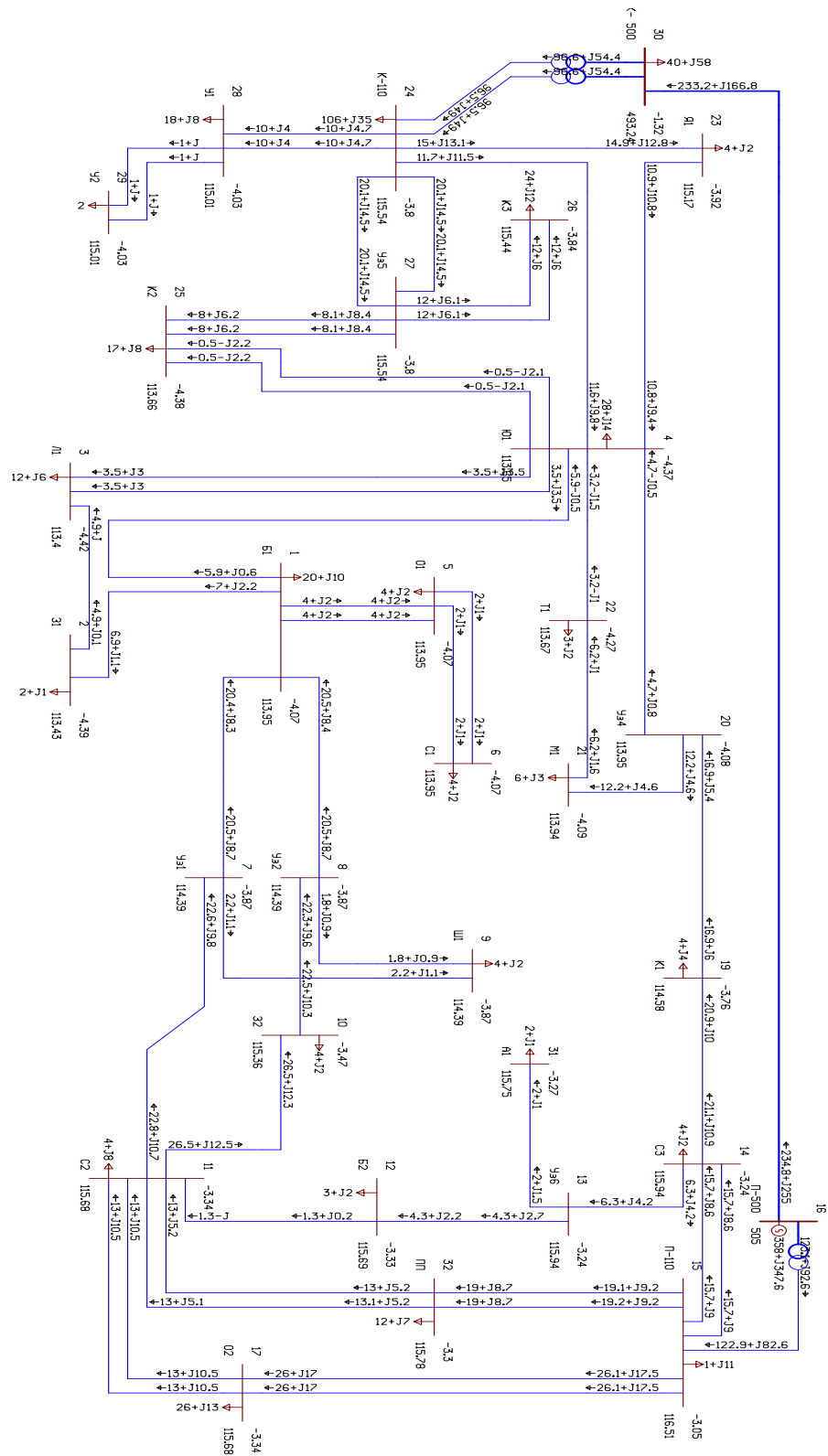


Рисунок 2 – Первый вариант развития сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

23

Достоинства:

- Установка 2 трансформаторов и 2 двухцепных линий длиной 10 и 2 км.
- Новые линии разгрузили ранее перегруженные 20 и 21 линии. Теперь по обеим линиям протекает желаемый ток.
- Повысилась надежность системы.
- Максимальное отклонение напряжение менее 5%.
- Все токи на линиях удовлетворяют условиям экономической плотности.
- Возможность дальнейшего развития.

Недостатки:

- Потери реактивной мощности из сети 132,6 МВар.
- Лишние затраты на новые возведение ВЛ.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.4.2 Вариант 2, Рисунок 3 – Подключение подстанции 32 к подстанции 11 одной двухцепной линией

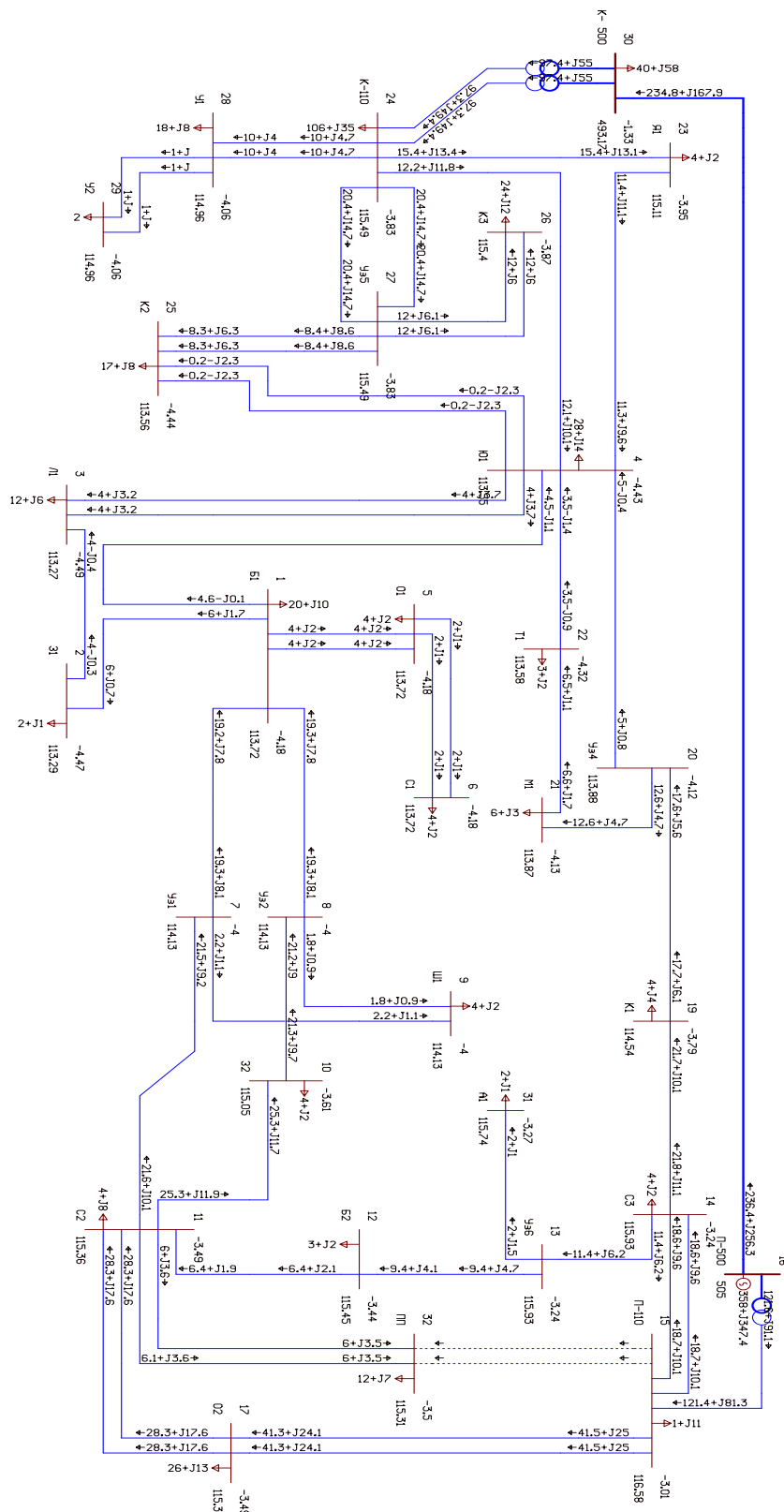


Рисунок 3 – Второй вариант развития сети

Достоинства:

- Уменьшение стоимости из-за уменьшения длины линии.
- Отклонение напряжения в пределах 5%.

Недостатки:

- Установка одной двухцепной линии.
- По линиям 20 и 21 протекает нежелательный ток – 240А, когда желаемые токи для данных линий равны – 185А.
- Уменьшение надежности из-за подключения к одному источнику.
- Потери реактивной мощности из сети 132,4 МВар.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.4.3 Вариант 3, Рисунок 4 – Подключен подстанции 32 к подстанции 15 одной двухцепной линией

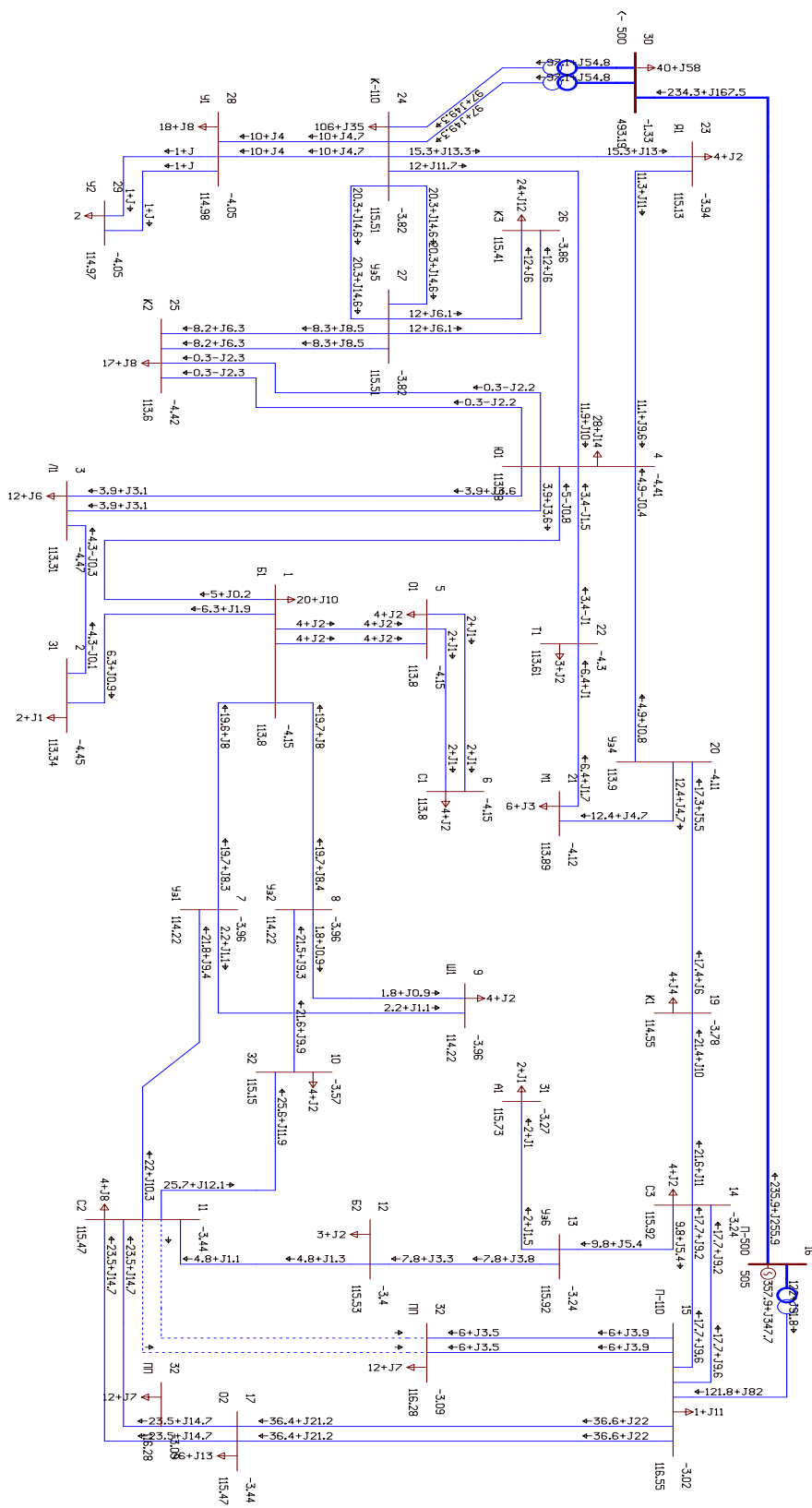


Рисунок 4 – Третий вариант развития сети

Достоинства:

- Меньшие затраты на возведение новых ЛЭП.
- Отклонение напряжения в пределах 5%.

Недостатки:

- Установка одной двухцепной линии.
- По линиям 20 и 21 протекают нежелательные токи 212А.
- Уменьшение надежности из-за подключения к одному источнику.
- Потери реактивной мощности из сети 132,7 МВар.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.4.4 Вариант 4, Рисунок 5 – Подключение подстанции 32 к подстанциям 11 и 15 одноцепными линиями.

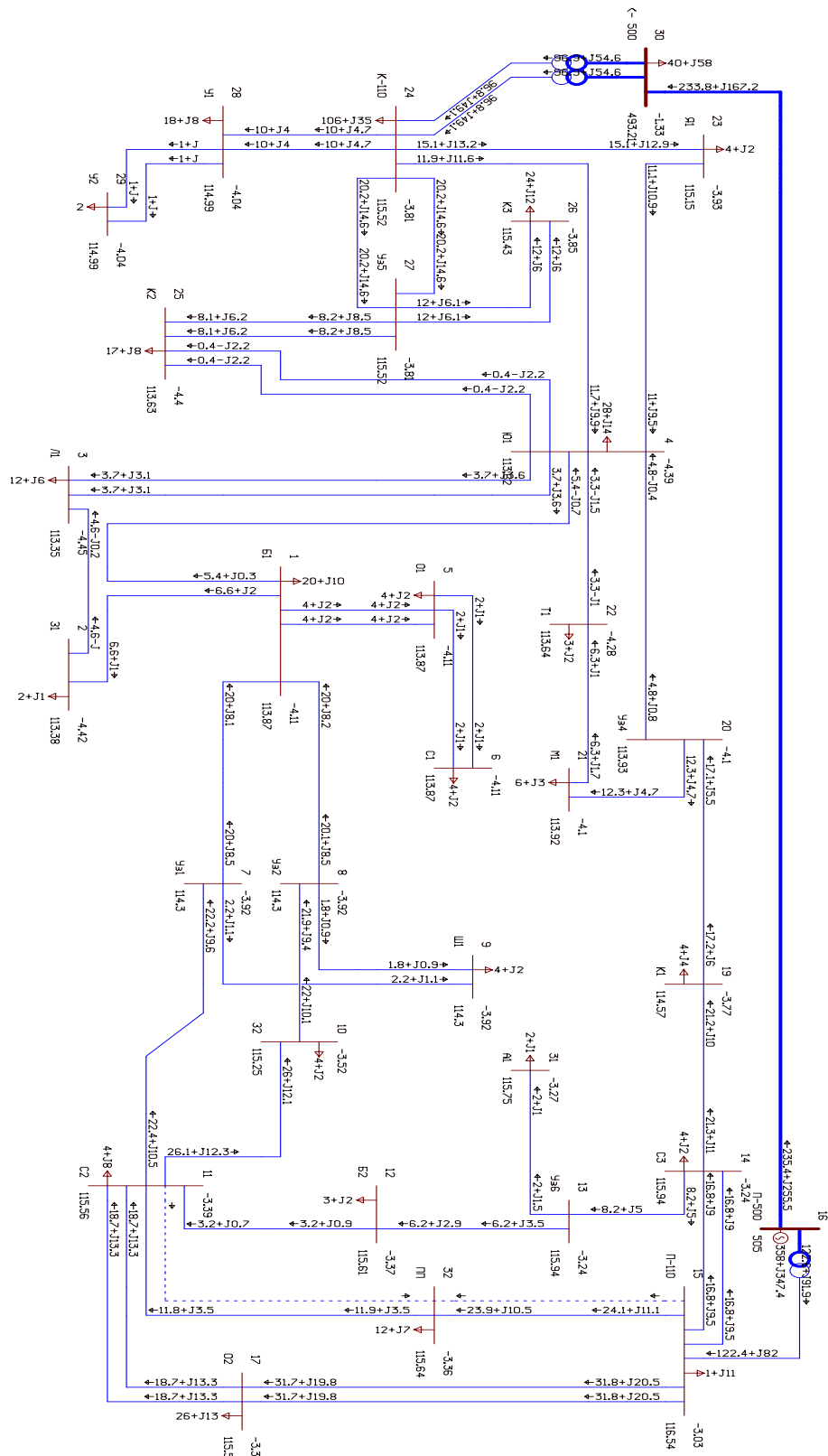


Рисунок 5 – Четвертый вариант развития сети.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

29

Достоинства:

- Питание от двух источников.
- На линиях 20 и 21 токи снизились до желаемых 187А.
- Отклонение напряжения в пределах 5%.
- Меньшие затраты на провода.

Недостатки:

- Две одноцепные линии.
- Снижена надежность.
- Потери реактивной мощности из сети 132,6 МВар.

Проанализировав достоинства и недостатки рассмотренных вариантов, можно сделать вывод: перспективным вариантом развития схемы электросети является первый вариант.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического приведения вариантов схем и параметров сети путем оценки их эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат с учетом, что сравниваемые варианты обеспечивают требуемый энергетический эффект.

В условиях плановой экономики технико-экономические показатели объектов электроэнергетики оценивались по формуле приведенных затрат:

$$З = \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} (K_t + N_t)(1 + E_{\text{н.п}})^{1-t}, \quad (20)$$

где Z – сумма дисконтных затрат;

K_t – капитальные затраты в год t ;

N_t – эксплуатационные издержки в год t ;

$E_{\text{н.п}}$ – норма дисконта принимаемая 0.08;

t – текущие годы строительства и эксплуатации объекта;

$T_{\text{расч}}$ – срок службы объекта.

Определим капитальные затраты для варианта 1 используя справочник по проектированию электрических сетей Файбисовича. Для этого нужно знать затраты на вырубку просеки, таблице 10, затраты на строительство линий на стальных опорах, таблицу 11, затраты на строительство подстанции и затраты на ячейку трансформаторов.

Затраты на строительство подстанции:

В данном варианте строится одна подстанции п/ст 110/10. Используя справочник Файбисовича определили, что строительство п/ст данного типа составляет 69000 тыс.руб:

$$\sum K_{\text{тсп}} = K_{\text{тсп}} \cdot 1 \quad (21)$$

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$\sum K_{\text{тсп вар1}} = 69000 \cdot 1 = 69000 \text{ (тыс.руб.)}$$

Затраты на ячейку трансформаторов, тыс.руб:

В данном варианте развития сети не применяются трансформаторы на линиях, так что стоимость принимаем равной нулю:

$$\sum K_{\text{тг вар1}} = 0 \text{ (тыс.руб.)}$$

Затраты на вырубку просеки находятся по формуле:

$$\sum K_{\text{тзв}} = K_{\text{тзв}_{35-110}} \cdot \sum l \quad (22)$$

$$\sum K_{\text{тзв вар1}} = 95 \cdot (10 + 2) = 1140 \text{ (тыс.руб.)};$$

Таблица 8– Затраты на вырубку просеки при строительстве линий.

Наименование работ	Напряжение ВЛ, кВ	
	35–110	220
Вырубка просеки, тыс.руб./км	95	110

Затраты на строительство линий на стальных опорах представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Базисные показатели стоимости ВЛ 35–220 кВ переменного тока на стальных опорах(цены 2000 г.)

Напряжение, кВ	Характеристика промежуточных опор	АС сечением, шт×мм ²	Количество цепей на опоре, шт	Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс.руб./км
110	Свободностоящие	До 150	1	1050
			2	1280
	Свободностоящие	185–240	1	1100
			2	1600
220	Свободностоящие	300	1	1310
			2	2195
	Свободностоящие	400	1	1470
			2	2420

Затраты на строительство линий определяются по формуле:

$$\sum K_{\text{тсл}} = K_{\text{тсл}_{110}} \cdot \sum 1 \quad (23)$$

$$\sum K_{\text{тсл}_{\text{вар}1}} = 1280(2 + 10) = 15360(\text{тыс.руб.});$$

Эксплуатационные издержки определяются как:

$$N_t = \sum_{i=1}^n K_{ti} \cdot (k_{\text{рем}} + k_{\text{обс}}), \quad (24)$$

где $k_{\text{рем}}$ – процент отчисляемый на ремонты от капитальных затрат;

$k_{\text{обс}}$ – процент отчисляемый на обслуживание оборудования от капитальных затрат.

Данные коэффициенты определяются по справочнику Фейбисовича. Для ВЛ 35 кВ и выше на стальных опорах коэффициент издержек равен 0,8; для трансформаторов возьмем 5,9.

$T_{\text{расч}}$ принимаем равным 10 годам.

По формуле (20) определим приведенные затраты для варианта 1:

$$Z_{\text{вар}1} = \sum_{t=1}^{10} (1140 + 15360(1 + 0.8) + 0 \cdot (1 + 5.9) + 69000)(1 + 0.1)^{1-t} = 60720(\text{тыс.руб});$$

Данный вариант развития электрической сети является выгодным.

5 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НА ЭВМ. ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА

Состояние электрической сети в любой момент времени называется режимом сети и характеризуется следующими параметрами режима: активной и реактивной мощностями в элементах сети; напряжением у потребителя и в узловых точках сети; величиной токов, протекающих по участкам сети; углами расхождения векторов ЭДС и напряжений; потерями мощности и падениями напряжения в элементах сети.

Задача расчета режима заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители. По результатам расчета оценивается экономичность работы сети, предлагаются эффективные способы снижения потерь энергии, устанавливаются уровни напряжения на подстанциях и мероприятия по поддержанию их в допустимых пределах.

Характер режима сети определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных п/ст, режима работы генерирующих источников, условиями обмена мощностями рассматриваемой энергосистемы с соседними.

Рассмотрим следующие характерные нормальные режимы:

- Режим максимальных нагрузок;
- Режим минимальных нагрузок;
- Наиболее тяжелый послеаварийный режим.

5.1 Расчет максимального режима работы электрической сети

Данный режим характеризуется наибольшим потреблением электроэнергии.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

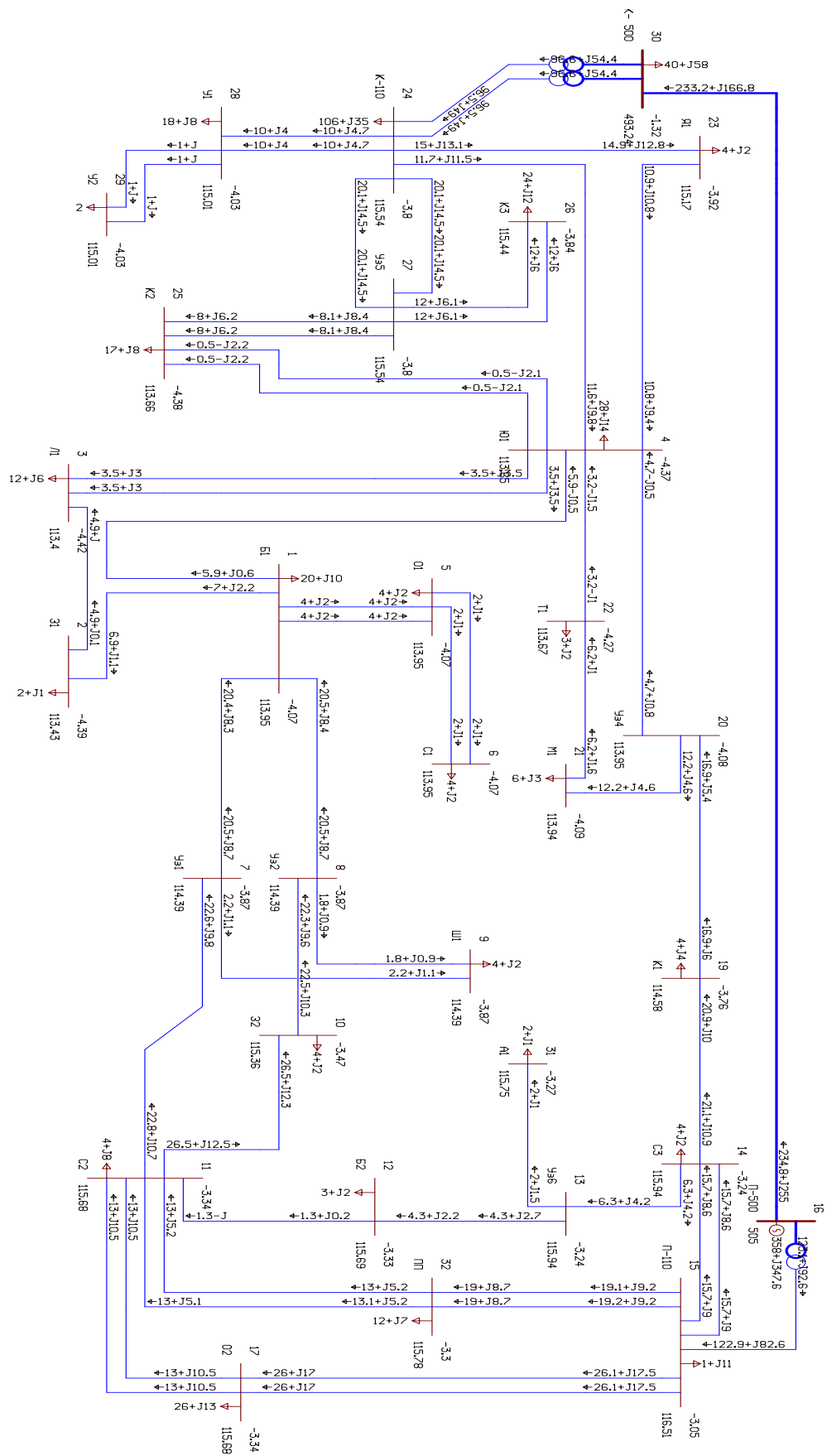


Рисунок 6 – Режим максимальных нагрузок

Для обеспечения номинального напряжения у потребителей мы не использовали регулировку РПН. Коэффициент трансформации и без регулировки РПН обеспечивает номинальные напряжения на подстанциях.

Уровни напряжения у потребителей и отклонение их от номинальных представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Отклонение и уровни напряжения потребителей.

Потребители	Уровни напряжения, кВ	Отклонение напряжения, %
1	114,94	-4,06
2	114,41	-4,38
3	114,38	-4,41
4	114,64	-4,36
5	114,94	-4,06
6	114,94	-4,06
7	115,38	-3,86
8	115,38	-3,86
9	115,38	-3,86
10	116,34	-3,46
11	116,66	-3,34
12	116,67	-3,33
13	116,91	-3,24
14	116,91	-3,24
15	117,48	-3,05
16	505	0
17	116,66	-3,34
19	115,56	-3,76
20	114,94	-4,07
21	114,93	-4,08
22	114,65	-4,25
23	116,14	-3,91
24	116,51	-3,8
25	114,65	-4,36
26	116,41	-3,83
27	116,51	-3,8
28	115,98	-4,02
29	115,98	-4,02
30	493,24	-1,32
31	116,72	-3,27
32	116,75	-3,3

5.2 Расчет минимального режима работы электрической сети

Режим с нагрузкой: следует уменьшить исходные значения мощности до 0,7 от максимального режима.

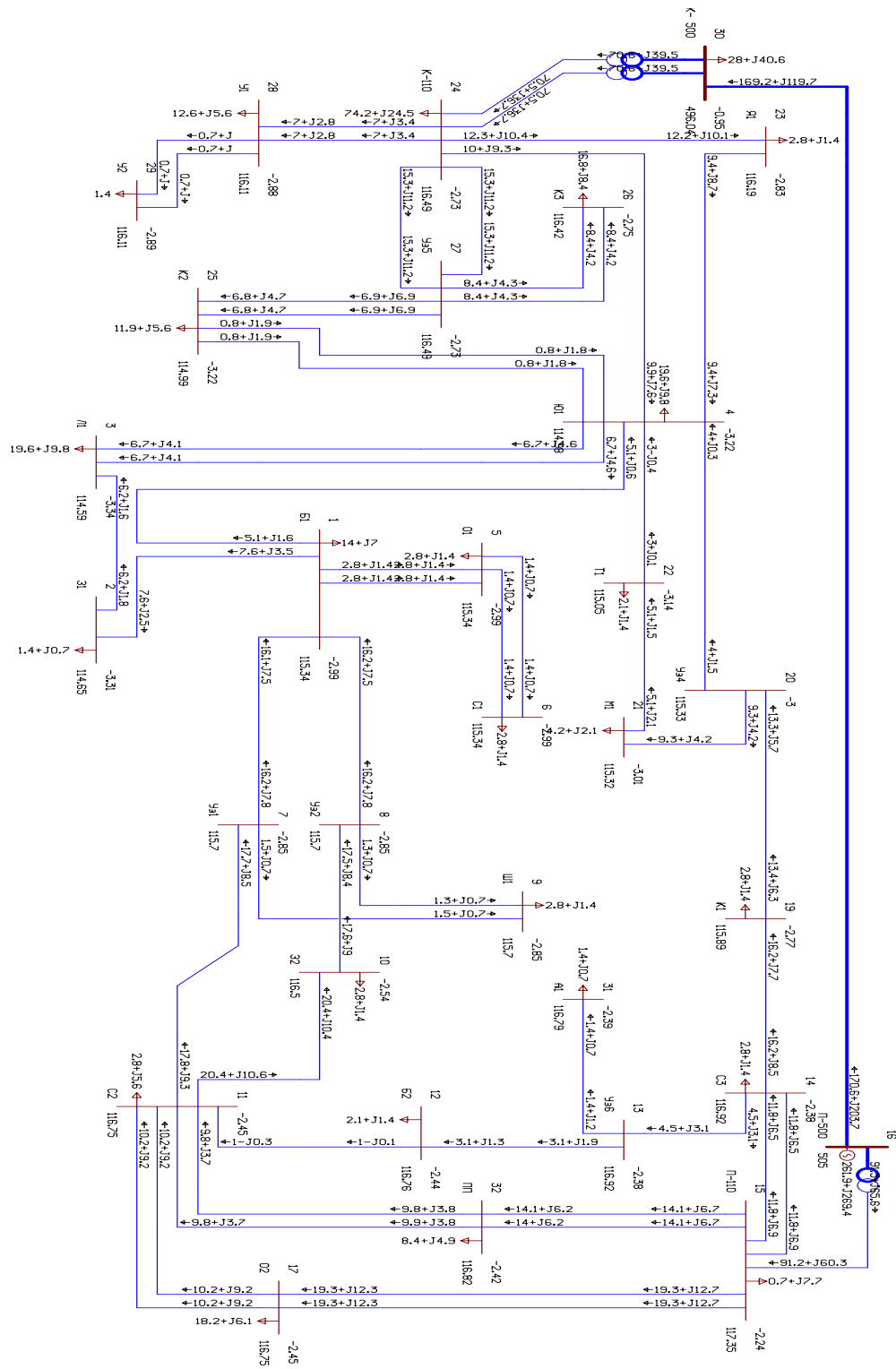


Рисунок 7 – Режим минимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

37

Для обеспечения номинального напряжения у потребителей использовалось регулирование с помощью РПН у трансформаторов.

Таблица 11 – Выбранные ступени на трансформаторах.

Потребители	Трансформатор	Выбранная ступень
15	АТДЦТН–2500000/500/110	–1
24	АТДЦТН–2500000/500/110	–1
24	АТДЦТН–2500000/500/110	–1

Уровни напряжения у потребителей и отклонение их от номинальных представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Отклонение и уровни напряжения потребителей.

Потребители	Уровни напряжения, кВ	Отклонение напряжения, %
1	115,34	–2,99
2	114,65	–3,31
3	114,59	–3,34
4	114,98	–3,22
5	115,34	–2,99
6	115,34	–2,99
7	115,7	–2,85
8	115,7	–2,85
9	115,7	–2,85
10	116,5	–2,54
11	116,75	–2,45
12	116,76	–2,44
13	116,92	–2,38
14	116,92	–2,38
15	117,35	–2,24
16	505	0
17	116,75	–2,45
19	115,89	–2,77
20	115,33	–3
21	115,32	–3,01
22	115,05	–3,14
23	116,19	–2,83
24	116,49	–2,73
25	114,99	–3,22
26	116,42	–2,75
27	116,49	–2,73
28	116,11	–2,88
29	116,11	–2,89
30	496,04	–0,95
31	116,79	–2,39
32	116,82	–2,42

5.3 Расчет послеаварийного режима работы электрической сети

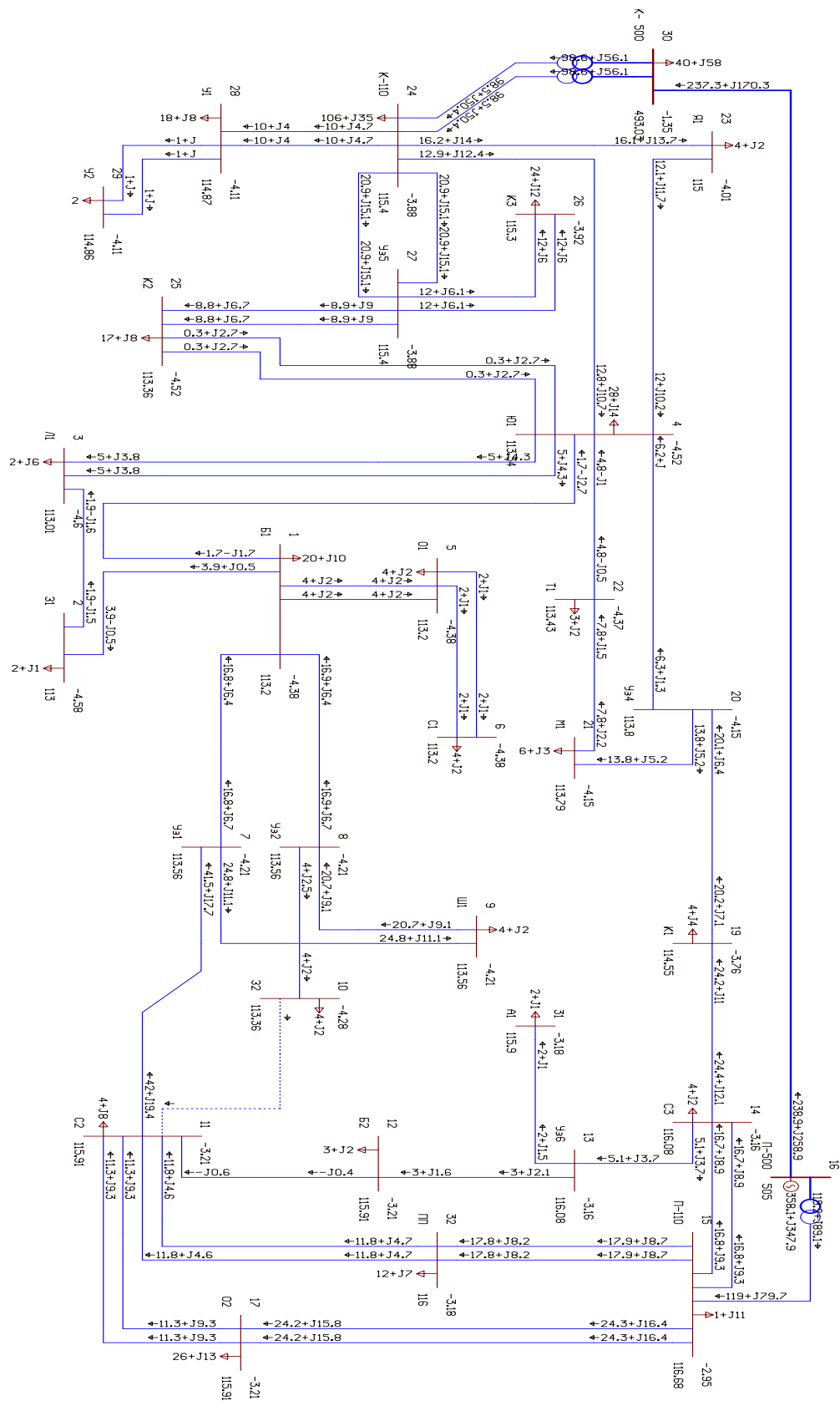


Рисунок 8 – Послеаварийный режим

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

39

Напряжения на подстанциях и отклонения от номинальных представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Напряжения на подстанциях и отклонение от номинальных.

Потребители	Уровни напряжения, кВ	Отклонение напряжения, %
1	113,2	-4,38
2	113	-4,58
3	113,01	-4,6
4	113,34	-4,52
5	113,2	-4,38
6	113,2	-4,38
7	113,56	-4,21
8	113,56	-4,21
9	113,56	-4,21
10	113,36	-4,28
11	115,91	-3,21
12	115,91	-3,21
13	116,08	-3,16
14	116,08	-3,16
15	116,68	-2,95
16	505	0
17	115,91	-3,21
19	114,55	-3,76
20	113,8	-4,15
21	113,79	-4,15
22	113,43	-4,37
23	115	-4,01
24	115,4	-3,88
25	113,36	-4,52
26	115,3	-3,92
27	115,4	-3,88
28	114,87	-4,11
29	114,86	-4,11
30	493,03	-1,35
31	115,9	-3,18
32	116	-3,18

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

40

Длительно допустимые токи линий и рабочие токи протекающие по ним представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Рабочие токи протекающие по линиям и длительно допустимые токи линий.

П/ст начала	П/ст конца	I max.	I длит. доп.
1	2	20	450
1	7	92	450
1	8	92	450
1	5	23	450
3	2	13	450
4	3	34	450
4	20	32	450
4	24	90	610
4	25	14	610
4	1	16	450
4	3	34	450
5	1	23	450
5	6	11	450
6	5	11	450
7	9	138	450
7	11	231	450
8	10	24	450
9	8	115	450
10	11	–	–
11	17	73	520
11	17	73	520
11	32	63	390
11	32	63	390
12	11	3	450
13	12	19	450
14	13	31	450
14	15	95	450
15	14	95	450
15	32	98	390
15	32	98	390
16	15	170	500
17	15	145	520
17	15	145	520
19	14	135	450
20	21	75	450
20	19	108	450
21	22	41	450
22	4	25	450
23	4	85	610

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

41

6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ

Расчет технико-экономические показатели сети производится методом укрупненных показателей. Капитальные вложения в схему, таким образом, определяются только количеством ячеек трансформаторов, ЛЭП и п/ст:

$$K = n_{ip} \cdot k_{п} + n_{ил110} \cdot k_{л110} + n_{илассс} \cdot k_{лассс} \quad (25)$$

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

$k_{п}$ – капитальные вложения в одну п/ст: $k_{п} = 45000$ тыс. руб.;

$n_{ил110}$ – длина линий 110кВ, используемых в данном варианте схемы;

$k_{л110}$ – капитальные вложения в 1км линии 110кВ: $k_{л110} = 1590$ тыс. руб/км;

$n_{ил120/19}$ – длина кабеля АС–120/19, используемых в данном варианте схемы;

$k_{л120/19}$ – капитальные вложения в 1км провода АС–120/19: $k_{л120/19} = 121$ тыс. руб/км;

$$K = 1 \cdot 45000 + 12 \cdot 1590 + 24 \cdot 121 = 66984 \text{ (тыс.руб.)}$$

Годовые эксплуатационные издержки определим по формуле:

$$И = И_{Ап} + И_{Ал} + И_{оп} + И_{ол} + И_{п} \quad (26)$$

где $И_{А} = \alpha_{\%} K / 100$ – 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 проектируемом варианте.

Исходя из приведенных данных в справочнике:

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

$$\beta_{п} = 5,9\% = 0,059,$$

$$\beta_{л} = 0,8\% = 0,008$$

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\Pi} = \Delta P_{\text{проект.вариант}} \cdot T \cdot \Pi \quad (27)$$

где T– число часов максимума нагрузки=6000;

где Π – тариф за электроэнергию=2,8руб/(кВт*ч);

$$I_{\Pi} = 600 \cdot 6000 \cdot 2,8 = 10800 \text{ (тыс. руб.)}$$

$$I = (1 \cdot 45000 + 12 \cdot 1590 + 24 \cdot 121) \cdot 0,05 + (1 \cdot 45000) \cdot 0,059 + \\ (12 \cdot 1590 + 24 \cdot 121) \cdot 0,008 + 10800 = 16980 \text{ (тыс.руб.)}$$

Приведенные затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_i = I + E_n \cdot K_i \quad (28)$$

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

Приведенные затраты для схемы:

$$Z = 16980 + 0,1 \cdot 66984 = 23678,5 \text{ (тыс. руб).}$$

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НОВОЙ ПОДСТАЦИИ

Спроектировать подстанцию энерго-коксового завода.

Для новой подстанции выпишем известные значения мощностей и линий.

Все данные сведем в таблицу 15.

Таблица 15– Исходные данные проектируемой подстанции.

Страна ВН					Страна НН			
$U_{ВН}$, кВ	Число вводов	Число отходящих ВЛ	$P_{транзит}$	$Q_{транзит}$	$U_{НН}$, кВ	Число линий	$P_{нагр}$	$Q_{нагр}$
110	2	2	26	10.4	10,5	8	12	7

$$S_{нагр} = \sqrt{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2} \quad (29)$$

$$S_{нагр} = \sqrt{144 + 49} = 14 \text{ (МВА)}$$

$$S_{транзит} = \sqrt{P_{транзит}^2 + Q_{транзит}^2} \quad (30)$$

$$S_{транзит} = \sqrt{676 + 108,16} = 28 \text{ (МВА)}$$

8 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ

8.1 Выбор схемы соединений основного оборудования

Структурная схема разрабатываемой подстанции будет содержать распределительные устройства (РУ) высшего, низкого напряжения, а так же понизительные трансформаторы.

Проектируемая подстанция должна отвечать требованиям экономичности и надежности. Подстанция сельскохозяйственного района относится к потребителям 2 категории, таким образом целесообразно установить на подстанции два трансформатора. В случае отказа одного трансформатора, другой должен полностью передавать мощность нагрузки в течение определенного времени. Таким образом структурная схема подстанции будет иметь вид:

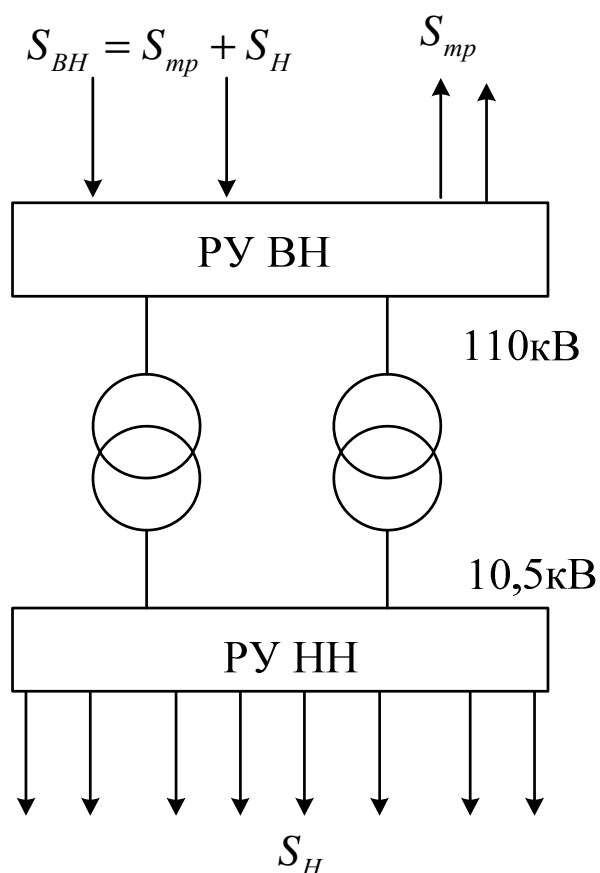


Рисунок 9 – Структурная схема подстанции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

46

8.2 Распределение потоков мощности

Часть мощности, поступающей из питающей сети, передается дальше по транзитной линии. Будем считать, что $\cos \varphi$ нагрузки одинаков для всех линий.

Тогда мощность S_{BH} определится по формуле:

$$S_{BH} = S_{TP} + S_H = 28 + 14 = 42 \text{ (MBA)} \quad (31)$$

Через трансформаторы протекает мощность, равная мощности нагрузки. Покажем на структурной схеме распределение мощности.

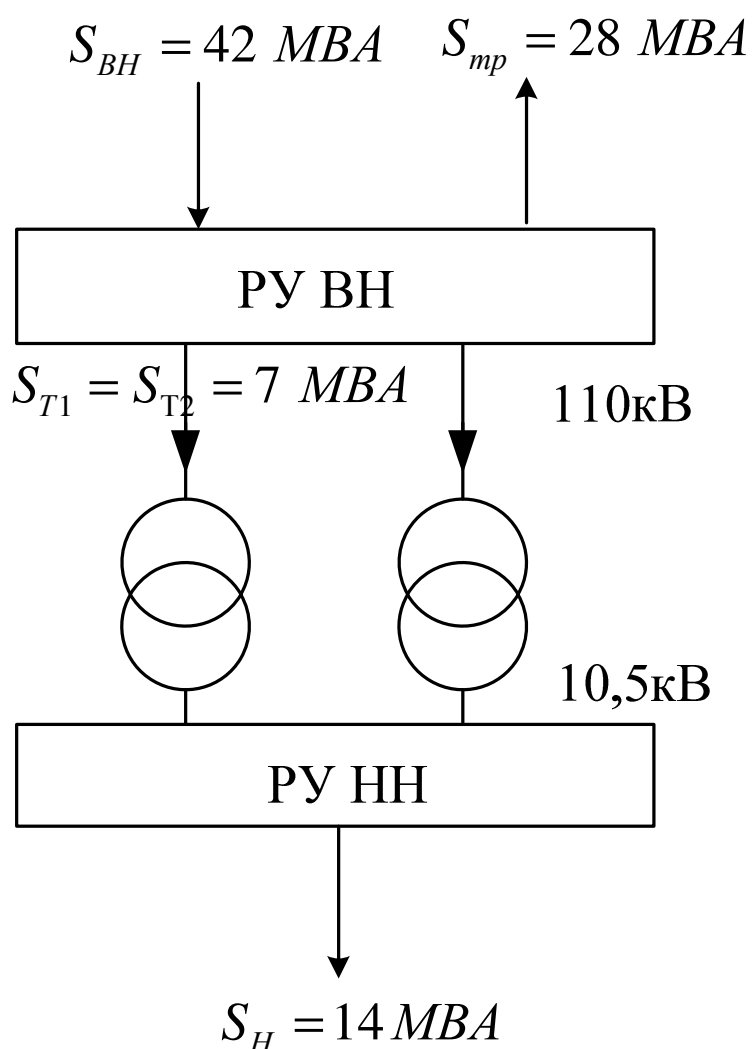


Рисунок 10– Потокораспределение мощности на подстанции

8.3 Выбор трансформаторов

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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi \cdot (N_T - 1)} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п.ав.}} \quad (32)$$

Расчетный коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов при проектировании принимается равным 1,4. Такая перегрузка допустима в течение не более 5 суток при условии, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, а длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки.

$$S_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{N_T - 1} = \frac{14}{2 - 1} = 14 \text{ (MBA)}$$

С учетом условия (32):

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{п.ав.}}} = \frac{14}{1,4} = 10 \text{ (MBA)}$$

Согласно $S_{\text{ном}}$ выберем трансформатор ТДН–10000/110.

Сведем параметры выбранного трансформатора в таблицу 16.

Таблица 16 – Параметры трансформатора

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{MBA}$	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$	$P_X, \text{кВт}$	$P_K, \text{кВт}$	$u_K, \%$	$I_X, \%$
ТДН–10000/110	10	115	10,5	14	60	10,5	0,7

8.4 Расчет токов линий электропередач

Во время эксплуатации электроустановка может находиться в нормальном, ремонтном или послеаварийном состоянии. Режим, продолжающийся не менее чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при

неизменной температуре охлаждающей среды, имеет место во всех перечисленных состояниях. Такой режим называют продолжительным.

Расчетными токами продолжительного режима являются: $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима; I_{max} – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Определим расчетные токи для ЛЭП.

Для питающей линии:

в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм.пит.л.}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot n} = \frac{42}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2} = 0,105 (\text{кА}) \quad (33)$$

где n – количество линий;

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение средней ступени.

С учетом отказа одной линии:

$$I_{\text{max.пит.л.}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot (n-1)} = \frac{42}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (2-1)} = 0,210 (\text{кА}) \quad (34)$$

Для транзитной линии:

в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм.тр.л.}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot n} = \frac{42}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2} = 0,105 (\text{кА}) \quad (35)$$

учетом отказа одной линии:

$$I_{\text{max.тр.л.}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot n} = \frac{42}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (2-1)} = 0,210 (\text{кА})$$

Для потребителей на стороне НН ток нормального режима:

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$$I_{\text{норм.отх..л}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}} \cdot n} = \frac{14}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8} = 0,096 (\text{кА}). \quad (36)$$

Будем считать, что потребитель питается по двум линиям, и в аварийном режиме одна линия возьмет на себя всю нагрузку.

$$I_{\text{max.отх..л}} = 2 \cdot I_{\text{норм.отх..л}} = 2 \cdot 0,096 = 0,192 \text{ кА}. \quad (37)$$

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ

9.1 Выбор схем распределительных устройств.

Функциональное назначение РУ как элемента электрической системы заключается в непрерывном приёме и распределении потоков электрической энергии в работоспособных режимах и локализации места повреждения при авариях.

Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор РУ, можно выделить основные требования к схемам:

- надежность – бесперебойность электроснабжения потребителей электроэнергией нормированного качества;

- приспособленность к проведению ремонтных работ – возможность проведения ремонтов без на рушения или ограничения электроснабжения потребителей;

- обеспечение возможности расширения или реконструкции – т.е. развитие схемы не должно сопровождаться коренными переделками

- оперативная гибкость электрической схемы – определяется ее приспособленностью для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений;

- экономичной целесообразностью – оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки, ее эксплуатации и возможный ущерб от нарушения электроснабжения;

- безопасность и удобство в эксплуатации.

9.1.1 Распределительное устройство ВН.

Перед тем, как определиться со схемой РУ ВН рассмотрим особенности нескольких схем:

1. Схема – одна рабочая секционированная выключателем система сборных шин (рис.3).

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Данная схема используется, как правило, для напряжения 35кВ (высшего, среднего и низшего) при пяти и более присоединениях (два трансформатора, три и более линии). Допускается применять эту схему для РУ 110–220 кВ при использовании высоконадежного оборудования, например герметизированных ячеек с элегазовой изоляцией.

В нормальном режиме работы секционный выключатель QВ выключен. Если все присоединенные линии являются отходящими, выключатель QВ включается при повреждении одного из трансформаторов. Если схема используется в транзитной ПС, выключатель QВ включается при повреждении одной из питающих линий.

Схема имеет ряд существенных недостатков:

- ремонт одной секции сборных шин (или любого шинного разъединителя) связан с отключением всех линий, подключенных к этой секции;
- повреждение на секции сборных шин приводит к отключению всех линий, отходящих от этой секции;
- ремонт любого выключателя (кроме секционного) связан с отключением соответствующего присоединения линии или трансформатора.

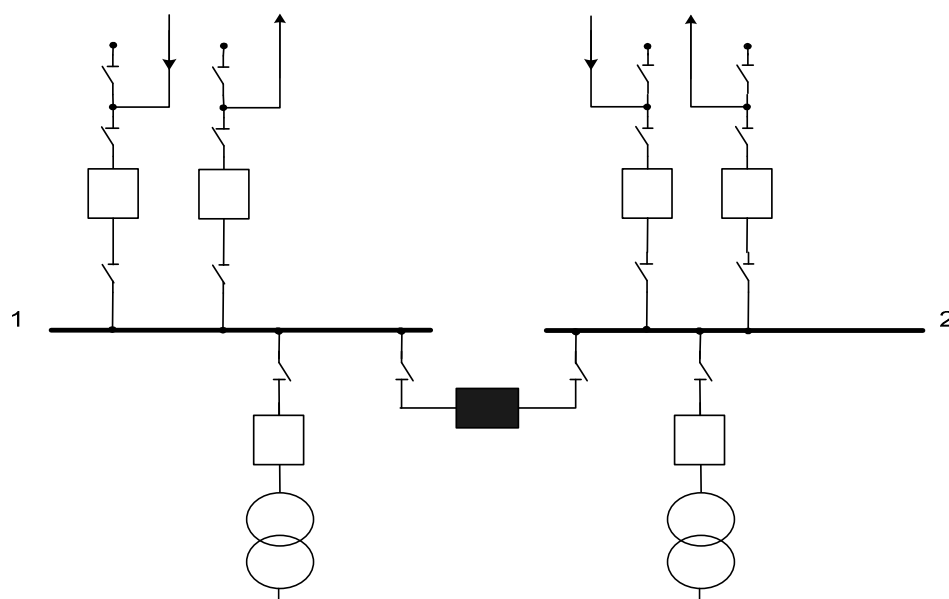


Рисунок 11 –Схема рабочая секционированная выключателем система сборных шин

2. Схема – одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин (рис. 4).

Данная схема с обходным Q1 и секционным QB выключателями применяется для РУ 110–220 кВ при пяти и более присоединениях (два трансформатора, три и более линии).

В нормальном режиме секционный выключатель QB включен, а шиносоединительный выключатель Q1 отключены. Все разъединители QS линий и трансформаторов со стороны обходной системы шин (ОСШ) отключены. В нормальном режиме ОСШ находится без напряжения.

Схема с ОСШ является более надежной, чем предыдущая, поскольку позволяет вывести в ремонт любой выключатель присоединения, оставляя само присоединение в работе.

Недостаток схемы: невозможность ремонта секционного выключателя без нарушения параллельной работы секций и потеря всех присоединений РУ в случае отказа секционного выключателя.

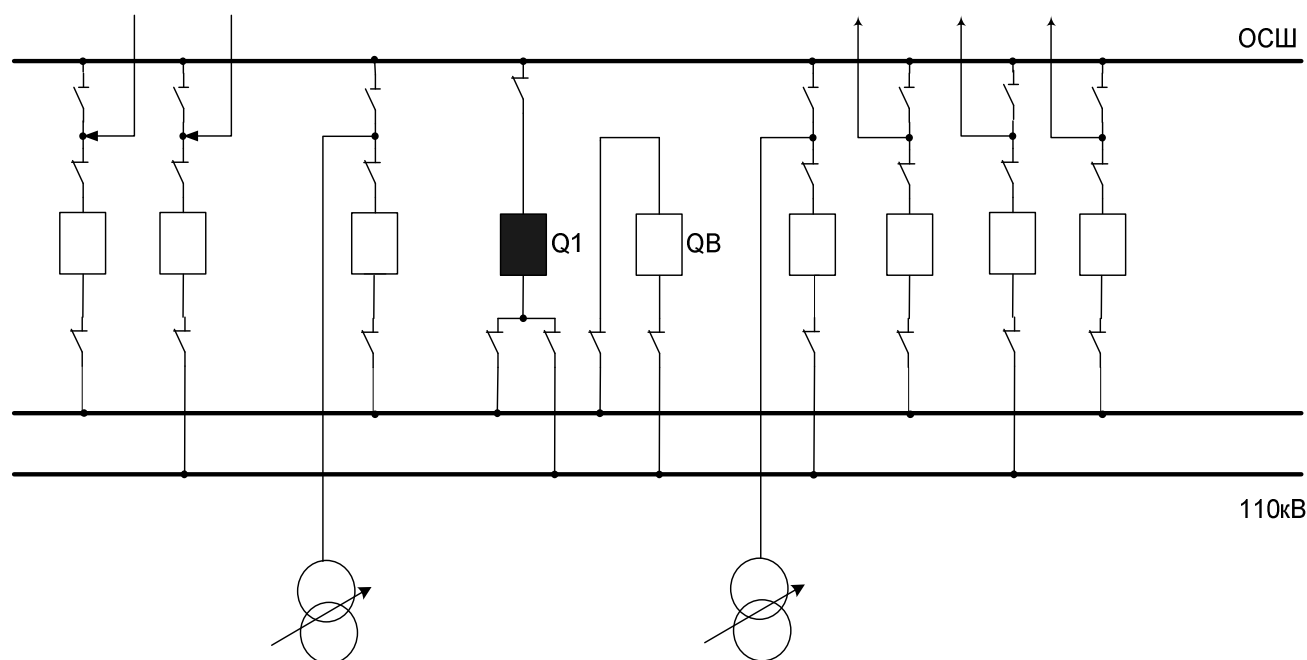


Рисунок 12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин

3. Схема – две рабочие и обходная системы шин (рис. 5)

В нормальном режиме обходная система шин находится без напряжения, разъединители, соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены. На обходную систему шин можно выводить одно любое присоединение, т.е. выводить один любой выключатель в ремонт без отключения присоединения. Для этого в схеме предусматривается обходной выключатель.

Операции по переводу присоединения на обходную систему шин производятся без потери электроснабжения присоединения, хотя они связаны с большим количеством переключений. Шиносоединительный выключатель в нормальном режиме включен, чтобы обеспечить связь между отдельными частями энергосистемы.

Схема обладает недостатками:

- производится много операций по выводу выключателя в ремонт,
- дополнительные материальные затраты на создание обходной системы шин,
- у разъединителя появилась функция по переключению цепи с током.

При ошибочном переключении другого разъединителя вся схема ломается.

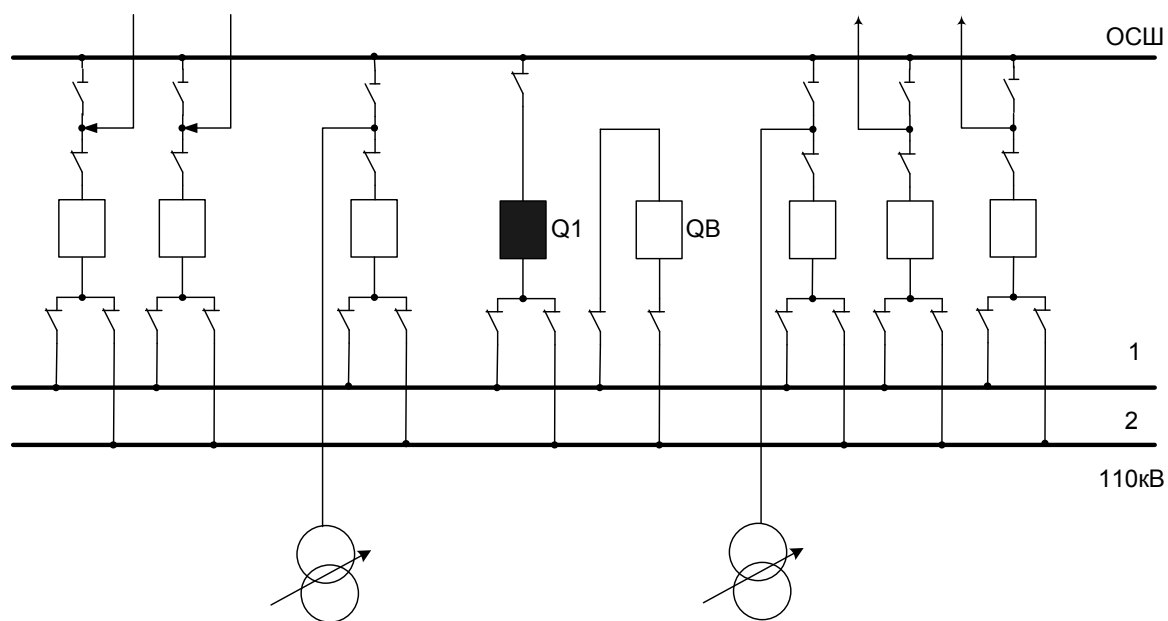


Рисунок 13 – Две рабочие и обходная системы шин

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

54

Применение для данной подстанции схемы с двумя рабочими системами шин с обходной системой шин для данного потребителя и данного числа присоединений невыгодно экономически.

Выбираем схему с одной секционированной выключателем и обходной системами шин.

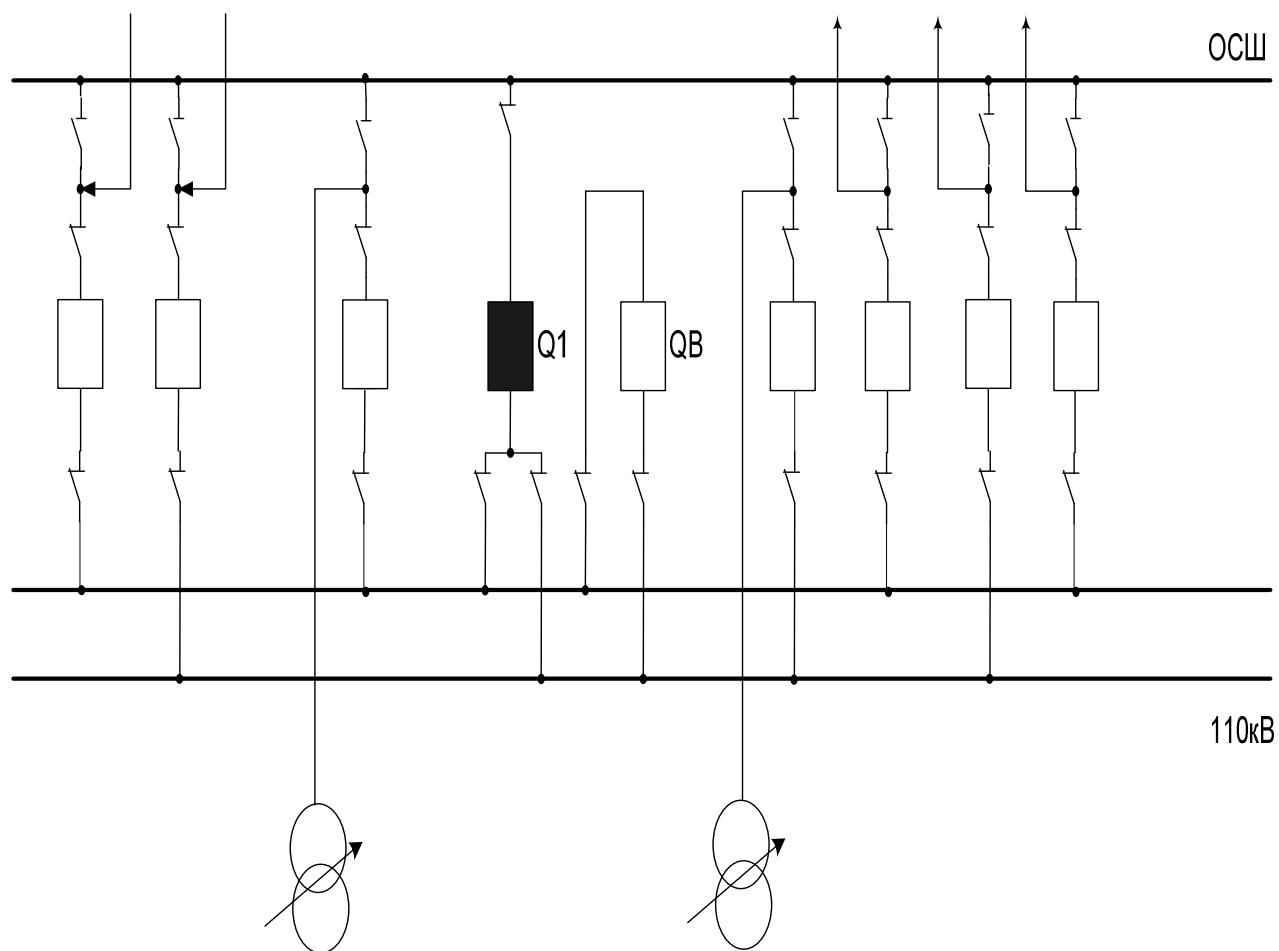


Рисунок 14 – Схема РУ ВН

9.2 Распределительное устройство НН

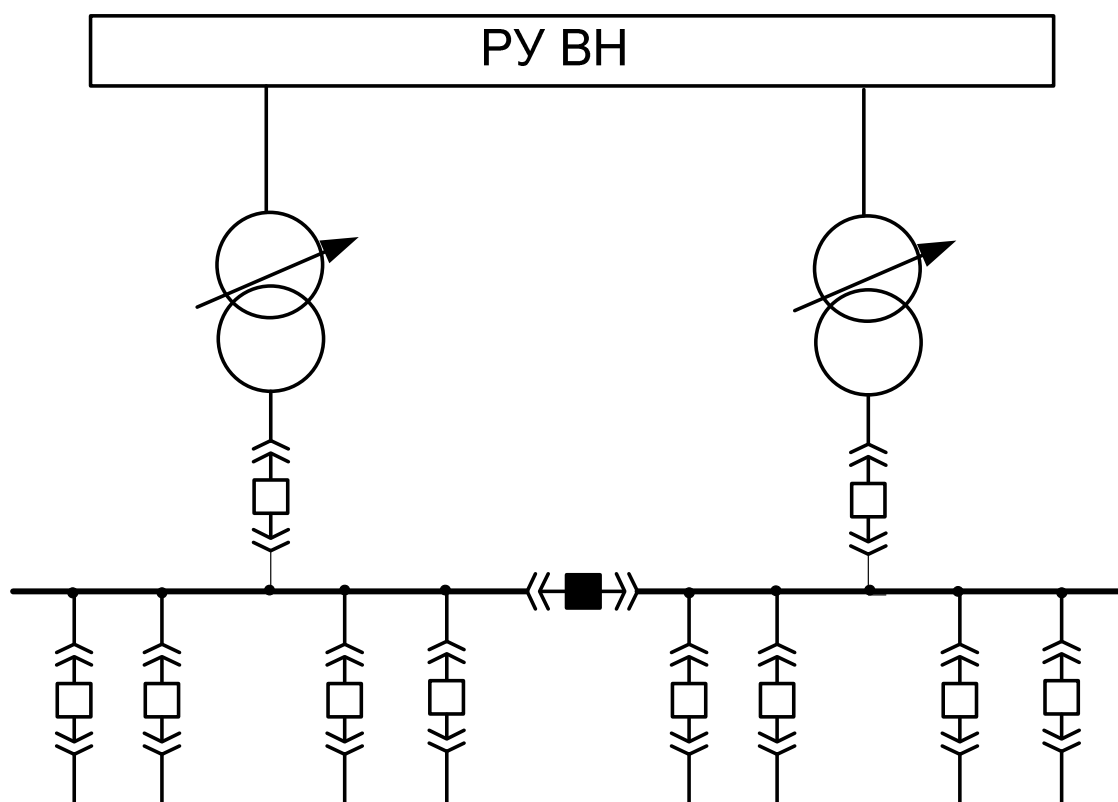


Рисунок 15 – Схема распределительного устройства НН

Распределительное устройство низкого напряжения выбрано по типовой схеме: одна секционированная выключателем система шин: 10(6)–1. Эта схема применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции.

Такая схема является наиболее простой и надежной для питания потребителей. В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен и питание каждого потребителя осуществляется от двух трансформаторов. В случае наступления аварийного режима потребитель может получать резервное питание от другой рабочей секции.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

56

9.3 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 $I_{нав.маx}$.

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

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются:

$I_{норм}$ – наибольший ток нормального режима; $I_{маx}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Для стороны ВН трансформатора:

$$I_{т.норм} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = 0,7 \cdot \frac{14}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,049 \text{ (кА)} \quad (38)$$

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$I_{m.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = 1,4 \cdot \frac{14}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,098 \text{ (кА)} \quad (39)$$

Для стороны НН трансформатора:

$$I_{m.\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = 0,7 \cdot \frac{14}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,269 \text{ (кА)}$$

$$I_{m.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = 1,4 \cdot \frac{14}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,539 \text{ (кА)}$$

Сборные шины, цепи секционных, шиносоединительных выключателей.

Ток нормального режима определяется с учетом токораспределения по шинам. Для РУ ВН таким режимом оказывается питание всех потребителей (в т.ч. и транзит) по двум цепям питания:

$$I_{\text{норм.РУВН}} = \frac{S_{\text{НН}} + S_{\text{мп}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{14 + 28}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 115} = 0,105 \text{ (кА)} \quad (40)$$

Ток аварийного режима определяется питанием по одной цепи ЛЭП:

$$I_{\max.\text{РУВН}} = \frac{S_{\text{НН}} + S_{\text{мп}}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{14 + 28}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 115} = 0,21 \text{ (кА)} \quad (41)$$

9.4 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ проводится при возможном КЗ на стороне высшего и низшего напряжения. На низком напряжении КЗ происходит на шине одного из трансформаторов при отключенном секционном выключателе.

Составим схему замещения. На данной схеме ЭДС системы равно 1 в относительных единицах. $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$; $U_{\sigma} = 115 \text{ кВ}$. Сопротивления трансформатора приводим к ступени высшего напряжения также в относительных единицах:

$$x_m = \frac{u_K \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{\text{ном.т.}}} = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 10} = 1,05. \quad (42)$$

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

КЗ в точке К1.

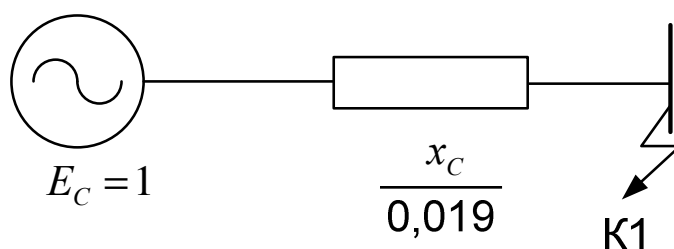


Рисунок 16 – Схема замещения при КЗ в точке 1

В относительных единицах:

$$I_{п.0К1*} = \frac{E_C}{x_C} = \frac{1}{0,019} = 55,5. \quad (43)$$

В именованных единицах:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ (кА)} \quad (44)$$

$$I_{п.0К1} = I_{п.0К1*} \cdot I_{\sigma} = 55,5 \cdot 0,502 = 27,86 \text{ (кА)} \quad (45)$$

КЗ в точке К2.

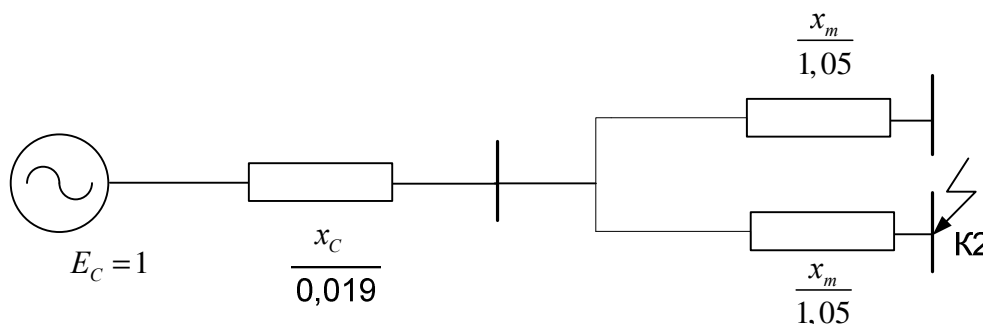


Рисунок 17– Схема замещения при КЗ в точке К2

В относительных единицах:

$$I_{п.0К2*} = \frac{E_C}{x_m + x_C} = \frac{1}{1,05 + 0,019} = 0,936; \quad (46)$$

В именованных единицах:

$$I_{п.ок2} = I_{п.ок2*} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = 0,936 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,148 (\kappa A) \quad (47)$$

Для системы, связанной с шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением 110 кВ значение ударного коэффициента: $k_y = 1,608$.

Ударный ток в точке К1:

$$I_{ук1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п.ок1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 27,86 = 63,355 (\kappa A) \quad (48)$$

Ударный ток в точке К2:

$$I_{ук2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п.ок2} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 5,148 = 11,7 (\kappa A) \quad (49)$$

9.5 Ограничение токов короткого замыкания

Анализируя полученные токи короткого замыкания видим, что применять средства для ограничения токов нет смысла. Отключающая способность элегазовых выключателей с запасом превышает ударные токи КЗ.

9.6 Выбор коммутирующих аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений

9.6.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН

Для упрощения расчетов, удобства эксплуатации и ремонта будем выбирать однотипные выключатели. На РУВН возьмем элегазовый выключатель ВЭБ–110П–40/2500 УХЛ1 с приводом ППрК–2000СМ. Данный выключатель предназначен для эксплуатации в ОРУ и ЗРУ в сетях переменного тока с частотой 50Гц с номинальным напряжением 110кВ в районах с умеренным и холодным климатом. В выключателе встроены трансформаторы тока ТВГ–110. ТТ с

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.187.00 ПЗ				

высоким классом точности, так как используются сердечники из нанокристаллического магнитомягкого сплава. Проведем вычисления для проверки выключателя по расчетным условиям.

Расчетное время отключения (время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов):

$$\tau = t_{3,\min} + t_{\text{С.В.}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 (\text{с}) \quad (50)$$

где $t_{3,\min}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{С.В.}}$ – собственное время отключения выключателя.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{\text{ас}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П.ОК1}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 27,86 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = 4,15 (\text{кА})$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ ;

$I_{\text{П.0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ.

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 (\text{кА}) \quad (51)$$

где $\beta_H = 40\%$ – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в токе отключения.

Тепловой импульс тока КЗ выключателя:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}), \quad (52)$$

где $I_{\text{тер}}^2$ – предельный ток термической стойкости по справочнику;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости.

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{\kappa} = I_{\text{П.0}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a) = 27,86^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 135,83 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \quad (53)$$

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выключателями после трансформаторов ВВЭ–10–20/1000 УЗ и на отходящих линиях ВВЭ–10–20/630 УЗ. Данные выключатели отличаются лишь номинальным током. К–105 представляет собой набор отдельных отсеков с коммутационными аппаратами и оборудованием, приборами и аппаратами диагностики, измерения, защиты и автоматики, управления и сигнализации, а также с дугоуловителями предназначенными для защиты ячеек КРУ от разрушений открытой электрической дугой. Корпуса отсеков не вызывают потерь на вихревые токи и устойчивы к коррозии. Разделение устройства на модульные отсеки с изоляционными перегородками обеспечивает локализацию возможной аварии. Конструкция предусматривает многоуровневую систему блокировок. В ячейках серии К–105 применяются любые устройства РЗА с использованием электромеханической аппаратуры и на базе микропроцессорных устройств.

Расчетное время отключения (время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов):

$$\tau = t_{3.\min} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 (\text{с})$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.ок2}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,148 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,02}} = 0,282 (\text{кА})$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} I_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 20 = 11,31 (\text{кА})$$

Тепловой импульс тока КЗ выключателя:

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

Расчетный тепловой импульс:

$$B_k = I_{\text{п.о}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a) = 6,406^2 \cdot (0,15 + 0,02) = 4,5 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

где $t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{п.в.}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 (\text{с})$.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 18 – Выбор выключателей на стороне НН

Параметры	ВВЭ–10– 20/1000 УЗ	ВВЭ–10– 20/630 УЗ	Расчетные значения	Условия выбора
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.РУВН}$
Номинальный ток, кА	1	0,63	0,539	$I_{т.мах} \leq I_{ном}$
			0,192	$I_{мах.отх.л.} \leq I_{ном}$
Номинальный ток отключения, кА	20	20	5,148	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$
Допустимое относительное содержание апериодической составляющей в токе отключения, кА	11,31	11,31	0,282	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$, где $i_{а.ном} = \sqrt{2} \frac{\beta_H}{100} I_{отк.ном}$
Проверка включающей способности, кА	20	20	5,148	$I_{п.0} \leq I_{вкл}$
	52	52	11,7	$i_y \leq i_{вкл}$
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	20	20	5,148	$I_{п.0} \leq I_{дин}$
	52	52	11,7	$i_y \leq i_{дин}$
По тепловому импульсу тока короткого замыкания, $кА^2 \cdot с$	1200	1200	4,5	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Ячейки комплектуются втычными разъединителями, которые рассчитаны на параметры соответствующих ячеек. Поэтому дополнительный расчет не требуется. Секционные выключатели на стороне НН выбираются типа ВВЭ–10–20/630 УЗ.

9.6.3 Выбор средств измерения и контроля

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях осуществляется с помощью контрольно–измерительных приборов. В схему проектируемой подстанции необходимо установить следующие приборы:

- В цепь НН понизительного трансформатора: амперметр, ваттметр, счетчик активной и реактивной энергии.
- В цепь сборных шин 10 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трехфазных напряжений.

- В цепь сборных шин 110 кВ: вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений, регистрирующий вольтметр, осциллограф и фиксирующий прибор.
- Секционных выключателей РУ: амперметры.
- Воздушная линия 110 кВ: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, счетчики активной и реактивной энергии.
- Линии 10 кВ: амперметр, счетчики активной и реактивной энергии.

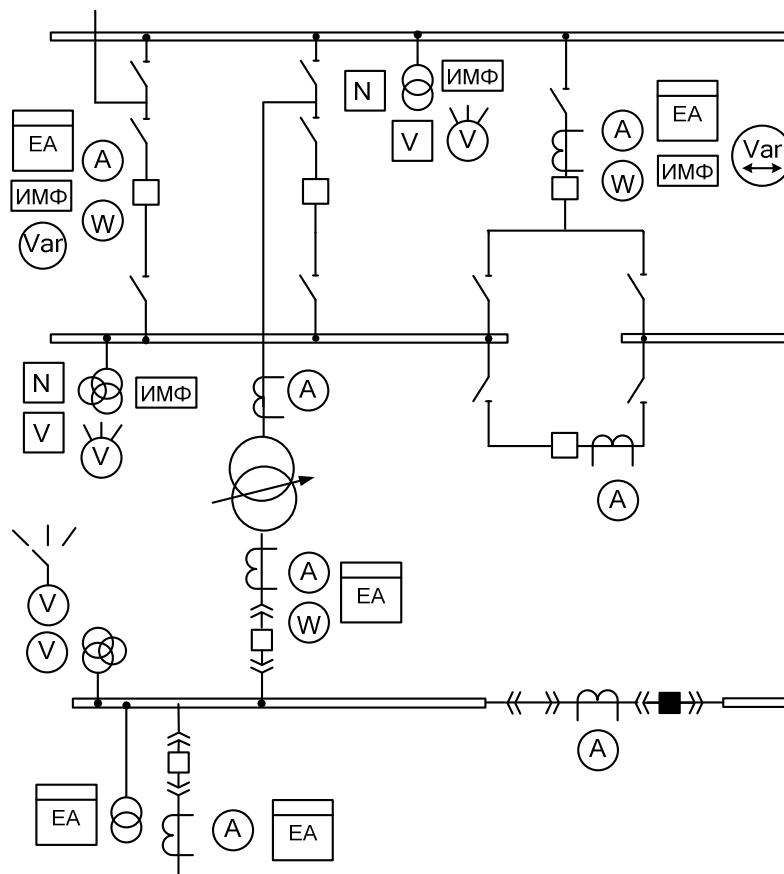


Рисунок 18 – Измерительные приборы в цепях подстанции

9.6.4 Выбор трансформаторов тока на стороне НН

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются по номинальному напряжению, по номинальному току, причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току

установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей, классу точности, по электродинамической стойкости.

Трансформаторы тока в цепях отходящих линий 10 кВ

В ячейки выбранного КРУ–105 встроим трансформаторы тока типа ТЛК–10–400–3У с исполнением вторичных обмоток 0,5/10Р. Номинальная нагрузка в классе точности 0,5 $r_{ном} = 0,4 Ом$. Сравним каталожные данные трансформатора с расчетными в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор трансформатора тока ячейки КРУ

Расчетные данные	ТЛК–10–200–0,5/10Р–3У
$I_{max.отх.л} = 0,192 кА$	$I_{ном} = 200 А$
$U_{уст} = 10 кВ$	$U_{ном} = 10 кВ$
$i_y = 11,7 кА$	$i_{дин} = 52 кА$
$B_K = 4,5 кА^2с$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 1 = 400 кА^2с$

Согласно [2] на цепь линии 10 кВ к потребителям устанавливаются: амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

Нарисуем схему включения измерительных приборов. Для проверки определим нагрузку по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока.

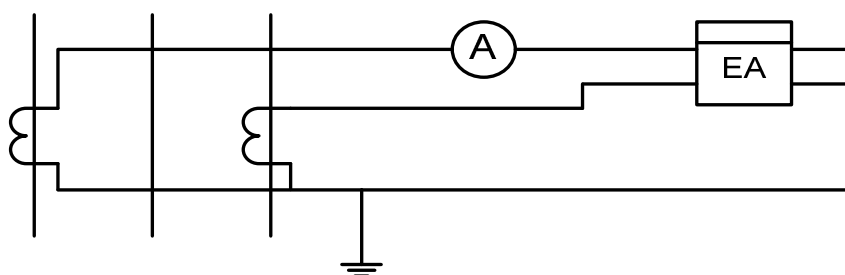


Рисунок 19 – Схема включения измерительных приборов

Таблица 20 – Используемые приборы

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э–335	0,5	–	–
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	EA2	2	–	2
Итого		2,5	–	2

Наиболее загружен трансформатор тока в фазе А. Проверим его на допустимую вторичную нагрузку.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 (\text{Ом}) \quad (54)$$

Так как в цепь включены два прибора, то сопротивление контактов:

$$r_k = 0,05 (\text{Ом})$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{\text{ном}} - r_k - r_{\text{приб}} = 0,4 - 0,05 - 0,1 = 0,25 (\text{Ом}) \quad (55)$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, имеющими удельное сопротивление $\rho = 0,0283$. Согласно [2] ориентировочная длина кабеля в ячейке КРУ 10 кВ $l = 6$ м. Для подстанции эту длину уменьшают на 15%, т.е. $l = 6 - 0,15 \cdot 6 = 5,1$ м. Трансформаторы тока включены в неполную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5,1 = 8,83$ м. Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 8,83}{0,25} = 0,99 (\text{мм}^2) \quad (56)$$

По условию допустимой прочности выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

Трансформаторы тока в цепи понижающего трансформатора на стороне НН 10кВ.

Данные трансформаторы также установим в ячейки выбранного КРУ–105. Выберем трансформаторы тока типа ТЛК–10–600–0,5/10Р–3У. Номинальная

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

нагрузка в классе точности 0,5: $r_{ном} = 0,4 \text{ Ом}$. Сравним каталожные данные трансформатора с расчетными в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор трансформатора тока в ячейке КРУ

Расчетные данные	ТЛК-10-600-0,5/10P-3У
$I_{т.маx} = 0,539 \text{ кА}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$i_y = 11,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_K = 4,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Согласно [2]:

– На цепь сборных шин на каждой секции устанавливаются вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключателем для измерения трех фазных напряжений.

– На цепь секционного и шиносоединительного выключателей устанавливается только амперметр.

Нарисуем схему включения измерительных приборов. Для проверки определим нагрузку по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока.

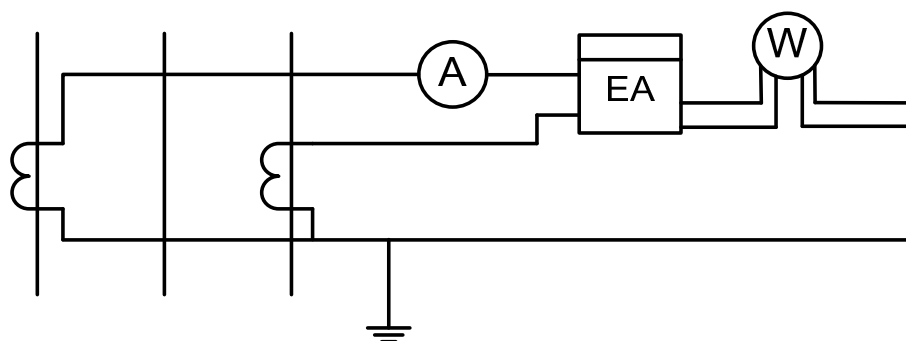


Рисунок 20– Схема включения измерительных приборов

Таблица 22 – Используемые приборы

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	–	–
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	EA2	2	–	2
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Итого		3	–	2,5

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

68

Наиболее загружен трансформатор тока в фазе А. Проверим его на допустимую вторичную нагрузку.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 (\text{Ом})$$

Так как в цепь включены три прибора, то сопротивление контактов:

$$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{\text{ном}} - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}} = 0,4 - 0,05 - 0,12 = 0,23 (\text{Ом})$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, имеющими удельное сопротивление $\rho = 0,0283$. Согласно [2] ориентировочная длина кабеля в ячейке КРУ 10 кВ $l = 6$ м. Для подстанции эту длину уменьшают на 15%, т.е. $l = 6 - 0,15 \cdot 6 = 5,1$ м. Трансформаторы тока включены в неполную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5,1 = 8,83$ м. Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 8,83}{0,23} = 1,08 (\text{мм}^2).$$

По условию допустимой прочности выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

В цепи секционного выключателя 10 кВ установим такой же трансформатор тока ТЛК–10–600–0,5/10Р–3У. Для него проверку на допустимую нагрузку можно не делать, так как к нему подключен лишь амперметр.

9.6.5 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

В схему проектируемой подстанции необходимо установить следующие приборы:

Секционных выключателей РУ: амперметры.

Воздушная линия 110 кВ: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, счетчики активной и реактивной энергии.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются по номинальному напряжению, по номинальному току, причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей, классу точности, по электродинамической стойкости.

На РУ ВН у нас установлены элегазовые выключатели ВЭБ–110, которые снабжены встроенными трансформаторами тока типа ТВГ–110–300–0,5/10Р/10Р.

Номинальная нагрузка в классе точности 0,5: $S_{ном} = 50 \text{ ВА}$. Сравним каталожные данные трансформатора с расчетными данными в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор трансформатора тока на РУВН

Расчетные данные	ТВГ–110–300–0,5/10Р/10Р.
$I_{\max \text{ РУВН}} = 0,21 \text{ кА}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$i_y = 63,355 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_K = 135,83 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Нарисуем схему включения измерительных приборов. Для проверки определим нагрузку по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока.

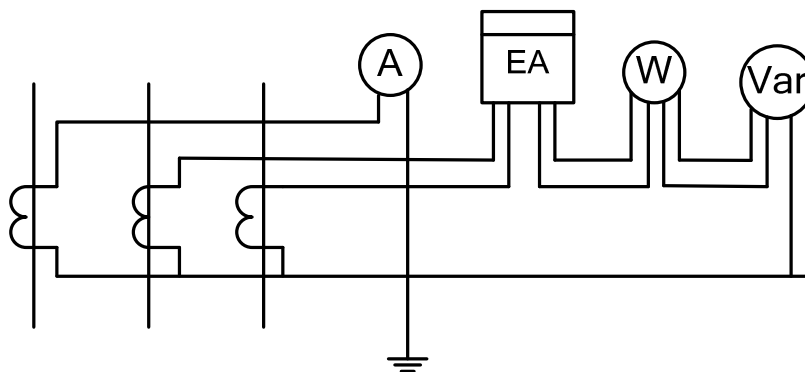


Рисунок 21– Схема включения измерительных приборов

Таблица 24 – Используемые приборы

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э–335	0,5	–	–
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	ЕА2	–	2	2
Ваттметр	Д–335	–	0,5	0,5
Варметр	Д–335	–	0,5	0,5
Итого		0,5	3	3

Наиболее загружен трансформатор тока в фазе В и С. Проверим его на допустимую вторичную нагрузку.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 (\text{Ом})$$

Так как в цепь включены три прибора, то сопротивление контактов:

$$r_{\text{к}} = 0,05 (\text{Ом})$$

Номинальная нагрузка:

$$r_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_2^2} = \frac{50}{25} = 2 (\text{Ом})$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{\text{ном}} - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}} = 2 - 0,05 - 0,12 = 1,83 (\text{Ом})$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, имеющими удельное сопротивление $\rho = 0,0283$. Согласно [2] ориентировочная длина соединительных проводов в РУВН $l = 80$ м. Для подстанции эту длину уменьшают на 15%, т.е. $l = 80 - 0,15 \cdot 80 = 68$ м. Трансформаторы тока включены в звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = l = 68$ м. Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 68}{1,83} = 1,05 (\text{мм}^2).$$

По условию допустимой прочности выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

Так как обходной выключатель может заменять выключатель какого-либо присоединения, то в цепи его трансформатора тока включаются такие же приборы. Только варметр с двусторонней шкалой. К трансформатору тока секционного выключателя подключается только амперметр. В цепи силового трансформатора установлен также трансформатор тока ТВГ-110-300-0,5/10P/10P, который будет использоваться лишь для релейной защиты.

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.187.00 ПЗ				

9.6.6 Выбор трансформаторов напряжения на шинах 10 кВ

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. В данном случае трансформатор напряжения предназначен для питания катушек напряжения измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю.

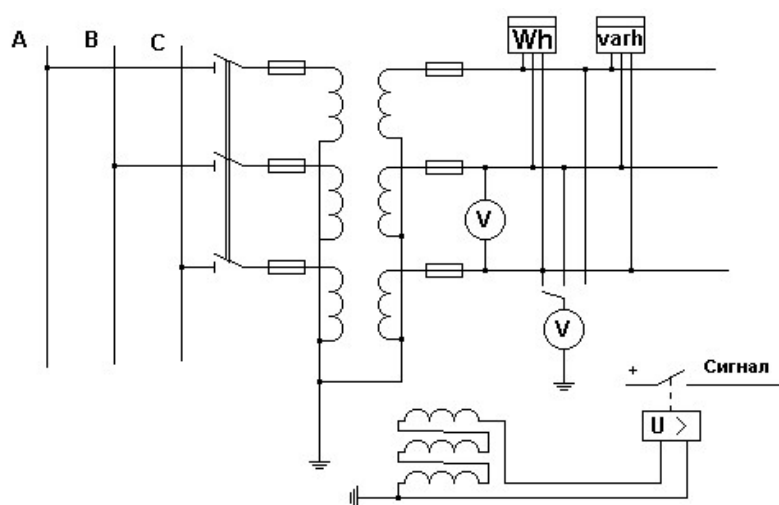


Рисунок 22 – Схема включения ТН и приборов

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

В выбранном КРУ серии К-105, установим три трансформатора напряжения ЗНОЛ 09-10.0,2, с номинальным напряжением $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ и номинальной мощностью $S_{2\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$ в классе точности 0,5. Этот трансформатор напряжения имеет две вторичные обмотки, одна из которых соединена в звезду и к ней подключаются катушки напряжения измерительных приборов, а другая – соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции. Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции.

Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Подсчет вторичной нагрузки.

Прибор	Место установки	Тип	S одной обмотки ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, Вар
Вольтметр регистрирующий	сборные шины 10кВ	H-344	10	1	1	0	1	10	0
Вольтметр		Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Ваттметр	Ввод трансформатора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа		EA2	2	2	0	1	1	4	0
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	Линии 10кВ к потребителям	EA2	2	2	0	1	3	12	0
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	ТСН	EA2	2	2	0	1	1	4	0
Итого								37	0

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{37^2 + 0^2} = 37 (B \cdot A) \quad (57)$$

Три трансформатора ЗНОЛ 09–10.0,2, соединенных в звезду, имеют мощность $3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5. Выбираем данный трансформатор напряжения, так как согласно [1] для сетей 6..35 кВ следует применять три трансформатора данного типа.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил 4 мм^2 по условию механической прочности. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН 001–12У3 и втычной разъединитель.

9.6.7 Выбор трансформаторов напряжения на рабочих шинах 110кВ

На рабочие шины высшего напряжения (110 кВ) установим три трансформатора напряжения типа ЗНОГ-110-82У3, рассчитанные на номинальное напряжение $U_{ном} = 110\text{кВ}$ и номинальную мощность $S_{2ном} = 400\text{ВА}$ в классе точности 0,5. Трансформатор напряжения устанавливается на каждую секцию сборных шин.

Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Подсчет вторичной нагрузки.

Прибор	Место установки	Тип	S одной обмотки ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, Вар
Вольтметр регистрирующий	сборные шины 110кВ	Н-344	10	1	1	0	1	10	0
Вольтметр		Э-335	2	1	1	0	2	4	0
ИМФ		ИМФ-3Р	3	1	1	0	1	3	0
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	Ввод 110кВ	ЕА2	2	2	0	1	1	4	0
Ваттметр		Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Варметр		Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
ИМФ		ИМФ-3Р	3	1	1	0	1	3	0
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	Транзит 110кВ	ЕА2	2	2	0	1	1	4	0
Ваттметр		Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Варметр		Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
ИМФ		ИМФ-3Р	3	1	1	0	1	3	0
Итого								37	0

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{37^2 + 0^2} = 37 (B \cdot A)$$

Три трансформатора, соединенных в звезду, имеют мощность $3 \cdot 400 = 1200 \text{ВА}$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил $2,5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через разъединитель РДЗ–110Б/1250Н.УХЛ1.

Для обслуживания приборов обходного выключателя на ОСШ устанавливаем трансформатор напряжения типа НКФ–110–58У1.

9.6.8 Выбор токоведущих частей распределительного устройства НН

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций (генераторы, трансформаторы, синхронные компенсаторы) и аппараты в этих цепях (выключатели, разъединители и др.) соединяются между собой проводниками различного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

Выбор соединения трансформатора с распределительным устройством на 10 кВ

Соединение может осуществляться гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом.

Расчетные токи продолжительного режима были определены в пункте 3.2:

$$I_{\text{т.норм}} = 0,269 (\text{кА})$$

$$I_{\text{т.мах}} = 0,539 (\text{кА})$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как токопровод небольшой длины и находится в пределах подстанции. Выберем закрытый комплектный токопровод ТЗК –10–1600 –51У1.

					<i>13.03.02.2017.187.00 ПЗ</i>	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 27 – Выбор токопровода

Расчётные данные	Каталожные данные
	Токопровод ТЗК-10-1600-51У1
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 539 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$i_y = 11,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$

Так как $I_{т.маx} \leq I_{доп}$, то шины проходят по условию нагрева.

Данный токопровод имеет расположение шин по треугольнику без междуфазных перегородок. Токопровод находится в стальном цилиндрическом кожухе.

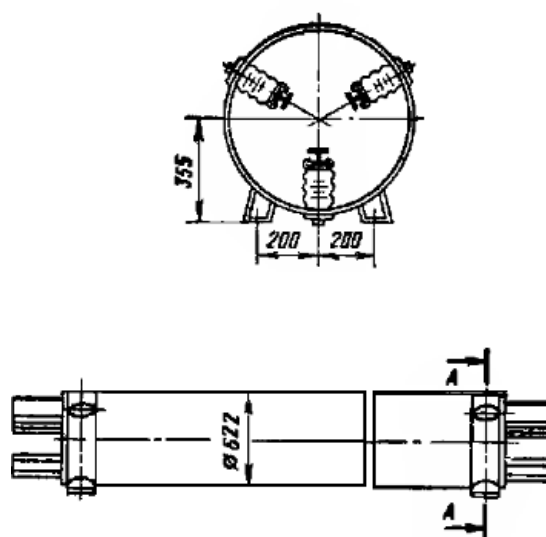


Рисунок 23 – Закрытый комплектный токопровод

9.6.9 Выбор токоведущих частей распределительного устройства 110 кВ

Токоведущие части в распределительных устройствах 35кВ и выше обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО. Гибкие шины крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Для сборных шин принято расстояние – 3м.

Выбор токоведущих частей РУВН будем проводить по допустимому току и условиям короны. Сделаем проверки:

- 1) Сечения сборных шин 110 кВ

$$I_{max.РУВН} \leq I_{доп};$$

$$105 A \leq 265 A .$$

По допустимому току $I_{\text{доп}} = 265 A$ выбираем провод марки АС–70/11, который также проходит по условиям короны(для 110кВ минимальное допустимое сечение проводов АС 70\11)

2) Ошиновка питающей линии 110 кВ

Так как ошиновка по экономической плотности тока не выбирается, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на питающей линии:

$$I_{\text{max.ПВВН}} \leq I_{\text{доп}} ;$$

$$210 A \leq 265 A .$$

По допустимому току $I_{\text{доп}} = 265 A$ выбираем провод марки АС–70/11.

3) Ошиновка транзитной линии

Так как при повреждении транзитной линии передача электроэнергии по ней осуществляться не будет, то выбор ошиновки производится по току нормального режима и условию короны:

$$I_{\text{норм.тр.л}} \leq I_{\text{доп}} ;$$

$$105 A \leq 265 A .$$

По допустимому току $I_{\text{доп}} = 265 A$ выбираем провод марки АС–70/11.

4) Ошиновка трансформатора

Так как ошиновка по экономической плотности тока не выбирается, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на питающей линии:

$$I_{\text{тр.маx}} \leq I_{\text{доп}} ;$$

$$96 A \leq 265 A .$$

По допустимому току $I_{\text{доп}} = 265 A$ выбираем провод марки АС–70/11.

									Лист
									77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.187.00 ПЗ				

Так как $i_y = 63,355 \text{ кА} > 50 \text{ кА}$ и $I_k^{(3)} = 27,86 \text{ кА} > 20 \text{ кА}$, следовательно, следует провести проверку гибких шин РУ и проводов ВЛ на электродинамическое действие.

Определяем усилие от длительного протекания тока двухфазного КЗ по (58):

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{n,o}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} \text{ (Н\м)} \quad (58)$$

где D – расстояние между фазами;

$$f = \frac{1,5 \cdot 27,86^2}{3} \cdot 10^{-7} = 38,8 \text{ (Н\м)}$$

Определяем силу тяжести 1 м токопровода с учетом внутрифазных распорок по (59):

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m \text{ (кг)} \quad (59)$$

где m – удельная масса провода на 1 км длины, $m = 276 \text{ кг/км}$;

1,6 кг – масса колец.

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot (0,276 + 1,6) = 20,22 \text{ (кг)}$$

Определяем отношение $\sqrt{h}/t_{\text{эк}}$, где h – максимальная расчётная стрела провеса провода в каждом пролете, при максимальной расчетной температуре, м; $t_{\text{эк}}$ – эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с, определяется по (60)

$$t_{\text{эк}} = t_s + 0,05 \quad (60)$$

где t_s – действительная выдержка времени защиты от токов КЗ; 0,05 – учитывает влияние апериодической составляющей.

$$t_{\text{эк}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ (с)}$$

$$\sqrt{h}/t_{\text{эк}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10$$

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$f/g = \frac{38,8}{20,22} = 1,92$$

По диаграмме из [3] определяем отклонение провода b и угол α :

$$b = 0,62 \text{ (м)}, \alpha = 38^\circ$$

Найденное значение b сравниваем с максимально допустимым по (61):

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} \quad (61)$$

где d – диаметр токопровода, для АС – 70/11 $d = 0,0114\text{м}$;

$a_{\text{доп}}$ – наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения. По ПУЭ $a_{\text{доп}} = 0,45 \text{ м}$.

$$b_{\text{доп}} = \frac{3 - 0,0114 - 0,45}{2} = 1,27 \text{ (м)}$$

Т.к $b < b_{\text{доп}}$, т.е $0,62\text{м} < 1,27\text{м}$, следовательно сближение фаз при протекании токов короткого замыкания будет в установленных пределах.

9.6.10 Выбор изоляторов

В качестве опорного изолятора выберем ИО–10–3,75 УЗ со следующими параметрами:

Таблица 28 – Характеристики опорного изолятора ИО–10–3,75 УЗ

Тип	U _{ном} , кВ	F _{мин.изг} , кН	l, мм
ИО–10–3,75 УЗ	10	3,75	100

Таблица 29 – Проверка выбранного опорного изолятора

Условие проверки	Расчётный параметр	ИО–6–3,75 I УЗ
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10, кВ	10, кВ
$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$	1,56, кН	2,25, кН

Примечания к таблице 29:

$F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{63355^2}{0,8} \cdot 1,8 \cdot 10^{-7} = 1,56 \text{ (кН)} \quad (62)$$

$F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 3,75 = 2,25 \text{ (кН)} \quad (63)$$

В качестве проходного изолятора выберем ИП–10/630–7,5 УХЛ 1 со следующими параметрами:

Таблица 30 – Характеристики опорного изолятора ИП–10/630–7,5 УХЛ2

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$F_{\text{мин.изг}}$, кН	l , мм
ИП–10/630–7,5 УХЛ 1	10	630	7,5	620

Таблица 31 – Проверка выбранного проходного изолятора

Условие проверки	Расчётный параметр	ИП–10/4000–15 УХЛ
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10, кВ	10, кВ
$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{доп}}$	539, А	630, А
$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$	1,56, кН	4,5, кН

Примечания к таблице 31:

$F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{63550^2}{0,8} \cdot 1,8 \cdot 10^{-7} = 1,56 \text{ (кН)}$$

$F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 7,5 = 4,5 \text{ (кН)}$$

10 ВЫБОР СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

10.1 Определение мощности собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия или отсутствия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Трансформаторы собственных нужд с постоянным оперативным током подключаются к шинам РУ 10 кВ. Мощность потребителей с.н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220В.

Определим потребителей собственных нужд и их мощность.

Выключатель и его привод снабжены: неотключаемым (антиконденсатным) и основным (автоматически включающимся при низкой температуре) подогревательным устройством.

Таблица 32 – Потребители с.н. на подстанции

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Общая мощность, кВт
Подогрев выключателя (неоткл+осн)	0,035+4,32	8	34,84
Подогрев привода выключателя	0,05+1,6	8	16,8
Подогрев шкафов КРУ–10кВ	1	10	10
Подогрев приводов разъединителей	0,6	26	15,6
Подогрев релейного шкафа	1		1
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ 10кВ	7		7
Освещение ОРУ 110кВ	10		10
Здание разъездного персонала	5,5		5,5
ВАЗП	26,2	2	52,4
Охлаждение ТРДН–10000/110	1	2	2
Итого			155,14

Согласно ПУЭ:

4.2.198. На электростанциях, ПС 500 кВ и выше независимо от мощности установленных трансформаторов и ПС 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВ·А и более предусматриваются масляные хозяйства, состоящие из склада масла и мастерской маслохозяйства с оборудованием для обработки и анализа масла.

4.2.199. На ПС с синхронными компенсаторами должны сооружаться два стационарных резервуара турбинного масла вне зависимости от количества и объема резервуаров изоляционного масла. Системы турбинного и изоляционного масла должны быть независимыми.

4.2.200. В остальных ПС, кроме оговоренных в 4.2.198 и 4.2.199, маслохозяйство или маслосклады не должны сооружаться. Доставка на них сухого масла осуществляется в передвижных емкостях или автоцистернах с централизованных масляных хозяйств.

Охлаждение трансформатора осуществляется с помощью двигателя с $\cos \varphi = 0.85$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0.62$), поэтому появляется реактивная мощность:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi = 2 \cdot 0.62 = 1.24 (\text{Мвар}).$$

10.2 Выбор трансформатора собственных нужд

По условиям надежности электроснабжения потребителей собственных нужд установим два трансформатора собственных нужд.

По определенной мощности потребителей с.н. и по условию допустимой аварийной перегрузки с учетом коэффициента одновременности загрузки $k_c = 0.8$ определим мощность трансформатора с.н.:

$$S_{\text{расч}} = k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{155,14^2 + 1,24^2} = 155,2 (\text{МВА}) \quad (64)$$

С учетом условия $S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п.ав}}$, получаем:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{п.ав}}} = \frac{155,2}{1,4} = 110,86 (\text{МВА}) \quad (65)$$

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выберем трансформатор ТМ–160/10, параметры которого показаны в таблице 33.

Таблица 33 – Параметры ТМ–160/10

$S_{\text{ном}}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{ном. ВВ}}$	$U_{\text{ном. НН}}$	$U_{\text{кВ}}$	$P_{\text{х}}$	$P_{\text{к}}$	Схема и группа соедин.	ПБВ
0,1	10	0,4	4,5	0,33	1,97	$Y \setminus Y_0 - 0$	$\pm 2 \times 2,5\%$

10.3 Схема питания потребителей собственных нужд подстанции

Мощность потребителей с.н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Для питания оперативных цепей подстанции применяется постоянный оперативный ток. На подстанциях трансформаторы с.н. присоединяются к шинам с низким напряжением, т.е. для нашей подстанции это шины 10 кВ. Шины 0,4 кВ секционируются. Схема показана на рисунке 16.

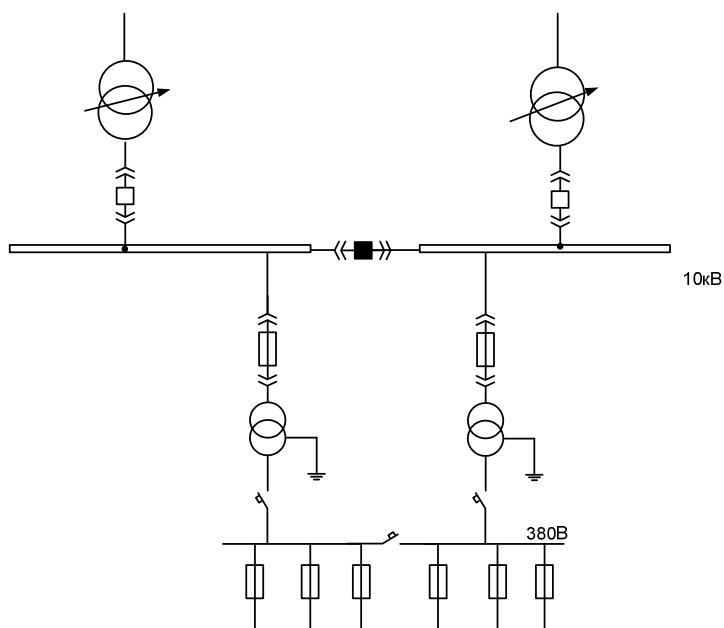


Рисунок 24 – Схема собственных нужд

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

83

11 ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд станции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей резервных особо ответственных механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на электростанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

Емкость аккумуляторной батареи определяется длительностью питания нагрузки электродвигателей, нагрузки аварийного освещения и преобразовательных агрегатов. Номер батареи, выбранный по условию питания длительной нагрузки, должен проверяться по уровню напряжения на шинах при действии суммарной толчковой и длительной нагрузок. При этом должны учитываться пусковые характеристики одновременно включаемых электродвигателей постоянного тока и суммарные токи приводов выключателей.

На подстанциях 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядноподзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда.

На подстанциях 110...220 кВ устанавливается одна АБ и два зарядноподзарядных агрегата.

Число основных элементов n_0 , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{ш}^{\max}}{U_{пз}}, \quad (66)$$

где $U_{ш}^{\max}$ – максимальное напряжение на шинах батареи (230 В);

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$U_{пз}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,23 В – для аккумуляторов типа Varta);

$$n_0 = \frac{230}{2,23} = 103,1 \approx 104 .$$

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе $U_{\text{э}}^{\max} = 2,35$ В минимальное число элементов n_{\min} :

$$n_{\min} = \frac{U_{\text{ш}}^{\max}}{U_{\text{э}}^{\max}} , \quad (67)$$

$$n_{\min} = \frac{230}{2,35} = 97,9 \approx 98 .$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе $U_{\text{э}}^{\min} = 1,75$ В, а на шинах батареи не ниже номинального ($U_{\text{ш}}^{\min} = 220$ В) к шинам подключается общее число элементов n :

$$n = \frac{U_{\text{ш}}^{\min}}{U_{\text{э}}^{\min}} , \quad (68)$$

$$n = \frac{220}{1,75} = 125,7 \approx 126 .$$

К тиристорному зарядно–подзарядному агрегату присоединяется $n_{\text{эл}} = n - n_{\min} = 126 - 98 = 28$ элементов.

Нагрузку в аварийном режиме $I_{\text{ав}}$ вычислим по формуле:

$$I_{\text{ав}} = I_{\text{п}} + I_{\text{вр}} , \quad (69)$$

где $I_{\text{п}}$ – нагрузка постоянно подключённых потребителей (15 А);

$I_{\text{вр}}$ – временная нагрузка (65 А);

$$I_{\text{ав}} = 15 + 65 = 80(\text{А})$$

Определим тип аккумуляторов Varta по допустимому току разряда $I_{\text{разр}}$ при получасовом (часовом) режиме разряда:

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot I_{ав} ; \quad (70)$$

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot 80 = 84 (A)$$

Выбираем аккумулятор Varta типа Vb 2305.

Условное обозначение аккумуляторов серии VARTA bloc:

Vb – стационарные, намазные закрытого исполнения;

2 – Напряжение, В;

3 – Тип положительных электродов 3 = 50 Ач;

05 – Число положительных электродов.

Характеристики представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Характеристики аккумулятора Varta типа Vb 2305

Разрядный ток (А)		
Часы		
1	0,5	30''...0''
145,0	222,5	650,0

Проверим выбранный аккумулятор по толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{T.max} , \quad (71)$$

где $I_{разр(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{T.max}$ – максимальный толчковый ток, определяемый по формуле:

$$I_{T.max} = I_{ав} + I_{np} , \quad (72)$$

где I_{np} – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима (2,5 А для выключателя ВЭБ–110).
Учитывается одновременное включение двух выключателей.

$$I_{np} = 2,5 \cdot 2 = 5 (A)$$

$$I_{T.max} = I_{ав} + I_{np} = 80 + 5 = 85 (A)$$

$$I_{разр(30'')} = 650 A \geq I_{T.max} = 85(A)$$

Выполним проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока.

Определим ток разряда, отнесённый к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{T.\max}}{k}, \quad (73)$$

где k – число положительных электродов ($k = 5$);

$$I_{p(k=1)} = \frac{85}{5} = 17 \text{ (A)}$$

Для батареи типа Vb 2305 с емкостью пластины = 50 А·ч, U_p составляет 1,8 В.

Вычислим отклонение напряжения, %, на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_p \cdot n}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (74)$$

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{1,8 \cdot 126}{220} \cdot 100 = 103,1\%$$

Данное отклонение допустимо для всех электроприёмников.

Определение мощности подзарядного и зарядного устройств.

Ток подзарядного устройства:

$$I_{нз} = 0,025 \cdot k + I_n = 0,025 \cdot 5 + 15 = 15,2 \text{ (A)} \quad (75)$$

Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{нз} = 2,23 \cdot n_0 = 2,23 \cdot 104 = 232 \text{ (В)} \quad (76)$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_{нз} = U_{нз} \cdot I_{нз} = 232 \cdot 15,2 = 3,53 \text{ (кВт)} \quad (77)$$

Ток заряда зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_n = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ (A)} \quad (78)$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$U_3 = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 126 = 346,5 \text{ (В)} \quad (79)$$

Мощность зарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3 = 346,5 \cdot 40 = 13,9 \text{ (кВт)} \quad (80)$$

Выберем подзарядное устройство: ВАЗП 380/260–40/80–3 с мощностью $P_3 = 26,2 \text{ кВт}$.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

12 РАСЧЕТ ГРОЗОЗАЩИТЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

12.1 Установка молниеотводов на подстанции

Открытые распределительные устройства электростанций и подстанций, как правило, защищаются от прямых ударов молнии (ПУМ) стержневыми молниеотводами (МО) и только для защиты протяженных шинных мостов и гибких связей применяются тросовые молниеотводы.

Защита ОРУ от ПУМ может быть осуществлена установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанции или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями. Защита ОРУ от ПУМ, выполненная установленными на конструкциях ОРУ стержневыми молниеотводами, дешевле защиты, выполненной из отдельно стоящих молниеотводов.

Молниеотводы, установленные на порталах подстанций, требуют меньше металла на изготовление, чем отдельно стоящие молниеотводы. Они ближе располагаются к защищаемому оборудованию, поэтому эффективнее используются их защитные зоны. Но при поражении молниеотвода, установленного на портале ОРУ, ударом молнии с большими амплитудой и крутизной фронта импульса тока на молниеотводе и на портале, на котором он установлен, значительно возрастает напряжение, что может в свою очередь являться причиной перекрытия изоляторов на порталах.

На проектируемой подстанции молниеотводы установлены на линейных порталах, высота которых 11 метров, а так же на вышках освещения, высота которых по 22 метра. Высота молниеотводов в свою очередь меняется в зависимости от их количества и степени защищенности подстанции.

Защита была проведена для трех вариантов:

1. Степень защищенности 0,9.
2. Степень защищенности 0,99.
3. Степень защищенности 0,999.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

12.1.1 Влияние высоты МО на их минимально необходимое количество при степени защищенности 0,9.

Результаты исследования приведены на рисунке 25.

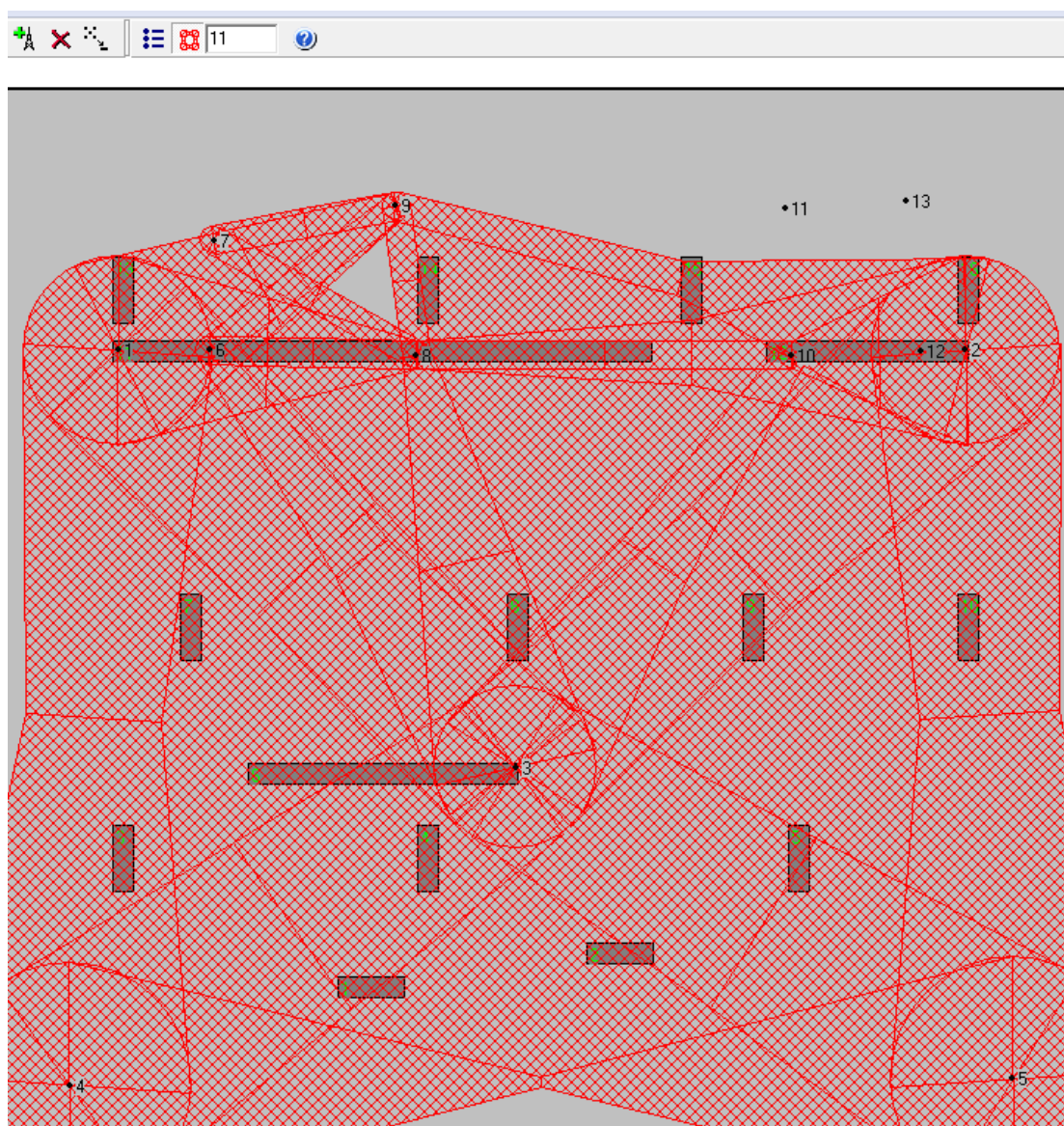


Рисунок 25 – Зона защиты ОРУ при объединении МО

Для обеспечения молниезащиты ОРУ 110 кВ необходима установка 5 молниеотводов на порталах и осветительных вышках. В данном случае я промоделировал МО на порталах с высотой 19м. – 1, 2, 3; МО на осветительных вышках с высотой 25м. – 4, 5; а так же промоделировал грозоцатинный трос, который будет защищать от прямых ударов молнии входящие и выходящие ЛЭП 110кВ – 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13. Все объекты вошли в зону защиты.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

90

12.1.2 Влияние высоты МО на их минимально необходимое количество при увеличении их высоты.

Результаты исследования приведены на рисунке 26.

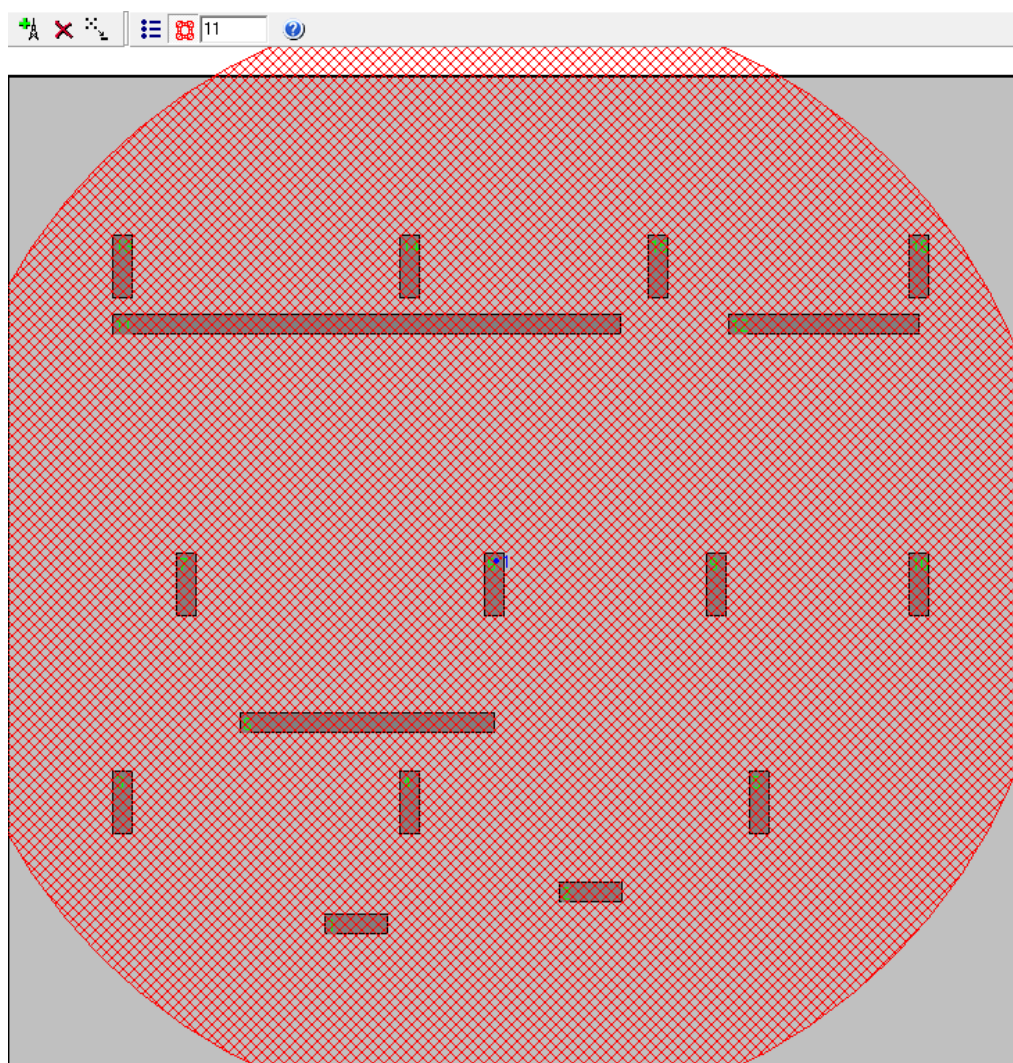


Рисунок 26 – Зона защиты ОРУ при высоте МО 57 м

Увеличение высоты МО приводит к значительному увеличению зоны защиты ОРУ и, как следствие, к уменьшению количества устанавливаемых МО. В данном случае установлен один молниеотвод, высотой 57 м, что является в три раза выше стандартного молниеотвода на ОРУ 110 кВ. К тому же такой молниеотвод не оправдывает себя, потому что затраты на его возведения будут превышать в 2–3 раза, чем затраты на защиту ОРУ при стандартных высотах молниеотводов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

91

12.1.3 Влияние высоты МО на их минимально необходимое количество при увеличении степени защищенности до 0,99.

Результаты исследования приведены в рисунке 27.

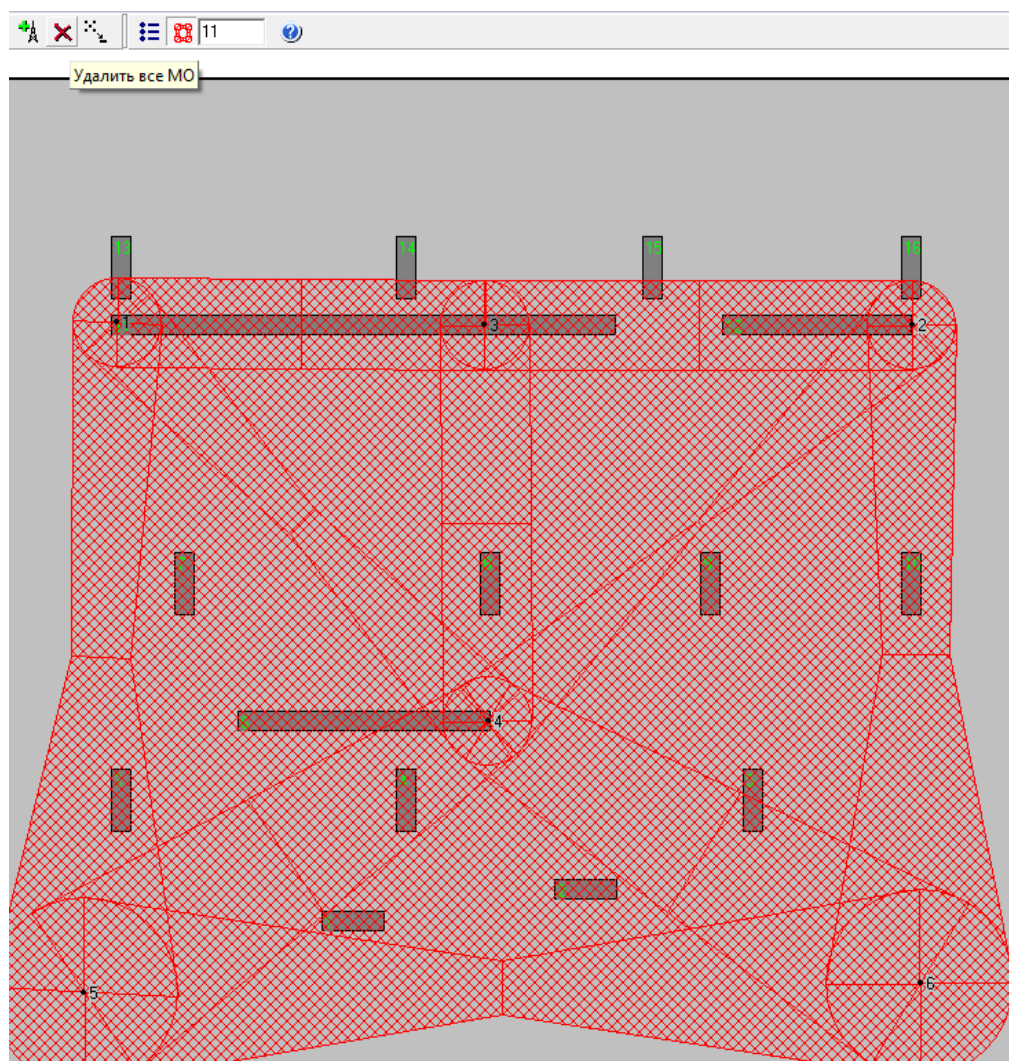


Рисунок 27 – Зона защиты ОРУ при $P_3=0,99$

Для обеспечения молниезащиты ОРУ 110 кВ необходима установка 6 молниеотводов на порталах и осветительных вышках. В данном случае было промоделировано МО на порталах с высотой 19м. – 1, 2, 3,4; МО на осветительных вышках с высотой 25м. – 5, 6. Грозощитинный трос на выходящих и входящих ЛЭП 110 кВ не указан. В верхней части рисунка шинные порталы не попали в зону защиты МО для высоты 11 м. Но их высота 7,5 м, молниеотводы будут покрывать их на этой высоте.

12.1.4 Влияние высоты МО на их минимально необходимое количество при увеличении степени защищенности до 0,99.

. Результаты исследования приведены на рисунках 28 и 29.

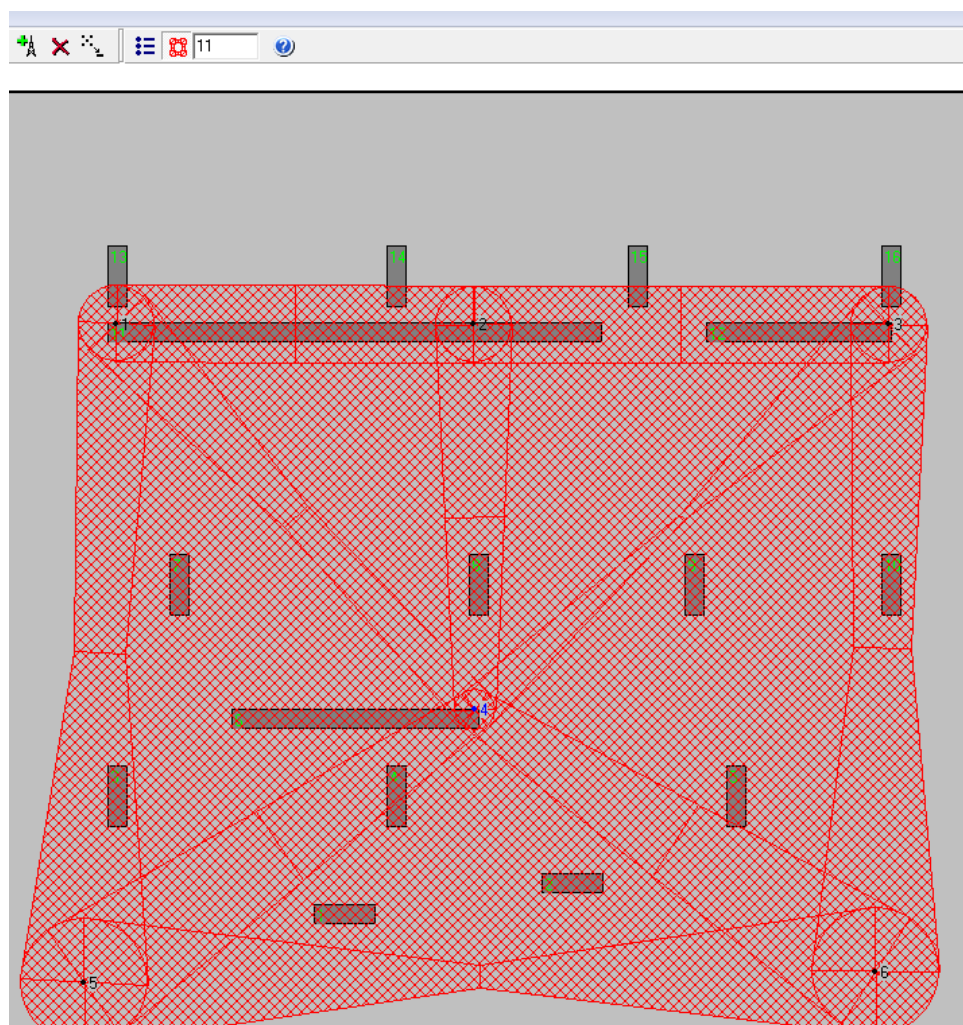


Рисунок 28 – Зона защиты ОРУ при $P_3=0,999$ на высоте 11м

В данном варианте защиты высоту молниеотводов пришлось увеличить, чтобы увеличить область защиты. Высота МО составляет:

1. МО – 22м (установлен на линейном портале высотой 11м).
2. МО – 22м (установлен на линейном портале высотой 11м)
3. .МО – 22м (установлен на линейном портале высотой 11м).
4. МО – 19м (установлен на линейном портале высотой 11м).
5. МО – 26м (установлен на вышке освещения высотой 22м).
6. МО – 26м (установлен на вышке освещения высотой 22м).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

93

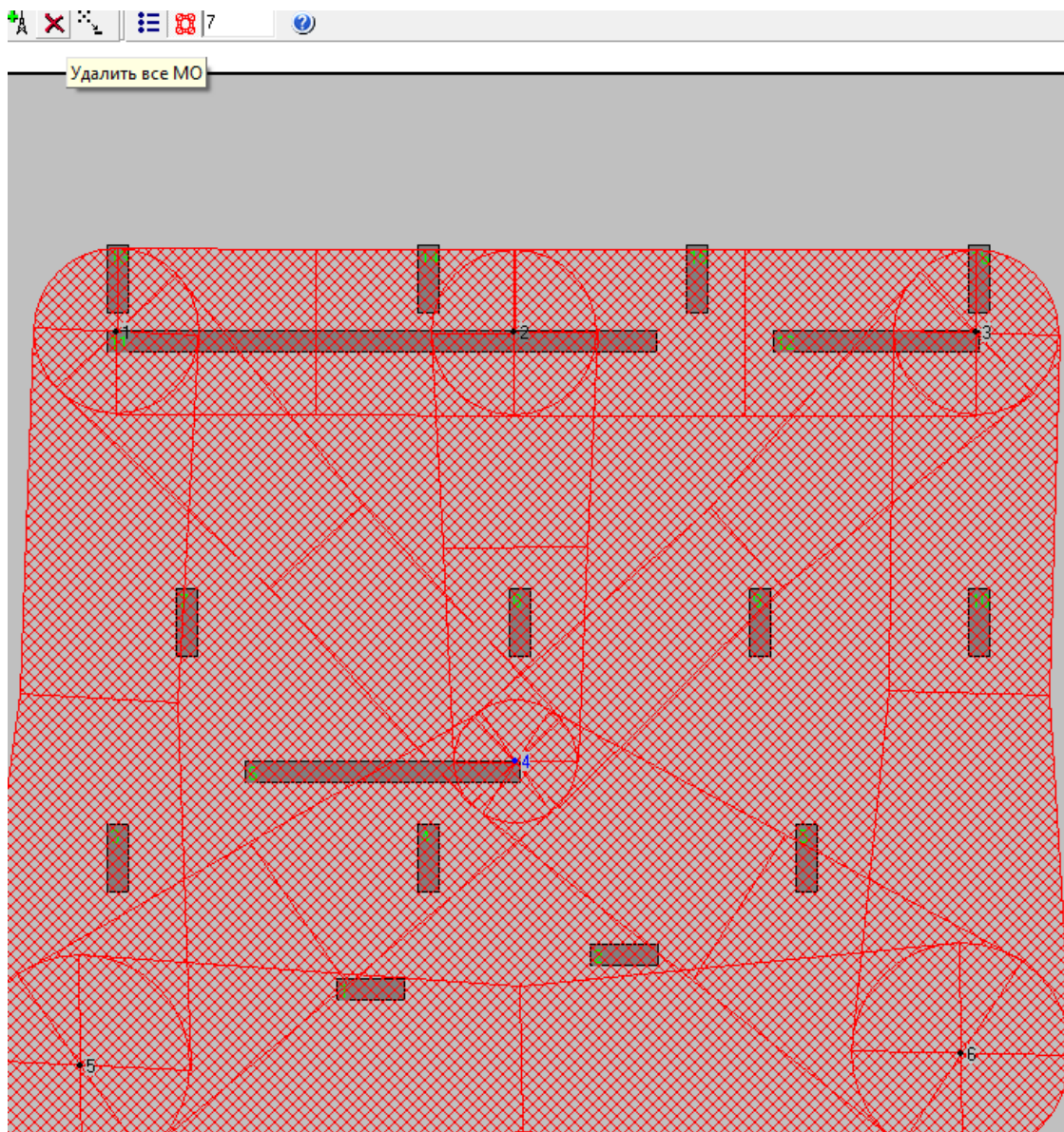


Рисунок 28 – Зона защиты ОРУ при $P_3=0,999$ на высоте 7,5м

При увеличении надежности уменьшается зона защиты ОРУ, что приводит к увеличению количества МО или высоты МО. В представленном варианте пришлось увеличить высоту, чтобы обеспечить защиту ОРУ 110 кВ. Грозозащитные тросы не могут обеспечить заданную надежность для ЛЭП 110 кВ.

Из всех выбранных вариантов нам подходит степень защищенности 0,99.

						13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			94

12.2 Проведем оптимизацию для степени защищенности 0,99.

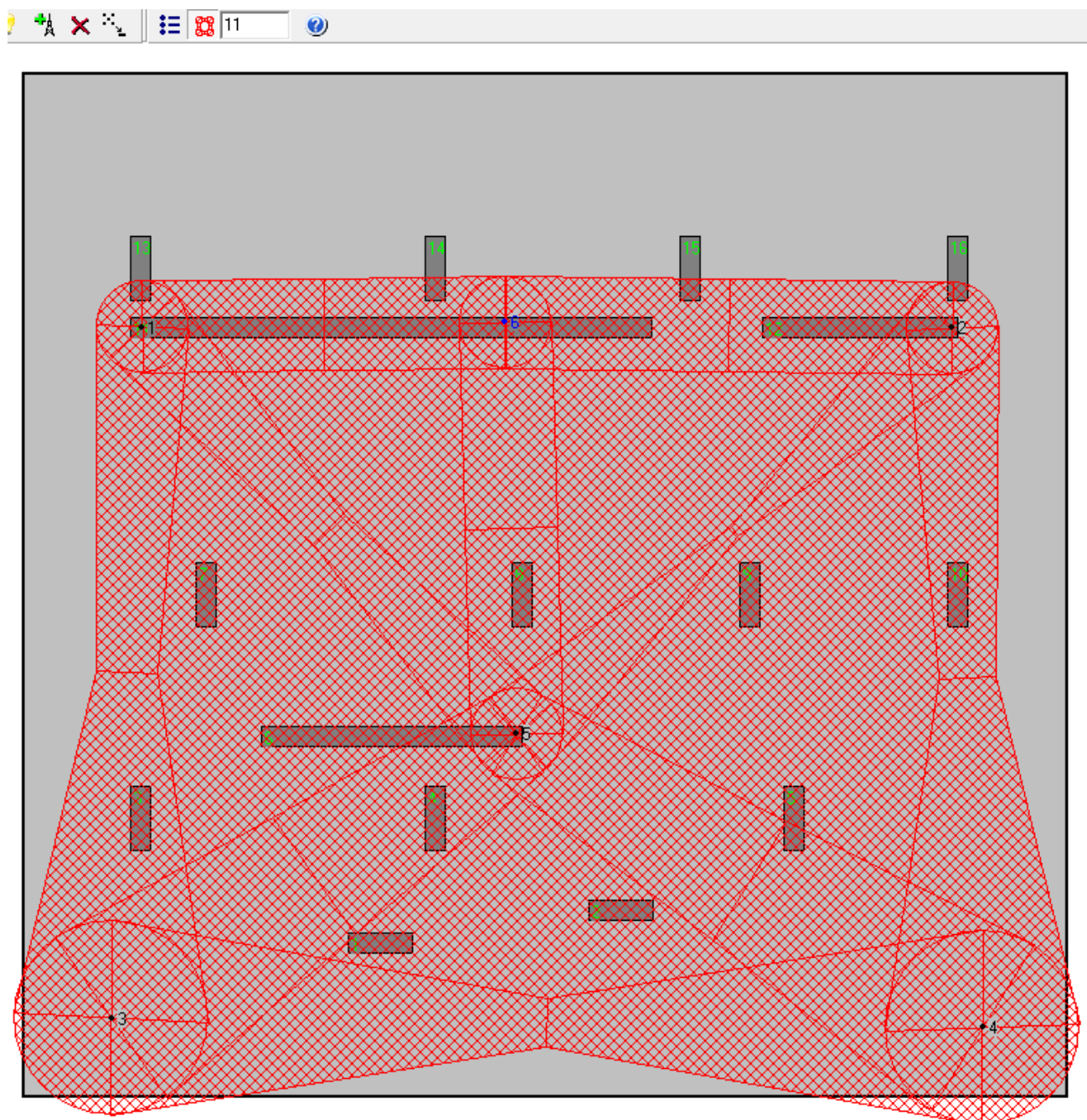


Рисунок 29 – Зона защиты ОРУ при $P_3=0,99$ высоте 11м с учетом оптимизации

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

95

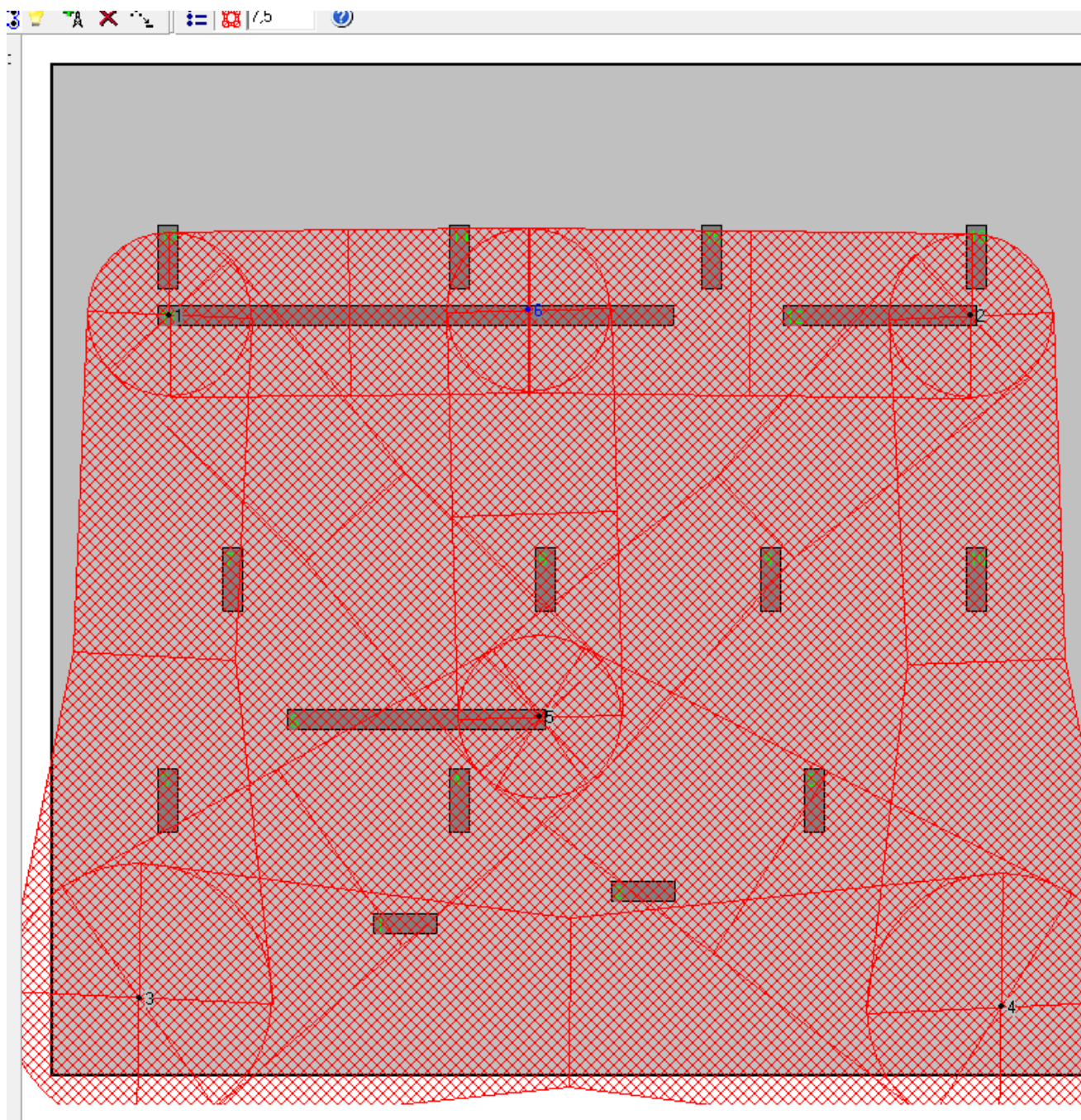


Рисунок 30 – Зона защиты ОРУ при $P_3=0,99$ высоте 7,5м с учетом оптимизации

Все объекты на ОРУ 110 кВ попадают в зону защиты МО.

Грозозащитные тросы в свою очередь будут защищать подходящие и выходящие линии электропередач 110 кВ с надлежащим уровнем надежности.

Данный уровень защиты удовлетворяет выбранную нами категорию потребителя.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.187.00 ПЗ

Лист

96

Высоты молниеотводов:

1. МО – 19м (установлен на линейном портале высотой 11м).
2. МО – 19м (установлен на линейном портале высотой 11м)
3. .МО – 19м (установлен на линейном портале высотой 11м).
4. МО – 19м (установлен на линейном портале высотой 11м).
5. МО – 25м (установлен на вышке освещения высотой 22м).
6. МО – 25м (установлен на вышке освещения высотой 22м).

12.3 Проверка подстанции на грозоупорность

Осуществим проверку грозоупорности проектируемой п/ст [16]:

Определим среднее количество ударов молнии в подстанцию за год:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 6h)(b + 6h) \cdot 10^{-6}, \quad (81)$$

где n – количество грозových часов в году (для Южного Урала $n \approx 50$ ч).

$$N = 0,06 \cdot 50 \cdot (96 + 6 \cdot 11)(94 + 6 \cdot 11) \cdot 10^{-6} = 0,78 \text{ уд/год.}$$

Определим количество отключений подстанции вследствие ПУМ в год:

$$\gamma = N \cdot \varphi_n \cdot \varphi_i \cdot \varphi_g, \quad (82)$$

где φ_n – вероятность прорыва молнии сквозь зону защиты молниеотвода (для категории защиты $P_3 = 0,99$, $\varphi_n = 10^{-2}$); φ_i – вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии ($\varphi_i = 0,68$); φ_g – вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу ($\varphi_g = 0,7$).

$$\gamma = 0,78 \cdot 10^{-2} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,003714$$

Грозоупорность подстанции (количество лет без аварии из-за ПУМ):

$$m = \frac{1}{\gamma} \quad (83)$$

$$m = \frac{1}{0,003714} = 269 \text{ лет.}$$

Этого показателя достаточно, поскольку превышает срок службы п/ст.

									Лист
									97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.187.00 ПЗ				

12.4 Выбор ограничителей перенапряжения

ОПН, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования линий и подстанций, повышения надежности работы объекта защиты, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения. Поэтому выбор его должен быть тщательно взвешен и обоснован. Выбор ОПН должен выполняться в два этапа, а именно предварительный выбор и окончательный выбор после определения влияющих факторов.

Главным обстоятельством определяющим безаварийную работу ОПН является длительно допустимое приложенное напряжение.

Определим расчетную величину длительного напряжения на ограничителе 110 кВ установленного в цепи трансформатора ТДН–10000/110/10:

$$U_{\text{нрo}} \geq \frac{U_{\text{нр}}}{\sqrt{3}} \quad (84)$$

где $U_{\text{нрo}}$ – длительно допустимое напряжение приложенное к ОПН;

$U_{\text{нр}}$ – напряжение на подстанции с учетом повышения напряжения на 15 процентов.

Тогда длительно допустимое напряжение на ОПН:

$$U_{\text{нрo}} \geq \frac{126.5}{\sqrt{3}} = 74.4 \text{ (кВ)}.$$

Тогда в соответствии со справочником примем $U_{\text{нрo}} = 77 \text{ (кВ)}$.

Вторым параметром по которому выбирается ОПН является удельная энергоемкость $W_{\text{уд}}$ (кДж/кВ), которую можно определить по амплитуде прямоугольного тока длительностью 2000 микросекунд. Для класса напряжения 110 кВ амплитуда прямоугольного тока составляет от 300 до 500 Ампер чему соответствует энергоемкость 2,5 до 3 кДж/кВ.

Исходя из полученных данных примем к установке ОПН–П–110/550/77/10 – III(IV) – УХЛ1.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

По формуле (84) рассчитаем длительно допустимое приложенное напряжение:

$$U_{\text{нрo}} \geq \frac{12}{\sqrt{3}} = 7.058 \text{ (кВ)}.$$

Тогда в соответствии со справочником примем $U_{\text{нрo}} = 10 \text{ (кВ)}$.

Вторым параметром по которому выбирается ОПН является удельная энергоемкость $W_{\text{уд}}$ (кДж/кВ), которую можно определить по амплитуде прямоугольного тока длительностью 2000 микросекунд. Для класса напряжения 10 кВ амплитуда прямоугольного тока составляет от 200 до 500 Ампер чему соответствует энергоемкость до 2 кДж/кВ.

Исходя из полученных данных примем к внутренней установке ОПН–П/ЗЭУ–10/10/10/550 – УХЛ1.

Расчетные и каталожные данные ОПН сведены в таблицу 37:

Таблица 37 – Расчетные и каталожные данные ОПН

Расчетные данные	ОПН–П–110/550/77/10 – III(IV) – УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$U_{\text{нрo}} = 7,058 \text{ кВ}$	$U_{\text{нрo}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{к}} = 200 \dots 500 \text{ А}$	$I_{\text{к}} = 550 \text{ А}$
$W_{\text{уд}} < 2 \text{ кДж/кВ}$	$W_{\text{уд}} = 2,9 \text{ кДж/кВ}$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены варианты развития электрической сети 110/10кВ, произведён выбор наиболее надежного и перспективного варианта. Выбор наилучшего варианта сети выполнен на основе разгрузки перегруженных линий электропередач и анализа приведённых 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, т.е. уменьшила потери, так и увеличила надежность все схемы. Благодаря регулировке трансформаторов с помощью РПН, мы снизили просадку напряжения на подстанциях. Качество электроэнергии, поставляемое на подстанции, удовлетворяет потребителей.

Выполнен выбор оборудования и разработано конструктивное выполнение для новой подстанции «32».

Разработана защита подстанции от перенапряжения, как от прямых ударов молнии, так и от набегающих волн.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

13 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т./ Под общ. ред. А.А. Федорова.- М.: Энергоатомиздат, 1986

14 Коржов, А. В. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учебное пособие для самостоятельной работы студентов / А.В.Коржов – Челябинск: Издательский Центр ЮУрГУ, 2007. - 71 с.

15 Жежеленко, И. В. Электромагнитная совместимость в электрических сетях: учебное пособие / И.В.Жежеленко, М.А.Короткевич – Минск: Выш.шк., 2012. - 197 с.

16 Белов А.В., Ильин Ю.П. Электрические станции и подстанции. Расчет подстанции: учеб. пособие / А.В. Белов, Ю. И. Ильин. Челябинск : ЧГАА, 2014. 144с.

					13.03.02.2017.187.00 ПЗ	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		