

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
КАФЕДРА «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедры

подпись

инициалы, фамилия

«___» _____ 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

По специальности электроснабжение 1400400.62

На тему «Электроснабжение судоремонтного завода»

Руководитель

подпись, дата

должность, ученая степень

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.Ю. Княженцев

инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
КАФЕДРА «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2016г.

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме бакалаврской работы

Студенту Княженцеву Алексею Юрьевичу

Группы ЗФЭ11-06Б Направление (специальность) 1400400.62

Электроснабжение

Тема выпускной квалификационной работы:

электроснабжение судоремонтного завода

Утверждена приказом по университету № 5577/с от 26 апреля 2016г.

Руководитель ВКР А.С.Амузаде

Исходные данные для ВКР.

1. Схема генерального плана завода.
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода.
3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы мощностью 800 МВА. На подстанции установлены два трёхобмоточных трансформатора мощностью 800 МВА. На подстанции установлены два трёхобмоточных трансформатора мощностью по 100 МВА напряжением 115/37/10,5 кВ. Работа трансформаторов параллельная.

					<i>БР 140400.62 -071104041 ПЗ</i>					
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док-м</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Электроснабжение судоремонтного завода</i>					
<i>Разраб</i>	<i>Княженцев А.Ю.</i>	<i>Амузаде А.С.</i>						<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер</i>								2	63	
<i>Реценз</i>								<i>СФУ ЗФЭ11-06Б</i>		
<i>И.Контр.</i>										
<i>Утверд.</i>	<i>Пантелеев В.И.</i>									

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Краткая характеристика технологического процесса	7
2 Расчет электрических нагрузок	9
3 Определение центра электрических нагрузок	12
4 Определение расчетных электрических нагрузок	15
5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП	18
6 Выбор рационального напряжения электроснабжения	20
7 Техничко-экономическое сравнение	21
7.1 Первый вариант электроснабжения	22
7.1.1 Выбор сечения воздушной линии	22
7.1.2 Выбор сечения воздушной линии	23
7.1.3 Ежегодные издержки	24
7.1.4 Приведенные затраты	25
7.2 Второй вариант электроснабжения	25
7.2.1 Выбор сечения воздушной линии	25
7.2.2 Капитальные затраты в схему электроснабжения	26
7.2.3 Ежегодные издержки	26
7.2.4 Приведенные затраты	27
8 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов	29
8.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов	29
8.2 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности трансформаторов	30
9 Выбор высоковольтных батарей	32
10 Выбор кабелей	34
11 Расчет трехфазных токов короткого замыкания	37
12 Выбор электрооборудования	39
12.1 Выбор выключателей	39
12.1.1 Выбор выключателей на стороне 35 кВ	39
12.1.2 Выбор выключателей на стороне 10 кВ	40

Перв. примен.							
Справ. №							
Подпись и дата							
Инв. № дубл.							
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>БР 140400.62 – 071104041 ПЗ</i>		<i>Лист</i>
							4

Перв. примен.	12.2 Выбор автоматических выключателей	40				
	12.3 Выбор разъединителей	41				
Справ. №	12.4 Защита от перенапряжений	42				
	12.5 Выбор предохранителей	42				
	12.6 Выбор трансформаторов тока	43				
	12.7 Выбор трансформаторов напряжения	45				
	12.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	47				
	13 Расчет заземляющего устройства	48				
	14 Молниезащита территории ГПП	52				
	Приложение А	54				
	Приложение Б	60				
	Список использованных источников	62				
Подпись и дата						
Инв. № дубл.						
Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР 140400.62 – 071104041 ПЗ	Лист
						5

Введение

Системой электроснабжения называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электрической энергии.

В настоящее время энергетика обеспечивает надежное электроснабжение народного хозяйства и жилищно-бытовых нужд различных потребителей электроэнергии.

Система электроснабжения предприятий, состоящая из сетей напряжением до 1000 В и выше, трансформаторных и преобразовательных подстанций, служит для обеспечения требований производства путем подачи электроэнергии от источника питания к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества в виде переменного тока при различных частотах и напряжениях, и постоянного тока.

Система электроснабжения промышленного предприятия является подсистемой энергосистемы, обеспечивающей комплексное электроснабжение промышленных, транспортных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей данного района, а так же является подсистемой технологической системы производства данного предприятия, которое предъявляет определенные требования к электроснабжению. Система электроснабжения промышленного предприятия должна быть гибкой, допускать постоянное развитие технологии, рост мощности предприятий и изменение производственных условий.

Основными задачами, решаемыми в данном проекте, являются оптимизация параметров системы электроснабжения судоремонтного завода путем правильного определения электрических нагрузок и требований бесперебойности электроснабжения; выбора рациональной конструкции промышленных сетей; выбор средств компенсации реактивной мощности; расчет релейной защиты элементов системы электроснабжения предприятия.

					БР 140400.62 –071104041 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

1 Краткая характеристика технологического процесса

Питание судоремонтного завода, может быть осуществлено от подстанции энергосистемы 800 МВ·А. На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 100 МВ·А, напряжением 115/37/10,5 кВ. Работа трансформаторов параллельная. Подстанция энергосистемы удалена от завода на расстояние 10 км. Так как на заводе установлены высоковольтные двигатели и печи (10 кВ), то распределение электроэнергии по территории завода осуществляется на напряжении 0,4 и 10 кВ.

По обеспечению надежности электроснабжения согласно ПУЭ электроприемники делятся на три категории:

1. Электроприемники, нарушение электроснабжения, которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса.

2. Электроприемники, перерыв электроснабжения, которых приводит к массовым недоотпускам продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта.

3. Все остальные электроприемники, не подходящие под определение 1-й и 2-й категорий.

Перерыв в электроснабжении электроприемников 1-й категории может быть допущен лишь на время автоматического ввода резервного питания, 2-й категории на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом, и для электроприемников 3-категории на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более суток.

Питание электроприемников 1-й и 2-й категорий осуществляется от двух независимых источников питания. Электроснабжение электроприемников 3-категории осуществляется от одного источника питания.

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

На заводе к потребителям 1–ой категории относятся: компрессорная станция, литейный цех, гальванический цех. К потребителям 2-ой категории относятся: лесосушилка, деревообделочный цех, кузнечно-прессовый цех, корпусно-механический цех, ремонтно-механический цех, модельный цех, сборочный, малярный цеха, заводоуправление, пожарное депо. К потребителям 3-й категории относятся: материальный склад, склад сухого дерева, склад угля, столовая и магазин, склад моделей, склад.

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

2 Расчет электрических нагрузок

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

Расчет ведется по установленной мощности и коэффициенту спроса.

Для определения расчетных нагрузок по данному методу необходимо знать установленную мощность $P_{НОМ}$ группы электроприёмников и коэффициенты мощности $\cos \varphi$ и спроса K_C данной группы, определяемые по справочным материалам.

На заданном предприятии оборудование питается от двух классов напряжения. Силовая нагрузка обоих классов определяется аналогично, а на напряжении 0,4 кВ необходимо также рассчитать осветительную нагрузку.

Определим расчетную нагрузку для материального склада №1.

Для расчетов на стадии проектного задания при сравнении вариантов и других ориентировочных расчетах, когда отсутствуют точные данные об электроприемниках, расчетную активную нагрузку определим по формуле, кВт,

$$P_{РАСЧ} = K_C \cdot P_{НОМ}, \quad (2.1)$$

где K_C – коэффициент спроса;

$P_{НОМ}$ – суммарная номинальная мощность электроприемников цеха, кВт.

$$P_{РАСЧ} = 45 \cdot 0,5 = 22,5.$$

Расчетную реактивную нагрузку определим по формуле, кВар,

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

$$Q_{РАСЧ} = P_{РАСЧ} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности.

$$Q_{РАСЧ} = 22,5 \cdot 1,02 = 22,955.$$

Расчетная осветительная нагрузка равна, кВт,

$$P_{P.OCB} = P_{H.O} \cdot K_{CO}, \quad (2.3)$$

где K_{CO} – коэффициент спроса на осветительную установку;

$P_{H.O}$ – суммарная номинальная мощность осветительной нагрузки, кВт,

$$P_{H.O} = P_{уд.о} \cdot F, \quad (2.4)$$

где $P_{уд.о}$ – удельная плотность нагрузки на 1 м^2 производственной площади, кВт/м²;

F – площадь соответствующего цеха, м².

$$P_{H.O} = 0,011 \cdot 243 = 2,673,$$

$$P_{P.OCB} = 2,673 \cdot 0,85 = 2,272.$$

Таким образом, полная нагрузка цеха равна:

$$S = \sqrt{(P_{РАСЧ} + P_{P.OCB})^2 + Q_{РАСЧ}^2}, \quad (2.5)$$

$$S = \sqrt{(22,5 + 2,272)^2 + 22,955^2} = 33,772.$$

Расчеты проводятся по каждому из цехов предприятия, указанных в задании, результаты расчетов приведены в таблице 2.1.

					<i>БР 140400.62 – 071104041 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Таблица 2.1 – Расчет электрических нагрузок предприятия

	Наименование цехов	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка					Суммарная нагрузка		
		Рн, кВт	Кс	cos φ	tg φ	Рр, кВт	Qр, кВар	F, м ²	Руд, кВт	Рно, кВт	Ксо	Рр, кВт	Рр.Σ,кВт	Qр.Σ,кВар	Sp, кВА
Потребители энергии 0,4 кВ															
1	Материальный склад	45	0,5	0,7	1,02	22,5	22,9546	243	0,011	2,673	0,85	2,27205	24,77205	22,95459	33,77229
2	Склад сухого дерева	35	0,5	0,7	1,02	17,5	17,8536	141,75	0,011	1,55925	0,85	1,325363	18,82536	17,85357	25,94502
3	Лесосушилка	260	0,7	0,8	0,75	182	136,5	480,9375	0,015	7,21406	0,95	6,853359	188,8534	136,5	233,019
4	Деревообделочный цех	250	0,6	0,75	0,882	150	132,288	405	0,02	8,1	0,85	6,885	156,885	132,2876	205,2143
5	Столовая и магазин	200	0,4	0,7	1,02	80	81,6163	329,0625	0,019	6,25219	0,9	5,626969	85,62697	81,61632	118,2929
6	Компрессорная (0,4 кВ)	260	0,5	0,8	0,75	130	97,5	283,5	0,018	5,103	0,9	4,5927	134,5927	97,5	166,197
7	Склад угля	95	0,5	0,7	1,02	47,5	48,4597	151,875	0,011	1,67063	0,95	1,587094	49,08709	48,45969	68,97742
8	Кузнечно-прессовый цех	2097,8	0,6	0,7	1,02	1258,68	1284,11	891	0,015	13,365	0,85	11,36025	1270,04	1284,11	1806,085
9	Пожарное депо	150	0,6	0,6	1,333	90	120	258,1875	0,015	3,87281	0,85	3,291891	93,29189	120	151,998
10	Корпусно-механический цех	2350	0,6	0,8	0,75	1410	1057,5	1612,406	0,017	27,4109	0,95	26,04036	1436,04	1057,5	1783,401
11	Ремонтно-механический цех	480	0,6	0,8	0,75	288	216	810	0,017	13,77	0,85	11,7045	299,7045	216	369,4304
12	Литейный цех (0,4 кВ)	2890	0,6	0,8	0,75	1734	1300,5	2237,625	0,015	33,5644	0,95	31,88616	1765,886	1300,5	2193,092
13	Модельный цех	310	0,8	0,8	0,75	248	186	516,375	0,017	8,77838	0,85	7,461619	255,4616	186	316,001
14	Склад моделей	31	0,4	0,7	1,02	12,4	12,6505	162	0,011	1,782	0,85	1,5147	13,9147	12,65053	18,80571
15	Гальванический цех	450	0,7	0,8	0,75	315	236,25	475,875	0,018	8,56575	0,95	8,137463	323,1375	236,25	400,2897
16	Сборочный, малярный цеха	350	0,5	0,75	0,882	175	154,335	617,625	0,019	11,7349	0,95	11,14813	186,1481	154,3355	241,8069
17	Склад-1	10	0,5	0,7	1,02	5	5,10102	167,0625	0,011	1,83769	0,85	1,562034	6,562034	5,10102	8,31148
17	Склад-2	10	0,5	0,7	1,02	5	5,10102	151,875	0,011	1,67063	0,85	1,420031	6,420031	5,10102	8,19983
17	Склад-3	15	0,5	0,7	1,02	7,5	7,65153	162	0,011	1,782	0,85	1,5147	9,0147	7,65153	11,82416
18	Заводуправление	100	0,4	0,7	1,02	40	40,8082	182,25	0,019	3,46275	0,9	3,116475	43,11648	40,80816	59,36612
	Освещение	0	0	0	0	0	0	81253,13	0,00016	13,0005	1	13,0005	13,0005	0	13,0005
	Итого по 0,4 кВ	10389				6218,08	5163,18					162,3013	6380,381	5163,18	8207,782
Потребители энергии 6-10 кВ															
6	Компрессорная (6 кВ)	3000	0,56	0,8	0,75	1680	0	283,5					1680	0	1680
12	Литейный цех (10 кВ)	4772	0,6	0,8	0,75	2863,2	2147,4	2237					2863,2	2147,4	3579
	Итого по 6-10 кВ	7172				4543,2	2147,4				0		4543,2	2147,4	5025,136
	Всего	17561				10761,28	7310,58					162,3013	10923,58	7310,58	13144,17

БР 140400.62 – 071104041 ПЗ

3 Определение центра электрических нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это позволяет построить экономическую и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения; уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварий и удешевляется развитие электроснабжения.

Главная понизительная подстанция (ГПП) является одним из основных звеньев системы электроснабжения любого промышленного предприятия. Для определения местоположения ГПП при проектировании системы электроснабжения на генплан промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок. Картограмма нагрузок предприятия представляет собой размещенные по генплану окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

Определим центр электрических нагрузок для материального склада №1.

Радиус окружности определяют по формуле, мм,

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (3.1)$$

где P_{pi} – активная расчетная нагрузка i -го цеха, кВт;
 m – масштаб.

$$r_i = \sqrt{\frac{24,772}{3,14 \cdot 2,25}} = 1,8725.$$

Картограмма электрических нагрузок позволяет наглядно представить распределение нагрузок по территории завода.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга. Угол сектора α определяется из соотношения активной суммарной нагрузки цеха и осветительной нагрузки по формуле, градус,

$$\alpha_i = \frac{P_{poi}}{P_{pi}} \cdot 360, \quad (3.2)$$

где P_{poi} – осветительная нагрузка i -го цеха, кВт.

$$\alpha_i = \frac{2,272}{24,77205} \cdot 360 = 33,0186.$$

Показатели r_i и α_i приведены по цехам в таблице 3.1.

При определении центра электрических нагрузок считается, что нагрузка распределена равномерно по площади цеха. Тогда центр нагрузок цеха будет совпадать с центром тяжести фигуры, изображающей цех в генплане. В этом случае центр нагрузок предприятия можно определить по формулам, м,

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (3.3)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (3.4)$$

где x_i, y_i - координаты центра электрической нагрузки i -го цеха.

Расчет центра нагрузок приводится в табличной форме (см. таблицу 3.1).

Таблица 3.1 - Расчет центра электрических нагрузок.

№ цеха по генплану	$P_{р.сум}$, кВт	$P_{ро}$, кВт	r , мм	α , градус	x , м	y , м	$P_{р.сум} \cdot x$, кВт·м	$P_{р.сум} \cdot y$, кВт·м
Потребители 0,4 кВ								
1	24,77205	2,27205	1,8725	33,018583	20,25	83,25	501,634	2062,2732
2	18,8253625	1,32536	1,6324	25,34509	18	30,375	338,8565	571,82039
3	188,853359	6,85336	5,1702	13,064154	43,763	12,375	8264,695	2337,0603
4	156,885	6,885	4,7123	15,798834	51,863	30,375	8136,448	4765,3819
5	85,6269688	5,62697	3,4814	23,657368	93,375	12,375	7995,418	1059,6337
6	134,5927	4,5927	4,3647	12,284262	65,25	68,625	8782,174	9236,424
7	49,0870938	1,58709	2,6359	11,639592	31,5	129,38	1546,243	6350,6428
8	1270,04025	11,3603	13,408	3,2201263	112,5	163,13	142879,5	207175,32
9	93,2918906	3,29189	3,6338	12,702933	122,63	86,625	11439,92	8081,41
10	1436,04036	26,0404	14,257	6,5280407	154,69	68,625	222137,5	98548,27
11	299,7045	11,7045	6,5131	14,059248	166,5	114,75	49900,8	34391,091
12	1765,88616	31,8862	15,81	6,5004282	103,5	111,38	182769,2	196675,57
13	255,461619	7,46162	6,0132	10,515015	169,88	157,5	43396,54	40235,205
14	13,9147	1,5147	1,4034	39,188197	180	175,5	2504,646	2442,0299
15	323,137463	8,13746	6,763	9,0657594	213,75	165,38	69070,63	53438,858
16	186,148131	11,1481	5,133	21,559858	214,88	210,38	39998,58	39160,913
17	6,56203438	1,56203	0,9637	85,694823	234	93,375	1535,516	612,72996
17	6,42003125	1,42003	0,9533	79,627533	210,38	128,25	1350,614	823,36901
17	9,0147	1,5147	1,1296	60,489201	180	200,25	1622,646	1805,1937
18	43,116475	3,11648	2,4704	26,020935	228,38	73,125	9846,725	3152,8922
освещение	13,0005008	13,0005	1,3565	360	180	120,38	2340,09	1564,9353
итого	6380,38135	162,301					816358,4	714491,02
Потребители 10 кВ								
6	1680	0	15,421	0	65,25	68,625	109620	115290
12	2863,2	0	20,131	0	103,5	111,38	296341,2	318888,9
итого	4543,2	0					405961,2	434178,9
всего	10923,5813	162,301					1222320	1148669,9

Координаты центров нагрузок:

$$x_0 = 111,8973 \quad y_0 = 105,1551.$$

4 Определение расчетных электрических нагрузок

Полная мощность завода определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учетом расчетной нагрузки освещения территории завода, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП (при ее сооружении), с учетом компенсации реактивной мощности.

Из таблицы 2.1 полная расчетная мощность нагрузки $S_p = 13144,17$ кВА.

Так как цеховые трансформаторы и трансформаторы ГПП еще не найдены, то потери активной мощности в них определим приближенно, кВт,

$$\Delta P_{\text{ум}} = 0,02 \cdot S_p, \quad (4.1)$$

соответственно потери реактивной мощности, кВар,

$$\Delta Q_{\text{ум}} = 0,1 \cdot S_p, \quad (4.2)$$

$$\Delta P_{\text{ум}} = 0,02 \cdot 13144,17 = 262,88,$$

$$\Delta Q_{\text{ум}} = 0,1 \cdot 13144,17 = 1314,42.$$

Оптимальная реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы в сеть завода в период максимальных нагрузок энергосистемы (дано в задании), кВар,

$$Q_{\text{о1}} = 3277,07,$$

$$Q_p = Q_{p0,4\text{кВ}} + Q_{p10\text{кВ}} + \Delta Q_{\text{ум}}, \quad (4.3)$$

где $Q_{p0,4\text{кВ}}$ – реактивная мощность на напряжение 0,4 кВ, кВар;

$Q_{p10\text{кВ}}$ – реактивная мощность на напряжение 10 кВ, кВар.

$$Q_p = 5163,18 + 2147,4 + 1314,42 = 8625,$$

Мощность компенсирующих устройств, кВар,

$$Q_{\text{ку}} \geq Q_p - Q_{\text{о1}}, \quad (4.4)$$

					<i>БР 140400.62 – 071104041 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$Q_{\text{кв}} \geq 8625 - 3277,07 = 5347,93.$$

Расчетная реактивная нагрузка завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки, будет равна, кВар,

$$Q_{P\Sigma} = (Q_{p0,4\text{кВ}} + Q_{p10\text{кВ}}) \cdot K_{\text{рм}} + \Delta Q_{\text{цт}}, \quad (4.5)$$

где $K_{\text{рм}}$ - коэффициент разновременности максимумов.

$$Q_{P\Sigma} = (5163,18 + 2147,4) \cdot 0,95 + 1314,42 = 8259,47.$$

Нескомпенсированная мощность на шинах 10 кВ ГПП будет равна, кВар,

$$Q = Q_{P\Sigma} - Q_{\text{кв}}, \quad (4.6)$$

$$Q = 8259,47 - 5347,93 = 2911,54.$$

В качестве компенсирующих устройств принимаются батареи статических конденсаторов. Определяем потери активной мощности в них, кВт,

$$\Delta P_{\text{кв}} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{кв}}, \quad (4.7)$$

где $P_{\text{уд}}$ - удельные потери активной мощности в БСК, составляющие 0,2 процента от реактивной мощности компенсирующих устройств.

$$\Delta P_{\text{кв}} = 0,002 \cdot 5347,93 = 10,7.$$

Активная суммарная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки, кВт,

$$P_{P\Sigma} = \sum_1^n P \cdot K_{\text{рм}} + \sum_1^n P_{\text{ро}} + \Delta P_{\text{цт}}, \quad (4.8)$$

$$P_{P\Sigma} = (6218,08 + 4543,2) \cdot 0,95 + 162,3 + 262,88 = 11186,46$$

Общая активная мощность на шинах 10 кВ с учетом потерь в компенсирующих устройствах, кВт,

					<i>БР 140400.62 – 071104041 ПЗ</i>	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P = P_{p\Sigma} + \Delta P_{кy}, \quad (4.9)$$

$$P = 11186,46 + 10,7 = 11197,16.$$

Полная мощность на шинах 10 кВ ГПП, кВА,

$$S_p'' = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (4.10)$$

$$S_p'' = \sqrt{11197,16^2 + 2911,54^2} = 11569,5.$$

Определяем приближенно в трансформаторах ГПП потери активной мощности, кВт,

$$\Delta P_{mГПП} = 0,02 \cdot S_p'', \quad (4.11)$$

и соответственно потери реактивной мощности, кВар,

$$\Delta Q_{mГПП} = 0,1 \cdot S_p'', \quad (4.12)$$

$$\Delta P_{mГПП} = 0,02 \cdot 11569,5 = 231,39,$$

$$\Delta Q_{mГПП} = 0,1 \cdot 11569,5 = 1156,95.$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВА,

$$S_{pBH}'' = \sqrt{(P + \Delta P_{mГПП})^2 + (Q_{\text{з1}} + \Delta Q_{mГПП})^2}, \quad (4.13)$$

$$S_{pBH}'' = \sqrt{(11197,16 + 231,39)^2 + (2911,54 + 1156,95)^2} = 12131,13.$$

5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП

Наиболее часто ГПП промышленных предприятий выполняются двухтрансформаторными. Одно или трех трансформаторные подстанции используются гораздо реже и требуют более серьезного технико-экономического обоснования.

Выбор мощности трансформаторов ГПП производится на основании расчетной нагрузки предприятия в нормальном режиме работы с учетом режима энергоснабжающей организации по реактивной мощности. В послеаварийном режиме, при отключении одного трансформатора, для надежного электроснабжения потребителей предусматривается их питание от оставшегося в работе трансформатора. При этом часть неответственных потребителей с целью снижения нагрузки трансформатора может быть отключена.

Если на ГПП устанавливаются два трансформатора, то номинальная мощность каждого из них определяется по условию, кВА,

$$S_{НОМ.ТР} \geq \frac{S''_{рВН}}{2 \times K_3}, \quad (5.1)$$

где $S''_{рВН}$ – полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВА;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, равный 0,7 для предприятий с преобладанием потребителей второй категории.

$$S_{НОМ.ТР} \geq \frac{12131,13}{2 \cdot 0,7} = 8665,09.$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

Согласно (2, таблица 3.5 и 3.6), выбираем два одинаковых трансформатора ТДНС 10000/35 (ТДН 10000/110)

Проверяем коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном,

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

$$K_3^{H.P} = \frac{S''_{pBH}}{S_{НОМ.ТР} \times 2} \leq 0,7, \quad (5.2)$$

и послеаварийном режимах,

$$K_3^{П\backslash AB} = \frac{S''_{pBH}}{S_{НОМ.ТР}} \leq 1,4, \quad (5.3)$$

$$K_3^{H.P} = \frac{12131,13}{10000 \cdot 2} = 0,606 \leq 0,7,$$

$$K_3^{П\backslash AB} = \frac{12131,13}{10000} = 1,21 \leq 1,4.$$

Получилось, что трансформаторы недогружены, но установка менее мощных трансформаторов невозможна из-за их перегрузки на 15 % в нормальном режиме, что недопустимо.

Мощность трансформаторов подобрана с учетом возможного введения новых мощностей в ближайшем будущем.

Выбор трансформаторов произведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 Каталожные данные трансформатора

Тип	U _B ,кВ	U _H ,кВ	P _{XX} ,кВт	P _{КЗ} ,кВт	U _{квс} ,%	U _{квн} ,%	U _{кнн} ,%	I _{xx} ,%
ТДНС-10000/35	36,75	10,5	12	60	-	8	-	0,75
ТДН-10000/110	115	11	14	58	-	10,5	-	0,7

6 Выбор рационального напряжения электроснабжения

Номинальное напряжение – один из важнейших пространственных параметров системы электроснабжения, определяющий её размер, а следовательно и мощность.

Критерием выбора оптимального напряжения, как и других параметров систем электроснабжения, является – минимум приведенных затрат, р./год.

Внешнее электроснабжение решает задачу приема электроэнергии из энергосистемы.

В качестве начального шага к выбору оптимального напряжения внешнего электроснабжения можно применить формулу Стилла, кВ,

$$U_0^{opt} = 4,34 \times \sqrt{(l + 16P)}, \quad (6.1)$$

где l – расстояние до центра питания, км;

P – расчетная мощность, МВт.

$$U_0^{opt} = 4,34 \times \sqrt{10 + 16 \cdot 10,923} = 58,99.$$

Определив оптимальное напряжение, следует рассчитать приведенные затраты на электрические сети и подстанции при стандартных напряжениях, в данном случае между напряжениями 35 кВ и 110 кВ, и выбрать оптимальное стандартное напряжение, при котором мы будем иметь минимум приведенных затрат.

В приведенные затраты следует включать только составляющие, характерные для варианта напряжения, но не включать одинаковые элементы для всех напряжений.

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

7 Технико-экономическое сравнение

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП). Если имеются потребители первой категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии. Согласно заданию питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы с трехобмоточными трансформаторами 115/37/10,5 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: либо воздушной линией 110 кВ от подстанции энергосистемы с установкой на территории предприятия ГПП с двумя трансформаторами ТДН 10000/110 (первый вариант), либо воздушной линией 35 кВ от подстанции энергосистемы, с установкой на территории предприятия ГПП с двумя трансформаторами ТДНС 10000/35 (второй вариант). Схемы электроснабжения согласно вариантам представлены на рисунке 7.1. Итогом технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат двух вариантов.

Приведенные затраты определяются по формуле, тыс. руб.,

$$Z = 0,125 \times K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (7.1)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в схему электроснабжения, тыс. руб.;

I_{Σ} – суммарные издержки, тыс. руб.,

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АЭ}} + I_{\text{ОЭ}} + I_{\text{ПЭЭ}}, \quad (7.2)$$

где $I_{\text{АЭ}}$ – суммарные издержки на амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$I_{\text{ОЭ}}$ – суммарные издержки на обслуживание объекта, тыс. руб.;

$I_{\text{ПЭЭ}}$ – суммарные издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.

7.1 Первый вариант электроснабжения

7.1.1 Выбор сечения воздушной линии

Сечение проводов воздушных линий определяется из условия, А,

$$I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{макс. раб.}}, \quad (7.3)$$

где $I_{\text{ДОП}}$ – допустимый ток для стандартного сечения линии, А;

$I_{\text{макс. раб.}}$ – расчетный ток в линии электропередач в аварийном режиме, А.

Определим расчетный ток в линии в нормальном режиме, А,

$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{S_p}{n \times \sqrt{3} \times U_{\text{НОМ}}}, \quad (7.4)$$

где S_p – полная расчетная мощность, кВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{12131,13}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 31,836.$$

Определим расчетный ток в линии электропередач в аварийном режиме, А,

$$I_{\text{макс. раб.}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \times U_{\text{НОМ}}}, \quad (7.5)$$

$$I_{\text{макс. раб.}} = \frac{12131,13}{\sqrt{3} \cdot 110} = 63,672.$$

Соответствующее этому току нестандартное сечение определяется по формуле, мм²,

$$F_{\text{НЕСТ}} = \frac{I_{\text{РАСЧ}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (7.6)$$

где $j_{\text{ЭК}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/ мм², выбираемое по таблице 4.1 /3/.

$$F_{\text{НЕСТ}} = \frac{I_{\text{РАСЧ}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{31,836}{1,4} = 22,74.$$

					БР 140400.62 –071104041 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

По (2, таблица 7.35) минимально – допустимым по условию короны на напряжение 110 кВ является сечение 70 мм², поэтому выбираем провод АС – 70, что удовлетворяет условию (7.3), А,

$$I_{\text{доп}} = 265 \geq I_{\text{макс.раб.}} = 63,672.$$

7.1.2 Капитальные затраты в схему электроснабжения

Капитальные затраты на ЛЭП, тыс. руб.,

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_B + K_L, \quad (7.7)$$

где K_B – стоимость выключателей на линии 110 кВ, тыс. руб.;

K_L – стоимость линии электропередач (ЛЭП), тыс. руб.

Стоимость выключателей ВГП-110 равна 2095 тыс. руб. /2, таблица 10.26/,

$$K_B = 2 \cdot 2095 = 4190.$$

Стоимость сооружения воздушной линии 110 кВ на стальных опорах с одновременной подвеской двух цепей и проводом марки АС-70 равна $K_{\text{вд}} = 1460$ тыс. руб./км. /2, таблица 10.15/.

Стоимость линии высокого напряжения, тыс. руб.,

$$K_L = 1460 \cdot 10 = 14600.$$

Суммарные затраты на ЛЭП, тыс. руб.,

$$K_{\text{ЛЭП}} = 4190 + 14600 = 18790.$$

Стоимость двух трансформаторов ТДН 10000/110 /2, таблица 3.6/, тыс. руб.,

$$K_T = 2 \cdot 4000 = 8000.$$

Суммарные затраты на ГПП, тыс. руб.,

$$K_{\text{ГПП}} = K_T + K_B, \quad (7.8)$$

$$K_{\text{ГПП}} = 8000 + 4190 = 12190.$$

Суммарные затраты по первому варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}} \quad (7.9)$$

$$K_{\Sigma} = 18790 + 12190 = 30980.$$

7.1.3 Ежегодные издержки

Ежегодные издержки на амортизацию, ЛЭП, выключателей и трансформаторов /2, таблица 10.2/, тыс. руб.,

$$I_{\Sigma}^{AM} = I_{Л}^{AM} + I_{В}^{AM} + I_{ТР}^{AM}, \quad (7.10)$$

$$I_{\Sigma}^{AM} = \frac{2,4}{100} \cdot 14600 + \frac{6,4}{100} \cdot 8380 + \frac{6,4}{100} \cdot 8000 = 1398,72.$$

Ежегодные издержки на обслуживание ЛЭП, выключателей и трансформаторов /2, таблица 10.2/, тыс. руб.,

$$I_{\Sigma}^O = I_{Л}^O + I_{В}^O + I_{ТР}^O, \quad (7.11)$$

$$I_{\Sigma}^O = \frac{0,4}{100} \cdot 14600 + \frac{3}{100} \cdot 8380 + \frac{3}{100} \cdot 8000 = 549,8$$

Потери электроэнергии в линии и трансформаторах соответственно равны, кВт·ч,

$$\Delta \mathcal{E}_{ТР} = n_{ТР} \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_m + \frac{1}{n_{ТР}} \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \left(\frac{S_{РАСЧ}}{S_{НОМ.ТР}} \right) \cdot \tau \quad (7.12)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} = \frac{S_{РАСЧ}^2}{U_{НОМ}^2} \times \frac{r_0 \times l}{n} \cdot \tau \cdot 10^{-3} \quad (7.13)$$

где $\Delta P_{ХХ}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт /2, табл. 3.6/;

$\Delta P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт /2, табл. 3.6/;

r_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км определяется из таблицы 7.38 /2/;

l – длина линии, км;

n – количество цепей;

T_m – годовое число часов использования максимума нагрузки, ч, определяемое по таблице 4.2 /3/;

τ – время использования максимума нагрузки в год, ч/год,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (7.14)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,2,$$

$$\Delta \mathcal{E}_{ТР} = 2 \cdot 14 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 58 \cdot \left(\frac{12131,13}{10000} \right) \cdot 2886,2 = 346817,32.$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} = \frac{12131,13^2}{110^2} \cdot \frac{0,428 \cdot 10}{2} \cdot 2886,2 \cdot 10^{-3} = 75120,3.$$

Таким образом, ежегодные издержки на потери электроэнергии будут равны, тыс. руб.,

$$I_{\text{ПЭ}} = \beta \times (\Delta \mathcal{E}_{\text{ТР}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}}) \quad (7.15)$$

где β – стоимость электроэнергии в ценах 2016 г., тыс. руб.

$$I_{\text{ПЭ}} = 2,8 \cdot 10^{-3} \cdot (346817,32 + 75120,3) = 1187,425.$$

Суммарные годовые издержки определим по формуле (7.2), тыс руб.,

$$I_{\Sigma} = 1398,72 + 549,8 + 1187,425 = 3315,945$$

7.1.4 Приведенные затраты

Приведенные затраты на первый вариант системы электроснабжения согласно (7.1) составляют, тыс. руб.,

$$Z_{\Sigma} = 0,125 \cdot 30980 + 3135,945 = 7008,445$$

7.2 Второй вариант электроснабжения

7.2.1 Выбор сечения воздушной линии

Сечение проводов воздушных линий определяется из условия (7.3).

Определим расчетный ток в линии в нормальном режиме по (7.4), А,

$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{12131,13}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 100,05,$$

Определим расчетный ток в ЛЭП в аварийном режиме согласно (7.5), А,

$$I_{\text{макс.раб.}} = \frac{12131,13}{\sqrt{3} \cdot 35} = 200,1.$$

Соответствующее этому току нестандартное сечение определяется по формуле (7.6), мм²,

$$F_{\text{НЕСТ}} = \frac{100,05}{1,4} = 71,46.$$

По таблице 7.35 /2/ выбираем провод АС-70 исходя из условия (7.3), А,

$$I_{\text{ДОП}} = 210 \geq I_{\text{макс.раб.}} = 200,1.$$

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

7.2.2 Капитальные затраты в схему электроснабжения:

Стоимость выключателей ВБЭК-35 равна 700 тыс. р./2, таблица 10.26/.
Тогда стоимость двух выключателей, тыс. руб.,

$$K_{\text{в}} = 2 \cdot 700 = 1400.$$

Стоимость сооружения воздушной линии 35 кВ на стальных опорах с одновременной подвеской двух цепей и проводом марки АС-70 равна $K_{\text{вд}}=1210$ тыс. р./км /2, табл. 10.14/.

Стоимость линии высокого напряжения, тыс. руб.

$$K_{\text{л}} = 1210 \cdot 10 = 12100$$

Суммарные затраты на ЛЭП определяем по (7.7), тыс. руб.,

$$K_{\text{лэп}} = 12100 + 1400 = 13500$$

Стоимость двух трансформаторов ТДНС 10000/35 (2, табл. 3.5), тыс. руб.,

$$K_{\text{т}} = 2 \cdot 2150 = 4300.$$

Суммарные затраты на ГПП находим из выражения (7.8), тыс. руб.,

$$K_{\text{гпп}} = 1400 + 4300 = 5700$$

Суммарные затраты по второму варианту согласно (7.9), тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = 5700 + 13500 = 19200$$

7.2.3 Ежегодные издержки

Ежегодные издержки на амортизацию, ЛЭП, выключателей и трансформаторов /2, таблица 9.7/, тыс.руб., по формуле (7.10),

$$I_{\Sigma}^{\text{АМ}} = \frac{2,8}{100} \cdot 12100 + \frac{6,3}{100} \cdot 2800 + \frac{6,3}{100} \cdot 4300 = 768,1.$$

Ежегодные издержки на обслуживание ЛЭП, выключателей и трансформаторов определяются согласно выражению (7.11) /2, таблица 9.7/, тыс. руб.,

$$I_{\Sigma}^{\text{О}} = \frac{0,4}{100} \cdot 12100 + \frac{3}{100} \cdot 2800 + \frac{3}{100} \cdot 4300 = 261,4.$$

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Потери электроэнергии в линии и трансформаторах соответственно определим из выражений (7.12) и (7.13), кВт·ч,

$$\Delta \mathcal{E}_{TP} = 2 \cdot 12 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot \left(\frac{12131,13}{10000} \right) \cdot 2886,2 = 315278,6,$$

$$\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} = \frac{12131,13^2}{35^2} \cdot \frac{0,428 \cdot 10}{2} \cdot 2886,2 \cdot 10^{-3} = 742004,6.$$

Далее по формуле (7.15) найдем ежегодные издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.,

$$I_{ПЭ} = 2,8 \cdot 10^{-3} \cdot (315278,6 + 742004,6) = 2960,393.$$

Суммарные годовые издержки согласно (7.2) составят, тыс. руб.,

$$I_{\Sigma} = 768,1 + 261,4 + 2960,393 = 3989,893.$$

7.2.4 Приведенные затраты

Приведенные затраты на второй вариант системы электроснабжения находим по формуле (7.1), тыс. руб.,

$$Z_{\Sigma} = 0,125 \cdot 19200 + 3989,893 = 6389,893.$$

Таблица 7.1 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения предприятия

№ вар.	K_{Σ} , тыс. руб.	Ежегодные издержки, тыс. руб.			Z_{Σ} , тыс. руб.
		I_{Σ}^{AM}	I_{Σ}^O	$I_{ПЭ}$	
1	30980	1398,72	549,8	1187,425	7008,445
2	19200	768,1	261,4	2960,393	6389,893

Вывод: из таблицы 7.1 видно, что экономичней является второй вариант с ВЛ на 35 кВ, что наглядно показывает различие в приведенных затратах на 19,38%.

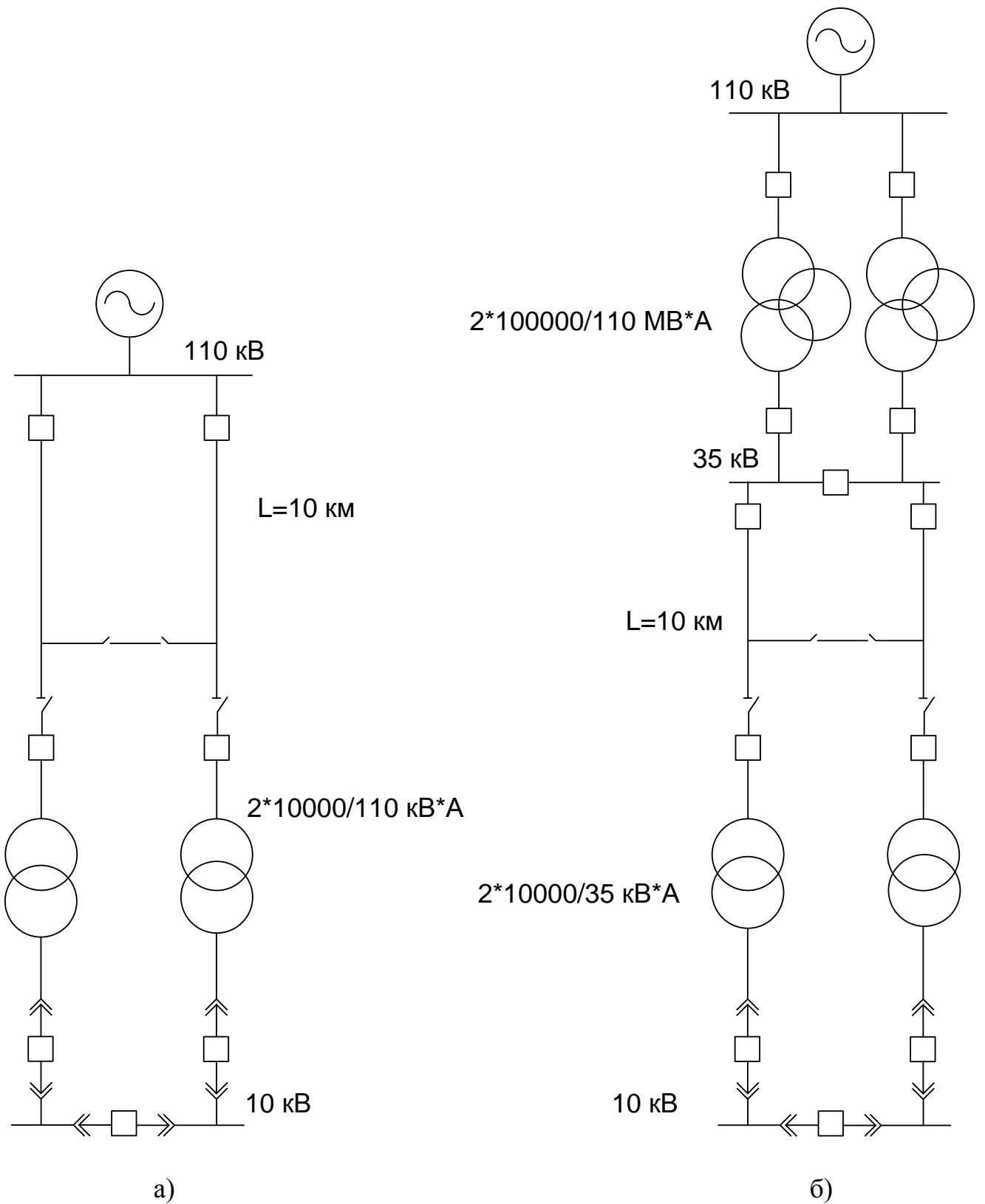


Рисунок 7.1 – Варианты схем электроснабжения
 а) 1-й вариант; б) 2-й вариант.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

8 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют в два этапа:

1. выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
2. определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность НБК составит, кВар,

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2}, \quad (8.1)$$

где $Q_{НК1}$ и $Q_{НК2}$ - суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

8.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производится по удельной плотности нагрузки

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F}, \quad (8.2)$$

где S_p – расчетная нагрузка цеха, кВА;

F – площадь цеха, м².

Минимальное число цеховых трансформаторов N_{\min} одинаковой мощности, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяется по формуле

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{расч}}}{K_3 \times S_{\text{ном.т}}} + \Delta N, \quad (8.3)$$

где K_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора;

ΔN – добавка до ближайшего целого числа;

$S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

					<i>БР 140400.62 – 071104041 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Экономически оптимальное число трансформаторов $N_{опт}$ определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и отличается от минимального числа цеховых трансформаторов на величину m

$$N_{опт} = N_{мин} + m, \quad (8.4)$$

где m – дополнительно установленные трансформаторы /1, см. рисунок 4.7/.

Таблица 8.1 – Данные для расчета количества трансформаторов в цехах

Подстанции	σ_n	без $N_{доп}$	с $N_{доп}$	$N_{доп}$	m	$N_{опт}$
ТП цеха 12	0,980098	1,58	2	0,42	0	2
ТП цеха 9,10,11	0,760133	1,52	2	0,48	0	2
ТП цеха 8	0,807031	1,81	2	0,19	0	2
ТП цеха 13,14,15,16,17,18	0,337198	1,67	2	0,33	0	2
ТП цеха 1,2,3,4,5,6,7	0,218361	1,49	2	0,51	0	2

Сведем в таблицу 8.2 результаты выбора цеховых трансформаторов.

Таблица 8.2 – Выбор цеховых трансформаторов

Наименование пункта питания	Потребители электроэнергии	Место расположения пункта питания	P_p кВт	Q_p квар	$S_{ном.т}$ кВ·А	K_3	N_M	$N_{опт}$
ТП – 1	Цех №12	Цех № 12	1765,89	1300,5	1600	0,7	2	2
ТП – 2	Цех № 9,10,11	Цех № 10	1829,04	1393,5	1600	0,75	2	2
ТП – 3	Цех № 8	Цех № 8	1270,04	1284,1	1000	0,7	2	2
ТП – 4	Цех № 13,14,15,16,17,18	Цех № 15	843,78	647,90	630	0,8	2	2
ТП – 5	Цех № 1,2,3,4,5,6,7	Цех № 6	658,64	537,17	630	0,7	2	2

8.2 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономической целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Устанавливаемые в электрических сетях конденсаторные батареи должны обеспечивать допустимый режим напряжения в электрической сети; допустимые

токовые нагрузки всех ее элементов; режим работы источников реактивной мощности в допустимых пределах; статическую и динамическую устойчивость

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, кВар,

$$Q_{MAX.T} = \sqrt{(N_{OPT} \times K_3 \times S_{НОМ.T})^2 - P_P^2} \quad (8.5)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит, кВар,

$$Q_{НК1} = Q_P - Q_{MAX.T}, \quad (8.6)$$

где Q_P – суммарная средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену на напряжение до 1 кВ.

Дополнительная мощность $Q_{НК2}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле:

$$Q_{НК2} = Q_P - Q_{НК1} - \gamma \cdot N_{OPT} \cdot S_{НОМ.T}, \quad (8.7)$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от коэффициента удельных потерь K_{P1} (3, табл. 4.6).

Если в расчетах окажется, что дополнительная мощность $Q_{НК2}$ меньше нуля, то тогда реактивная мощность принимается равной нулю.

Суммарная мощность НБК цеха составляет:

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2}. \quad (8.8)$$

Таблица 8.3 – Выбор мощности конденсаторных батарей

Наименование ТП	Q_P , квар	$Q_{MAX.T}$, квар	$Q_{НК1}$, квар	$Q_{НК2}$, квар	$Q_{ФАКТ}$, квар	Кол.	Тип НБК
ТП – 1	1300,5	1378,13	-77,6314	0	-	-	-
ТП – 2	1393,5	1553,91	-160,406	0	-	-	-
ТП – 3	1284,1	589,065	695,045	0	750	5	УКН-0,38-150У3
ТП – 4	647,90	551,459	96,4383	0	108	1	УКТ-0,38-108У3
ТП – 5	537,17	586,612	-49,4406	0	-	-	-

Расчетную мощность НБК $Q_{НК}$ округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок с помощью (3, табл. 9.2).

9 Выбор высоковольтных батарей.

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить все предприятие как узел сети 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и три типа источников реактивной мощности: синхронные двигатели 10 кВ, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

Баланс реактивной мощности в узле 10 кВ предприятия имеет вид, кВар,

$$\sum Q_{РАСЧ}^{10кВ, ГПП} - \sum Q_{ВК} - \sum Q_{СД} - Q_{ЭС} + \sum \Delta Q_{ЦТ} + \Delta Q_{ГПП} - Q_{НКФ} = 0 \quad (9.1)$$

где $Q_{РАСЧ}^{10кВ, ГПП}$ – расчетная реактивная нагрузка в узле 10 кВ, кВар;

$Q_{ВК}$ – требуемая мощность высоковольтных батарей конденсаторов (ВБК), кВар;

$Q_{СД}$ – реактивная мощность, выделяемая синхронными двигателями, кВар;

$Q_{ЭС}$ – оптимальная реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы в сеть завода в период максимальных нагрузок энергосистемы, кВар;

$\Delta Q_{ЦТ}$ – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, кВар;

$\Delta Q_{ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВар.

Каждый установленный синхронный двигатель является источником реактивной мощности, минимальную величину которой по условию устойчивой работы СД определяют по следующей формуле, кВар,

$$Q_{СД} = P_{НОМ, СД} \times K_{СД} \times tg\varphi_{НОМ} \quad (9.2)$$

где $K_{СД}$ – коэффициент загрузки по активной мощности;

$P_{НОМ, СД}$ – номинальная активная мощность двигателя, кВт;

$tg\varphi_{НОМ}$ – номинальный коэффициент реактивной мощности.

$$Q_{СД} = 2320 \cdot 1 \cdot 0.33 = 765,6.$$

Входная реактивная мощность $Q_{ЭС}$ задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы, кВар,

$$Q_{э1} = 3277,07.$$

Суммарные реактивные потери в цеховом трансформаторе определяются по /1, таблица 9.5/.

Таким образом, требуемая мощность ВБК найдется из выражения (9.1), кВар,

$$\sum Q_{БК} = \sum Q_{РАСЧ}^{10кВ, ГПП} + \Delta Q_{ГПП} + \sum \Delta Q_{ЦТ} - Q_{ЭС} - Q_{НКФ} - \sum Q_{СД}$$

$$\sum Q_{БК} = 2147,4 + 1314,42 + 452 - 3277,07 - 858 - 765,6 = -986,85$$

Так как $Q_{БК} < 0$, ее принимаем равной нулю и установка ВБК не требуется.

10 Выбор кабелей

Перед расчетом токов КЗ, необходимо выбрать кабели, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами и трансформаторы.

Участок ГПП – ТП1:

Определим по следующим формулам расчетные токи в нормальном I_P и аварийном $I_{MAX.P}$ режимах, А,

$$I_P = \frac{S_P}{n \times \sqrt{3} \times U_{НОМ}}, \quad (10.1)$$

$$I_{MAX.P} = \frac{S_P}{n \times \sqrt{3} \times U_{НОМ}}, \quad (10.2)$$

где S_P – расчетная мощность нагрузки, кВА;

n – количество цепей;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$I_P = \frac{1600}{2 \times \sqrt{3} \times 10} = 46,188,$$

$$I_{MAX.P} = \frac{1600}{1 \times \sqrt{3} \times 10} = 92,376.$$

Выбираем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее. Принимаем время ликвидации аварии максимальным (6 часов), а коэффициент загрузки линий в нормальном режиме 0,6. В соответствии с /1, таблица 3.3/ допустимая перегрузка составляет 1,25. Коэффициент снижения токовой нагрузки $K_{С.Н}$, согласно ПУЭ, принимаем равным 0,9.

Допустимый ток кабельной линии определяется из соотношения, А,

$$I_{доп} \geq \frac{I_{MAX.P}}{1,25 \times K_{С.Н}}, \quad (10.3)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 140400.62 –071104041 ПЗ

Лист

34

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{92,376}{1,25 \times 0,9} = 82,112$$

По таблице /14/ принимаем сечение жил трехжильного кабеля равным 50 мм² (I_{доп}=170 А).

Результаты расчетов сведем в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Выбор кабелей 10 кВ

Участок	S	n	I _p , А	Kпер	Kсн	I _{макс} , А	I _{доп.р.} , А	Марка	F _{ст} , мм ²	I _{доп} , А
ГПП-ТП1(1)	1600	2	46,18802	1,25	0,9	92,37604	82,11204	АПвП	50	170
ГПП-ТП1(2)	1600	2	46,18802	1,25	0,9	92,37604	82,11204	АПвП	50	170
ГПП-ТП2(1)	1600	2	46,18802	1,25	0,9	92,37604	82,11204	АПвП	50	170
ГПП-ТП2(2)	1600	2	46,18802	1,25	0,9	92,37604	82,11204	АПвП	50	170
ГПП-ТП3(1)	1000	2	28,86751	1,25	0,9	57,73503	51,32002	АПвП	50	170
ГПП-ТП3(2)	1000	2	28,86751	1,25	0,9	57,73503	51,32002	АПвП	50	170
ГПП-ТП4(1)	630	2	18,18653	1,25	0,9	36,37307	32,33162	АПвП	50	170
ГПП-ТП4(2)	630	2	18,18653	1,25	0,9	36,37307	32,33162	АПвП	50	170
ГПП-ТП5(1)	630	2	18,18653	1,25	0,9	36,37307	32,33162	АПвП	50	170
ГПП-ТП5(2)	630	2	18,18653	1,25	0,9	36,37307	32,33162	АПвП	50	170
ГПП-М1,2	2500	2	72,16878	1,25	0,9	144,3376	128,3001	АПвП	50	170
ГПП-М3,4	2500	2	72,16878	1,25	0,9	144,3376	128,3001	АПвП	50	170
ГПП-ЭП1	2386	2	68,87789	1,25	0,9	137,7558	122,4496	АПвП	50	170
ГПП-ЭП2	2386	2	68,87789	1,25	0,9	137,7558	122,4496	АПвП	50	170

Выбор кабелей на 0,4 кВ производится аналогично. По справочным материалам принимаем кабель АПвП, а расчет проводим учитывая экономическую плотность тока, по [1] равную 1,4 А/мм².

Расчетное сечение кабеля по экономической плотности тока, мм²:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{j_{\text{эк}}} \quad (10.4)$$

Результаты расчетов представим в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Выбор кабелей 0.4 кВ

Участок	S	n	I _p , А	I _{p.макс} , А	F _{расч}	Марка	F _{ст} , мм ²	I _{доп} , А
ТП6-РП1	102,75	2	74,15343	107,0312	76,45089	АПВвП	70	253
РП1-РП7	68,977	2	49,77986	71,85104	51,32217	АПВвП	50	209
ТП6-РП4	469,81	3	226,0374	163,1285	116,5203	АПВвП	120	347
РП4-РП2	25,945	2	18,72419	27,02604	19,30432	АПВвП	25	144
РП4-РП3	351,942	3	169,3282	122,2021	87,2872	АПВвП	95	304
РП3-РП5	118,923	2	85,82528	123,8781	88,48437	АПВвП	95	304
ТП6-РП9	151,998	2	109,6951	158,3312	113,0937	АПВвП	120	347

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

БР 140400.62 – 071104041 ПЗ

Лист

35

ТП10-РП9	151,998	2	109,6951	158,3312	113,0937	АПВВП	120	347
ТП10-РП11	2593,382	4	935,8061	450,2399	321,6	АПВВП	300	583
РП11-РП15	400,29	2	288,8844	416,9687	297,8348	АПВВП	300	583
ТП15-РП17-2	75,878	2	54,76023	79,03958	56,45685	АПВВП	50	205
РП17-2-РП17-1	67,678	2	48,84239	70,49792	50,35565	АПВВП	50	205
РП17-1-РП18	59,366	2	42,84372	61,83958	44,17113	АПВВП	50	205
ТП15-РП13	334,807	3	161,0841	116,2524	83,03745	АПВВП	95	304
РП13-РП14	18,806	2	13,57206	19,58958	13,99256	АПВВП	10	86
ТП15-РП16	253,631	3	122,0283	88,06632	62,90451	АПВВП	70	253
РП16-РП17-3	11,824	2	8,533237	12,31667	8,797619	АПВВП	10	86

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 140400.62 –071104041 ПЗ

Лист

36

11 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение короткого замыкания (КЗ) в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определить токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средство ограничения токов КЗ.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями.

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 11.1

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

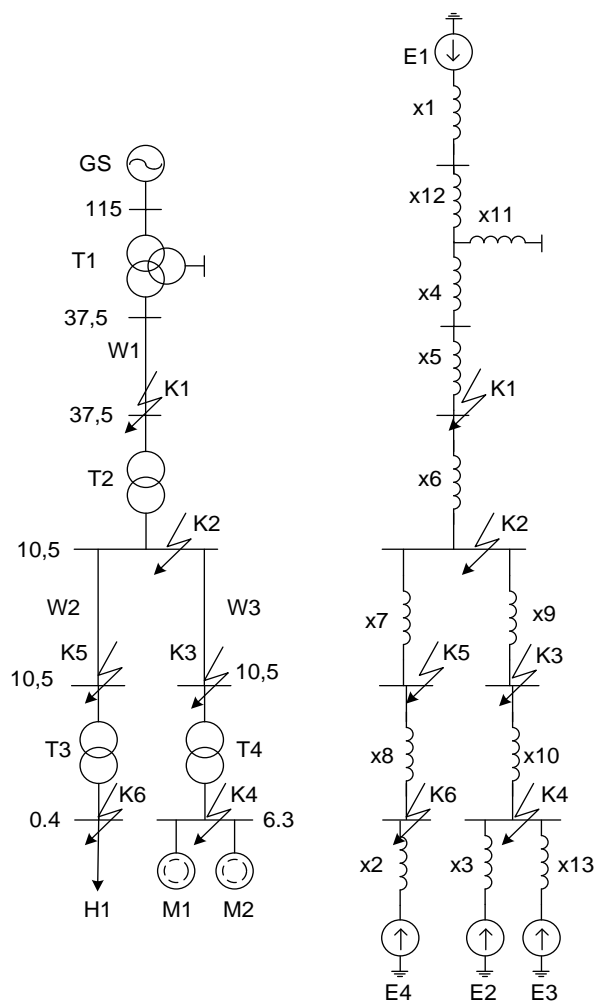


Рисунок 11.1– Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ в указанных точках проведен с помощью программы MathCAD2000 Professional и представлен в приложении А. Результаты расчета приведены в таблице 11.1

Таблица 11.1 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	U_6 кВ	$K_{уд}$ о.е.	$I_{кз}$ кА	$I_{уд}$ кА
К1	37,5	1,02	2,64	3,81
К2	10,5	1,09	4,24	6,53
К3	10,5	1,12	4,64	7,34
К4	6,3	1,4	4,09	8,09
К5	10,5	1,11	4,67	7,33
К6	0,4	1,1	36,07	56,11

12. Выбор электрооборудования

12.1 Выбор выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

Выбор выключателей допустимо производить по важнейшим параметрам:

1. по напряжению установки $U_{уст.} \leq U_{ном.}$;
2. по длительному току $I_{раб.мах} \leq I_{ном.}$;
3. по току отключения $I_{кз} \leq I_{ном. откл.}$;
4. по термической стойкости $i_{уд.} \leq I_{мах. доп.}$.

12.1.1 Выбор выключателей на стороне 35 кВ

Наибольший рабочий ток максимального режима, А,

$$I_{раб.мах} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (12.1)$$

где S – расчетная мощность, места где устанавливается выключатель, кВА;

U_H – номинальное напряжение, кВ.

$$I_{раб.мах} = \frac{10346}{\sqrt{3} \cdot 35} = 170,66.$$

Выбираем выключатель ВБЭК-35-25/630 УХЛ2 /16/. Данный выключатель предназначен для эксплуатации на открытом воздухе в районах с умеренным климатом (исполнение У1 по ГОСТ 15150-69).

Таблица 12.1 – Проверка условий выбора выключателя ВН.

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном.}$	35 кВ	35 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.}$	170,66 А	630 А
$I_{п,т} \leq I_{откл.ном.}$	2,64 кА	25 кА
$i_y \leq i_{дин.с}$	3,81 кА	63 кА

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 140400.62 –071104041 ПЗ

Лист

39

12.1.2 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Выключатели предназначены для частых коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в ячейках комплектных распределительных устройств в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с напряжением 6-10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью.

Выбираем выключатель ВВ/TEL-10-20/630У2 /19/.

Наибольший рабочий ток максимального режима найдем по (12.1), А,

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{10346}{\sqrt{3} \cdot 10} = 597,3.$$

Таблица 12.2 – Проверка условий выбора выключателя НН

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	597,3 А	630 А
$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл. ном.}}$	4,24 кА	20 кА
$i_y \leq i_{\text{дин.с}}$	6,53 кА	51 кА

12.2 Выбор автоматических выключателей

Автоматический воздушный выключатель предназначен для автоматического размыкания электрических цепей при ненормальных режимах и для редких оперативных переключений при нормальных режимах работы.

Выбор автоматических выключателей допустимо производить по важнейшим параметрам:

1. по напряжению установки $U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном}}$;
2. по длительному току $I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.}}$;
3. по току отключения $I_{\text{кз}} \leq I_{\text{ном. откл.}}$;
4. быстродействующие автоматы благодаря токоограничивающему эффекту на электродинамическую стойкость не проверяются.

Наибольший рабочий ток максимального режима определим по (12.1), А,

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3608,44.$$

Выбираем автоматический выключатель ЭО25С /2, таблица 6.12/.

Таблица 12.3 – Проверка условий выбора автоматического выключателя

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном}$	0,4 кВ	0,4 кВ
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	3608,4 А	4000 А
$I_{кз} \leq I_{откл.}$	36070 А	65000 А

12.3 Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва в электрической цепи без нагрузки (предварительно выключенной выключателем).

Выбор и проверка разъединителя производится аналогично выключателей, но без учета отключаемого тока.

Выбираем разъединители на стороне 35 кВ РНДЗ-1-35/1000У1 /2, таблица 5.5/; на стороне 10 кВ РВ-10/630 ШУЗ /2, таблица 5.5/.

Таблица 12.4 – Проверка условий выбора разъединителя РНДЗ-1-35/1000У1.

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном}$	$U_{уст.} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	$I_{раб. max} = 170,66$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$i_y \leq i_{пр. скв}$	$i_y = 3,81$ кА	$i_{пр. скв} = 63$ кА

Таблица 12.5 – Проверка условий выбора разъединителя РВ-10/630 ШУЗ.

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном}$	10 кВ	10кВ
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	597,3 А	630 А
$i_y \leq i_{пр. скв}$	6,53 кА	52 кА

12.4 Защита от перенапряжений

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливают ограничители перенапряжений типа: ОПН-35, ОПН-10.

Выбираем для защиты на высокой стороне ОПН/TEL-35/40,5-550 УХЛ1, на низкой - ОПН-РТ/TEL-10/10.5 УХЛ2 /4, стр. 55/

Таблица 12.6 – Каталожные данные ОПН

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	Наибольшее $U_{\text{доп}}$, кВ	Номинальный разрядный ток, кА
ОПН/TEL-35/40,5-550 УХЛ1	110	40,5	10
ОПН-РТ/TEL-10/10.5 УХЛ2	10	10,5	10

12.5 Выбор предохранителей

Предохранителем называется аппарат, предназначенный для автоматического однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке. Отключение цепи предохранителем осуществляется путём расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим по ней током защищаемой цепи. После отключения цепи плавкая вставка должна быть заменена вручную.

Условия выбора:

1. по напряжению установки $U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном}}$;
2. по длительному току $I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$;
3. по току отключения $I_{\text{кз}} \leq I_{\text{ном. откл}}$;

Наибольший рабочий ток максимального режима определим по (12.1), А,

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144,34.$$

По /2, таблица 5.4/ выбираем предохранители ПКТ104-10-315-20У3.

Таблица 12.7 – Проверка условий выбора предохранителей ПКТ104-10-315-20У3

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	144,34 А	300 А
$I_{\text{р.отк}} \leq I_{\text{о.н}}$	7,33 кА	20 кА

12.6 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для питания электроизмерительных приборов. Нагрузкой трансформаторов тока являются следующие приборы: амперметр, ваттметр, счетчик активной энергии.

Предварительно выбираем к установке трансформаторы тока типа ТПЛК-10-У3 /2, таблица 5.9/, соединенные в схему неполной звезды. Класс точности 0,5, так как среди приборов есть счетчик. Эти трансформаторы устанавливаются на отходящих от ГПП линиях.

В таблице 12.8 приведены условия выбора трансформаторов тока.

Таблица 12.8 - Условия выбора трансформаторов тока ТПЛК-10-У3

Условие выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{уст}} = U_{\text{н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р,мах}}$	600 А	597,3 А
$i_{\text{дс}} \geq i_{\text{у}}$	100 кА	6,53 кА

$Z_2 \leq Z_{2н}$ – необходимое условие для работы трансформаторов тока в заданном классе точности.

Нагрузка вторичной цепи трансформаторов тока определяется следующим образом, Ом,

$$Z_2 = \sum r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (12.2)$$

где $\sum r_{\text{приб}}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных приборов и реле, Ом;

$r_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов (т.к. присоединено больше двух приборов, то $r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом).

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (12.3)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, ВА;

I_2 – вторичный ток трансформатора тока, $I_2 = 5$ А.

Таблица 12.9 - Мощность присоединенных приборов

Наименование прибора	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	И-675	2,5		2,5
Ваттметр	Д-305	0,5	-	0,5
Варметр	Д-305	0,5	-	0,5

Мощность, потребляемую приборами определим по наиболее загруженной фазе, ВА,

$$S_{\text{приб}} = 4, \\ \sum r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16.$$

Определим сопротивление соединительных проводов, Ом,

$$r_{\text{пров}} = Z_{2н} - (\sum r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}), \quad (12.4)$$

В классе точности 0,5 по каталожным данным $Z_{2н} = 0,4$ Ом.

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - (0,16 + 0,1) = 0,14$$

Определим сечение провода, мм²,

$$\delta = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}}, \quad (12.5)$$

где δ – сечение провода, мм²;

ρ – удельное сопротивление, $\rho_{Al} = 0,0283$ Ом м/ мм²;

$l_{расч} = 1,5 \cdot l = 1,5 \cdot 5 = 7,5$ – расчетная длина проводов;

l – длина, равняется 5 м для неполной звезды.

$$\delta = \frac{0,0283 \cdot 7,5}{0,14} = 1,51.$$

На трансформаторах ГПП на высокой стороне устанавливаем трансформаторы тока ТВТ35-I-300/5 /2, табл. 5.11/.

Таблица 12.10 - Условия выбора трансформаторов тока ТВТ35-I-300/5

Условие выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} = U_n$	110 кВ	110 кВ
$I_{ном} \geq I_{p,мах}$	300 А	170,66 А
$i_{дс} \geq i_y$	28 кА	4,42 кА

12.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для питания электроизмерительных приборов автоматики и сигнализации. Устанавливаются на каждой секции шин РП.

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбирают по номинальному напряжению первичной цепи, классу точности следует проверить путем сопоставления номинальной нагрузки вторичной цепи с фактической нагрузкой от подключенных приборов.

Трансформаторы напряжения выбирают:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}. \quad (12.6)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А.

Выбираем трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95УХЛ2. согласно данным /8/.

Номинальная мощность в классе точности 0,5 равна 75 ВА.

Данные о вторичной нагрузке трансформатора напряжения, приведены в таблице 12.11.

Таблица 12.11 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Потребляемая мощность ка-тушки	Число катушек	COS φ	SIN φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вт
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2,0	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10,0	-
Датчик реактивной мощности	Е-830	10	-	1	0	1	10,0	-
Счетчик активной энергии	И-680	2,0	2	0,38	0,925	1	4,0	9,7
Ваттметр	Д-305	2,0	2	1	0	1	4,0	-
Частотомер	Э-371	3,0	1	1	0	1	3,0	-
Итого:							39,0	9,7

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения, ВА:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (12.7)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{39^2 + 9,7^2} = 40,1.$$

Проверка трансформатора напряжения на класс точности по условию (12.6), кВА,

$$75 > 40,1.$$

Выбор и проверку трансформатора напряжения сводим в таблицу 12.12.

Таблица 12.12 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
$S_2 \leq S_{2\text{ ном}}$	$S_2 = 40,1 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ ном}} = 75 \text{ ВА}$

12.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей с.н. подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей с.н. на подстанциях выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это – электродвигатели обдува трансформаторов, шкафов КРУН, а так же освещение подстанции.

Наиболее ответственными потребителями с.н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВ·А / 1/.

Таблица 12.13 – Нагрузка подстанции собственных нужд

Электроприемник	Установленная мощность, кВт	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт
Обогрев:			
Шкафы РЗ	0,5	13	6,5
Шкафы КРУ	0,6		7,8
Отопление и освещение помещения персонала	5,5	1	5,5
Наружное освещение	4,5	1	4,5
Нагрузка потребляемая оперативными цепями	1,8	1	1,8
Итого:			26,1

Для рассматриваемой подстанции могут быть приняты два ТСЗ-160/10 (2, табл).

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

13 Расчет заземляющего устройства

Заземляющее устройство - это совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель - это металлический проводник или группа проводников, находящиеся в соприкосновении с землей. Различают естественные и искусственные заземлители.

Заземления подразделяются: защитное - выполняют с целью обеспечения электробезопасности при замыкании токоведущих частей на землю; рабочее - предназначено для обеспечения нормальных режимов установки.

Искусственные заземлители — это закладываемые в землю металлические электроды, специально предназначенные для устройства заземлений.

В качестве искусственных заземлителей применяем: для вертикального погружения в землю - стальные стержни диаметром 12 мм, для горизонтальной укладки - стальные полосы толщиной 4 мм и шириной 40 мм.

Длину вертикальных стержневых электродов принимаем 5 м. Верхний конец вертикального заземлителя заглубляем на 0,5 м от поверхности земли. Горизонтальные заземлители применяем для связи вертикальных и закладываем на глубину 0,8 м.

Расчет заземляющих устройств сводим к расчету заземлителя, так как заземляющие проводники в большинстве случаев принимаются по условиям механической прочности и стойкости к коррозии по ПУЭ.

1) В соответствии с ПУЭ устанавливаем допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_z = 0,5 \text{ Ом}$ (для сетей с изолированной нейтралью).

2) С учетом отведенной территории ГПП располагаем заземлители по контуру с расстоянием между вертикальными заземлителями через 15м.

3) Определяем необходимое сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественного заземлителя, включенного параллельно из формулы/1, с. 295/, Ом

$$R_u = \frac{R_a \cdot R_c}{(R_e - R_c)}, \quad (13.1)$$

где R_e и R_3 - сопротивление естественного заземлителя и заземляющего устройства, Ом.

Так как естественные заземлители отсутствуют, принимаем сопротивление искусственного заземлителя равным сопротивлению заземляющего устройства $R_u = R_3 = 0,5$ Ом.

4) Определяем расчетное удельное сопротивление грунта ρ_p для горизонтальных и вертикальных электродов с учетом повышенного коэффициента – K_n , учитывающего высыхание грунта летом и промерзание его зимой, по формуле, Ом·м

$$\rho_p = \rho_{y\delta} \cdot K_n, \quad (13.2)$$

где $\rho_{y\delta}$ – удельное сопротивление грунта (принимаем суглинок), $\rho_{y\delta} = 100$ Ом·м, находим по таблице 10.1 /12, с. 145/;

K_{nv} и K_{nh} – повышающие коэффициенты для вертикальных и горизонтальных электродов, принятые по таблице 8.2 /12, с. 145/ для климатической зоны – 3.

$$\rho_{p.z.} = 100 \cdot 2 = 200,$$

$$\rho_{p.v.} = 100 \cdot 1,4 = 140.$$

5) Определяем сопротивление растеканию (сопротивление, которое оказывает току грунт) одного вертикального электрода по формуле из таблицы 12.1/1, с.296/, Ом

$$R_{O.B.Э} = \frac{\rho_{\delta.a.}}{2\pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{l}{2} \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (13.3)$$

где $t = 0,5 + 2,5 = 3$ м.

					БР 140400.62 –071104041 ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$R_{0,в,э} = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 13,1,$$

б) Определяем ориентировочное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициентом используя - $K_{ув}$,

По формуле /1, с.298/, находим по таблице 10.4 /12, с. 147/ (отношение расстояния между электродами к их длине равно трем), ориентировочное число электродов вертикальных в соответствии с планом – 34:

$$N = \frac{R_{i, \bar{A}, \bar{Y}}}{\hat{E}_{\bar{a}\bar{a}} \cdot R_{\bar{e}}}, \quad (13.4)$$

где $K_{ув}$ – коэффициент использования заземлителя, $K_{ув} = 0,64 - 0,69$.

$$N = \frac{13,1}{0,66 \cdot 0,5} = 39,7 \approx 40.$$

7) Определяем расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов, по формуле/1, с.298/, Ом

$$R_{P,Г,э} = \frac{R_{\bar{A}, \bar{Y}}}{\hat{E}_{\bar{E}, \bar{A}, \bar{Y}}}, \quad (13.6)$$

где $R_{Г,э}$ – сопротивление растеканию горизонтальных электродов;
 $K_{и,Г,э} = 0,20$, выбираем из таблицы 10.5 /12, с.147/ в зависимости от ориентировочного числа вертикальных заземлителей более 60 шт.

$$R_{Г,э} = \frac{\rho_{D, \bar{A}}}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (13.5)$$

где $l = 6 \cdot 105 + 8 \cdot 150 = 1830$ м

$b = 40$ мм = 0,04 м

$t = 0,8 + 0,002 = 0,802$ м

$$R_{Г,э} = \frac{200}{2 \cdot 3,14 \cdot 1830} \cdot \ln \frac{2 \cdot (1830)^2}{0,04 \cdot 0,802} = 0,0174 + 19,16 = 0,33,$$

					Лист
					50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР 140400.62 –071104041 ПЗ

$$R_{P,Г,Э} = \frac{0,33}{0,20} = 1,65.$$

8) Уточняем необходимое сопротивление вертикальных соединительных электродов, по формуле /3, с.299/, Ом

$$R_{B,Э} = \frac{R_{D,\bar{A},\bar{Y}} \cdot R_{\bar{e}}}{R_{D,\bar{A},\bar{Y}} - R_{\bar{e}}}, \quad (13.6)$$

$$R_{B,Э} = \frac{1,65 \cdot 0,5}{1,65 - 0,5} = 0,717 \approx 0,72.$$

9) Определяем число вертикальных электродов с учетом уточненного коэффициента использования $K_{II,B,Y}$ по формуле /1, с.299/:

$$N = \frac{R_{\bar{A},\bar{I},\bar{Y}}}{\hat{E}_{\bar{E},\bar{A},\bar{O}} \cdot R_{\bar{A},\bar{Y}}}, \quad (13.7)$$

где $K_{II,B,Y} = 9,64$, находим по таблице 10.4 /12, с. 147/

$$N = \frac{13,1}{(0,64 \cdot 0,72)} = 28,43 \approx 28,$$

Окончательно принимаем к установке 28 вертикальных электродов, расположенных по контуру ОРУ - 35кВ (ГПП).

					БР 140400.62 –071104041 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

14 Молниезащита территории ГПП

Защита подстанции от прямых ударов молнии заключается в исключении возможности удара молнии непосредственно в оборудование подстанции.

Молниезащиту подстанции выполняют при помощи стержневых молниеотводов. Защитное действие молниеотводов связано с избирательной поражаемостью молнией высоких объектов. Молниеотводы расположены по углам четырехугольника. Максимальное расстояние между молниеотводами по диагонали составляет 43,32 м. Максимальная высота оборудования подстанции, которое должно быть защищено, составляет 11 м. Это оборудование находится в центре между всеми четырьмя молниеотводами.

Предельная высота молниеотвода, м

$$h_n = \frac{L_c}{2,25}, \quad (14.1)$$

$$h_n = \frac{43,32}{2,25} = 19,25.$$

Высота конуса (принимая $h \approx h_n$), м

$$h_0 = 0,72 \cdot h, \quad (14.2)$$

$$h_0 = 0,72 \cdot 19,25 = 13,86.$$

Радиус конуса, м

$$r_0 = 0,7 \cdot h, \quad (14.3)$$

$$r_0 = 0,7 \cdot 19,25 = 13,48.$$

Радиус зоны защиты r_x на высоте объекта h_x , м

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (14.4)$$

$$r_x = \frac{13,48(13,86 - 11)}{13,86} = 2,78.$$

На основании полученных значений построим зоны защиты объекта на уровне 11м – рисунок 9.1.

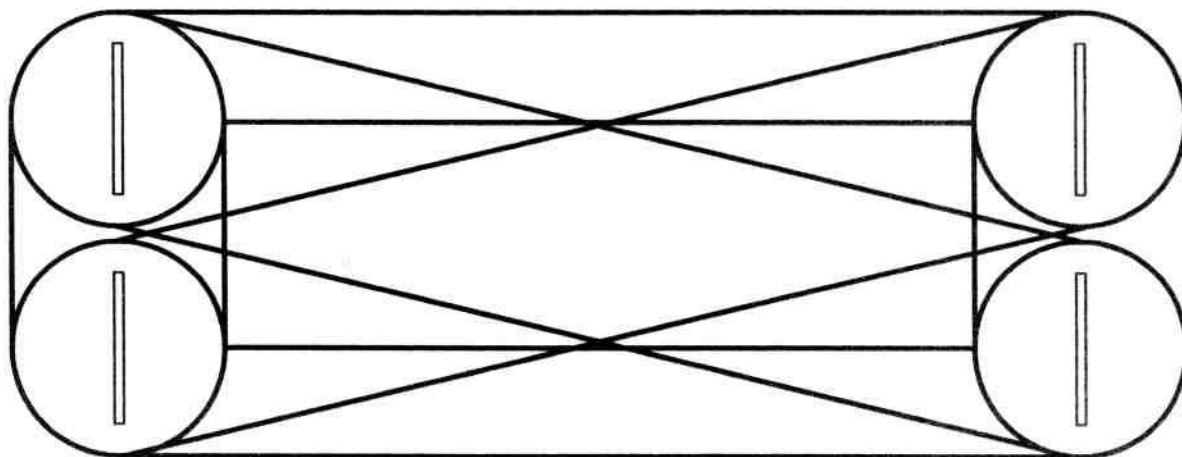


Рисунок 14.1 - Зоны молниезащиты

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Выбор базисных условий

$$S_6 := 100$$

$$U_{61} := 37.5 \text{ кВ} \quad U_{62} := 10.5 \text{ кВ} \quad U_{63} := 6.3 \text{ кВ} \quad U_{64} := 0.4 \text{ кВ}$$

$$I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} \quad I_{61} = 1.54 \text{ кА}$$

$$I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} \quad I_{62} = 5.499 \text{ кА}$$

$$I_{63} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} \quad I_{63} = 9.164 \text{ кА}$$

$$I_{64} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{64}} \quad I_{64} = 144.338 \text{ кА}$$

Определение параметров электрической схемы замещения

Определение режимных параметров

$$GS \quad E1 := 1$$

$$M1 \quad E2 := 1.1$$

$$M2 \quad E3 := 1.1$$

$$H1 \quad E4 := 0.85$$

Определение системных параметров

$$GS1 \quad S_k := 900 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$x1 := \frac{S_6}{S_k} \quad x1 = 0.111 \quad r1 := \frac{x1}{50} \quad r1 = 2.222 \times 10^{-3}$$

$$M1, M2 \quad kI := 5 \quad K_{II} := 1.2 \quad \cos\phi := 0.9 \quad \eta := 0.946 \quad n := 2 \quad P_{НОМ} := 0.75$$

$$x_{II} := \frac{1}{kI} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{K_{II} \cdot \cos\phi}{kI^2} \right)} \quad x_{II} = 0.196$$

$$x3 := x_{II} \cdot \frac{S_6 \cdot \eta \cdot \cos\phi}{n \cdot P_{НОМ}} \quad x3 = 11.104 \quad r3 := \frac{x3}{314 \cdot 0.06} \quad r3 = 0.589$$

$$x13 := x3 \quad r13 := r3$$

$$H1 \quad x := 0.35 \quad S_H := 1.6$$

$$x2 := x \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad x2 = 21.875 \quad r2 := \frac{x2}{2.5} \quad r2 = 8.75$$

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

БР 140400.62 –071104041 ПЗ

Лист

54

$$T1 \quad U_{KBC} := 11 \quad U_{KBH} := 18.5 \quad U_{KCH} := 7 \quad S_{HOM} := 100 \quad P_K := 365$$

$$U_{KB} := 0.5 \cdot (U_{KBC} + U_{KBH} - U_{KCH}) \quad U_{KB} = 11.25$$

$$U_{KC} := 0.5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) \quad U_{KC} = -0.25$$

$$U_{KH} := 0.5 \cdot (U_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBC}) \quad U_{KH} = 7.25$$

$$x_{12} := \frac{U_{KB} \cdot S_6}{100 \cdot S_{HOM}} \quad x_{12} = 0.113 \quad r_{12} := \frac{P_K \cdot S_6 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{HOM}^2} \quad r_{12} = 1.825 \times 10^{-3}$$

$$x_{11} := \frac{U_{KC} \cdot S_6}{100 \cdot S_{HOM}} \quad x_{11} := 0 \quad r_{11} := \frac{P_K \cdot S_6 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{HOM}^2} \quad r_{11} := 0$$

$$x_4 := \frac{U_{KH} \cdot S_6}{100 \cdot S_{HOM}} \quad x_4 = 0.073 \quad r_4 := \frac{P_K \cdot S_6 \cdot 10^{-3}}{S_{HOM}^2} \quad r_4 = 3.65 \times 10^{-3}$$

$$T2 \quad u_k := 8 \quad S_{HOM} := 10 \text{ MB} \cdot A \quad P_K := 60 \text{ kB}$$

$$x_6 := \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HOM}} \quad x_6 = 0.8 \quad r_6 := \frac{P_K \cdot S_6 \cdot 10^{-3}}{S_{HOM}^2} \quad r_6 = 0.06$$

$$T3 \quad u_k := 5.5 \quad S_{HOM} := 1.6 \text{ MB} \cdot A \quad P_K := 16.5 \text{ kB}$$

$$x_8 := \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HOM}} \quad x_8 = 3.438 \quad r_8 := \frac{P_K \cdot S_6 \cdot 10^{-3}}{S_{HOM}^2} \quad r_8 = 0.645$$

$$T4 \quad u_k := 6.5 \quad S_{HOM} := 2.5 \text{ MB} \cdot A \quad P_K := 23.5 \text{ kB}$$

$$x_{10} := \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HOM}} \quad x_{10} = 2.6 \quad r_{10} := \frac{P_K \cdot S_6 \cdot 10^{-3}}{S_{HOM}^2} \quad r_{10} = 0.376$$

W1

$$r_0 := 0.428 \frac{\text{OM}}{\text{KM}} \quad x_0 := 0.432 \frac{\text{OM}}{\text{KM}} \quad l_1 := 7.2 \text{ KM}$$

$$x_5 := x_0 \cdot l_1 \cdot \frac{S_6}{U_61^2} \quad x_5 = 0.221 \quad r_5 := r_0 \cdot l_1 \cdot \frac{S_6}{U_61^2} \quad r_5 = 0.219$$

W2

$$r_0 := 0.37 \frac{\text{OM}}{\text{KM}} \quad x_0 := 0.62 \frac{\text{OM}}{\text{KM}} \quad l_2 := 0.079 \text{ KM}$$

$$x_7 := x_0 \cdot l_2 \cdot \frac{S_6}{U_62^2} \quad x_7 = 0.0444 \quad r_7 := r_0 \cdot l_2 \cdot \frac{S_6}{U_62^2} \quad r_7 = 0.0265$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 140400.62 –071104041 ПЗ

Лист

55

W3

$$r0 := 0.37 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x0 := 0.62 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad l4 := 0.126 \text{ км}$$

$$x9 := x0 \cdot l4 \cdot \frac{S6}{U62^2} \quad x9 = 0.0709 \quad r9 := r0 \cdot l4 \cdot \frac{S6}{U62^2} \quad r9 = 0.0423$$

Расчет

Для точки К-1

$$x14 := x1 + x12 + x4 + x5 \rightarrow .51729511111111111111$$

$$x15 := \frac{x3}{2} \rightarrow 5.5520449058702686250$$

$$E5 := E2$$

$$x16 := x7 + x8 + x2 \rightarrow 25.356926303854875283$$

$$x17 := x9 + x10 + x15 \rightarrow 8.2229020487274114821$$

$$x18 := \frac{x16 \cdot x17}{x13 + x14} \rightarrow 17.941710272706017116$$

$$E6 := \frac{E4 \cdot x17 + E5 \cdot x16}{x17 + x16} \rightarrow 1.0387809404325389381$$

$$x19 := x6 + x18 \rightarrow 18.741710272706017116$$

$$x\Sigma1 := \frac{x14 \cdot x19}{x14 + x19} \rightarrow .50340061206266545843$$

$$E\Sigma1 := \frac{E1 \cdot x19 + E6 \cdot x14}{x19 + x14} \rightarrow 1.0010416524888092372$$

$$r14 := r1 + r12 + r4 + r5 \rightarrow .22683322222222222222$$

$$r15 := \frac{r3}{2} \rightarrow .29469452791243464040$$

$$r16 := r7 + r8 + r2 \rightarrow 9.4210437216553287982$$

$$r17 := r9 + r10 + r15 \rightarrow .71298024219814892611$$

$$r18 := \frac{r16 \cdot r17}{r13 + r14} \rightarrow 8.2293980635966321171$$

$$r19 := r6 + r18 \rightarrow 8.2893980635966321171$$

$$r\Sigma1 := \frac{r14 \cdot r19}{r14 + r19} \rightarrow .22079142873671700786$$

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Для точки К-2

$$x_{20} := x_{14} + x_6 \rightarrow 1.31729511111111111111$$

$$x_{\Sigma 2} := \frac{x_{20} \cdot x_{18}}{x_{20} + x_{18}} \rightarrow 1.2271935521170346806$$

$$E_{\Sigma 2} := \frac{E_6 \cdot x_{20} + E_1 \cdot x_{18}}{x_{20} + x_{18}} \rightarrow 1.0026525743265538018$$

$$r_{20} := r_{14} + r_6 \rightarrow .28683322222222222222$$

$$r_{\Sigma 2} := \frac{r_{20} \cdot r_{18}}{r_{20} + r_{18}} \rightarrow .27717245860400257474$$

Для точки К-3

$$x_{21} := \frac{x_{20} \cdot x_{16}}{x_{20} + x_{16}} \rightarrow 1.2522410507596574644$$

$$E_7 := \frac{E_1 \cdot x_{16} + E_4 \cdot x_{20}}{x_{20} + x_{16}} \rightarrow .99259231362022798036$$

$$x_{22} := x_{21} + x_9 \rightarrow 1.3230981936168003215$$

$$x_{23} := x_{10} + x_{15} \rightarrow 8.1520449058702686250$$

$$x_{\Sigma 3} := \frac{x_{22} \cdot x_{23}}{x_{22} + x_{23}} \rightarrow 1.1383422683952797006$$

$$E_{\Sigma 3} := \frac{E_7 \cdot x_{23} + E_5 \cdot x_{22}}{x_{22} + x_{23}} \rightarrow 1.0075906006474000822$$

$$r_{21} := \frac{r_{20} \cdot r_{16}}{r_{20} + r_{16}} \rightarrow .27835832108307357800$$

$$r_{22} := r_{21} + r_9 \rightarrow .32064403536878786371$$

$$r_{23} := r_{10} + r_{15} \rightarrow .67069452791243464040$$

$$r_{\Sigma 3} := \frac{r_{22} \cdot r_{23}}{r_{22} + r_{23}} \rightarrow .21693315270395739411$$

Для точки К-4

$$x_{24} := x_{22} + x_{10} \rightarrow 3.9230981936168003215$$

$$x_{\Sigma 4} := \frac{x_{24} \cdot x_{15}}{x_{24} + x_{15}} \rightarrow 2.2987745000155324139$$

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

$$E\Sigma 4 := \frac{E7 \cdot x15 + E5 \cdot x24}{x24 + x15} \rightarrow 1.0370635048194251801$$

$$r24 := r22 + r10 \rightarrow .69664403536878786371$$

$$r\Sigma 4 := \frac{r24 \cdot r15}{r24 + r15} \rightarrow .20709088976273360342$$

Для точки К-5

$$x25 := \frac{x20 \cdot x17}{x20 + x17} \rightarrow 1.1354051165246045055$$

$$E8 := \frac{E1 \cdot x17 + E5 \cdot x20}{x20 + x17} \rightarrow 1.0138078394926316979$$

$$x26 := x7 + x25 \rightarrow 1.1798314203794797889$$

$$x27 := x2 + x8 \rightarrow 25.312500000000000000$$

$$x\Sigma 5 := \frac{x26 \cdot x27}{x26 + x27} \rightarrow 1.1272878311261817669$$

$$E\Sigma 5 := \frac{E8 \cdot x27 + E4 \cdot x26}{x26 + x27} \rightarrow 1.0065126855527555699$$

$$r25 := \frac{r20 \cdot r17}{r20 + r17} \rightarrow .20454457509135007489$$

$$r26 := r7 + r25 \rightarrow .23105704674667887308$$

$$r27 := r2 + r8 \rightarrow 9.394531250000000000$$

$$r\Sigma 5 := \frac{r26 \cdot r27}{r26 + r27} \rightarrow .22551064717031831287$$

Для точки К-6

$$x28 := x26 + x8 \rightarrow 4.6173314203794797889$$

$$x\Sigma 6 := \frac{x28 \cdot x2}{x28 + x2} \rightarrow 3.8125796940280888062$$

$$E\Sigma 6 := \frac{E4 \cdot x28 + E8 \cdot x2}{x28 + x2} \rightarrow .98525787640361592464$$

$$r28 := r26 + r8 \rightarrow .87558829674667887308$$

$$r\Sigma 6 := \frac{r28 \cdot r2}{r28 + r2} \rightarrow .79594071139764941657$$

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Определим токи КЗ

$$I_{кз1} := \frac{E_{\Sigma 1} \cdot I_{\delta 1}}{x_{\Sigma 1}} \quad I_{кз1} = 3.06 \quad \text{кА}$$

$$I_{кз2} := \frac{E_{\Sigma 2} \cdot I_{\delta 2}}{x_{\Sigma 2}} \quad I_{кз2} = 4.49 \quad \text{кА}$$

$$I_{кз3} := \frac{E_{\Sigma 3} \cdot I_{\delta 2}}{x_{\Sigma 3}} \quad I_{кз3} = 4.87 \quad \text{кА}$$

$$I_{кз4} := \frac{E_{\Sigma 4} \cdot I_{\delta 3}}{x_{\Sigma 4}} \quad I_{кз4} = 4.13 \quad \text{кА}$$

$$I_{кз5} := \frac{E_{\Sigma 5} \cdot I_{\delta 1}}{x_{\Sigma 5}} \quad I_{кз5} = 4.91 \quad \text{кА}$$

$$I_{кз6} := \frac{E_{\Sigma 6} \cdot I_{\delta 4}}{\sqrt{x_{\Sigma 6}^2 + r_{\Sigma 6}^2}} \quad I_{кз6} = 36.51 \quad \text{кА}$$

$$T_{a1} := \frac{x_{\Sigma 1}}{3.14 \cdot r_{\Sigma 1}} \quad T_{a1} = 0.726$$

$$T_{a2} := \frac{x_{\Sigma 2}}{3.14 \cdot r_{\Sigma 2}} \quad T_{a2} = 1.41$$

$$T_{a3} := \frac{x_{\Sigma 3}}{3.14 \cdot r_{\Sigma 3}} \quad T_{a3} = 1.671$$

$$T_{a4} := \frac{x_{\Sigma 4}}{3.14 \cdot r_{\Sigma 4}} \quad T_{a4} = 3.535$$

$$T_{a5} := \frac{x_{\Sigma 5}}{3.14 \cdot r_{\Sigma 5}} \quad T_{a5} = 1.592$$

$$T_{a6} := \frac{x_{\Sigma 6}}{3.14 \cdot r_{\Sigma 6}} \quad T_{a6} = 1.525$$

Расчитаем ударный коэффициент по (3, рисунок 6.2)

$$K_{уд1} := 1.02$$

$$K_{уд2} := 1.09$$

$$K_{уд3} := 1.12$$

$$K_{уд4} := 1.4$$

$$K_{уд5} := 1.11$$

$$K_{уд6} := 1.1$$

$$I_{уд1} := I_{кз1} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд1} \quad I_{уд1} = 4.42$$

$$I_{уд2} := I_{кз2} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд2} \quad I_{уд2} = 6.93$$

$$I_{уд3} := I_{кз3} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд3} \quad I_{уд3} = 7.71$$

$$I_{уд4} := I_{кз4} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд4} \quad I_{уд4} = 8.19$$

$$I_{уд5} := I_{кз5} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд5} \quad I_{уд5} = 7.71$$

$$I_{уд6} := I_{кз6} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд6} \quad I_{уд6} = 56.8$$

Приложение Б

Таблица I - Электрические нагрузки.

Наименование	Количество электроприемников	Установленная мощность электроприемников, кВт	
		Одного	Суммарная
1. Материальный склад	6	5	45
2. Склад сухого дерева	3	5-10	35
3. Лесосушилка	20	3-80	260
4. Деревообделочный цех	25	3-20	250
5. Столовая и магазин	23	1-30	200
6. Компрессорная:			
а) синхронные двигатели 6 кВ;	4	720	3000
б) 0,4 кВ	8	1-28	260
7. Склад угля	5	5-20	95
8. Кузнечно-прессовой цех	См. прил. 3.		
9. Пожарное депо	10	3-15	150
10. Корпусно-механический цех	100	1-40	2350
11. Ремонтно-механический цех	40	1-22	480
12. Литейный цех:		По каталогу	
а) электродуговые печи 10 т;	2		
б) 0,4 кВ	80	1-80	2890
13. Модельный цех	25	5-10	310
14. Склад моделей	3	7	31
15. Гальванический цех	20	10-20	450
16. Сборочный, малярный цеха	50	1-10	350
17. Склад	5	3-5	35
18. Заводоуправление	10	1-10	100

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 140400.62 – 071104041 ПЗ

Лист
60

Таблица II – Ведомость нагрузок кузнечно-прессового цеха.

№ по плану	Наименование оборудования	Установленная мощность, кВт
1-4	Двигатели-генераторы высокой частоты 2500 Гц	175
5,28	Мостовой кран ПВ=40%, 10т	16+2,2+11
6,8,11,13	Кузнечный индукционный нагреватель на 2500 Гц	150
7,9,10,12	Пресс кривошипный горячештамповочный	55
14,15	Вентиляторы	22
16,17	Обдирочно-шлифовальный станок	4
18	Сверлильный станок	1,5
19	Токарно-винторезный станок	7,5+1,1+0,2
20,22,23,25,26	Пресс фрикционный	7,5
21,24,27	Печь электрическая	50
29-32	Пресс кривошипной холодного выдавливания	55
33,34	Резьбонорезной автомат	22+2,2+0,6
35-38	Пресс кривошипный холодного выдавливания	22

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 140400.62 – 071104041 ПЗ

Лист

61

Приложение В

Таблица III - Технико-экономические показатели схемы электроснабжения

Показатель	Обозначение	Единица измерения	Количество
1. Установленная мощность	$P_{ном}$	кВт	17561
2. Расчетная мощность	P_p	кВт	10923,58
3. Полная мощность	S_p	кВА	13144,17
4. Напряжение внешнего электроснабжения	$U_{вн}$	кВ	35
5. Напряжение внутреннего электроснабжения	$U_{внн}$	кВ	10
6. Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	-	0,833
	$\operatorname{tg}\varphi_a$	-	0,263
	$\operatorname{tg}\varphi_p$	-	0,822
7. Количество и мощность трансформаторов на ГПП	2хТДНС 10000/35		
8. Конструктивное выполнение ГПП	Схема с выключателями и разъединителями		
9. Максимальная заявленная мощность	P_M	кВт	10923,58
10. Количество цеховых подстанций и их мощность	4х1600 кВА, 2х1000 кВА, 4х630 кВА		
11. Принятая схема внутреннего электроснабжения	Смешанная		
12. Потребление электроэнергии за год	Эл	тыс. кВт ч	49156,11
13. Компенсируемая реактивная мощность на напряжение 10 кВ на напряжение 0,4 кВ	$Q_{кв}$	квар	0
	$Q_{нв}$	квар	858

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

БР 140400.62 – 071104041 ПЗ

62

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

Список использованных источников

1. Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А. А.Федоров, М.Е. Попов. – КЦТ, 2006. – 342 с.
2. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций.: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – ИПЦ КГТУ, 2007. – 608 с.
3. Электроснабжение: Учеб. Пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч./ Л.С. Синенко, Т.П. Рубан, Е.Ю. Сизганова, Ю.П. Попов. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. –135с.
4. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 648 с.
5. Рубан, Т. П. Методические указания к выполнению экономической части дипломного проекта для студентов специальности 0303 / Т. П. Рубан. - Красноярск.: КрПИ, 1986. – 35 с.
6. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергия, 1980 – 600 с.
7. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.
8. www.laborant.ru/eltech/02/4/3/19-00.htm
9. Монтаж и эксплуатация электрооборудования: Учеб. Пособие / Ю. П. Попов, В. А. Тремясов, А. Ю. Южанников. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 377 с.
- 10.Синягин, Н. Н. Система планово - предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики / Н. Н. Синягин – М.: Энергия,1978.– 408 с.
- 11.Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет /, В. И. Мозырский, Д. И. Розинский. – К.: Техника, 1985. – 279 с.

											Лист
											63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР 140400.62 –071104041 ПЗ						

- 12.Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / Под ред. А. А. Федорова, Г. В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1973. – 528 с.
- 13.СТО 4.2–22–2009 Система менеджмента качества. Организация учета и хранения документов. – Введ. 22.12.2009. – Красноярск : ИПК СФУ, 2009. – 41
- 14.www.laborant.ru/eltech/19/2/0/15-00.htm
- 15.Изоляция и перенапряжения. Молниезащита ОРУ и главного корпуса электрической станции: Метод. Указания по курсовому и дипломному проектированию / Л. С. Синенко, С. А. Тимофеев. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 20 с.
- 16.<http://www.energaset.by>
- 17.Волоцкой, Н.В., Дадиомов, М.С., Николаева, Л.Д. и др. Освещение открытых пространств. М.:Энергоиздат, 1981
- 18.Киреева, Э.А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике / Э.А. Киреева, С.Н. Шерстнев: КноРус, 2013. – 864 с.
- 19.www.tavrida.ru/products/bb_tel.

					<i>БР 140400.62 –071104041 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64