

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой ЭПП

Бакенов К.А. к.т.н., доцент

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

«    »      2014 г.  
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Электроснабжение научно-исследовательского  
экспериментального завода

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Мырзабеков Б.Ж. группа ЭснУ -10  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Карсакбаев Е.М.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Алимжанова Л.М., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

     «07» 06 2014 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

ст.пр. Мананбаева С.Е.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

     «    »      20     г.  
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Карсакбаев Е.М.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

     «    »      20     г.  
(подпись)

Нормоконтролер: Казанина И.В., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

     «    »      20     г.  
(подпись)

Рецензент:

Селицкий А. В.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

     «    »      20     г.  
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Мырзабеков Бауржан Жомартович  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение научно-исследовательского  
экспериментального завода

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы «26» мая 2014 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта:

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трёхобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ. Мощность системы 800 МВА. Мощность к.з. на стороне 115 кВ равна 1250 МВА. Трансформаторы работают отдельно. Расстояние от энергосистемы до института 6 км. Институт работает в две смены.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

Расчет электрических нагрузок на 10 кВ. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ. Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения. Расчет токов короткого замыкания и выбор высоковольтного электрооборудования. Расчет электрических нагрузок на 0,4 кВ. Защита от перенапряжения в электрических сетях. Рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности. Рассмотрение экономических вопросов.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Генеральный план завода

Однолинейная схема электроснабжения

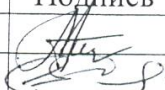
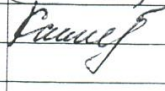

Конструктивные особенности ОПН

Сравнение ОПН и разрядников

Рекомендуемая основная литература

Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий. – М.: «Кнорус», 2011.; Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. – М.: «Форум-Инфра-М», 2010.; Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. – М.: «ИД ФОРУМ-ИНФРА-М», 2010.; Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. – М.: «Форум-Инфра-М», 2009.; Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.; Правила устройства электроустановок РК. – Алматы, 2007.; Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда. П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев, Н.Н. Сердюк-М.: «высшая школа» 2002.; Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов. – 2-е изд. – М.: Высш. шк., 2003.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Алимжанова Л.М.	09.06.2014	
БЖД	Мананбаева С.Е.		
Применение ВТ	Карсакбаев Е.М.		





## **Аңдатпа**

Осы диплом жобасында «Эксперименттік ғылыми-зерттеу институтын электр» тақырыбы бойынша ғылыми-зерттеу институтын электр мен жабдықтау есебі жасалды. Технологиялық өндіру процесі баяндалады, электр жүктемелері қарастырылады, сыртқы электр жабдықтау варианттары салыстырылады.

Арнайы бөлімде тарату желілері мен асқын кернеу шектеуіш қондырғыларын қорғау тәсілдері қарастырылады.

Экономикалық бөлім және өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылады.

## **Аннотация**

В данном дипломном проекте на тему «Электроснабжение научно-исследовательского экспериментального завода» было произведено проектирование системы электроснабжения научно-исследовательского экспериментального института. Рассматриваются расчет электрических нагрузок, расчет осветительной нагрузки, выбор числа цеховых трансформаторов, сравниваются варианты схем внешнего электроснабжения.

В специальной части рассматривается защита распределительных сетей и установок ограничителями перенапряжения.

Производится экономический расчет и рассматриваются вопросы безопасности жизнедеятельности.

## **Annotation**

The title of the given diploma paper is «Electric Power Supply of Research Experimental Institute and protection of distributive networks and installations by overtrain limiters». It focuses on designing of electrical power supply systems of Research Experimental Institute. The technical part of the project examines the calculations of electrical energy and lightning demand, selection of workshop electrical transformers quantity. The alternatives of external electrical supply schemes are compared as well.

The second part of the diploma project considers the protection of distributive networks and installations by overvoltage suppressors.

Last two parts of the diploma project enlighten economic calculations and questions of safety regulations.

## Содержание

	Введение	7
1	Проектирование системы электроснабжения научно-исследовательского экспериментального института	8
1.1	Исходные данные на проектирование	8
1.2	Расчет осветительной нагрузки	9
1.3	Расчет электрических нагрузок по институту	9
1.4	Выбор числа цеховых трансформаторов	15
1.5	Расчет электрических нагрузок	17
1.6	Технико-экономическое сравнение вариантов	23
1.7	Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1\text{кВ}$	44
2	Защита распределительных сетей и установок ограничителями перенапряжения	60
2.1	Перенапряжения в электрических сетях	60
2.2	Защита от перенапряжений в электрических сетях	60
2.3	Ограничители перенапряжения	61
3	Безопасность жизнедеятельности	75
3.1	Анализ условий труда	75
3.2	Мероприятия по улучшению условий труда	76
3.3	Расчет зануления электрооборудования котельной	85
4	Экономическая часть	88
4.1	Расчет технико-экономических показателей подстанции	89
4.2	Определение ежегодных издержек производства	91
4.3	Расчет себестоимости передачи электроэнергии	93
4.4	Расчет срока окупаемости сооружаемой подстанции	94
4.5	Определение NPV(чистой текущей стоимости)	95
	Заключение	96
	Список литературы	97
	Приложение А Применение ЭВМ	98

## Введение

Электроснабжение предприятия, начинается с места подключения к трансформаторной подстанции высокого напряжения. Если речь идет о большом сооружении, с огромными мощностями, то целесообразнее передавать электроэнергию на высоком напряжении. Таким образом, мы избавляемся от огромного количества потерь электроэнергии в проводах. Причем потери электроэнергии (в частности мощности), тем больше, чем больше суммарная нагрузка всех потребителей.

Для того чтобы минимизировать и сделать электроснабжение промышленных предприятий и городов доступным, нужно уменьшить потери:

- уменьшаем ток, при этом прямо пропорционально уменьшаются потери;
- увеличиваем напряжение, для того чтобы сохранить объемы передаваемой мощности.

Следовательно, чем меньше ток, тем меньше потери. А для того чтобы передать большое количество электроэнергии нужен или большой ток или напряжение. Но если напряжение поднять в сотни тысяч раз, то ток уменьшится ровно во столько же раз, как следствие качество системы электроснабжения предприятий.

Проектирование электроснабжения промышленных предприятий преследует следующие цели:

- организация непрерывной подачи электроэнергии, энергоснабжение в соответствии с определенными режимами, предусмотренными графиком работы предприятия;
- выполнение мероприятий по обеспечению безопасности персонала;
- обеспечение экономного и рационального использования энергоресурсов: проект электроснабжения промышленных предприятий должен содержать решения, способствующие уменьшению потерь в линиях и трансформаторах, снижению генерации реактивной электроэнергии и т.п.

Проектирование электроснабжения предприятия как и системы электроснабжения предприятий начинается с расчета электрических нагрузок.

Система электроснабжения зданий промышленного комплекса может быть сформирована с учетом расчетных нагрузок, полученных в результате применения этого метода расчета.

В данном дипломном проекте произведен полный расчет системы электроснабжения научно-исследовательского экспериментального института с учетом специфики его работы.

Цель работы: выбрать схему внешнего электроснабжения института на основе технико-экономических расчётов. Определить центр электрических нагрузок с помощью задач оптимизации. Для этого необходимо определить расчётные нагрузки предприятия, произвести расчёт и выбор схемы внешнего электроснабжения.

# 1 Проектирование системы электроснабжения научно-исследовательского экспериментального института

## 1.1 Исходные данные на проектирование

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трёхобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ. Мощность системы 800 МВА. Мощность к.з. на стороне 115 кВ равна 1250 МВА. Трансформаторы работают раздельно. Расстояние от энергосистемы до института 6 км. Институт работает в две смены. [4] Сведения об электрических нагрузках по цехам института приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Электрические нагрузки по цехам

№№ п/п	Наименование	Кол-во ЭП, п	Установленная мощность, кВт	
			Одного ЭП, $P_n$	$\Sigma P_n$
1	2	3	4	4
1	Административный корпус	28	1-20	230
2	Столовая	39	1-40	370
3	Корпус высоких напряжений	75	1-85	2200
4	Ремонтно-механический цех	33	1-35	500
5	Лаборатория низких температур:			
	а) 0,4 кВ	42	1-75	1900
	б) СД 10 кВ	4	630	2520
6	Электрофизический корпус	60	1-80	1500
7	Машинный корпус:			
	а) 0,4 кВ	55	1-75	1800
	б) СД 10 кВ	2	1000	2000
8	Лаборатория специальных работ	95	1-100	3500
9	Центральный склад	21	1-20	210
10	Котельная	53	1-70	850
11	Насосная			
	а) 0,4 кВ	24	1-40	500
	б) СД 10 кВ	4	500	2000
12	Деревообрабатывающий	43	5-80	300
13	Главный механический корпус	320	1-140	4900
14	Гараж, пожарное депо	28	1-30	250

Освещение цехов и территории определить по площади.



## 1.2 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки института производим упрощенным методом по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса.

По этому методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену.

Расчет для административного корпуса [5]

$$P_{po} = K_{co} \cdot F \cdot \rho_0 = 0,9 \cdot 1995 \cdot 0,02 = 36 \text{ кВт},$$

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 36 \cdot 0,47 = 12 \text{ кВАр},$$

где  $K_{co}=0,9$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$\operatorname{tg} \varphi_0 = 0,47$  - коэффициент реактивной мощности, определяется по  $\cos \varphi = 0,9$ .

$$P_{yo} = \rho_0 \cdot F = 1995 \cdot 0,02 = 39,9 \text{ кВт},$$

где  $P_{yo}$  – установленная мощность приемников освещения по цеху, определяется по удельной осветительной нагрузке на  $1 \text{ м}^2$  поверхности пола известной производственной площади;

$F=1995 \text{ м}^2$ -площадь производственного помещения, которая определяется по генеральному плану завода,  $\text{м}^2$ ;

$\rho_0=0,02$ – удельная расчетная мощность,  $\text{кВт}/\text{м}^2$ .

Аналогичный расчет проводится для всех цехов научно-исследовательского института. Все расчетные приведены в таблице 1.2 – Расчет осветительной нагрузки.

## 1.3 Расчет электрических нагрузок по институту

Расчет для административного корпуса

Рассчитаем силовую часть, средние нагрузки для административного корпуса [1]

$$P_{cm} = K_u \cdot \sum P_n = 0,5 \cdot 230 = 115 \text{ кВт},$$

$$Q_{cm} = P_{cm} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 115 \cdot 0,75 = 86,3 \text{ кВАр}.$$

Найдем эффективное число электроприемников

$$n_3 = \frac{2 \cdot \sum P_n}{P_{\max}} = \frac{2 \cdot 230}{20} = 23.$$

Эту формулу применяем, если  $K_u > 0,2$ ,  $m < 3$ .

Расчетные нагрузки равны

$$P_p = K_m \cdot P_{cm} = 1,17 \cdot 115 = 134,55 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{cm} = 86,3 \text{ кВар},$$

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2} = \sqrt{170,55^2 + 103,3^2} = 199,4 \text{ кВА},$$

где  $K_m = 1,17$  - коэффициент максимума нагрузки [1];

$Q_p = Q_{cm}$  при условии, что  $n_3 > 10$ , если  $n_3 < 10$ , то  $Q_p = 1,1 \cdot Q_{cm}$

Находим расчетный ток

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_c} = \frac{199,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 287,7 \text{ А}.$$

Аналогичный расчет проводится для всех цехов научно-исследовательского института.

Результаты расчета силовых и осветительных нагрузок по цехам приведены в таблице 1.3 – Расчет электрических нагрузок по цехам напряжением 0,4кВ.

Таблица 1.2 Расчет осветительной нагрузки

№№ по плану	Наименование производственного помещения	Размеры помещения, длина (м) × ширина (м)	Площадь помещения, м <sup>2</sup>	Удельная осветительная нагрузка $\rho_0$ , кВт/м <sup>2</sup>	Коэффициент спроса, $K_c$	Установленная мощность освещения, $P_{yo}$ , кВт	Расчетная мощность осветительной нагрузки		cosφ / tgφ
							$P_{po}$ , кВт	$Q_{po}$ , кВАр	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Административный корпус	57x35	1995	0,02	0,9	39,9	36	17	0,9/0,47
2	Столовая	24x32	768	0,02	0,9	15,4	14	6,6	0,9/0,47
3	Корпус высоких напряжений	54x51	2754	0,016	0,85	44,1	37,5	17,6	0,9/0,47
4	Ремонтно-механический цех	38x24	912	0,016	0,85	14,6	12,4	5,8	0,9/0,47
5	Лаборатория низких температур	38x32	1216	0,02	0,9	24,3	22	10,3	0,9/0,47
6	Электрофизический корпус	65x78	5070	0,016	0,85	81,1	69	32,4	0,9/0,47
7	Машинный корпус	65x76	4940	0,016	0,85	79	67,2	31,6	0,9/0,47
8	Лаборатория специальных работ	24x51	1224	0,02	0,9	24,5	22,1	10,4	0,9/0,47
9	Центральный склад	59x16	944	0,01	0,6	9,4	5,6	0	1/0
10	Котельная	49x24	1176	0,013	0,7	15,3	10,7	0	1/0
11	Насосная	22x38	836	0,013	0,7	11	7,7	0	1/0
12	Деревообрабатывающий	19x51	969	0,016	0,85	15,5	13,2	6,2	0,9/0,47
13	Главный механический корпус	32x122	3904	0,016	0,85	62,5	53,1	25	0,9/0,47
14	Гараж, пожарное депо	38x21	798	0,01	0,6	8	4,8	0	1/0
	Освещение территории	243x420	74554	0,002	1	149	149	70	0,9/0,47

Таблица 1.3 Расчет электрических нагрузок по цехам, U = 0,4кВ

№ цехов	Наименование цехов	Кол-во ЭП, n	Установленная мощность, кВт		m	Ки	cosφ /tgφ	Средние нагрузки		n <sub>э</sub>	Км	Расчетные нагрузки			I <sub>p</sub> , А
			P <sub>н min</sub> ÷ P <sub>н max</sub>	ΣP <sub>н</sub>				P <sub>см</sub> , кВт	Q <sub>см</sub> , квар			P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Административный корпус а) силовая	28	1-20	230	>3	0,5	0,8/0,75	115	86,3	23	1,17	134,55	86,3		
	б) осветительная											36	17		
	Итого											170,55	103,3	199,4	287,7
2	Столовая а) силовая	39	1-40	370	>3	0,5	0,9/0,47	185	86,95	19	1,2	222	86,95		
	б) осветительная											14	6,6		
	Итого											236	93,55	253,9	366,4
3	Корпус высоких напряжений а) силовая	75	1-85	2200	>3	0,35	0,8/0,75	770	577,5	52	1,12	862,4	577,5		
	б) осветительная											37,5	17,6		
	Итого											899,9	595,1	1078,9	1556,8
4	Ремонтно-механический цех а) силовая	33	1-35	500	>3	0,3	0,7/1,02	150	153	29	1,24	186	153		
	б) осветительная											12,4	5,8		
	Итого											198,4	158,8	254,1	366,7
5	Лаборатория низких температур а) силовая	42	1-75	1900	>3	0,6	0,85/0,62	1140	706,8	42	1,1	1254	706,8		
	б) осветительная											22	10,3		
	Итого											1276	717,1	1464	2112

15

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6	Электрофизический корпус а) силовая	60	1-80	1500	>3	0,4	0,75/0,88	600	528	38	1,15	690	528		
	б) осветительная											69	32,4		
	Итого											759	560,4	943,5	1361,4
7	Машинный корпус а) силовая	55	1-75	1800	>3	0,5	0,8/0,75	900	675	48	1,11	999	675		
	б) осветительная											67,2	31,6		
	Итого											1066,2	706,6	1279,1	1845,7
8	Лаборатория спец.работ а) силовая	95	1-100	3500	>3	0,35	0,7/1,02	1225	1249,5	70	1,1	1347,5	1249,5		
	б) осветительная											22,1	10,4		
	Итого											1369,6	1259,9	1860,9	2685,4
9	Центральный склад а) силовая	21	1-20	210	>3	0,25	0,6/1,33	52,5	69,8	21	1,28	65,6	69,8		
	б) осветительная											5,6	0		
	Итого											71,2	69,8	99,7	143,9
10	Котельная а) силовая	53	1-70	850	>3	0,6	0,8/0,75	510	382,5	24	1,14	581,4	382,5		
	б) осветительная											10,7	0		
	Итого											592,1	382,5	705	1017,2
11	Насосная а) силовая	24	1-40	500	>3	0,65	0,8/0,75	325	243,8	24	1,1	357,5	243,8		
	б) осветительная											7,7	0		
	Итого											365,2	243,8	439,1	633,6



## Окончание таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
12	Деревообрабатывающий а) силовая	43	5-80	300	>3	0,3	0,8/0,75	90	67,5	8	1,72	154,8	74,25		
	б) осветительная											13,2	6,2		
	итого											168	80,45	186,3	268,8
13	Главный мех. корпус а) силовая	320	1-140	4900	>3	0,4	0,7/1,02	1960	1999,2	70	1,1	2156	1999,2		
	б) осветительная											53,1	25		
	итого											2209,1	2024,2	2996,2	4323,6
14	Гараж, пожарное депо а) силовая	28	1-30	250	>3	0,3	0,7/1,02	75	76,5	17	1,37	102,75	76,5		
	б) осветительная											4,8	0		
	итого											107,55	76,5	132	190,5
	Освещение территории											149	70	164,6	238
	Итого на шинах 0,4 кВ											9488,8	7142	11876	17137,5

## 1.4 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1кВ; перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режимах; шага стандартных мощностей; экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Данные для расчета:

$$P_{p0,4} = 9\,488,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{p0,4} = 7\,142 \text{ кВАр};$$

$$S_{p0,4} = 11\,876 \text{ кВА}.$$

Институт относится ко II категории потребителей, институт работает в две смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов  $K_{зтр} = 0,85$ . Принимаем трансформатор мощностью  $S_{нт} = 1\,000 \text{ кВА}$ .

Для каждой технологически концентрированной группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания наибольшей расчетной активной нагрузки, рассчитывается по формуле [1]

$$N_{T \min} = \frac{P_{p0,4}}{K_3 \cdot S_{нт}} + \Delta N = \frac{9488,8}{0,85 \cdot 1000} + 0,9 = 12,$$

где  $P_{p0,4} = 9488,8 \text{ кВт}$  – суммарная расчетная активная нагрузка;

$K_3 = 0,85$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{нт} = 1\,000 \text{ кВА}$  – принятая номинальная мощность трансформатора;

$\Delta N = 0,9$  – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически целесообразное число трансформаторов определяется по формуле [1]

$$N_{т,э} = N_{\min} + m, \quad (1.1)$$

где  $m$  – дополнительное число трансформаторов.

$N_{т,э}$  - определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат  $Z^*_{п/ст}$ .

$$Z^*_{п/ст} = 0,5; K_3 = 0,8; N_{\min} = 11; \Delta N = 0,9.$$

Тогда из справочника [1] по кривым определяем  $m$ , для нашего случая  $m = 0$  значит  $N_{т,э} = 12$  трансформаторов.

По выбранному числу трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность  $Q_1$ , которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяется по формуле [1]

$$Q_1 = \sqrt{(N_{тэ} \cdot S_{ит} \cdot K_3)^2 - P_{р0,4}^2} = \sqrt{(12 \cdot 0,85 \cdot 1000)^2 - 9488,8^2} = 3742 \text{кВАр}.$$

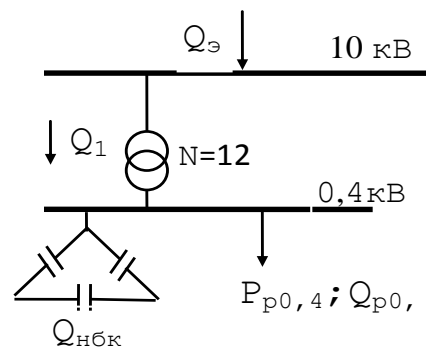


Рисунок 1.1

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определим величину  $Q_{НБК1}$  [5]

$$Q_{НБК} = Q_{р0,4} - Q_1 = 11876 - 3742 = 8134 \text{кВАр}.$$

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор [1]

$$Q_{НБК \text{ одной ТП}} = \frac{Q_{НБК}}{N_{ТЗ}} = \frac{8134}{12} = 677,8 \text{кВАр}.$$

Принимаем НБК: УКЛН-0,38-600-150 УЗ [1].

На основании расчетов, полученных в данном пункте составляется таблица 1.4 – Распределение нагрузок цехов по ТП, в которой показано распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП.

Таблица 1.4 Распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП

№ ТП, $S_{н.тр}$ , $Q_{НБК}$	№ цехов	$P_{р0,4}$ , кВт	$Q_{р0,4}$ , кВАр	$S_{р0,4}$ , кВА	$K_3$		
ТП1 (2x1000 кВА)	1	170,55	103,3				
	2	236	93,55				
ТП2 (2x1000 кВА)	4	198,4	158,8				
	5	1276	713,1				
	6	759	560,4				
	11	365,2	243,8				
	12	168	80,45				
$Q_{НБК}$ (4x600 квар)			-2400				
ИТОГО		3173,15	-446,6			3204,4	0,8

Продолжение таблицы 1.4

ТП3 (2x1000 кВА)	7	1066,2	706,6				
ТП4 (2x1000 кВА)	13	2209,1	2024,2				
ТП5 (1x1000 кВА)	3	899,9	595,1				
Q <sub>нбк</sub> (5x600 квар)			-3000				
ИТОГО		4175,2	325,9	4187,9	0,83		
ТП6 (2x1000 кВА)	9	71,2	69,8				
	14	107,55	76,5				
ТП7 (1x1000 кВА)	8	1369,6	1259,9				
	10	592,1	382,5				
Q <sub>нбк</sub> (3x600 квар)			-1800				
Освещение		149	70				
ИТОГО		2289,45	58,7			2290,2	0,76

## 1.5 Расчет электрических нагрузок

### 1.5.1 Определение потерь мощности в ЦТП

Выбираем трансформаторы ТСЗЛ-1000/10

Паспортные данные [6]:

S<sub>н</sub>=1000 кВА; I<sub>хх</sub>= 1%; U<sub>к</sub>= 5,5%; ΔP<sub>хх</sub>= 2 кВт; ΔP<sub>кз</sub>= 10,2 кВт.

Суммарные потери в трансформаторах для каждой группы ТП

Для первой группы ТП [1]

$$\sum \Delta P_{mp} = N \cdot (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2) = 4 \cdot (2000 + 10200 \cdot 0,8^2) = 34,112 \text{ кВт},$$

$$\sum Q_{mp} = N \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} + \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{ном} \cdot K_3^2 \right) = 4 \cdot \left( \frac{1}{100} \cdot 1000 + \frac{5,5}{100} \cdot 1000 \cdot 0,8^2 \right) = 180,8 \text{ кВАр}.$$

Для второй группы ТП [1]

$$\sum \Delta P_{mp} = N \cdot (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2) = 5 \cdot (2000 + 10200 \cdot 0,83^2) = 45,134 \text{ кВт},$$

$$\sum Q_{mp} = N \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} + \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{ном} \cdot K_3^2 \right) = 5 \cdot \left( \frac{1}{100} \cdot 1000 + \frac{5,5}{100} \cdot 1000 \cdot 0,83^2 \right) = 239,45 \text{ кВАр}.$$

Для третьей группы ТП [1]

$$\sum \Delta P_{mp} = N \cdot (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2) = 3 \cdot (2000 + 10200 \cdot 0,76^2) = 23,7 \text{ кВт},$$

$$\sum Q_{mp} = N \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} + \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{ном} \cdot K_3^2 \right) = 3 \cdot \left( \frac{1}{100} \cdot 1000 + \frac{5,5}{100} \cdot 1000 \cdot 0,76^2 \right) = 125,304 \text{ кВАр}.$$

Суммарные потери в трансформаторах ТП [1]

$$\sum \Delta P_{mp} = 34,112 + 45,134 + 23,7 = 103 \text{ кВт},$$

$$\sum \Delta Q_{mp} = 180,8 + 239,45 + 125,304 = 545,6 \text{ кВАр}.$$

### 1.5.2 Определение расчетной мощности синхронных двигателей

Определение расчетной мощности синхронных двигателей в лаборатории низких температур [5]

$$P_{pCD} = P_{нCD} \cdot K_з \cdot N_{CD} = 630 \cdot 0,85 \cdot 4 = 2142 \text{ кВт},$$

$$Q_{pCD} = P_{pCD} \cdot \text{tg } \varphi = 2142 \cdot 0,47 = 1006,7 \text{ кВАр}.$$

Определение расчетной мощности синхронных двигателей в машинном корпусе [1]

$$P_{pCD} = P_{нCD} \cdot K_з \cdot N_{CD} = 1000 \cdot 0,85 \cdot 2 = 1700 \text{ кВт},$$

$$Q_{pCD} = P_{pCD} \cdot \text{tg } \varphi = 1700 \cdot 0,47 = 799 \text{ кВАр}.$$

Определение расчетной мощности синхронных двигателей в насосной

$$P_{pCD} = P_{нCD} \cdot K_з \cdot N_{CD} = 500 \cdot 0,85 \cdot 4 = 1700 \text{ кВт},$$

$$Q_{pCD} = P_{pCD} \cdot \text{tg } \varphi = 1700 \cdot 0,47 = 799 \text{ кВАр}.$$

где  $P_{нCD}$  - номинальная мощность синхронного двигателя

$N_{CD}$  - число синхронных двигателей в цехе

Выбираем синхронные двигатели [5]



Таблица 1.5 Паспортные данные синхронных двигателей

Лаборатория низких температур: СДН14-59-8УЗ					
$P_{нсД}$ , кВт	n	Кз	cosφ	$P_{рсД}$ , кВт	$Q_{рсД}$ , кВАр
630	4	0,85	0,9	2142	1006,7
Машинный корпус: СДН14-59-6УЗ					
$P_{нсД}$ , кВт	n	Кз	cosφ	$P_{рсД}$ , кВт	$Q_{рсД}$ , кВАр
1000	2	0,85	0,9	1700	799
Насосная: СДН14-59-8УЗ					
$P_{нсД}$ , кВт	n	Кз	cosφ	$P_{рсД}$ , кВт	$Q_{рсД}$ , кВАр
500	4	0,85	0,9	1700	799

### 1.5.3 Расчет компенсации реактивной мощности

Составим схему замещения, в соответствии с рисунком 1.2.

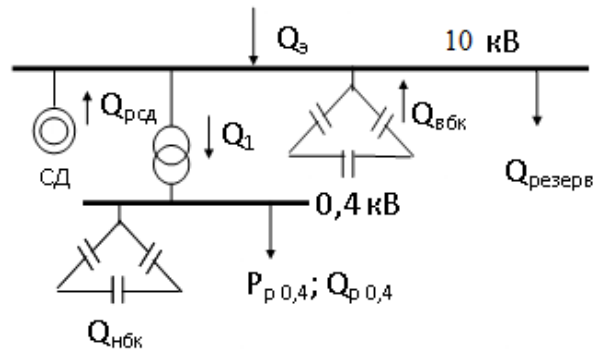


Рисунок 1.2 Схема замещения реактивной мощности на шинах 0,4 кВ

Методика расчета компенсации на шинах ГПП:

Составляется уравнение баланса реактивной мощности на шинах 10 кВ относительно  $Q_{вбк}$  [5]

$$Q_{эн.сис} = 0,23 \div 0,25 \cdot (P_{р0,4} + \sum \Delta P_{тр} + P_{рсД}) = 0,25 \cdot (9488,8 + 103 + 5542) = 3783,5 \text{ кВАр},$$

$$Q_{резерв} = 0,10 \div 0,15 \cdot (Q_{р0,4} + \sum \Delta Q_{тр}) = 0,15 \cdot (7142 + 545,6) = 1153,1 \text{ кВАр},$$

$$Q_{вбк} = Q_{р0,4} + \sum \Delta Q_{тр} + Q_{резерв} \pm Q_{сД} - Q_{нбк} - Q_{эн.сис},$$

$$Q_{вбк} = 7142 + 545,6 + 1153,1 + 2604,7 - 8134 - 3783,5 = -472,1 \text{ кВАр}.$$

Так как  $Q_{вбк} = -472,1 \text{ кВАр}$ , то установка батарей конденсаторов не требуется.

Расчет силовой нагрузки по заводу, включая низковольтную и высоковольтную нагрузки, потери в трансформаторах ЦТП, расчетные мощности СД, приведены в таблице 1.6 – Уточненной расчет мощности по институту.

Таблица 1.6 Уточненной расчет мощности по институту

№№ ТП, S <sub>н.тр.</sub> , Q <sub>БК ТП</sub>	№№ цеха	n	P <sub>н min</sub> - P <sub>н max</sub>	Σ P <sub>н</sub>	K <sub>и</sub>	Средняя мощность		n <sub>э</sub>	K <sub>м</sub>	Расчетные мощности			K <sub>з</sub>
						P <sub>см</sub> , кВт	Q <sub>см</sub> , кВАр			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП1 (2x1000 кВА)													
	1	28	1-20	230		115	86,3						
	2	39	1-40	370		185	86,95						
ТП2 (2x1000 кВА)													
	4	33	1-35	500		150	153						
	5	42	1-75	1900		1140	706,8						
	6	60	1-80	1500		600	528						
	11	24	1-40	500		325	243,8						
	12	43	5-80	300		90	67,5						
Силовая	7	269	1-80	5300	0,5	2605	1872,35	133	1,07	2787,35	1872,35		
Осветительная										174,3	78,3		
Q <sub>нБК</sub> (4x600)											-2400		
<b>ИТОГО</b>										<b>2961,65</b>	<b>-449,35</b>	<b>2995,5</b>	<b>0,75</b>
ТП3 (2x1000 кВА)	7	55	1-75	1800		900	675						

Продолжение таблицы 1.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП4 (2х1000 кВА)	13	320	1-140	4900		1960	1999,2						
ТП5 (1х1000 кВА)	3	75	1-85	2200		770	577,5						
Силовая	3	450	1-140	8900	0,41	3630	3251,7	127	1,06	3847,8	3251,7		
Осветительная										157,8	74,2		
Q <sub>нбк</sub> (5х600)											-3000		
<b>ИТОГО</b>										<b>4005,6</b>	<b>325,9</b>	<b>4018,8</b>	<b>0,8</b>
ТП6 (2х1000 кВА)													
	9	21	1-20	210		52,5	69,8						
	14	28	1-30	250		75	76,5						
ТП7 (1х1000 кВА)													
	8	95	1-100	3500		1225	1249,5						
	10	53	1-70	850		510	382,5						
Силовая	4	197	1-100	4810	0,4	1862,5	1778,3	96	1,08	2011,5	1778,3		
Осветительная										43,2	10,4		
Q <sub>нбк</sub> (3х600)											-1800		
Освещение										<b>149</b>	<b>70</b>		

Окончание таблицы 1.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>ИТОГО</b>										<b>2203,7</b>	<b>58,7</b>	<b>2204,5</b>	<b>0,73</b>
ИТОГО по 0,4 кВ										9170,95	-64,75		
$\sum \Delta P_{тр}, \sum \Delta Q_{тр}$										103	545,6		
ИТОГО на 10 кВ										9273,95	480,85		
Лаборатория низких температур										2142	+1006,7		
Машинный корпус										1700	+799		
Насосная										1700	+799		
<b>ИТОГО по институту</b>										<b>14815,95</b>	<b>3085,55</b>	<b>15133,8</b>	

## 1.6 Технико-экономическое сравнение вариантов

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 115/37/10 кВ. Мощность к.з. на стороне 115 кВ равна 1250 МВА. Трансформаторы работают раздельно. Расстояние от энергосистемы до института 6 км. Научно-исследовательский институт работает в две смены.

Для технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения завода рассмотрим три варианта:

- 1 I вариант – ЛЭП 115 кВ;
- 2 II вариант – ЛЭП 37 кВ;
- 3 III вариант – ЛЭП 10 кВ.

### 1.6.1 I вариант схемы электроснабжения

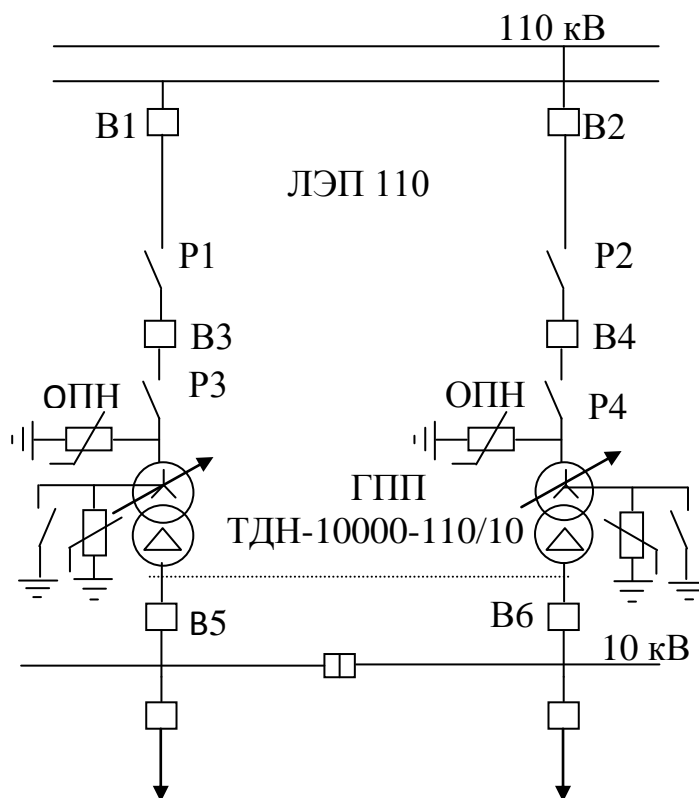


Рисунок 1.3 - Первый вариант схемы электроснабжения

Выбор трансформатора ГПП

Полная расчетная мощность трансформатора ГПП [1]

$$S_{mp, ГПП} = \sqrt{P_p^2 + Q_s^2} = \sqrt{14815,95^2 + 3783,5^2} = 15291,4 \text{ кВА},$$



где  $P_p = 14815,95 \text{ кВ}$  - данные в таблице 1.6 название графы «Итого по институту»

$Q_s$  – мощность энергосистемы

Коэффициент загрузки трансформатора ГПП [5]

$$K_{загр} = \frac{S_{тр.ГПП}}{2 \cdot S_{ном.тр}} = \frac{15291,4}{2 \cdot 10000} = 0,76 \leq 0,85,$$

где  $S_{ном.тр}$  - номинальная мощность трансформатора ГПП

Если коэффициент загрузки трансформатора получился равным 0,5 , то дальнейший расчет не целесообразен.

Выбираем к установке два трансформатора ГПП фирмы АВВ марки ТДН-10000/110, стоимостью 366 000 евро [6].

Таблица 1.7 Паспортные данные трансформатора ГПП

$S_{ном}, \text{MVA}$	$U_{ВН}, \text{кВ}$	$U_{НН}, \text{кВ}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	$U_{кз}, \%$	$I_{xx}, \%$
10	115	11	14	58	10,5	0,9

Выбор ЛЭП

Суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторе ГПП [1]

$$\sum \Delta P_{тр.ГПП} = 2 \cdot (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_{загр}^2) = 2 \cdot (14 + 58 \cdot 0,76^2) = 95 \text{ кВт},$$

$$\begin{aligned} \sum \Delta Q_{тр.ГПП} &= 2 \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{ном.тр} \cdot K_{загр}^2 \right) = \\ &= 2 \cdot \left( \frac{0,9}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{10,5}{100} \cdot 10000 \cdot 0,76^2 \right) = 1392,96 \text{ кВАр}, \end{aligned}$$

где  $\Delta P_{xx}, \Delta P_{кз}, I_{xx}, U_{кз}, S_{ном.тр}$  берем из паспортных данных выбранного трансформатора ГПП

Полная расчетная мощность в ЛЭП [1]

$$S_{р.ЛЭП} = \sqrt{(P_p + \sum \Delta P_{тр.ГПП})^2 + Q_s^2} = \sqrt{(14815,95 + 95)^2 + 3783,5^2} = 15383,5 \text{ кВА}.$$

Расчётный ток в ЛЭП [1]

$$I_{ЛЭП} = \frac{S_{р.ЛЭП}}{2\sqrt{3}U_{cp}} = \frac{15383,5}{2\sqrt{3} \cdot 115} = 38,6 \text{ А},$$

где  $U_{cp} = 115 \text{ кВ}$

Аварийный ток в ЛЭП [1]

$$I_{ав.ЛЭП} = 2 \cdot I_{р.ЛЭП} = 2 \cdot 38,6 = 77,2 \text{ А.}$$

Экономическое сечение провода [1]

$$F_э = \frac{I_{р.ЛЭП}}{j_э} = \frac{38,6}{1,1} = 35,09 \text{ мм}^2,$$

где  $j_э = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$  – экономическая плотность тока.

По условию потерь на «корону» минимальное сечение для линий 110 кВ равно  $70 \text{ мм}^2$ . Экономическое сечение получилось равным  $35 \text{ мм}^2$ , однако минимальное сечение для линий 110 кВ равно  $70 \text{ мм}^2$ , следовательно выбираем сечение  $70 \text{ мм}^2$ . Стоимость одного километра провода АС-70 составляет 19000 евро.

Выбор провода осуществляется по следующим двум условиям [1]:

$$\begin{aligned} I_{дон} &\geq I_{р.ЛЭП} & 265 \text{ А} &\geq 38,6 \text{ А} \\ 1,3 \cdot I_{дон} &\geq I_{ав.ЛЭП} & 1,3 \cdot 265 \text{ А} &\geq 77,2 \text{ А} \end{aligned}$$

Принимаем к установке провод марки АС-70 ( $r_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$ ) [1].

Расчёт потерь электроэнергии

Потери в трансформаторе ГПП [1]

$$\Delta W_{тр.ГПП} = 2 \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_{вкл} + \Delta P_{кз} \cdot \tau \cdot K_{загр}^2) = 2 \cdot (14 \cdot 4000 + 58 \cdot 1968 \cdot 0,76^2) = 243859 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где  $\tau = (0,124 + \frac{T_m}{10000})^2 \cdot 8760 = 1968 \text{ ч}$  – время максимальных потерь

$T_{вкл} = 4000 \text{ ч}, T_m = 2500 - 4000 \text{ ч}$  для двухсменной работы

Потери в ЛЭП [1]

$$\Delta W_{ЛЭП} = 2 \cdot 3 \cdot I_{р.ЛЭП}^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau = 2 \cdot 3 \cdot 38,6^2 \cdot 2,52 \cdot 10^{-3} \cdot 1968 = 44335 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$R = r_0 \cdot l = 0,42 \cdot 6 = 2,52 \text{ Ом.}$$

где  $r_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$  для сечения  $70 \text{ мм}^2$

$l$  - в соответствии с исходными данными равно 6 км  
 Выбор оборудования

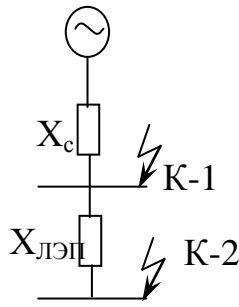


Рисунок 1.4 Схема замещения для расчета токов КЗ

Базисный ток [7]

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 502 A,$$

где  $U_{\sigma} = 115 \text{ кВ}$

$S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$

Реактивное сопротивление системы [1]

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}} = \frac{100 \cdot 10^6}{1250 \cdot 10^6} = 0,08 \text{ о.е.},$$

где  $S_{кз} = 1250 \text{ МВА}$  - мощность к.з на стороне 115 кВ

Ток короткого замыкания в точке  $K_1$  [1]

$$I_{к-1} = \frac{I_{\sigma}}{X_c} = \frac{502}{0,08} = 6,3 \text{ кА.}$$

Реактивное сопротивление линии [5]

$$X_{ЛЭП} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,34 \cdot 6 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{115^2 \cdot 10^6} = 0,015 \text{ о.е.},$$

где  $X_0 = 0,34$  выбирают в зависимости от класса напряжения

Ток короткого замыкания в точке  $K_2$  [1]

$$I_{к-2} = \frac{I_{\sigma}}{X_c + X_{ЛЭП}} = \frac{502}{0,08 + 0,015} = 5,3 \text{ кА.}$$

Ударный ток [1]

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa-1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,3 = 16,03 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa-2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,3 = 13,5 \text{ кА},$$

где  $K_y = 1,8$  ударный коэффициент

К установке выбираем высоковольтный баковый элегазовый выключатель фирмы АВВ, марки 121PM40-20В, стоимостью 120 000 евро [6].

Проверка по условиям выбора высоковольтных выключателей [1]

$$U_n \geq U_{уст} \quad 123 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

$$I_n \geq I_{ав.ток} \quad 2000 \text{ А} \geq 77,2$$

$$I_{откл} \geq I_{кз} \quad 40 \text{ кА} \geq 5,3 \text{ кА}$$

$$I_{терм} \geq i_{уд} \quad 40 \text{ кА} \geq 16,03 \text{ кА}$$

К установке выбираем горизонтально-поворотные разъединители RUHRTAL фирмы SIEMENS, типа D BF-145N, стоимость 38 046 евро [5].

Проверка по условиям выбора разъединителей [1]

$$U_n \geq U_{уст} \quad 145 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

$$I_n \geq I_{ав.ток} \quad 2000 \text{ А} \geq 77,2 \text{ А}$$

Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) производится по напряжению. К установке выбираем ОПН с изоляцией из кремнийорганической резины PEXLIM R 90 – УН123, стоимостью 5 625 евро [6].

Расчёт капитальных затрат

1 евро равен 190 тенге

Капитальные затраты на трансформатор ГПП [1]

$$K_{тр.ГПП} = N \cdot K_{тр} = 2 \cdot 366000 = 732000 \text{ евро} = 139080000 \text{ тенге},$$

где  $N$  - количество трансформаторов

$K_{тр}$  - стоимость трансформатора

Капитальные затраты на ЛЭП [1]

$$K_{ЛЭП} = l \cdot K_{ЛЭП} = 6 \cdot 19000 = 114000 \text{ евро} = 21660000 \text{ тенге},$$

где  $K_{ЛЭП}$  - стоимость ЛЭП

Капитальные затраты на выключатели [5]

$$K_{B1-B4} = N \cdot K_B = 4 \cdot 120000 = 480000 \text{евро} = 91200000 \text{тенге},$$

где  $K_B$  - стоимость одного выключателя

$N$  - количество выключателей

Капитальные затраты на разъединители [5]

$$K_{P1-P4} = N \cdot K_P = 4 \cdot 38046 = 152184 \text{евро} = 28914960 \text{тенге},$$

где  $K_P$  - стоимость одного разъединителя

$N$  - количество разъединителей

Капитальные затраты на ОПН [5]

$$K_{ОПН} = N \cdot K_{ОПН} = 4 \cdot 5625 = 18500 \text{евро} = 3515000 \text{тенге},$$

Суммарные капитальные затраты по первому варианту схемы

$$\sum K_I = \sum K_{\text{тр.ЛЭП}} + K_{\text{ЛЭП}} + K_{B1-B4} + K_{P1-P4} + K_{ОПН} \quad (1.2)$$

$$\sum K_I = \sum 139080000 + 21660000 + 91200000 + 28914960 + 3515000 = 284369960 \text{тенге}$$

Расчёт издержек

Издержки на амортизацию

$$I_a = I_{a.обор} + I_{a.ЛЭП} = 16550727,48 + 606480 = 17157207,5 \text{тенге},$$

$$I_{a.обор} = E_a \cdot \sum K_{обор} = 0,063 \cdot 262709960 = 16550727,48 \text{тенге},$$

$$I_{a.ЛЭП} = E_{a.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} = 0,028 \cdot 21660000 = 606480 \text{тенге},$$

где  $E_{a.обор} = 6,3\%$ ,  $E_{a.ЛЭП} = 2,8\%$  норма амортизационных отчислений

Эксплуатационные издержки

$$I_{\varepsilon} = I_{\varepsilon.обор} + I_{\varepsilon.ЛЭП} = 2627099,6 + 86640 = 2713739,6 \text{тенге},$$

$$I_{\varepsilon.обор} = E_{\varepsilon} \cdot \sum K_{обор} = 0,01 \cdot 262709960 = 2627099,6 \text{тенге},$$

$$I_{\varepsilon.ЛЭП} = E_{\varepsilon.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} = 0,004 \cdot 21660000 = 86640 \text{тенге},$$



где  $E_{э.обор} = 1\%$ ,  $E_{э.лэп} = 0,4\%$

Издержки на потери

$$I_{ном} = C_0 \cdot (\Delta W_{мр.гпп} + \Delta W_{лэп}), \quad (1.3)$$

$$I_{ном} = 9,5 \cdot (243859 + 44335) = 2737843 \text{ тенге},$$

где  $C_0$  - стоимость электроэнергии равна 0,05 евро или 9,5 тенге

Общие издержки по первому варианту схемы

$$I_I = I_a + I_э + I_{ном}, \quad (1.4)$$

$$I_I = 17157207,5 + 2713739,6 + 2737843 = 22608790,1 \text{ тенге}$$

Общие затраты по первому варианту схемы

$$Z_I = 0,12 \cdot K_I + I_I, \quad (1.5)$$

$$Z_I = 0,12 \cdot 284369960 + 22608790,1 = 56733185,3 \text{ тенге}$$

где 0,12 - коэффициент, учитывающий норму отчисления

### 1.6.2 II вариант схемы электроснабжения

Выбор трансформатора ГПП и трансформатора системы

Полная расчетная мощность трансформатора ГПП не меняется, трансформатор ГПП выбирается по той же мощности только на другой класс напряжения.

Выбираем к установке два трансформатора ГПП фирмы АВВ марки ТДН-10000/35, стоимостью 305 000 евро [6].

Таблица 1.8 Паспортные данные трансформатора ГПП ТДН-10000/35

$S_{ном}, МВА$	$U_{ВН}, кВ$	$U_{НН}, кВ$	$\Delta P_{xx}, кВт$	$\Delta P_{кз}, кВт$	$U_{кз}, \%$	$I_{xx}, \%$
10	38,5	10,5	9,25	46,5	7,5	0,6

Выбираем трансформатор системы

Выбираем к установке два трансформатора системы фирмы АВВ марки ТДТН-63000/110, стоимостью 2 365 000 евро (данные в таблице 1.9) [6].

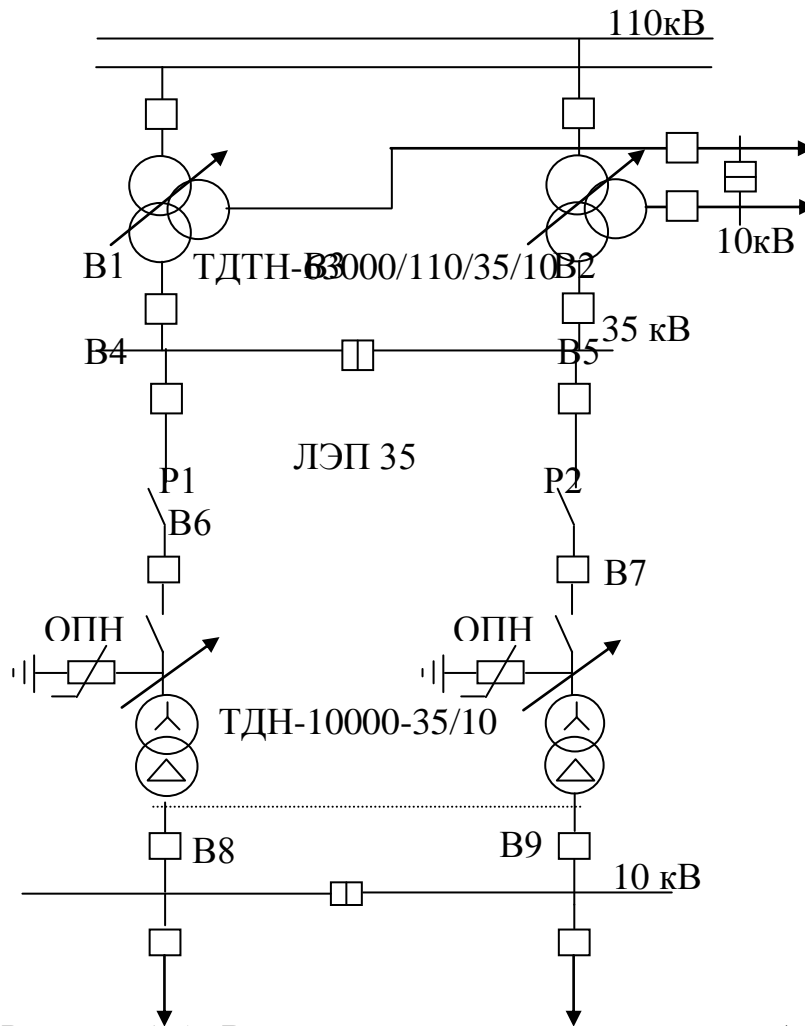


Рисунок 1.5 - Второй вариант схемы электроснабжения

Таблица 1.9 Паспортные данные трансформатора системы ТДТН-63000/110

$S_{ном}, МВА$	$U_{ВН}, кВ$	$U_{СН}, кВ$	$U_{НН}, кВ$	$\Delta P_{xx}, кВт$	$\Delta P_{кз}, кВт$	$U_{кзвн-сн}, \%$	$U_{кзвн-нн}, \%$	$U_{кзвн-нн}, \%$	$I_{xx}, \%$
63	115	38,5	11	53	290	10,5	18	7	0,55

Расчёт сечения ЛЭП

Суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторе ГПП [1]

$$\sum \Delta P_{тр.ГПП} = 2 \cdot (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_{загр}^2), \quad (1.6)$$

$$\sum \Delta P_{тр.ГПП} = 2 \cdot (9,25 + 46,5 \cdot 0,76^2) = 72,2 кВт,$$

$$\sum \Delta Q_{тр.ГПП} = 2 \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{ном.тр} \cdot K_{загр}^2 \right),$$

$$\sum \Delta Q_{тр.ГПП} = 2 \cdot \left( \frac{0,6}{100} \cdot 10000 + \frac{7,5}{100} \cdot 10000 \cdot 0,76^2 \right) = 986,4 кВар,$$

где  $\Delta P_{xx}, \Delta P_{кз}, I_{xx}, U_{кз}, S_{ном.тр}$  берем из паспортных данных выбранного трансформатора ГПП

Полная расчетная мощность в ЛЭП

$$S_{р.ЛЭП} = \sqrt{(P_p + \sum \Delta P_{тр.ГПП})^2 + Q_3^2}, \quad (1.7)$$

$$S_{р.ЛЭП} = \sqrt{(14815,95 + 72,2)^2 + 3783,5^2} = 15361,4 \text{кВА.}$$

Расчётный ток в ЛЭП

$$I_{ЛЭП} = \frac{S_{р.ЛЭП}}{2\sqrt{3}U_{cp}} = \frac{15361,4}{2\sqrt{3} \cdot 38,5} = 115,2 \text{А,}$$

где  $U_{cp} = 38,5 \text{кВ}$

Аварийный ток в ЛЭП

$$I_{ав.ЛЭП} = 2 \cdot I_{р.ЛЭП} = 2 \cdot 115,2 = 230,4 \text{А.}$$

Экономическое сечение провода

$$F_3 = \frac{I_{р.ЛЭП}}{j_3} = \frac{115,2}{1,1} = 104,7 \text{мм}^2,$$

где  $j_3 = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$  - экономическая плотность тока

Экономическое сечение получилось равным  $104,7 \text{мм}^2$ , следовательно выбираем сечение  $120 \text{мм}^2$ . Стоимость одного километра провода АС-120/19 составляет 16 000 \$.

Выбор провода осуществляется по следующим двум условиям:

$$\begin{aligned} I_{дон} &\geq I_{р.ЛЭП} & 390 \text{А} &\geq 115,2 \text{А} \\ 1,3 \cdot I_{дон} &\geq I_{ав.ЛЭП} & 1,3 \cdot 390 \text{А} &\geq 230,4 \text{А} \end{aligned}$$

Принимаем к установке провод марки АС-120/19(  $r_0 = 0,24 \text{Ом/км}$  ) [1].

Расчёт потерь электроэнергии

Потери в трансформаторе ГПП

$$\Delta W_{тр.ГПП} = 2 \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_{вкл} + \Delta P_{кз} \cdot \tau \cdot K_{загр}^2), \quad (1.8)$$

$$\Delta W_{тр.ГПП} = 2 \cdot (9,25 \cdot 4000 + 46,5 \cdot 1968 \cdot 0,76^2) = 179715 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где  $\tau = 1968 \text{ч}$  - время максимальных потерь

$T_{вкл} = 4000 \text{ч}, T_{м} = 2500 - 4000 \text{ч}$  выбираются в зависимости от сменности

### Потери в ЛЭП

$$\Delta W_{ЛЭП} = 2 \cdot 3 \cdot I_{р.ЛЭП}^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau, \quad (1.9)$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = 2 \cdot 3 \cdot 115,2^2 \cdot 1,44 \cdot 10^{-3} \cdot 1968 = 225654 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$R = 0,24 \cdot 6 = 1,44 \text{ Ом},$$

где  $r_0 = 0,24 \text{ Ом/км}$

$l$  - в соответствии с исходными данными равно 6 км

### Выбор оборудования

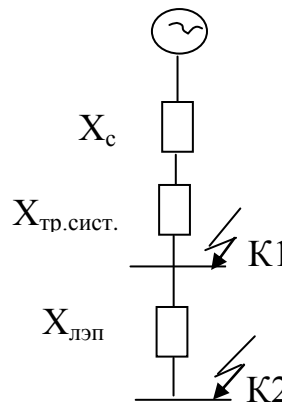


Рисунок 1.6 Схема замещения для расчета токов КЗ

### Базисный ток

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 10^3} = 1,5 \text{ кА},$$

где  $U_{\sigma} = 38,5 \text{ кВ}$

$S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$

### Реактивное сопротивление системы

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}} = \frac{100 \cdot 10^6}{1250 \cdot 10^6} = 0,08 \text{ о.е.},$$

где  $S_{кз} = 1250 \text{ МВА}$  - мощность кз на стороне 115 кВ

Реактивное сопротивление трансформатора системы [1]

$$X_{\text{тр.сис}} = \frac{U_{\text{кзВН-СН}} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{\text{ном.тр.сис}}} = \frac{10,5 \cdot 100 \cdot 10^6}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 0,16 \text{ о.е.}$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_1$

$$I_{\kappa-1} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{X_c + X_{\text{тр.сис}}} = \frac{502}{0,08 + 0,16} = 6,3 \text{ кА}$$

Реактивное сопротивление линии

$$X_{\text{ЛЭП}} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,32 \cdot 6 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{38,5^2 \cdot 10^6} = 0,13 \text{ о.е.}$$

где  $X_0 = 0,32$  - удельное сопротивление

Ток короткого замыкания в точке  $K_2$

$$I_{\kappa-2} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{X_c + X_{\text{ЛЭП}} + X_{\text{тр.сис}}} = \frac{1,5}{0,08 + 0,13 + 0,16} = 4,05 \text{ кА}$$

Ударный ток

$$i_{\text{уд}1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa-1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,3 = 16,03 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд}2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa-2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,05 = 10,3 \text{ кА}$$

где  $K_y = 1,8$  ударный коэффициент [1].

К установке выбираем высоковольтные элегазовые баковые выключатели с одной дугогасящей камерой на фазу (В4,В5,В6,В7) фирмы АВВ, марки 38PM31-12, стоимостью 50 000 евро [6].

Проверка по условиям выбора высоковольтных выключателей

$$\begin{array}{ll} U_n \geq U_{\text{уст}} & 38 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ} \\ I_n \geq I_{\text{ав.ток}} & 1200 \text{ А} \geq 230,4 \text{ А} \\ I_{\text{откл}} \geq I_{\text{кз}} & 31,5 \text{ кА} \geq 4,05 \text{ кА} \\ I_{\text{терм}} \geq i_{\text{уд}} & 31,5 \text{ кА} \geq 16,03 \text{ кА} \end{array}$$

Выбираем секционный вакуумный выключатель с моторно-пружинным приводом (В8), фирмы АВВ, марки 15ADV40 АА3J3, по расчетному току, стоимостью 12 000 евро [6]

$$U_n \geq U_{уст} \quad 13,8кВ \geq 10кВ$$

$$I_n \geq I_{ав.ток} \quad 3000А \geq 30,4А$$

Аварийный ток системы

$$I_{ав.сис} = \frac{S_{ном.мр.сис}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 944,75А.$$

Выбираем элегазовые баковые выключатели с одной дугогасящей камерой на фазу (В1,В2,В3) фирмы АВВ, марки 38PM31-12, стоимостью 50 000 евро [6].

$$U_n \geq U_{уст} \quad 38кВ \geq 35кВ$$

$$I_n \geq I_{ав.ток} \quad 1200А \geq 944,75А(В1, В2) \quad 1200А \geq 230,4А(В3)$$

$$I_{откл} \geq I_{кз} \quad 31,5кА \geq 4,05кА$$

$$I_{терм} \geq i_{уд} \quad 31,5кА \geq 16,03кА$$

К установке выбираем горизонтально-поворотные разъединители RUIHRTAL фирмы SIEMENS, типа D BF-72,5N, стоимость 18 000 евро [5].

Проверка по условиям выбора разъединителей

$$U_n \geq U_{уст} \quad 72,5кВ \geq 35кВ$$

$$I_n \geq I_{ав.ток} \quad 1250А \geq 230,4А$$

Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) производится по напряжению. К установке выбираем ОПН с изоляцией из кремнийорганической резины PEXLIM R 42-УН52, стоимостью 3 000 евро.

Расчёт капитальных затрат

1 евро равен 250 тенге

1 доллар равен 184 тенге

Капитальные затраты на трансформатор ГПП

$$K_{тр.ГПП} = N \cdot K_{тр} = 2 \cdot 305000 = 610000\text{евро} = 115900000\text{тенге},$$

где  $N$  - количество трансформаторов

$K_{тр}$  - стоимость трансформатора

Капитальные затраты на ЛЭП

$$K_{ЛЭП} = l \cdot K_{ЛЭП} = 6 \cdot 16000 = 96000\$ = 14304000 \text{тенге},$$

где  $K_{ЛЭП}$  - стоимость ЛЭП

Капитальные затраты на выключатели

$$K_{B4-B7} = N \cdot K_B = 4 \cdot 50000 = 200000 \text{евро} = 38000000 \text{тенге},$$

где  $K_B$  - стоимость одного выключателя

$N$  - количество выключателей

Капитальные затраты на разъединители

$$K_{P1-P4} = N \cdot K_p = 4 \cdot 180000 = 720000 \text{евро} = 13680000 \text{тенге},$$

где  $K_p$  - стоимость одного разъединителя

$N$  - количество разъединителей

Капитальные затраты на ОПН

$$K_{ОПН} = N \cdot K_{ОПН} = 4 \cdot 3000 = 6000 \text{евро} = 1140000 \text{тенге}$$

Долевое участие трансформатора системы [1]

$$\gamma_1 = \frac{S_{р.ЛЭП}}{2 \cdot S_{ном.тр.сис}} = \frac{15361,4}{2 \cdot 63} = 0,1.$$

Капитальные затраты на трансформатор системы [1]

$$K_{тр.сис} = \gamma_1 \cdot N \cdot K_{тр.сис} = 0,1 \cdot 2 \cdot 2365000 = 473000 \text{евро} = 89870000 \text{тенге}.$$

Долевое участие выключателей В1 и В2 [1]

$$\gamma_2 = \frac{I_{ав.ЛЭП}}{I_{ном.В1}} = \frac{230,4}{1200} = 0,19.$$

Капитальные затраты на выключатели В1 и В2 [1]

$$K_{B1-B2} = \gamma_2 \cdot K_B \cdot N = 0,19 \cdot 50000 \cdot 2 = 19000 \text{евро} = 3610000 \text{тенге}.$$

### Долевое участие выключателя ВЗ

$$\gamma_3 = \frac{I_{р.ЛЭП}}{I_{ном.ВЗ}} = \frac{115,2}{1200} = 0,09 \approx 0,1.$$

### Капитальные затраты на выключатель ВЗ

$$K_{ВЗ} = \gamma_3 \cdot K_B = 0,1 \cdot 50000 = 5000 \text{ евро} = 950000 \text{ тенге}$$

### Суммарные капитальные затраты по первому варианту схемы

$$\sum K_{II} = \sum K_{тр.ГПП} + K_{тр.сис} + K_{ЛЭП} + K_{В1-В2} + K_{ВЗ} + K_{В4-В7} + K_{Р1-Р4} + K_{ОПН}, \quad (1.10)$$

$$\sum K_{II} = 115900000 + 14304000 + 38000000 + 13680000 + 1140000 + 89870000 + 3610000 + 950000 = 277454000 \text{ тг.}$$

### Расчёт издержек

#### Издержки на амортизацию

$$I_a = I_{a.обор} + I_{a.ЛЭП} = 16578450 + 400512 = 16978962 \text{ тенге},$$

$$I_{a.обор} = E_a \cdot \sum K_{обор} = 0,063 \cdot 263150000 = 16578450 \text{ тенге},$$

$$I_{a.ЛЭП} = E_{a.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} = 0,028 \cdot 14304000 = 400512 \text{ тенге},$$

где  $E_{a.обор} = 6,3\%$ ,  $E_{a.ЛЭП} = 2,8\%$  - норма амортизационных отчислений

#### Эксплуатационные издержки

$$I_{\varepsilon} = I_{\varepsilon.обор} + I_{\varepsilon.ЛЭП} = 2631500 + 57216 = 2688716 \text{ тенге},$$

$$I_{\varepsilon.обор} = E_{\varepsilon} \cdot \sum K_{обор} = 0,01 \cdot 263150000 = 2631500 \text{ тенге}$$

$$I_{\varepsilon.ЛЭП} = E_{\varepsilon.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} = 0,004 \cdot 14304000 = 57216 \text{ тенге}$$

где

$$E_{\varepsilon.обор} = 1\%, E_{\varepsilon.ЛЭП} = 0,4\%$$

#### Издержки на потери

$$I_{ном} = C_0 \cdot (\Delta W_{тр.ГПП} + \Delta W_{ЛЭП}),$$



$$I_{nom} = 9,5 \cdot (179715 + 225654) = 3851006 \text{ тенге},$$

где  $C_0$  - стоимость электроэнергии равна 0,05 евро или 9,5 тенге

Общие издержки по второму варианту схемы

$$I_{II} = I_a + I_s + I_{nom}, \quad (1.11)$$

$$I_{II} = 16978962 + 2688716 + 3851006 = 23518684 \text{ тенге}$$

Общие затраты по второму варианту схемы

$$Z_{II} = 0,12 \cdot K_{II} + I_{II}, \quad (1.12)$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 277454000 + 23518684 = 56813164 \text{ тенге},$$

где 0,12 - коэффициент, учитывающий отчисления

### 1.6.3 Расчет III варианта схемы электроснабжения

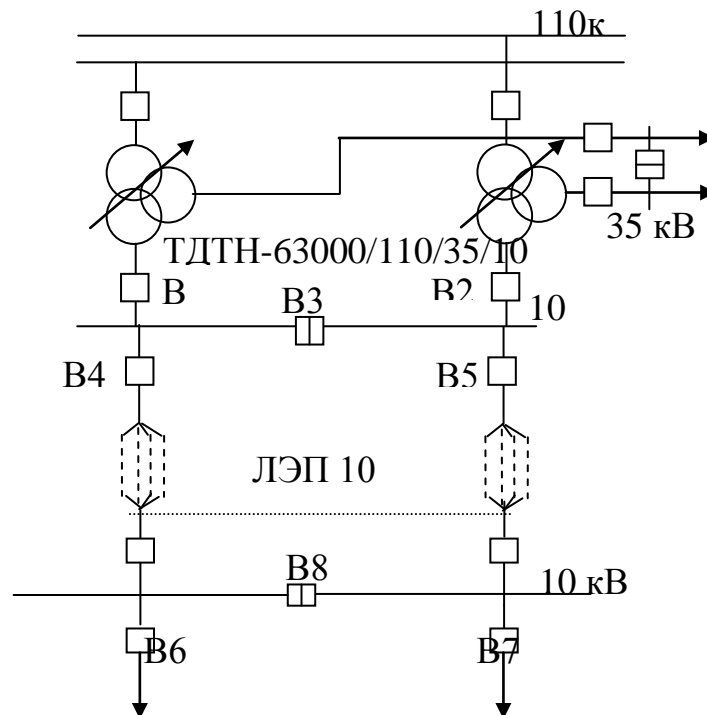


Рисунок 1.7 - Третий вариант схемы электроснабжения

Выбор трансформатора системы

Выбираем трансформатор системы. Оставляем такой же трансформатор системы как в расчете варианта II.

Выбираем к установке два трансформатора системы фирмы АВВ марки ТДТН-63000/110, стоимостью 2 365 000 евро [6].

Таблица 1.10 Паспортные данные трансформатора системы ТДТН-63000/110

$S_{ном}, МВА$	$U_{ВН}, кВ$	$U_{СН}, кВ$	$U_{НН}, кВ$	$\Delta P_{xx}, кВт$	$\Delta P_{кз}, кВт$	$U_{кзвн-сн}, \%$	$U_{кзсн-нн}, \%$	$U_{кзвн-нн}, \%$	$I_{xx}, \%$
63	115	38,5	11	53	290	10,5	18	7	0,55

Расчёт сечения ЛЭП

Полная расчетная мощность в ЛЭП

$$S_{р.ЛЭП} = \sqrt{(P_p)^2 + Q_p^2}, \quad (1.13)$$

$$S_{р.ЛЭП} = \sqrt{14815,95^2 + 3783,5^2} = 15291,4 \text{ кВА.}$$

Расчётный ток в ЛЭП

$$I_{ЛЭП} = \frac{S_{р.ЛЭП}}{2\sqrt{3}U_{cp}} = \frac{15291,4}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 420,4 \text{ А,}$$

где  $U_{cp} = 10,5 \text{ кВ}$

Аварийный ток в ЛЭП

$$I_{ав.ЛЭП} = 2 \cdot I_{р.ЛЭП} = 2 \cdot 420,4 = 840,8 \text{ А.}$$

Экономическое сечение провода

$$F_s = \frac{I_{р.ЛЭП}}{j_s} = \frac{420,4}{1,1} = 382,2 \text{ мм}^2,$$

где  $j_s = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$  экономическая плотность тока

Экономическое сечение получилось равным  $382,2 \text{ мм}^2$ , следовательно выбираем 4 провода сечением  $120 \text{ мм}^2$ , так как максимальное сечение на 10 кВ равно  $120 \text{ мм}^2$ . Стоимость одного километра провода АС-120/19 на класс напряжения 10 кВ составляет 5 000 \$.

Выбор провода осуществляется по следующим двум условиям:

$$\begin{aligned} I_{дон} &\geq I_{р.ЛЭП} & 4 \times 390 \text{ А} &\geq 420,4 \text{ А} \\ 1,3 \cdot I_{дон} &\geq I_{ав.ЛЭП} & 4 \times 1,3 \cdot 390 \text{ А} &\geq 230,4 \text{ А} \end{aligned}$$

Принимаем к установке провод марки АС-70(  $r_0 = 0,24 \text{ Ом/км}$  ).

Расчёт потерь электроэнергии

Потери в ЛЭП

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot 3 \cdot 420,4^2 \cdot 0,36 \cdot 10^{-3} \cdot 1968 = 751284 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$R = \frac{0,24}{4} \cdot 6 = 0,36 \text{ Ом},$$

где  $r_0 = 0,24 \text{ Ом/км}$  для провода сечением  $120 \text{ мм}^2$

$l$  - в соответствии с исходными данными равно 6 км

Выбор оборудования

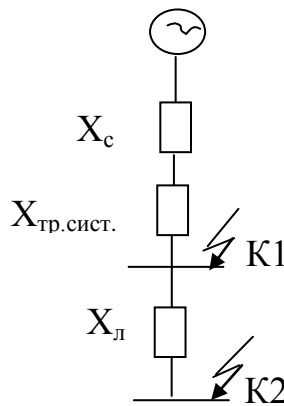


Рисунок 1.8 Схема замещения для расчета токов КЗ

Базисный ток

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 5,5 \text{ кА},$$

где  $U_{\bar{o}} = 10,5 \text{ кВ}$

$S_{\bar{o}} = 100 \text{ МВА}$

Реактивное сопротивление системы

$$X_c = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\text{кз}}} = \frac{100 \cdot 10^6}{1250 \cdot 10^6} = 0,08 \text{ о.е.},$$

где  $S_{\text{кз}} = 1250 \text{ МВА}$  - мощность кз на стороне 115 кВ

Реактивное сопротивление трансформатора системы

$$X_{тр.сис} = \frac{U_{кзВН-НН} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном.тр.сис}} = \frac{18 \cdot 100}{100 \cdot 63} = 0,28 \text{ о.е.}$$

Ток короткого замыкания в точке К<sub>1</sub>

$$I_{к-1} = \frac{I_{\delta}}{X_c + X_{тр.сис}} = \frac{5,5}{0,08 + 0,28} = 15,3 \text{ кА}$$

Реактивное сопротивление линии

$$X_{ЛЭП} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,27 \cdot \frac{6}{4} \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{10,5^2 \cdot 10^6} = 0,37 \text{ о.е.}$$

где  $X_0 = 0,27$  выбирают в зависимости от класса напряжения

Ток короткого замыкания в точке К<sub>2</sub>

$$I_{к-2} = \frac{I_{\delta}}{X_c + X_{ЛЭП} + X_{тр.сис}} = \frac{5,5}{0,08 + 0,13 + 0,16} = 7,5 \text{ кА}$$

Ударный ток

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к-1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 15,3 = 39 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta 2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к-2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,5 = 19 \text{ кА}$$

где  $K_y = 1,8$  ударный коэффициент

Аварийный ток системы

$$I_{ав.сис} = \frac{S_{ном.тр.сис}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,4 \text{ кА}$$

К установке выбираем вакуумный выключатель с моторно-пружинным приводом, фирмы АВВ, марки 15ADV40 АА3J3, по расчетному току, стоимостью 12 000 евро [6].

Проверка по условиям выбора высоковольтных выключателей (В1, В2, В3)

$$\begin{array}{ll}
 U_n \geq U_{уст} & 13,8кВ \geq 10кВ \\
 I_n \geq I_{ав.ток} & 4000А \geq 3400А \\
 I_{откл} \geq I_{кз} & 40кА \geq 15,3кА \\
 I_{тер.м} \geq i_{уд} & 40кА \geq 39кА
 \end{array}$$

Проверка по условиям выбора высоковольтных выключателей (В4-В8)

$$\begin{array}{ll}
 U_n \geq U_{уст} & 13,8кВ \geq 10кВ \\
 I_n \geq I_{ав.ток} & 3000А \geq 840,8А \\
 I_{откл} \geq I_{кз} & 40кА \geq 7,5кА \\
 I_{тер.м} \geq i_{уд} & 40кА \geq 19кА
 \end{array}$$

К установке выбираем разъединители RUHRTAL фирмы SIEMENS, типа D BF-13,8N, стоимость 4 500 евро [5].

Проверка по условиям выбора разъединителей

$$\begin{array}{ll}
 U_n \geq U_{уст} & 13,8кВ \geq 10кВ \\
 I_n \geq I_{ав.ток} & 3000А \geq 840,8А
 \end{array}$$

Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) производится по напряжению. К установке выбираем ОПН с изоляцией из кремнийорганической резины PEXLIM R 18-УН 24, стоимостью 1 900 евро [6].

Расчёт капитальных затрат

1 евро равен 190 тенге

1 доллар равен 149 тенге

Капитальные затраты на ЛЭП

$$K_{ЛЭП} = l \cdot K_{ЛЭП} = 6 \cdot 16000 \cdot 4 = 120000\$ = 17880000 \text{тенге},$$

где  $K_{ЛЭП}$  - стоимость ЛЭП

Капитальные затраты на выключатели

$$K_{В4-В7} = N \cdot K_B = 4 \cdot 12000 = 48000 \text{евро} = 9120000 \text{тенге},$$

где  $K_B$  - стоимость одного выключателя

$N$  - количество выключателей

Капитальные затраты на разъединители

$$K_{P1-P4} = N \cdot K_p = 4 \cdot 4500 = 18000 \text{ евро} = 3420000 \text{ тенге},$$

где  $K_p$  - стоимость одного разъединителя

$N$  - количество разъединителей

Капитальные затраты на ОПН

$$K_{ОПН} = N \cdot K_{ОПН} = 2 \cdot 1900 = 3800 \text{ евро} = 722000 \text{ тенге}$$

Долевое участие трансформатора системы

$$\gamma_1 = \frac{S_{p.ЛЭП}}{2 \cdot S_{н.м.тр.сис}} = \frac{15291,4}{2 \cdot 63} = 0,12.$$

Капитальные затраты на трансформатор системы

$$K_{тр.сис} = \gamma_1 \cdot N \cdot K_{тр.сис} = 0,12 \cdot 2 \cdot 2365000 = 567600 \text{ евро} = 107844000 \text{ тенге}$$

Долевое участие выключателей В1 и В2

$$\gamma_2 = \frac{I_{ав.ЛЭП}}{I_{н.м.В1}} = \frac{840,8}{4000} = 0,2.$$

Капитальные затраты на выключатели В1 и В2

$$K_{B1-B2} = \gamma_2 \cdot K_B \cdot N = 0,2 \cdot 12000 \cdot 2 = 4800 \text{ евро} = 912000 \text{ тенге}$$

Долевое участие выключателя В3

$$\gamma_3 = \frac{I_{p.ЛЭП}}{I_{н.м.В3}} = \frac{420,4}{4000} = 0,1.$$

Капитальные затраты на выключатель В3

$$K_{B3} = \gamma_3 \cdot K_B = 0,1 \cdot 12000 = 1200 \text{ евро} = 228000 \text{ тенге}$$

Суммарные капитальные затраты по первому варианту схемы

$$\sum K_{III} = \sum K_{тр.сис} + K_{ЛЭП} + K_{B1-B2} + K_{B3} + K_{B4-B7} + K_{P1-P4} + K_{ОПН}, \quad (1.14)$$

$$\sum K_{III} = 17880000 + 9120000 + 3420000 + 722000 + 912000 + 228000 = 146624000 \text{ тенге}$$

## Расчёт издержек Издержки на амортизацию

$$I_a = I_{a.обор} + I_{a.ЛЭП} = 8110872 + 5006400 = 13117272 \text{ тенге},$$

$$I_{a.обор} = E_a \cdot \sum K_{обор} = 0,063 \cdot 128744000 = 8110872 \text{ тенге},$$

$$I_{a.ЛЭП} = E_{a.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} = 0,028 \cdot 17880000 = 5006400 \text{ тенге},$$

где  $E_{a.обор} = 6,3\%$ ,  $E_{a.ЛЭП} = 2,8\%$  - норма амортизационных отчислений

## Эксплуатационные издержки

$$I_{\text{э}} = I_{\text{э.обор}} + I_{\text{э.ЛЭП}} = 1287440 + 71520 = 1358960 \text{ тенге},$$

$$I_{\text{э.обор}} = E_{\text{э}} \cdot \sum K_{обор} = 0,01 \cdot 128744000 = 1287440 \text{ тенге},$$

$$I_{\text{э.ЛЭП}} = E_{\text{э.ЛЭП}} \cdot K_{ЛЭП} = 0,004 \cdot 17880000 = 71520 \text{ тенге},$$

где  $E_{\text{э.обор}} = 1\%$ ,  $E_{\text{э.ЛЭП}} = 4\%$

## Издержки на потери

$$I_{\text{пот}} = C_0 \cdot (\Delta W_{\text{тр.ГПП}} + \Delta W_{\text{ЛЭП}}),$$

$$I_{\text{пот}} = 9,5 \cdot 751284 = 7137198 \text{ тенге},$$

где  $C_0$  - стоимость электроэнергии равна 0,05 евро или 9,5 тенге

## Общие издержки по третьему варианту схемы

$$I_{\text{III}} = I_a + I_{\text{э}} + I_{\text{пот}},$$

$$I_{\text{III}} = 13117272 + 1358960 + 7137198 = 85853430 \text{ тенге},$$

## Общие затраты по третьему варианту схемы

$$Z_{\text{III}} = 0,12 \cdot K_{\text{III}} + I_{\text{III}}, \quad (1.15)$$

$$Z_{\text{III}} = 0,12 \cdot 146624000 + 85853430 = 103448310 \text{ тенге},$$

где 0,12 - коэффициент, учитывающий отчисления

Все расчеты сведем в таблицу 1.11

Таблица 1.11 Сравнительная таблица вариантов схем

№ варианта	$U, \text{кВ}$	$\sum K, \text{тенге}$	$\Delta W_{\text{ЛЭП}}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$	$\Delta W_{\text{трГПП}}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$	$\sum Z, \text{тенге}$
I	110	284 369 960	443 335	243 859	56 733 185,3
II	35	277 454 000	225 654	179 715	56 813 164
III	10	146 624 000	751 284		103 448 310

Вывод: выбираем I вариант схемы, так как по сравнению с III вариантом потери в ЛЭП в I варианте меньше, несмотря на то, что капитальные затраты на оборудование больше. II вариант не рассматривается в виду очень больших приведенных затрат.

## 1.7 Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1 \text{кВ}$

1.7.1 Расчет токов короткого замыкания  $I_{\text{кз}}$  ( $U = 10 \text{кВ}$ ) с учетом подпитки от СД

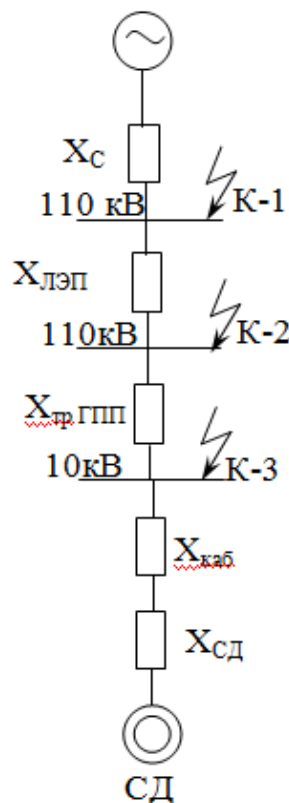


Рисунок 1.9 - Схема замещения электроснабжения ГПП



$$S_{\sigma}=100 \text{ МВА}; x_c= 0,08 \text{ о.е.}; U_{\sigma}= 10,5 \text{ кВ}; I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 5,5 \text{ кА}$$

Токи КЗ в точке К-1, К-2 рассчитаны выше, то остается рассчитать токи в точках К-3 [9].

$$X_{ЛЭП} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,34 \cdot 6 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,015 \text{ о.е.},$$

где  $X_0 = 0,34$  выбирают в зависимости от класса напряжения  
 $l = 6 \text{ км}$

$$X_{тр.ГПП} = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н.ю.м.тр}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,05 \text{ о.е.},$$

$$I_{\kappa-3} = \frac{I_{\sigma}}{X_c + X_{ЛЭП} + X_{тр.ГПП}} = \frac{5,5}{0,08 + 0,015 + 1,05} = 4,8 \text{ кА}.$$

Рассчитаем минимальное сечение кабеля [1]

$$F_{\min} = \alpha \cdot I_{\kappa-3} \cdot \sqrt{t_{np}} = 12 \cdot 4,8 \cdot \sqrt{0,8} = 51,5 \text{ мм}^2,$$

где  $\alpha = 12$

$\sqrt{t_{np}} = \sqrt{0,8}$  - время приведенных потерь

Рассчитаем ток подпитки от СД

Исходные данные:

В лаборатории низких температур установлено 4 синхронных двигателя типа СДН14-59-8УЗ, со следующими характеристиками:  $P_{нСД}=630 \text{ кВт}$ ,  $U_{нСД}= 10 \text{ кВ}$ ,  $n= 750 \text{ об/мин}$ ,  $x''_d= 0,2 \%$ ,  $\eta= 94 \%$ ,  $E_{СД}=1,1$  [5]

$$S_{нСД} = \frac{P_{нСД}}{\cos \varphi} = \frac{630}{0,9} = 700 \text{ кВА},$$

$$I_{рСД} = \frac{S_{нСД} \cdot K_z}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ю.м.}} = \frac{700 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 33 \text{ А},$$

$$F_{\sigma} = \frac{I_{рСД}}{j_{\sigma}} = \frac{33}{1,4} = 24 \text{ мм}^2,$$

где  $j_{\sigma}=1,4 \text{ А/мм}^2$ - экономическая плотность тока

Принимаем к установке кабель марки ААШв-10-(3х70) [1].

$$I_{дон} \geq I_{pCD}$$

$$165A \geq 33A$$

$$X_{каб} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{N \cdot U_{cp}^2} = 0,447 \cdot 0,351 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{2 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,07 \text{ о.е.},$$

$$X_{CD} = X''_d \cdot \frac{S_{\sigma}}{N \cdot S_{нCD}} = 0,2 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{2 \cdot 0,7} = 14,29 \text{ о.е.}$$

Тогда ток двигателя равен

$$I_{кзCD} = \frac{I_{\sigma} \cdot E_{CD}}{X_{каб} + X_{CD}} = \frac{5,5 \cdot 1,1}{0,07 + 14,29} = 0,42 \text{ кА.}$$

В машинном корпусе установлено 2 синхронных двигателя типа СДН14-59-6УЗ, со следующими характеристиками:  $P_{нCD} = 1000 \text{ кВт}$ ,  $U_{н} = 10 \text{ кВ}$ ,  $n = 1000 \text{ об/мин}$ ,  $x''_d = 0,2 \%$ ,  $\eta = 95 \%$ ,  $E_{CD} = 1,1$  [1]

$$S_{нCD} = \frac{P_{нCD}}{\cos \varphi} = \frac{1000}{0,9} = 1111 \text{ кВА},$$

$$I_{pCD} = \frac{S_{нCD} \cdot K_z}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1111 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 52 \text{ А},$$

$$F_{\sigma} = \frac{I_{pCD}}{j_{\sigma}} = \frac{52}{1,4} = 37 \text{ мм}^2,$$

где  $j_{\sigma} = 1,4 \text{ А/мм}^2$  - экономическая плотность тока

Принимаем к установке кабель марки ААШв-10-(3х70)

$$I_{дон} \geq I_{pCD}$$

$$165A \geq 52A$$

$$X_{каб} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{N \cdot U_{cp}^2} = 0,447 \cdot 0,146 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{1 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,06 \text{ о.е.},$$

$$X_{CD} = X''_d \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{N \cdot S_{нсД}} = 0,2 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{1 \cdot 1,111} = 18 \text{ о.е.}$$

Тогда ток двигателя равен

$$I_{кзCD} = \frac{I_{\bar{\sigma}} \cdot E_{CD}}{X_{каб} + X_{CD}} = \frac{5,5 \cdot 1,1}{0,06 + 18} = 0,33 \text{ кА.}$$

В насосной установлено 4 синхронных двигателя типа СДН14-59-8УЗ, со следующими характеристиками:  $P_{нсД} = 500$  кВт,  $U_{нсД} = 10$  кВ,  $n = 750$  об/мин,  $x''_d = 0,2$  %,  $\eta = 94$  %,  $E_{CD} = 1,1$  [1]

$$S_{нсД} = \frac{P_{нсД}}{\cos \varphi} = \frac{500}{0,9} = 556 \text{ кВА,}$$

$$I_{рсД} = \frac{S_{нсД} \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{556 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 26 \text{ А,}$$

$$F_3 = \frac{I_{рсД}}{j_3} = \frac{26}{1,4} = 19 \text{ мм}^2,$$

где  $j_3 = 1,4$  А/мм<sup>2</sup> - экономическая плотность тока

Принимаем к установке кабель марки ААШв-10-(3х70)

$$I_{доп} \geq I_{рсД}$$

$$165 \text{ А} \geq 26 \text{ А}$$

$$X_{каб} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{N \cdot U_{ср}^2} = 0,447 \cdot 0,435 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{2 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,09 \text{ о.е.},$$

$$X_{CD} = X''_d \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{N \cdot S_{нсД}} = 0,2 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{2 \cdot 0,556} = 17,98 \text{ о.е.}$$

Тогда ток двигателя равен [1]

$$I_{кзCD} = \frac{I_{\bar{\sigma}} \cdot E_{CD}}{X_{каб} + X_{CD}} = \frac{5,5 \cdot 1,1}{0,07 + 17,98} = 0,33 \text{ кА.}$$

Суммарный ток КЗ в точке К-3 на шинах 10 кВ с учетом подпитки от двигателей компрессорной будет равен [1]

$$\sum I_{кз-3} = I_{к-3} + I_{кзСД} = 4,8 + 0,42 + 0,33 + 0,33 = 5,88 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К-3 [1]

$$i_{уд-3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot \sum I_{к-3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,88 = 14,97 \text{ кА,}$$

где  $K_y = 1,8$  - ударный коэффициент

## 1.7.2 Выбор оборудования

### Выбор выключателей

$$S_{р.завода} = 15383,5 \text{ кВА}$$

$$I_{р.завода} = \frac{S_{р.завода}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{15383,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 423 \text{ А,}$$

$$I_{ав.завода} = 2 \cdot I_{р.завода} = 2 \cdot 423 = 846 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL- 10-12,5/1000 У2 [7].

Секционный выключатель  $I_p = \frac{I_{ав}}{2} = 423 \text{ А}$

Принимаем выключатель типа ВВ/TEL- 10 – 12,5/630 У2 [7].

Таблица 1.12 - Паспортные и расчетные данные выключателей на 10 кВ

	Вводные выключатели		Секционный выключатель	
	Расчетные	Паспортные	Расчетные	Паспортные
$U_n$ , кВ	10	10,5	10	10,5
$I_n$ , А	846	1000	423	630
$I_{отк}$ , кА	5,88	12,5	5,88	12,5

Выбор выключателей отходящих линий  
Магистраль ГПП (ТП1-ТП2) [1]

$$S_{р.ТП1,2} = \sqrt{(P_{р.ТП1,2} + \Delta P_{мп1,2})^2 + (Q_{р.ТП1,2} + \Delta Q_{мп1,2})^2} \quad (1.16)$$

$$S_{p,ТП1,2} = \sqrt{(2961,65 + 34,112)^2 + ((-449,35) + 180,8)^2} = 3008 \text{ кВА},$$

$$I_{ав,ТП1,2} = \frac{S_{p,ТП1,2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3008}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 165,4 \text{ А},$$

$$I_{p,ТП1,2} = \frac{I_{ав,ТП1,2}}{2} = \frac{165,4}{2} = 55 \text{ А},$$

$$I_{p,одногоТП} = \frac{55}{2} = 27 \text{ А} \quad I_{ав,одногоТП} = \frac{165,4}{2} = 55 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL - 10 -20/630У2 [7].

Таблица 1.13 Паспортные и расчетные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_n = 10 \text{ кВ}$ $I_n = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $I_{терм} = 20 \text{ кА}$ $I^2 \cdot t = (I_{откл})^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 165,4 \text{ А}$ $I_{кз} = 5,88 \text{ кА}$ $I_{уд} = 14,97 \text{ кА}$ $B = (I_{кз})^2 \cdot 0,12 = 4,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП (ТП3-ТП4-ТП5) [1]

$$S_{p,ТП3,4,5} = \sqrt{(P_{p,ТП3,4,5} + \Delta P_{mp3,4,5})^2 + (Q_{p,ТП3,4,5} + \Delta Q_{mp3,4,5})^2},$$

$$S_{p,ТП3,4,5} = \sqrt{(4005,6 + 45,134)^2 + (325,9 + 239,45)^2} = 4090 \text{ кВА},$$

$$I_{ав,ТП3,4,5} = \frac{S_{p,ТП3,4,5}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{4090}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 225 \text{ А}, \quad I_{p,ТП5} = I_{ав,ТП5} = 45 \text{ А},$$

$$I_{p,ТП3,4,5} = \frac{I_{ав,ТП3,4,5}}{2} = \frac{225}{2} = 112,5 \text{ А},$$

$$I_{p,дляТП4,5} = 67,5 \text{ А},$$

$$I_{ав,дляТП4,5} = 134,9 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL- 10 -20/630 У2[7].

Таблица 1.14 Паспортные и расчетные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_n = 10 \text{ кВ}$ $I_n = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $I_{терм} = 20 \text{ кА}$ $I^2 \cdot t = (I_{откл})^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 225 \text{ А}$ $I_{кз} = 5,88 \text{ кА}$ $I_{уд} = 14,97 \text{ кА}$ $B = (I_{кз})^2 \cdot 0,12 = 4,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод электромагнитный	

## Магистраль ГПП (ТП6-ТП7)

$$S_{p.ТП6,7} = \sqrt{(P_{p.ТП6,7} + \Delta P_{mp6,7})^2 + (Q_{p.ТП6,7} + \Delta Q_{mp6,7})^2},$$

$$S_{p.ТП6,7} = \sqrt{(2203,7 + 23,7)^2 + (58,7 + 125,4)^2} = 2235 \text{ кВА},$$

$$I_{ав.ТП6,7} = \frac{S_{p.ТП6,7}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2235}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 123 \text{ А},$$

$$I_{p.ТП6,7} = \frac{I_{ав.ТП6,7}}{2} = \frac{123}{2} = 61,5 \text{ А},$$

$$I_{ав.одного ТП} = \frac{123}{2} = 61,5 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/ТЕL- 10 - 20/630 У2 [7].

Таблица 1.15 Паспортные и расчетные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_n = 10 \text{ кВ}$ $I_n = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $I_{терм} = 20 \text{ кА}$ $I^2 \cdot t = (I_{откл})^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 123 \text{ А}$ $I_{кз} = 5,88 \text{ кА}$ $I_{уд} = 14,97 \text{ кА}$ $W = (I_{кз})^2 \cdot 0,12 = 4,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод электромагнитный	

## Магистраль ГПП – СД

Для лаборатории низких температур [5]

$$S_{нсд} = \frac{P_{нсд}}{\cos \varphi} = \frac{630}{0,9} = 700 \text{ кВА},$$

$$I_{pсд} = \frac{S_{нсд} \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{700 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 33 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/ТЕL- 10 - 20/630 У2 [7].

Таблица 1.16 Паспортные и расчетные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_n = 10 \text{ кВ}$ $I_n = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $I_{терм} = 20 \text{ кА}$ $I^2 \cdot t = (I_{откл})^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_p = 33 \text{ А}$ $I_{кз} = 5,88 \text{ кА}$ $I_{уд} = 14,97 \text{ кА}$ $W = (I_{кз})^2 \cdot 0,12 = 4,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод электромагнитный	

Для машинного корпуса

$$S_{нсд} = \frac{P_{нсд}}{\cos \varphi} = \frac{1000}{0,9} = 1111 \text{кВА},$$

$$I_{рсд} = \frac{S_{нсд} \cdot K_з}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1111 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 52 \text{А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/ТЕL- 10 - 20/630 У2 [7].

Таблица 1.17 Паспортные и расчетные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $I_{терм} = 20 \text{ кА}$ $I^2 \cdot t = (I_{откл})^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_p = 52 \text{ А}$ $I_{кз} = 5,88 \text{ кА}$ $I_{уд} = 14,97 \text{ кА}$ $W = (I_{кз})^2 \cdot 0,12 = 4,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод электромагнитный	

Для насосной

$$S_{нсд} = \frac{P_{нсд}}{\cos \varphi} = \frac{500}{0,9} = 556 \text{кВА},$$

$$I_{рсд} = \frac{S_{нсд} \cdot K_з}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{556 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 26 \text{А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/ТЕL- 10 - 20/630 У2 [7].

Таблица 1.18 Паспортные и расчетные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $I_{терм} = 20 \text{ кА}$ $I^2 \cdot t = (I_{откл})^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U = 10 \text{ кВ}$ $I_p = 26 \text{ А}$ $I_{кз} = 5,88 \text{ кА}$ $I_{уд} = 14,97 \text{ кА}$ $W = (I_{кз})^2 \cdot 0,12 = 4,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Привод электромагнитный	

Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока на вводе

Таблица 1.19 Выбор трансформаторов тока на вводе

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
W	Д-355	0,5	-	0,5
Var	Д-345	0,5	-	0,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Расчет вторичной нагрузки [1]

$$S_{2расч} = I_2^2 \cdot R_2 = 5^2 \cdot 0,3712 = 9,28 \text{ ВА},$$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пров} + R_{конт} = 0,26 + 0,0112 + 0,1 = 0,3712 \text{ Ом},$$

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом},$$

$$R_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,028 \cdot 1}{2,5} = 0,0112 \text{ Ом},$$

$$R_{конт} = 0,1 \text{ Ом}.$$

Примем трансформатор тока ТПЛ-10У3:  $I_N=1000 \text{ А}$ ;  $U_N=10 \text{ кВ}$ ;  $S_N=10 \text{ ВА}$ .

Таблица 1.20 Паспортные и расчетные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_N=10 \text{ кВ}$	$U_N=10 \text{ кВ}$
$I_{ав}=846 \text{ А}$	$I_N=1000 \text{ А}$
$i_{уд}=14,97 \text{ кА}$	$I_{дин}=25 \text{ кА}$
$S_{2р}=9,28 \text{ ВА}$	$S_{2Н}=10 \text{ ВА}$

Выбор трансформаторов тока на секционном выключателе шин ГПП

Таблица 1.21 Выбор трансформаторов тока на секционном выключателе шин ГПП

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Расчет вторичной нагрузки



$$S_{2расч} = I_2^2 \cdot R_2 = 5^2 \cdot 0,1312 = 3,28BA,$$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пров} + R_{конт} = 0,02 + 0,0112 + 0,1 = 0,1312Ом,$$

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02Ом,$$

$$R_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,028 \cdot 1}{2,5} = 0,0112Ом,$$

$$R_{конт} = 0,1Ом.$$

Примем трансформатор тока ТПЛ-10У3:  $I_H=600$  А;  $U_H=10$  кВ;  $S_H=10$  ВА.

Таблица 1.22 Паспортные и расчетные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=423$ А	$I_H=600$ А
$i_{уд}=14,97$ кА	$I_{дин}=25$ кА
$S_{2р}=3,28$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

Выбор трансформатора тока на отходящие линии

Таблица 1.23 Выбор трансформатора тока на отходящие линии

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		5,5	5,5	5,5

Расчет вторичной нагрузки

$$S_{2расч} = I_2^2 \cdot R_2 = 5^2 \cdot 0,3312 = 8,28BA,$$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пров} + R_{конт} = 0,22 + 0,0112 + 0,1 = 0,3312Ом,$$

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22Ом,$$

$$R_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,028 \cdot 1}{2,5} = 0,0112Ом,$$

$$R_{конт} = 0,1Ом.$$

Трансформатор тока на линии ГПП (ТП1-ТП2):  $I_{ав}=165,4\text{А}$ .

Примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_{н}= 200 \text{ А}$ ;  $U_{н}= 10 \text{ кВ}$ ;  $S_{н} = 15$

ВА.

Таблица 1.24 Паспортные и расчетные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_{н}=10 \text{ кВ}$	$U_{н}= 10 \text{ кВ}$
$I_{ав}= 165,4 \text{ А}$	$I_{н}= 200 \text{ А}$
$i_{уд}= 14,97 \text{ кА}$	$I_{дин}= 74,5 \text{ кА}$
$S_{2р}= 8,28 \text{ ВА}$	$S_{2н}= 15 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии ГПП(ТП3-ТП4-ТП5):  $I_{ав}= 225 \text{ А}$ ;

Примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_{н}= 300 \text{ А}$ ;  $U_{н}= 10 \text{ кВ}$ ;  $S_{н} = 15$

ВА.

Таблица 1.25 Паспортные и расчетные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_{н}= 10 \text{ кВ}$	$U_{н}= 10 \text{ кВ}$
$I_{ав}= 225 \text{ А}$	$I_{н}= 300 \text{ А}$
$i_{уд}= 14,97 \text{ кА}$	$I_{дин}= 74,5\text{кА}$
$S_{2р}= 8,28 \text{ ВА}$	$S_{2н}= 15 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии ГПП(ТП6-ТП7):  $I_{ав}= 123 \text{ А}$ ;

Примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_{н}= 200 \text{ А}$ ;  $U_{н}= 10 \text{ кВ}$ ;  $S_{н} = 15$

ВА.

Таблица 1.26 Паспортные и расчетные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_{н}= 10 \text{ кВ}$	$U_{н}= 10 \text{ кВ}$
$I_{ав}= 123 \text{ А}$	$I_{н}= 200 \text{ А}$
$i_{уд}= 14,97 \text{ кА}$	$I_{дин}= 74,5\text{кА}$
$S_{2р}= 8,28 \text{ ВА}$	$S_{2н}= 15 \text{ ВА}$

Выбор трансформатора тока на СД

Таблица 1.27 Выбор трансформатора тока на СД

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
3Амперметр	Э-350	1,5	1,5	1,5
3Var	Д-345	1,5	1,5	1,5
Итого		3	3	3

Расчет вторичной нагрузки

$$S_{2\text{расч}} = I_2^2 \cdot R_2 = 5^2 \cdot 0,2312 = 5,78\text{ВА},$$

$$R_2 = R_{\text{проб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}} = 0,12 + 0,0112 + 0,1 = 0,2312\text{Ом},$$

$$R_{\text{проб}} = \frac{S_{\text{проб}}}{I_2^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12\text{Ом},$$

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,028 \cdot 1}{2,5} = 0,0112\text{Ом},$$

$$R_{\text{конт}} = 0,1\text{Ом}.$$

Трансформаторов тока на СД для лаборатории низких температур  
 $I_p = 33\text{ А}$ ; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_H = 100\text{ А}$ ;  $U_H = 10\text{ кВ}$ ;  
 $S_H = 15\text{ ВА}$ .

Таблица 1.28 Паспортные и расчетные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10\text{ кВ}$	$U_H = 10\text{ кВ}$
$I_p = 33\text{ А}$	$I_H = 100\text{ А}$
$i_{уд} = 14,97\text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5\text{ кА}$
$S_{2p} = 5,98\text{ ВА}$	$S_{2H} = 15\text{ ВА}$

Трансформаторов тока на СД для машинного корпуса  
 $I_p = 52\text{ А}$ ; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_H = 100\text{ А}$ ;  $U_H = 10\text{ кВ}$ ;  
 $S_H = 15\text{ ВА}$ .

Таблица 1.29 Паспортные и расчетные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10\text{ кВ}$	$U_H = 10\text{ кВ}$
$I_p = 52\text{ А}$	$I_H = 100\text{ А}$
$i_{уд} = 14,97\text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5\text{ кА}$
$S_{2p} = 5,98\text{ ВА}$	$S_{2H} = 15\text{ ВА}$

Трансформаторов тока на СД для насосной  
 $I_p = 26\text{ А}$ ; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3:  $I_H = 100\text{ А}$ ;  $U_H = 10\text{ кВ}$ ;  
 $S_H = 15\text{ ВА}$ .

Таблица 1.30 Паспортные и расчетные данные

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10\text{ кВ}$	$U_H = 10\text{ кВ}$
$I_p = 26\text{ А}$	$I_H = 100\text{ А}$
$i_{уд} = 14,97\text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5\text{ кА}$
$S_{2p} = 5,98\text{ ВА}$	$S_{2H} = 15\text{ ВА}$

## Выбор трансформаторов напряжения

Таблица 1.31 Выбор трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S <sub>об-ки</sub> , ВА	Число об-к	cosφ	sinφ	Число приборов	P <sub>общ</sub> , Вт	Q <sub>Σ</sub> , вар
V	Э-335	2	2	1	0	2	8	-
W	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Var	И-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Wh	СА3- И681	3 Вт	2	0,38	0,925	8	48	116,8
Varh	СР4-И689	3 ВАр	2	0,38	0,925	8	48	116,8
Итого							110	233,6

Расчетная вторичная нагрузка

$$S_{2p} = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{12100 + 54569} = 258,2 \text{ ВА.}$$

Принимаем ТН типа НТМК-10

Таблица 1.32 Паспортные и расчетные данные

U <sub>HT</sub> = 10 кВ	U <sub>HT</sub> = 10 кВ
S <sub>H2</sub> = 258,2 ВА	S <sub>p2</sub> = 960 ВА
Схема соединения обмоток Y <sub>o</sub> /Y <sub>o</sub> / <sub>1</sub>-0	

Выбор выключателей нагрузки

ТП1,2 I<sub>p</sub>=55 А; ТП3,4,5 I<sub>p</sub>= 112,5А; ТП6,7 I<sub>p</sub>= 61,5А

Для всех трансформаторов принимаем выключатель нагрузки типа ВНР-10/400-10зУЗ

Таблица 1.33 Паспортные и расчетные данные выключателя нагрузки

Расчетные	Паспортные
U <sub>H</sub> = 10 кВ	U <sub>H</sub> = 10 кВ
I <sub>расч</sub> = 55А; 112,5А; 61,5 А	I <sub>H</sub> = 400 А

Выбор силовых кабелей отходящих линий

Выбор кабелей производится по следующим условиям [1]

- 1 по экономической плотности тока:  $F_3 = \frac{I_p}{\gamma_3}$ ;
- 2 по минимальному сечению  $F_{\min} = \alpha \cdot I_{к-3} \cdot \sqrt{t_{np}}$ ;
- 3 по условию нагрева рабочим током  $I_{дон} \geq I_p$ ;
- 4 по аварийному режиму  $1,3 \cdot I_{дон} \geq I_{ав}$ ;

5 с учетом поправочного коэффициента  $I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_{попр}}$

Выбираем кабель ГПП-(ТП1-ТП2)

1 По экономической плотности тока

$$F_M = \frac{I_p}{j_M} = \frac{55}{1,4} = 39,3 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель марки ААШВ-10-(3x70);  $I_{доп} = 165 \text{ А}$ ;

2 Проверим выбранный кабель по термической стойкости к  $I_{кз}$ , найдем минимальное сечение кабеля по  $I_{кз}$

$$F_{\min} = \alpha \cdot I_{кз} \cdot \sqrt{t_{np}} = 12 \cdot 5,88 \cdot \sqrt{0,8} = 63,11 \text{ мм}^2.$$

Принимаем окончательно кабель ААШВ-10-(3x70);  $I_{доп} = 165 \text{ А}$ ;

3 проверка по аварийному току

$$1,3 \cdot 165 \text{ А} \geq 55 \text{ А}$$

4 Проверка по рабочему режиму с учетом поправочного коэффициента  $K_{попр}$ , зависящего от количества кабелей проложенных в одной траншее  $K_{попр} = 0,75$  (6 кабелей в траншее)

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_{попр}} \quad 165 \text{ А} \geq \frac{55}{0,75} = 73,3 \text{ А}$$

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки ААШВ-10-(3x70) с  $I_{доп} = 165 \text{ А}$ .

Аналогичный расчет проводится для каждой ТП и для группы СД. Все расчетные данные выбора остальных кабелей занесены в таблицу 1.33 – Кабельный журнал.

Выбор шин ГПП

Сечение шин выбирают по длительно допустимому току и экономической целесообразности. Проверку шин производят на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

Выбираем твердотянутые алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АТ-60x8;  $I_{доп} = 1025 \text{ А}$  (одна полоса на фазу) [1].

$$1 \quad I_{\text{дон}} \geq I_{\text{ав}} \quad 1025A \geq 846A$$

2 проверка по термической стойкости к  $I_{\text{кз}}$

$$F_{\text{min}} = \alpha \cdot I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{пр}}} = 12 \cdot 5,88 \cdot \sqrt{1} = 70,56 \text{ мм}^2.$$

3 проверка по динамической стойкости к  $i_{\text{уд кз}}$

$$f = \frac{1,75 \cdot 10^{-2} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot L}{a} = \frac{1,75 \cdot 10^{-2} \cdot 14,97^2 \cdot 60}{50} = 4,71 \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{с},$$

$$w = 0,167 \cdot b \cdot h^2 = 0,167 \cdot 0,8 \cdot 8^2 = 8,55 \text{ см}^3,$$

$$\delta_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L}{10 \cdot w} = \frac{4,71 \cdot 60}{10 \cdot 8,55} = 3,3 \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{см}^2,$$

$$\delta_{\text{дон}} \geq \delta_{\text{расч}} \quad 700 \geq 3,3$$

где  $L=60$  см-расстояние между изоляторами;

$a=50$  см-расстояние между фазами;

$b=0,8$  см-толщина одной полосы;

$h=8$  см-ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

Выбор изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

по номинальному напряжению:  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ ;

по допустимой нагрузке:  $F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$ .

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-1} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot L}{a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-1} \cdot 14,97^2 \cdot 60}{50} = 47 \text{ кг} \cdot \text{с},$$

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 500 = 300 \text{ кг} \cdot \text{с},$$

$$F_{\text{дон}} \geq F_{\text{расч}} \quad 300 \geq 47$$

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

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

$F_{\text{разруш}}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

Выбираем изолятор типа ОНШ-10-500У1,  $F_{\text{разруш}} = 500$  кгс [8].

Таблица 1.34 Кабельный журнал

Наименование участка	Sp, кВА	Кол-во кабелей в траншее	Нагрузка		По экономической плотности тока, мм <sup>2</sup>		По допустимой нагрузке, мм <sup>2</sup>		По току короткого замыкания, мм <sup>2</sup>		Выбранный кабель	I <sub>доп</sub> , А
			I <sub>p</sub> , А	I <sub>ав</sub> , А	j <sub>э</sub>	F <sub>э</sub>	K <sub>п</sub>	F <sub>доп</sub>	I <sub>к</sub> , А	S		
ГПП-ТП1-ТП2	3008	6	55	165,4	1,4	39,3	0,75	73,3	5,88	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-ТП3-ТП4-ТП5	4090	4	112,5	225	1,4	24	0,8	141	5,88	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-ТП6-ТП7	2235	4	61,5	123	1,4	22	0,8	77	5,88	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ТП3-ТП4	2454	2	67,5	134,9	1,4	24	0,9	75	5,88	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-4СД (цех №5)	700	2	33	66	1,4	24	0,9	44	5,88	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-2СД(цех №7)	1111	2	52	104	1,4	37	0,9	69	5,88	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ГПП-4СД(цех №11)	556	2	26	52	1,4	19	0,9	35	5,88	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ТП1-ТП2	1504	2	27,5	55	1,4	20	0,9	30,5	5,88	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ТП4-ТП5	818	1	45	45	1,4	32	1	45	5,88	70	ААШВ-10-(3x70)	165
ТП6-ТП7	745	2	20,5	41	1,4	14,6	0,9	22,7	5,88	70	ААШВ-10-(3x70)	165

59

## **2 Защита распределительных сетей и установок ограничителями перенапряжения**

### **2.1 Перенапряжения в электрических сетях**

Оборудование электрических сетей подвергается многим опасным воздействиям. Одна из главных опасностей - перенапряжение. В нормальном режиме напряжение на изоляции оборудования не должно повышаться сверх наибольшего рабочего напряжения. Всякое превышение мгновенным значением напряжения на изоляции амплитуды наибольшего рабочего напряжения принято называть перенапряжением. В большинстве случаев перенапряжения имеют кратковременный характер, так как они возникают при быстро затухающих переходных процессах или в аварийных режимах, время существования которых ограничивается действием релейной защиты и системной автоматики. Даже самые кратковременные перенапряжения способны привести к пробое или перекрытию изоляции, т.е. к перерывам в электроснабжении потребителей или снижением качества электроэнергии

Наибольшую опасность для оборудования представляют импульсные перенапряжения. Они возникают вследствие атмосферных разрядов и коммутаций в сети. Использование ограничителей перенапряжения (ОПН) является наиболее эффективной защитой от этих перенапряжений. ОПН устанавливается в непосредственной близости от защищаемого оборудования, и действует как шунт для импульса перенапряжения [10].

В зависимости от причин возникновения различают две группы перенапряжений [3]: внешние и внутренние. Внешние перенапряжения являются следствием воздействия внешних по отношению к рассматриваемой сети источников энергии (например, при ударах молнии). Внутренние перенапряжения развиваются за счет процессов, обусловленных функционированием электрической сети, имеют место при неблагоприятной конфигурации сети, а также вследствие работы коммутационных аппаратов или повреждений изоляции.

### **2.2 Защита от перенапряжений в электрических сетях**

Основными защитными аппаратами (ЗА) для защиты изоляции от грозовых и коммутационных перенапряжений являются вентильные разрядники (РВ) и нелинейные ограничители перенапряжений.

Защитные свойства РВ и ОПН основаны на нелинейности вольтамперной характеристики их рабочих элементов, обеспечивающей заметное снижение сопротивления при повышенных напряжениях и возврат в исходное состояние после снижения напряжения до нормального рабочего. Низкая нелинейность вольтамперной характеристики рабочих элементов в разрядниках не позволяла обеспечить одновременно и достаточно глубокое



ограничение перенапряжений, и малый ток проводимости при воздействии рабочего напряжения. Поэтому в конструкции разрядника были использованы искровые промежутки, включаемые последовательно с нелинейными элементами и позволяющие избежать воздействия на них рабочего напряжения, срабатывающие однако в случае возникновения перенапряжений, опасных для защищаемого оборудования. Значительно большая нелинейность окисно-цинковых сопротивлений (варисторов) ограничителей перенапряжений ОПН позволила отказаться от использования в их конструкции искровых промежутков, т.е. нелинейные элементы ОПН присоединены к сети в течение всего срока его службы.

В настоящее время вентильные разрядники практически сняты с производства, а в эксплуатации в большинстве случаев отслужили свой нормативный срок службы. Одной из важнейших задач, решение которой с помощью вентильных разрядников практически невозможно, является задача глубокого ограничения междуфазных перенапряжений. Применение ОПН в полимерных корпусах подвешенного исполнения, рассчитанных на длительное воздействие линейного наибольшего рабочего напряжения ВЛ и присоединенных между разными проводами естественным образом решает эту проблему[12].

## **2.3 Ограничители перенапряжения**

### **2.3.1 Назначение, конструкция и принцип действия ограничителей перенапряжения**

Ограничители перенапряжения (ОПН) относятся к высоковольтным аппаратам, предназначенным для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. ОПН являются неотъемлемым вспомогательным средством координации изоляции в электрических сетях. Использование ОПН гарантирует, что возникающее на клеммах технологических устройств напряжение в любой момент – при соблюдении соответствующего безопасного промежутка – останется в рамках допустимых границ [13].

ОПН сохраняет работоспособность до тех пор, пока не нарушится тепловое равновесие аппарата.

Поглощение ограничителем энергии из сети снижает уровень перенапряжений, что обеспечивает защиту изоляции.

При создании разъединителей ОПН могут использоваться в качестве опорных конструкций. В трансформаторах ОПН могут размещаться внутри бака, что в дополнении к основной функции ОПН позволит выравнивать распределение напряжения по виткам обмотки.

В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами они не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки нелинейных резисторов

(варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрывку.

Оксидно-цинковые резисторы позволяют применять ОПН для более глубокого ограничения перенапряжений по сравнению с вентильными разрядниками и способны выдерживать без ограничения времени рабочее напряжение сети. Полимерная или фарфоровая покрывка обеспечивает эффективную защиту резисторов от окружающей среды и безопасность эксплуатации.

По сравнению с вентильными разрядниками ограничители перенапряжений обладают следующими преимуществами:

- глубоким уровнем ограничения всех видов перенапряжений;
- отсутствием сопровождающего тока после затухания волны перенапряжения;
- простотой конструкции и высокой надежностью в эксплуатации;
- стабильностью характеристик и устойчивостью к старению;
- способностью к рассеиванию больших энергий;
- стойкостью к атмосферным загрязнениям;
- малыми габаритами, весом и стоимостью.

Основной компонент материала резисторов ОПН – оксид (окись) цинка ZnO..

В настоящее время варисторы для ограничителей изготавливаются как цилиндрические диски диаметром 28 – 150 мм, высотой 5 – 60 мм ( в соответствии с рисунком 2.1). На торцевой части дисков методом металлизации наносятся алюминиевые электроды толщиной 0.05-0.30 мм. Боковые поверхности диска покрывают глифталева эмалью, что повышает пропускную способность при импульсах тока с крутым фронтом.

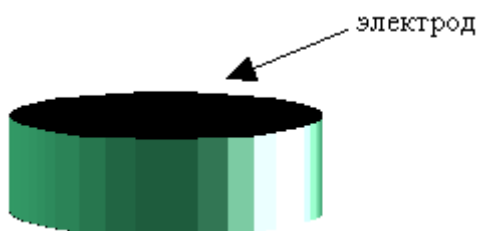


Рисунок 2.1 Нелинейный резистор – варистор

Диаметр варистора ( точнее - площадь поперечного сечения ) определяет пропускную способность варистора по току, а его высота - параметры по напряжению.

Для защиты электрооборудования от грозových или коммутационных перенапряжений ОПН включается параллельно оборудованию.

Защитные свойства ОПН объясняются вольт–амперной характеристикой варистора.

Вольт – амперная характеристика конкретного варистора зависит от многих факторов, в том числе от технологии изготовления, рода напряжения - постоянного или переменного, частоты переменного напряжения, параметров импульсов тока, температуры и др.

Типовая вольт - амперная характеристика варистора с наибольшим длительно допустимым напряжением 0.4 кВ в линейном масштабе приведена на рисунке 2.2.

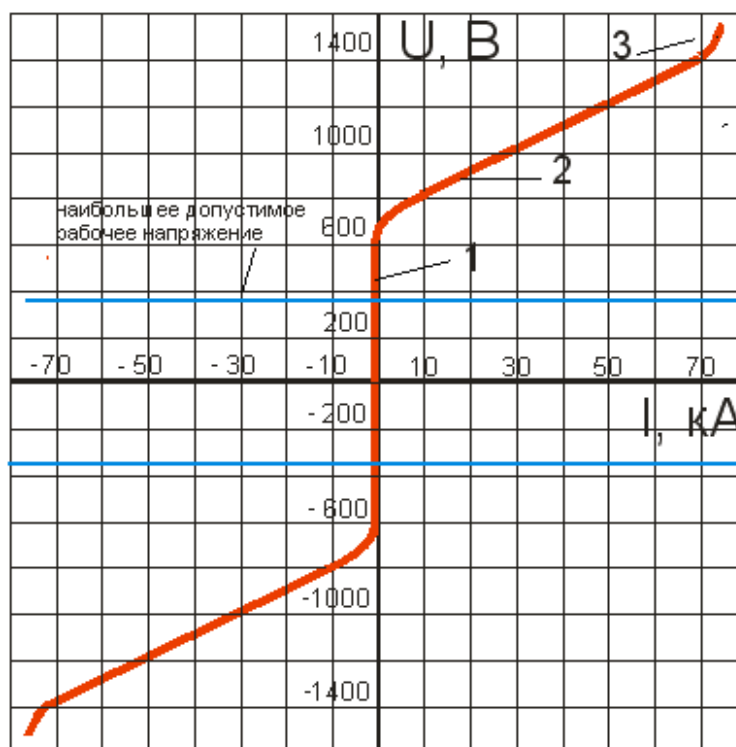


Рисунок 2.2 - Вольт – амперная характеристика варистора

На вольт – амперной характеристике варистора можно выделить три характерных участка: 1) область малых токов; 2) средних токов и 3) больших токов. Область малых токов – это работа варистора под рабочим напряжением, не превышающим наибольшее допустимое рабочее напряжение. В данной области сопротивление варистора весьма значительно. В силу неидеальности варистора сопротивление хотя и велико, но не бесконечно. Поэтому через варистор протекает ток, называемый током проводимости. Этот ток мал - десятые доли миллиамперметра.

При возникновении грозových или коммутационных импульсов перенапряжений в сети варистор переходит в режим средних токов. На границе первой и второй областей происходит перегиб вольт – амперной характеристики, при этом сопротивление варистора резко уменьшается (до долей Ома). Через варистор кратковременно протекает импульс тока, который может достигать десятков тысяч ампер. Варистор поглощает энергию импульса перенапряжения, выделяя затем её в виде тепла, рассеивая в окружающее пространство. Импульс перенапряжения сети “срезается”.

В третьей области (больших токов) сопротивление варистора снова резко увеличивается. Эта область для варистора является аварийной.

Дополнительно к конструкции ограничителей перенапряжений могут быть предъявлены следующие требования:

- корпус устройства должен быть выполнен с соблюдением требований по защите от прямого прикосновения (класс защиты не ниже IP20);

- отсутствие риска возгорания устройства защиты или короткого замыкания в линии в случае его выхода из строя в результате перегрузки;

- наличие простой и надежной индикации выхода из строя, возможность подключения дистанционной сигнализации;

- удобство монтажа на объекте.

Ограничители перенапряжений применяются для защиты: электрооборудования подстанций открытого и закрытого типа; кабельных сетей; воздушных линий электропередач; генераторов, синхронных компенсаторов и электродвигателей сетей собственных нужд электростанций и промышленных предприятий; батарей статических конденсаторов и фазокомпенсирующих устройств; оборудования электроподвижного состава; контактной сети переменного и постоянного тока электрифицированных железных дорог; устройств электроснабжения электрифицированных железных дорог; электрооборудования специализированных промышленных предприятий (химической, нефтяной, газовой и др. промышленности).

### 2.3.2 Основные характеристики ограничителей перенапряжения

В технической документации используются большое число терминов и характеристик ОПН. Приведем лишь основные из них, получившие наибольшее распространение.

Класс напряжения сети, кВ – действующее значение номинального междуфазного (линейного) напряжения трехфазной электрической сети, для установки в которую предназначен ОПН.

Наибольшее (длительно допустимое) рабочее напряжение ОПН, кВ – наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты  $U_{НРО}$ , которое неограниченно долго может быть приложено к ОПН (при напряжении большем, чем наибольшее рабочее, ток через ОПН начинает заметно возрастать, что может привести к перегреву и повреждению аппарата).

Номинальное напряжение ОПН, кВ – действующее значение напряжения промышленной частоты, которое ОПН в определенных условиях может выдержать в течение 10 секунд после воздействия на него импульсов тока с нормированными параметрами.

Характеристика «напряжение-время» ОПН – определяется как зависимость действующего значения выдерживаемого ОПН напряжения промышленной частоты от времени его приложения. Иногда указывается для

случая с предварительным нагружением ОПН импульсами тока с нормируемыми параметрами, а иногда для случая без нагружения.

Остающееся напряжение ОПН, кВ – наибольшее значение напряжения на ОПН при протекании через него импульса тока указанного максимального значения и формы. Остающееся напряжение определяется при импульсных токах стандартной формы.

Грозовой импульс тока формы 8/20 мкс – импульс тока, используемый для определения остающегося напряжения на ОПН в режиме ограничения грозových перенапряжений.

Коммутационный импульс тока формы 30/60 мкс – импульс тока, используемый для определения остающегося напряжения на ОПН в режиме ограничения коммутационных перенапряжений.

Номинальный разрядный ток ОПН, кА – максимальное значение грозового импульса тока 8/20 мкс, используемое для классификации ОПН и характеризующее его свойства в режиме ограничения грозových перенапряжений.

Импульс большого тока, кА – максимальное значение грозового импульса тока 4/10 мкс, используемое для оценки устойчивости ОПН к прямым ударам молнии.

Ток пропускной способности (импульс тока большой длительности), А – максимальное значение  $I_P$  прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс, используемое для классификации ОПН и характеризующее его способность рассеивать энергию коммутационных перенапряжений.

### 2.3.3 Выбор характеристик ОПН 110 – 750 кВ

Выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН

Наибольшее рабочее напряжение ОПН  $U_{нрс}$  выбирается, принимая во внимание следующие факторы:

- наибольшее рабочее напряжение сети в месте установки ОПН (классы напряжения электрооборудования сетей 110-750 кВ согласно ГОСТ 1516.3 в соответствии с таблицей 2.1);

- зафиксированные в эксплуатации (в месте предполагаемой установки ОПН) повышения напряжения сверх нормированного значения наибольшего рабочего напряжения сети;

Таблица 2.1 Классы напряжения электрооборудования сетей 110 – 750 кВ

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
$U_{нрс}$ , кВ (для сети)	127	253	363	525	788
$U_{нрс}/\sqrt{3}$ , кВ (для сети, фазное значение)	73	146	210	303	455

Сети 110-750 кВ с глухозаземленной нейтралью

Наибольшее рабочее напряжение  $U_{\text{НРО}}$ , приведенное в таблице 2.1, принимается на 5% выше наибольшего длительно допустимого рабочего (фазного) напряжения сети  $U_{\text{НРС}} / \sqrt{3}$ .

Таблица 2.2 Наибольшее рабочее напряжение для сетей 110-750 кВ с глухозаземленной нейтралью

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
$U_{\text{НРО}}$ , кВ	77	153	220	318	477

Если в эксплуатации имело место превышение фазным сетевым напряжением уровня  $U_{\text{НРС}} / \sqrt{3}$ , то наибольшее рабочее напряжение  $U_{\text{НРО}}$  принимается на 5% выше максимального зафиксированного (фазного) напряжения сети.

Сети 110-220 кВ с эффективно заземленной нейтралью

Если часть трансформаторов (110-220)/(6-35) кВ в распределительном устройстве работает с разземленной нейтралью 110-220 кВ, то наибольшее рабочее напряжение ОПН 110-220 кВ, устанавливаемых в таком РУ, принимается на 10-20% выше наибольшего рабочего (фазного) напряжения сети и приведено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 Наибольшее рабочее напряжение для сетей 110-220 кВ с эффективно заземленной нейтралью

Класс напряжения, кВ	110	220
$U_{\text{НРО}}$ , кВ	80-88	160-176

Если все трансформаторы (110-220)/(6-35) кВ в распределительном устройстве работают с разземленной нейтралью стороны 110-220 кВ, то наибольшее рабочее напряжение ОПН 110-220 кВ, устанавливаемых в таком РУ, принимается на 20% выше наибольшего рабочего (фазного) напряжения сети и приведено в таблице 2.4.

Таблица 2.4 Наибольшее рабочее напряжение для сетей 110-220 кВ с эффективно заземленной нейтралью

Класс напряжения, кВ	110	220
$U_{\text{НРО}}$ , кВ	88	176

Выбор энергоемкости ОПН и тока пропускной способности

Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс), отнесенная к значению  $U_{\text{НРО}}$ , обозначена  $W_{\text{УД}}$  и приведена в таблице 2.5. В таблице 2.5 так же указаны рекомендуемые диапазоны тока пропускной способности.

Таблица 2.5 Выбор энергоемкости ОПН и тока пропускной способности

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
$W_{уд}$ , кДж/кВ	1.5 -2.5	2.5 - 3.5	3.5 - 4.5	4.5 - 5.5	5.5-6.5
Импульс 2000 мкс с амплитудой, А	400-500	500-600	700-900	1000-1200	1300-1500

Проверка достаточности прочих характеристик ОПН  
Номинальное напряжение ОПН выбирается в соответствии с выражением

$$U_{ном.опн} \geq 1.25 \cdot U_{нро} \quad (2.1)$$

Характеристика «напряжение-время» задается в относительных единицах  $U_{нро}$  для случаев без нагружения (\*) и с предварительным нагружением (\*\*). В относительных единицах  $U_{нро}$  ОПН должен иметь допустимые кратности повышения напряжения не менее значений  $K_{н-в}(T)$ , указанных в таблице 2.6, т.е. в именованных единицах для ОПН должно быть допустимо повышение напряжения не менее  $K_{н-в}(T) \cdot U_{нро}$ .

Таблица 2.6 Допустимые кратности напряжения

Длительность T приложения повышенного напряжения	Допустимая кратность $K_{н-в}(T)$ превышения напряжения на ОПН, не менее
0,1 с	1,50*/1,40**
1 с	1,43*/1,35**
10 с	1,37*/1,30**
100 с	1,31*/1,23**
1200 с	1,23*/1,15**
3600 с	1,19*/1,10**

Остающиеся напряжения при грозовых и коммутационных перенапряжениях

Остающиеся напряжения при импульсных токах в ОПН, возникающих при ограничении грозовых и коммутационных перенапряжений, являются важными характеристиками ОПН и указываются на так называемых «расчетных импульсных токах» в каталоге производителя. Эти остающиеся напряжения могут быть определены (с некоторой погрешностью) через типовые кратности  $K_{8/20}$  и  $K_{30/60}$  ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений соответственно.

Таблица 2.7 Типовые кратности ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений

Класс напряжения,кВ	110	220	330	500	750
Расчетный ток грозовых перенапряжений (импульс 8/20 мкс)	10	10	10	20	20
Расчетный ток коммутационных перенапряжений (импульс 30/60 мкс)	500	500	1000	1000	1000
$K_{8/20}$	2,3			2,2	
$K_{30/60}$	2,0			1,9	

В относительных единицах  $\sqrt{2} \cdot U_{HPO}$  амплитуды наибольшего рабочего напряжения ОПН должен иметь кратности ограничения перенапряжений не более значений  $K_{8/20}$  и  $K_{30/60}$ , указанных в таблице 2.7. Т.е. в именованных единицах ОПН должен иметь остающиеся напряжения при расчетных грозовых и коммутационных импульсных токах, соответственно, не более

$$(U_{HPO} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{8/20} \quad (2.2)$$

$$(U_{HPO} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60}$$

Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Достаточными являются приведенные в таблице 2.8 значения.

Таблица 2.8 Значения номинального разрядного тока и импульса большого тока

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
Импульс 8/20мкс с амплитудой, кА	10	10	10	20	20
Импульс 4/10мкс с амплитудой, кА	65-100	65-100	100	100	100

### 2.3.4 Расстановка защитных аппаратов

Места установки в распределительном устройстве защитных аппаратов типа ОПН определены в правилах устройства электроустановок ПУЭ, где в качестве типовой рассматривается схема РУ, в соответствии с рисунком 2.3. На рисунке условно показано, каким образом различное оборудование распределительного устройства располагается по ходу набегающей с воздушной линии грозовой волны. В расчетах грозовых перенапряжений



трансформаторы и другие высоковольтные аппараты заменяются своими входными емкостями – в соответствии с рисунком 2.3 можно видеть емкости силового трансформатора (Т) и измерительного трансформатора напряжения (ТН) [15].

Учитывая конечную скорость электромагнитных волн при их распространении по проводам ВЛ и ошиновке РУ, грозовые перенапряжения в схеме в соответствии с рисунком 2.3 могут возникать:

– на изоляции Т только в том случае, когда грозовая волна прошла за точку установки ОПН; при этом возникающие на Т перенапряжения напрямую определяются защитными характеристиками ОПН;

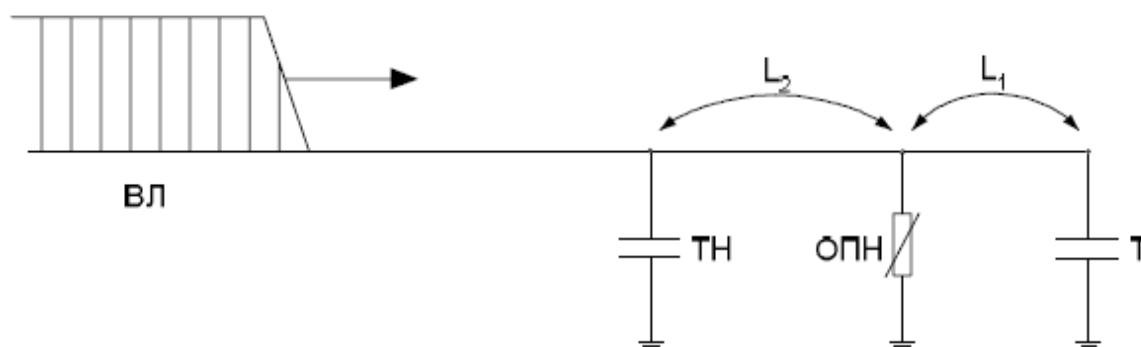


Рисунок 2.3 Типовая схема защиты оборудования РУ от грозовых перенапряжений

– на изоляции ТН даже в том случае, когда грозовая волна еще не дошла до ОПН, т.е. ОПН не вступил в работу по ограничению перенапряжений; при этом возникающие на ТН перенапряжения определяются в большей степени амплитудой грозовой волны, набегающей с ВЛ (т.е. сопоставимы с импульсной прочностью изоляции ВЛ, которая значительно выше изоляции оборудования РУ), а в меньшей степени – защитными характеристиками ОПН.

В типовых схемах в соответствии с рисунком 2.3 ОПН устанавливается в непосредственной близости от силового трансформатора, как наиболее дорогостоящего оборудования, поэтому зачастую имеет место соотношение расстояний  $L_2 > L_1$ . Известно, что чем выше расстояние  $L$  от ОПН до защищаемого оборудования и чем меньше длительность фронта  $\tau_\phi$  набегающих грозовых волн, тем больше напряжение на оборудовании может превосходить напряжение на ОПН. Таким образом, наибольшим напряжениям подвергается не только оборудование, которое по ходу набегающей с ВЛ грозовой волны расположено до ОПН, но и наиболее удаленное от ОПН оборудование. В соответствии со схемой на рисунке 2.3 в качестве такого оборудования выступает ТН.

В мировой практике распространение нашла схема защиты оборудования РУ от грозовых перенапряжений, в которой на входе РУ устанавливают дополнительное ОПН (в соответствии с рисунком 2.4), позволяющие существенно повысить защищенность оборудования от грозовых (и коммутационных) перенапряжений, так как в этом случае:

- все оборудование находится по ходу набегающей с ВЛ волны после защитных аппаратов, т.е. грозовые перенапряжения на оборудовании РУ определяются защитными характеристиками ОПН, обеспечивающими глубокое ограничение перенапряжений;
- снижены расстояния от оборудования до защитных аппаратов.

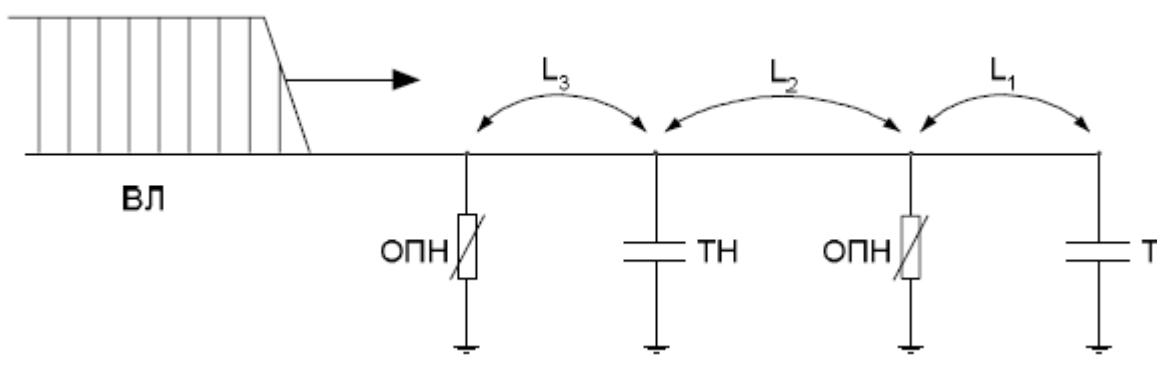


Рисунок 2.4 Каскадная схема защиты оборудования РУ от грозовых перенапряжений

Каскадный принцип защиты оборудования реализуется в случае, если ОПН установлены у обмоток силовых трансформаторов и автотрансформаторов, а также на каждой присоединенной ВЛ (в соответствии с рисунком 2.5), при этом установка ОПН на сборные шины не требуется. Высокоэффективной каскадная схема будет при выполнении условия  $L_3 + L_2 > L_1$ .

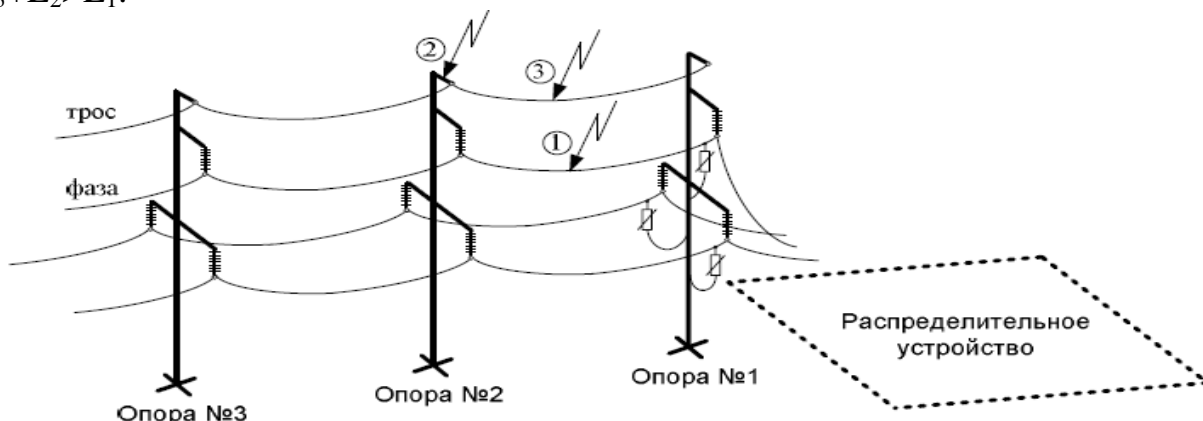


Рисунок 2.5 - Установка ОПН на приемном портале как один из способов перехода к каскадной схеме защиты оборудования РУ от грозовых перенапряжений

Согласно расчетам грозовых перенапряжений в каскадной схеме в соответствии с рисунком 2.4, отличающейся от рисунка 2.3 наличием на входе РУ дополнительных ОПН, вероятность повреждения изоляции оборудования РУ при грозовых перенапряжениях на порядок меньше, чем в типовой схеме в соответствии с рисунком 2.3.

### 2.3.5 Отказ от грозозащитных тросов

К сожалению, в эксплуатации требования ПУЭ не всегда удается реализовать в полной мере. В частности, подтвержденные коррозии и состаренные в процессе эксплуатации грозозащитные тросы в ряде случаев, не выдерживая ветровых и гололедных нагрузок, обрываются, создавая на линии короткие замыкания. Из-за недостаточного финансирования некоторые эксплуатирующие организации вынуждены идти на отказ от установки троса на ВЛ и, в том числе, на подходах ВЛ к РУ. Кроме того, не всегда удается привести в соответствие с требованиями ПУЭ сопротивление заземления опор ВЛ, которые зачастую превосходят максимально допустимые по ПУЭ значения, что характерно, например, для районов со скальными и песчаными грунтами.

Во всех перечисленных случаях, когда не выполняются требования ПУЭ по обустройству защищенных подходов ВЛ к РУ, необходим альтернативный способ обеспечения защиты оборудования РУ от грозовых перенапряжений. В качестве такого способа можно рекомендовать использование каскадных схем, которые за счет своей эффективности выполняют позволяют сохранить защищенность оборудования на приемлемом уровне даже в случае существенного роста числа набегających на РУ грозовых волн.

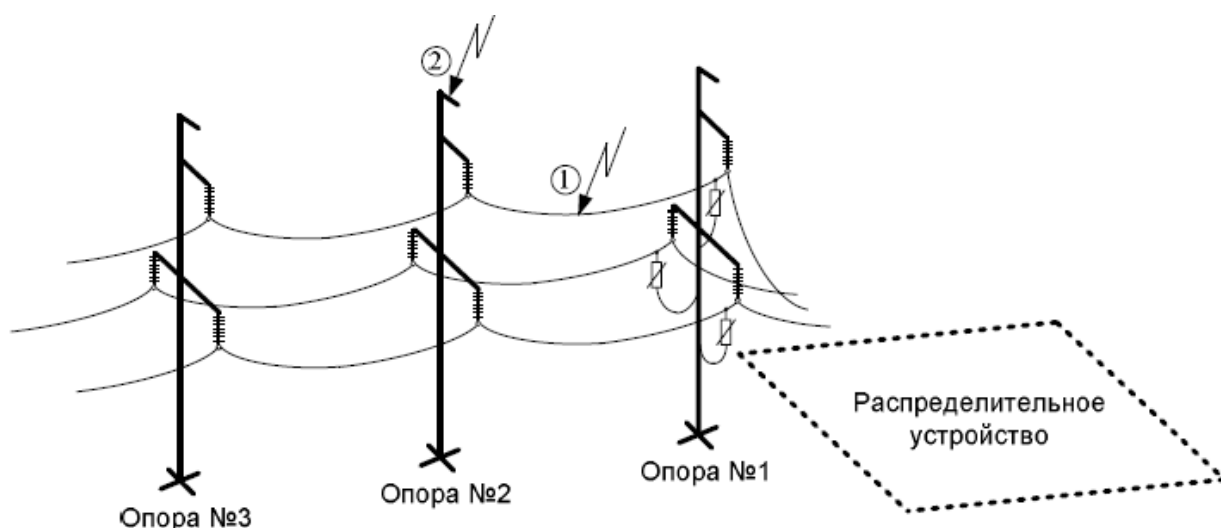


Рисунок 2.6 Установка ОПН на приемном портале как способов отказа от троса на подходе ВЛ

В соответствии с рисунком 2.6 мы видим незащищенный тросами подход ВЛ к РУ. На входном портале установлен ОПН, который совместно с ОПН у силового трансформатора образует каскадную схему. Сравнительная эффективность схемы в соответствии с рисунком 2.6 (без троса) и типовой схемы, в соответствии с рисунком 2.3 (с тросом) существенно зависит от класса номинального напряжения ВЛ и РУ.

Для классов 220-750 кВ основной причиной образования на ВЛ грозовых волн являются удары молнии в фазные провода. В случае, если на ВЛ установлен один или два троса, вероятность прорыва молнии на фазные провода соответствует одному случаю из  $100 \div 1000$ . Поэтому для сетей этих классов напряжения отказ от троса приводит к росту числа ударов в фазные провода в  $100 \div 1000$  раз, тогда как каскадные схемы повышают защищенность лишь на порядок. Таким образом, увеличение числа грозовых волн и вызванное этим снижение защищенности оборудования РУ 220-750 кВ оказывается значительнее, чем повышение защищенности оборудования, достигаемое использованием каскадной схемы. Следовательно, для РУ 220-750 кВ каскадная схема не позволит отказаться от троса, а ее применение рекомендуется лишь как дополнительная мера повышения защищенности оборудования.

Для классов 35-110 кВ причинами образования на ВЛ опасных грозовых волн являются, главным образом, обратные перекрытия при ударах молнии в тросы и опоры. Отказ на подходе ВЛ к РУ от тросовой защиты приведет к тому, что основной причиной образования на ВЛ опасных грозовых волн станут удары молнии в фазные провода. При этом общее число грозовых волн, набегающих на РУ с присоединенных ВЛ, возрастет гораздо меньше, чем это было для РУ 220-750 кВ. поэтому для РУ 35-110 кВ каскадная схема позволит в ряде случаев отказаться от троса без ухудшения защищенности оборудования [15].

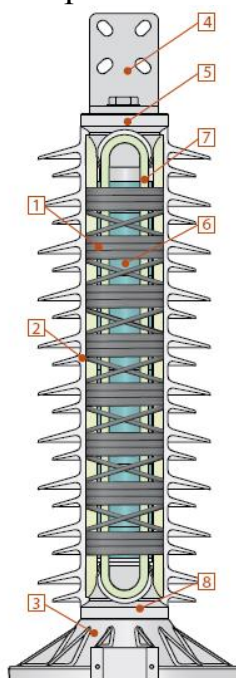
### 2.3.6 Полимерные ограничители перенапряжений

В данном дипломном проекте приняты к установке ограничители перенапряжения серии PEXLIM фирмы АВВ из кремний -органической резины. Этот материал дает такие дополнительные преимущества, как малый вес, повышенную гидрофобность, взрывобезопасность и легкость монтажа.

Каждый ОПН PEXLIM состоит из одного или нескольких блоков, которые, в свою очередь, могут состоять из одного или нескольких модулей. В каждом модуле располагается колонка из варисторов на основе оксида цинка и разделительных элементов.

АВВ использует уникальную запатентованную конструкцию, в которой варисторы каждого модуля удерживаются при помощи стяжек из стекловолокна, закрепленными между двумя фланцами, которые также служат электродами. Затем на колонку наматывается рубашка из огнеупорного отвержденного стекложута, что и формирует конструкцию

открытой оболочки модуля. В результате обеспечиваются высокая механическая прочность и отличная взрывобезопасность.



1 – защитная обмотка; 2 – изоляция из силиконовой резины; 3- основание; 4 – линейный вывод; 5 – верхний фланец; 6 – варисторы; 7 – стяжки из стекложгута; 8 – нижний фланец.

Рисунок 2.7 Литая конструкция PEXLIM

Далее каждый модуль проходит процесс очистки и предварительной обработки. Затем модуль помещают в автоматизированный вулканизационный пресс, и непосредственно на активные части под высоким давлением и при высокой температур (процесс высокотемпературной вулканизации) наносится внешняя силиконовая покрывка с полной герметизацией активных частей. При этом устраняются внутренние пустоты и воздушные полости. После этого отдельные модули собирают в блоки, проводят стандартные испытания.

Для надежной работы важно, чтобы модули оставались герметичными в течение всего срока службы ОПН.

В случае перегрузки ограничителя из-за превышения его расчетных параметров возникает внутренняя дуга. Благодаря конструкции с открытой оболочкой дуга легко прожигает мягкий силиконовый материал, позволяя образующимся газам быстро выйти наружу. Одновременно рубашка из стекложгута препятствует взрывному разрушению с разлетом осколков внутренних компонентов. Поэтому в такой конструкции не требуется применение специальных каналов для сброса давления

Во всех ограничителях серии PEXLIM для внешней изоляции используется кремний - органическая резина. Силиконовый каучук обладает

высокой гидрофобностью и стойкостью к воздействию ультрафиолетовой радиации [14].

В настоящее время для изготовления изоляционных корпусов ОПН все более широко стали применять полимерные материалы [16].

Полимерные изоляторы обладают несомненными преимуществами по сравнению с фарфоровыми:

- малая масса;
- лучшие электрические и механические характеристики;
- низкая загрязняемость;
- пригодность для строительства линий, работающих в экстремальных эксплуатационных условиях;
- высокая технологичность изготовления;
- простота монтажа и эксплуатации;
- антивандальность;

Они резко улучшают технико-экономические показатели линий и подстанций существующих типов, дают возможность решить проблемы, связанные с освоением электропередач более высоких классов напряжения и нового типа [17].

ОПН в полимерных покрышках практически взрывобезопасны, что позволяет исключить из конструкции аппарата устройства, предохраняющие его от взрывного разрушения и, тем самым уменьшить объем ОПН на 25÷50%.

### 3 Безопасность жизнедеятельности

#### 3.1 Анализ условий труда

Анализ условий труда проводится для научно-исследовательского экспериментального института, расположенного в городе Алматы. Данный анализ проводится с целью составления и разработки определенных оздоровительных мероприятий, что позволяет сократить несчастные случаи на производстве.

В качестве цеха с вредными условиями труда выбрана котельная.

Котельная представляет собой отдельно стоящее здание, общая площадь его равна 1176 м<sup>2</sup>. Она относится к потребителям второй категории.

Котельная предназначена для отопительно-производственных целей и оборудована одним паровым котлом. Котельная вырабатывает насыщенный пар. Высота трубы 35 м, диаметр трубы 1,5 м, температура выброса паров около 165°С. Котельная работает на угле. Выбросы загрязнителей, измеренные в трубе (отходящих газах) котельной: SO<sub>2</sub> двуокись серы – 235 г/с, NO<sub>2</sub> двуокись азота – 20 г/с, сажа – 117 г/с. Водоснабжение котельной осуществляется из подземных источников. Забор воздуха на горение осуществляется с улицы и непосредственно с котельного помещения. Тяга дымовых газов осуществляется дымососами.

Влияние вредных веществ на окружающую среду: оксид азота (IV) – общий характер действия на теплокровных зависит от содержания в газовых смесях различных оксидов азота. Действуя на кровеносную систему приводит к кислородной недостаточности, оказывает прямое действие на центральную нервную систему. Оксид серы (IV) – оказывает многостороннее общетоксичное действие на теплокровных, вызывает острое и хронические отравления. В присутствии диоксида серы ускоряется коррозия металлов в воздухе. Сернистый газ разрушающе действует на строительные конструкции. Воздействие SO<sub>2</sub> на почву снижает ее плодородность, т. к. при этом происходит закисление.

Основными параметрами производственного микроклимата являются температура воздуха и относительная влажность. При оптимальных значениях 19-21 / 40-60 и допустимых значениях – 17-23 / 15-75. Таким образом, производственный микроклимат основных рабочих мест относительно благоприятный. Отклонения от гигиенических нормативов отмечаются на некоторых участках в связи с сезонными колебаниями температуры наружного воздуха. Отмечено незначительное повышение средней температуры воздуха рабочей зоны, превышающее оптимальные значения, но находящееся в пределах допустимых нормативов в летний период года. В холодный период времени параметры микроклимата в пределах регламентированных значений.

Источниками шума являются работающие котлы, сетевые и подпиточные насосы, дутьевые вентиляторы, электродвигатели питательных

насосов. Воздействие шума приводит к появлению профессиональных заболеваний и может явиться также причиной несчастного случая. Воздействию шума подвергаются слесари по ремонту котельного оборудования, операторы котельных, слесари тепловых сетей и тепловых пунктов, электросварщики, электрослесари. Уровни шума на рабочих местах основных профессий промышленно-отопительных котельных ( $M \pm m$ , Средний эквивалентный уровень, дБА / ПДУ, дБА / Превышение ПДУ, дБА): слесарь по ремонту КО –  $82,16 \pm 5,15 / 80 / 1,57-7,30$ ; оператор КО –  $79,3 \pm 5,4 / 80 / 1-4,95$ ; слесарь по ремонту ТС и ТП –  $76,7 \pm 2,6 / 80 / -$ ; электрослесарь –  $74,62 \pm 4,61 / 80 / -$ ; электросварщик –  $75,28 \pm 6,43 / 80 / <1,71$ . Шум на изученных рабочих местах постоянный, широкополосный. Наиболее высокие уровни шума зарегистрированы на рабочих местах слесарей котельного оборудования и операторов котельного оборудования.

Анализ показал, что условия труда не соответствуют нормативным параметрам. Далее приведены мероприятия по их улучшению.

### 3.2 Мероприятия по улучшению условий труда

#### 3.2.1 Защита от производственного шума

Источниками шума являются котлы и дутьевые вентиляторы.

В проекте произведен акустический расчет шума, а также мер защит от воздействия шума на персонал. При условии, что в помещении работают несколько источников шума, имеющие одинаковый уровень звуковой мощности. Источники расположены на полу ( $\Phi=1$ ). Источники шума находятся на расстоянии  $r$  от расчетной точки, которая расположена на высоте 1,6 м от пола. Определим октавные уровни звукового давления в расчетной точке.

Данные расчета сравним с нормируемыми уровнями звукового давления. Определим требуемое снижение звукового давления и рассчитаем параметры кабины наблюдения, в качестве меры защиты персонала от действия шума.

Исходные данные

Таблица 3.1 Исходные данные

Вид оборудования	котел
Количество источников: один котел и два дутьевых вентилятора	3
Расстояние от ИШ до РТ, м	$r_1=11,2$ $r_2=11,2$ ; $r_3=10,3$
Объем помещения, м <sup>3</sup>	1900



Продолжение таблицы 3.1

Отношение $V/S_{\text{отр}}$	1
$I_{\text{max}}$	1,6
Параметры кабины наблюдения	18×12×5
Площадь глухой стены, $S_1$	90
Площадь глухой стены, $S_2$	216
Площадь двери, $S_3$	6
Площадь окна, $S_4$	5

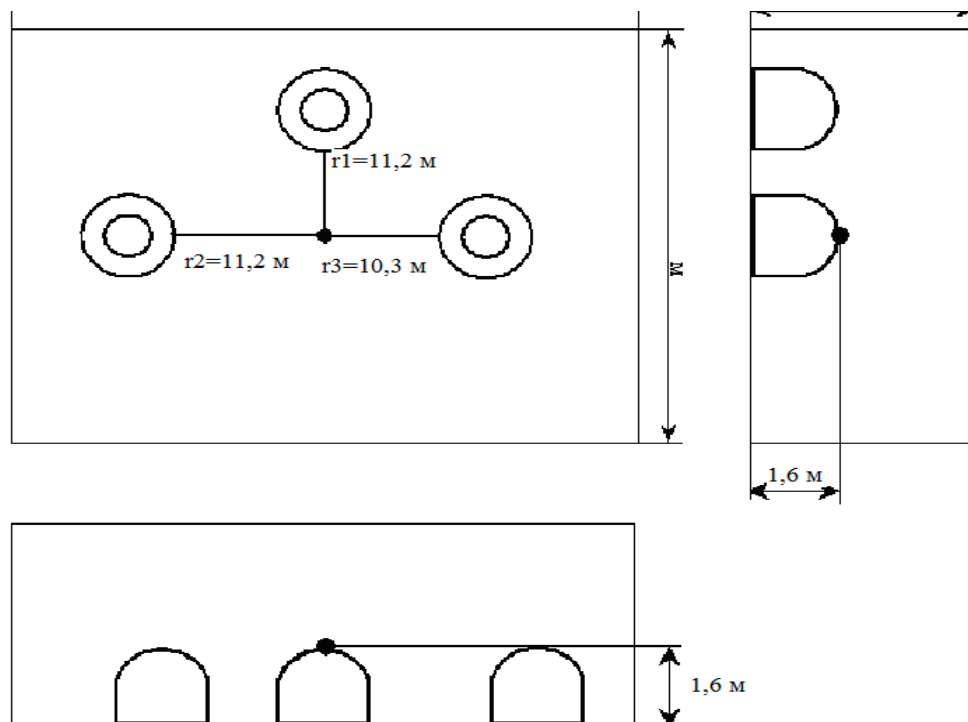


Рисунок 3.1 Схема расположения расчетной точки и источников шума в помещении

Октавные уровни звукового давления  $L$  в дБ в расчетных точках помещений, в которых несколько источников шума в зоне прямого и отраженного звука, следует определять по формуле

$$L = 10 \lg \left( \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \chi_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4\psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i \right), \quad (3.1)$$

где  $\Delta_i = 10^{0,1 \cdot L_{pi}}$ ;

$L_{pi}$  – октавный уровень звуковой мощности дБ, создаваемый  $i$ -тым источником шума;

$m$  – количество источников шума, ближайших к расчетной точке (т.е. источников, для которых  $r_i < 5 r_{imin}$ );

$n$  – общее количество источников шума в помещении;

минимальное расстояние от расчетной точки до акустического центра и ближайшего к ней источника  $r_{min} = 10,3 м$ ,  $5 \cdot r_{min} = 51,5 м$ .

общее количество источников шума, принимаемых в расчет и расположенных вблизи расчетной точки, когда,  $r_i < 5 r_{imin} = 51,5$ , будет равно 3 ( $m=3$ ), т. е. учитываются все данные источники, расположенные на расстояниях  $r_1$ ,  $r_2$  и  $r_3$ ;

$\chi$  – коэффициент, учитывающий влияние ближайшего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения  $r_i / l_{max}$ ;

$l_{max}$  – наибольший габаритный размер источников шума.

Величина  $r_{imin} / l_{max} = 10,3 / 1,6 = 6,44$ . Т.к.  $r_{imin} / l_{max} > 2$ , принимаем  $\chi = 1$ ;

$\Phi$  – фактор направленности источника шума, принят равным единице;

$S$  – площадь воображаемой поверхности правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящей через расчетную точку.

Для всех источников выполняется условие  $2 \cdot l_{max} < r$ ,  $2 \cdot 1,6 м < 5 м$ .

Поэтому можно принять  $S_i = 2 \pi r_i^2$ ;

$\Psi$  – коэффициент, учитывающий нарушение диффузности звукового поля в помещении, принимаемый по опытным данным, при  $V/S_{огр} = 1$ ,  $\Psi = 0,6$ ;

$B$  – постоянная помещения.

$$B = B_{1000} \cdot \mu, \quad (3.2)$$

где  $B_{1000}$  – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц;  
 $\mu$  – частотный множитель (данные в таблице 3.2)

Таблица 3.2 Значения частотного множителя  $\mu$

Объем помещения, м <sup>3</sup>	Частотный множитель $\mu$ на среднегеометрических частотах октавных полос, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
V < 200	0,8	0,75	0,70	0,80	1	1,4	1,8	2,5
V = 200 - 1000	0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2
V > 1000	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6

Выбрав тип помещения, определяем постоянную помещения  $B_{1000}$ ;  
 Выбираем тип помещения I – с небольшим количеством людей (металлообрабатывающие цехи, вентиляционные камеры, машинные залы, генераторные, испытательные стенды и др).

$$B_{1000} = \frac{V}{20} = \frac{1900}{20} = 95$$

Из таблицы 3.2 приведем значения частотного множителя  $\mu$  в таблице 3.3 для объема помещения  $V=1900\text{м}^3$ .

Таблица 3.3 Значения частотного множителя

	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$\mu$	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6

Определяем требуемое снижение шума  $\Delta L_{TP}$ , приняв нормативные уровни звукового давления для постоянных рабочих зон в производственных помещениях и на территории предприятия.

$$\Delta L_{TP} = L_{общ} - L_{доп}, \quad (3.3)$$

где  $L_{общ}$  – октавный уровень звукового давления в расчетной точке от всех источников шума, дБ.

$L_{доп}$  – данные в таблице 3.5.

Таблица 3.4 Уровни звукового давления, создаваемые котлом.

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_p$	100	103	99	95	97	98	85	72

Таблица 3.5 Допустимые уровни звукового давления.

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	25	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{доп}$	99	92	86	83	80	78	76	74

Результаты расчета представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Результаты расчета

Величина	Ед. измер.	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$Lp_i$	дБ	100	103	99	95	97	98	85	72
$\Delta i = 10^{0,1Lp_i}$	-	$10 \cdot 10^9$	$19,95 \cdot 10^9$	$7,9 \cdot 10^9$	$3,2 \cdot 10^9$	$5 \cdot 10^9$	$6,3 \cdot 10^9$	$3 \cdot 10^8$	$0,16 \cdot 10^8$
$S_1 = 2 \cdot \pi \cdot r_1^2$	м <sup>2</sup>	788	788	788	788	788	788	788	788
$S_2 = 2 \cdot \pi \cdot r_2^2$	м <sup>2</sup>	788	788	788	788	788	788	788	788
$S_3 = 2 \cdot \pi \cdot r_3^2$	м <sup>2</sup>	666	666	666	666	666	666	666	666
$\Delta i/S_1$		$0,13 \cdot 10^8$	$0,3 \cdot 10^8$	$0,1 \cdot 10^8$	$0,041 \cdot 10^8$	$0,06 \cdot 10^8$	$0,07 \cdot 10^8$	$0,003 \cdot 10^8$	$0,0002 \cdot 10^8$
$\Delta i/S_2$		$0,13 \cdot 10^8$	$0,3 \cdot 10^8$	$0,1 \cdot 10^8$	$0,041 \cdot 10^8$	$0,06 \cdot 10^8$	$0,07 \cdot 10^8$	$0,003 \cdot 10^8$	$0,0002 \cdot 10^8$
$\Delta i/S_3$		$0,2 \cdot 10^8$	$0,3 \cdot 10^8$	$0,1 \cdot 10^8$	$0,048 \cdot 10^8$	$0,07 \cdot 10^8$	$0,09 \cdot 10^8$	$0,004 \cdot 10^8$	$0,00024 \cdot 10^8$
$\sum_{i=1}^3 \frac{\Delta_i}{S_i}$		$0,46 \cdot 10^8$	$0,9 \cdot 10^8$	$0,3 \cdot 10^8$	$0,13 \cdot 10^8$	$0,19 \cdot 10^8$	$0,23 \cdot 10^8$	$0,01 \cdot 10^8$	$0,00064 \cdot 10^8$
$B_{1000}$	-	95	95	95	95	95	95	95	95
$\mu$	-	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6
$B_i = B_{1000} \cdot \mu$	-	48	48	52	67	95	152	285	570
$\frac{4\psi}{B_i}$		0,05	0,05	0,046	0,035	0,025	0,015	0,008	0,004
$\sum_{i=1}^3 \Delta_i$		$300 \cdot 10^8$	$599 \cdot 10^8$	$237 \cdot 10^8$	$96 \cdot 10^8$	$150 \cdot 10^8$	$189 \cdot 10^8$	$9 \cdot 10^8$	$0,48 \cdot 10^8$
$\frac{4\psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i$		$15 \cdot 10^8$	$29,9 \cdot 10^8$	$10,9 \cdot 10^8$	$3,36 \cdot 10^8$	$3,75 \cdot 10^8$	$2,84 \cdot 10^8$	$0,72 \cdot 10^8$	$0,0192 \cdot 10^8$
$\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \chi_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4\psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i$		$15,46 \cdot 10^8$	$30,8 \cdot 10^8$	$11,2 \cdot 10^8$	$3,49 \cdot 10^8$	$3,94 \cdot 10^8$	$3,07 \cdot 10^8$	$0,73 \cdot 10^8$	$0,0198 \cdot 10^8$
$L = 10 \lg \left( \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \chi_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4\psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i \right)$	дБ	92	95	90	85	86	85	78	63
$L_{доп}$	дБ	99	92	86	83	80	78	76	74
$\Delta L_{ТРЕБ} = L - L_{доп}$	дБ	-	3	4	2	6	7	2	-

16

Расчет приведен для частоты 500 Гц,  $Lp_1 = 95$  дБ.

Затем по формуле  $\Delta_1 = 10^{0,1 \cdot L_p}$  рассчитываю все частоты, то есть

$$\Delta_1 = 10^{0,195} = 3,2 \cdot 10^9.$$

После этого считаем площадь по формуле  $S = 2 \cdot \pi \cdot r^2$

$$S_1 = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,2^2 = 788 \text{ м}^2,$$

$$S_2 = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,2^2 = 788 \text{ м}^2,$$

$$S_3 = 2 \cdot 3,14 \cdot 10,3^2 = 666 \text{ м}^2.$$

Затем по формуле  $\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{S_i}$  получаем

$$\sum_{i=1}^3 \frac{\Delta_i}{S_i} = \frac{3,2 \cdot 10^9}{788} + \frac{3,2 \cdot 10^9}{788} + \frac{3,2 \cdot 10^9}{666} = 0,13 \cdot 10^8.$$

Далее произведем расчет по формуле

$$B_{500} = B_{1000} \cdot \mu_{500}.$$

Значение коэффициента  $\mu$  - найдем из таблицы 3.3, где для  $V=1900 \text{ м}^3$  и для частоты 500 Гц  $\mu = 0,7$

Тогда значение  $B_{500}=95$

Далее считаем следующее

$$\frac{4\Psi}{B_{500}} \cdot \sum_{i=1}^3 \Delta_i = \frac{4 \cdot 0,6}{95} \cdot 96 \cdot 10^8 = 3,36 \cdot 10^8.$$

Затем просуммируем значения:

$$\sum_{i=1}^3 \frac{\Delta_i}{S_i} + \frac{4\Psi}{B} \cdot \sum_{i=1}^3 \Delta_i = 0,13 \cdot 10^8 + 3,36 \cdot 10^8 = 3,49 \cdot 10^8.$$

Теперь можно найти

$$L = 10Lg(3,49 \cdot 10^8) = 85 \text{ дБ}.$$

После этого по таблице 3.5 выбираем для частоты 500Гц значение  $L_{дон} = 83 \text{ дБ}$

Окончательным расчетом является определение значения

$$\Delta L_{mp} = L_{о.ж} - L_{дон} = 85 - 83 = 2 \text{ дБ}.$$

Для остальных октавных полос расчет приведен в таблице 3.6.

Расчет мероприятий для снижения шума

Запроектировать стену (с окном и дверью) и перекрытием кабины наблюдения зала вибростендов, имеющего размеры 18x12x5 м. Площадь глухой стены  $S_1$  и перекрытия кабины наблюдения  $S_2$ , граничащих с залом вибростендов соответственно равны 90 и 216 м<sup>2</sup>, площадь двери  $S_3=6$  м<sup>2</sup>, окна  $S_4=5$  м<sup>2</sup>. Суммарный уровень звуковой мощности  $L_{pSUM}$ , излучаемой всеми вибростендами, приведен в таблице 3.7.

Таблица 3.7 Суммарный уровень звуковой мощности, излучаемой всеми вибростендами

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{ш}$	93	90	91	108	117	116	115	117

Требуемую звукоизолирующую способность каждого элемента наблюдательной кабины рассчитаем по формуле:

$$R_{mp} = L_{ш} - 10 \lg B + 10 \lg S_i - L_{дон} + 10 \lg n, \quad (2.4)$$

где  $L_{ш}$  – октавный уровень звукового давления вне защищаемого от шума помещения, найденного нами по формуле 6.1 указанной выше;

$B$  – постоянная защищаемого от шума помещения, м<sup>2</sup>,

$B = \mu \cdot V_{1000}$

Для наблюдательной кабины с объемом  $V=18 \times 12 \times 5=1080$  м<sup>3</sup>.

$$V_{1000} = V/10 = 1080/10=108 \text{ м}^2.$$

Используя таблицу 3.2 частотного множителя, найдем значение  $B$ .

Все расчеты приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Результаты акустического расчета

№	Величина	Единицы изм-ния	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	$V_{1000}(V=1900 \text{ м}^3)$	$\text{м}^2$	108	108	108	108	108	108	108	108
2	$\mu$		0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6
3	$B=B_{1000} \cdot \mu$		54	54	59,4	75,6	108	172,8	324	648
4	$L_{ш}$	дБ	92	95	90	85	86	85	78	63
5	$L_{доп}$	дБ	99	92	86	83	80	78	76	74
6	$10\lg(n) (n=3)$		5	5	5	5	5	5	5	5
7	$10\lg(B)$		17	17	18	19	20	22	25	28
8	$10\lg(S_1) (S_1=90 \text{ м}^2)$		20	20	20	20	20	20	20	20
9	$10\lg(S_2) (S_2=216 \text{ м}^2)$		23	23	23	23	23	23	23	23
10	$10\lg(S_3) (S_3=6 \text{ м}^2)$		8	8	8	8	8	8	8	8
11	$10\lg(S_4) (S_4=5 \text{ м}^2)$		7	7	7	7	7	7	7	7
12	$R_{гр1}$		1	11	11	8	11	10	2	-14
13	$R_{гр2}$		4	14	14	11	14	13	5	-11
14	$R_{гр3}$		-11	-1	-1	-4	-1	-2	-10	-26
15	$R_{гр4}$		-12	-2	-2	-5	-2	-3	-11	-27

94

Таблица 3.9 - Конструкции, обеспечивающие требуемую звукоизоляцию

Элемент конструкции	Условия прилегания по периметру	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Окно с силикатным стеклом толщиной 3 мм.	Без уплотняющих прокладок	(8)	12	16	18	20	22	20	-
Обыкновенная филенчатая дверь	Без уплотняющих прокладок	7	12	14	16	22	20	20	-

Таблица 3.10 - Звукоизолирующая способность перекрытий, дБ

Конструкция перекрытий	Толщина эл., мм	Сред.поверх.плотность, кг/м <sup>2</sup>	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц					
			125	250	500	1000	2000	4000
Железобетонная панель Пол: линолеум на войлочной подоснове	5	354	35	38	47	55	65	62

Таблица 3.11 Звукоизолирующая способность стен и перегородок, дБ

Конструкция перекрытий	Толщина эл., мм	Сред.поверх.плотность, кг/м <sup>2</sup>	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Сталь (панели с ребрами жесткости, размер ячеек между ребрами не более 1x1 м)	10	78	26	30	34	36	32	36	42	46

95



### 3.3 Расчет зануления электрооборудования котельной

Основной мерой защиты от поражения электрическим током в котельной является зануление.

Расчет зануления производится для оборудования котельной.

Исходные данные

- напряжение сети – 0,38 кВ;
- мощность трансформатора – 10000 кВА;
- мощность наиболее удаленного электроприемника  $P=70$  кВт,

$$\cos \varphi = 0,77, \frac{I_n}{I_{ном}} = 6;$$

- длина кабеля от ТП до вводов цеха,  $L_1=251$  м;
- длина провода щитка до электроприемника,  $L_2=78$  м.

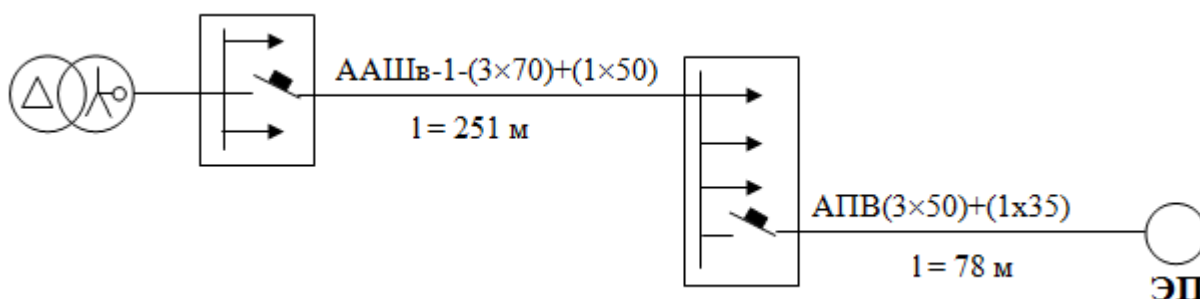


Рисунок 3.2 Схема замещения

Зная мощность электроприемника, рассчитываем его номинальный ток

$$P = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{н.э\text{л}двиг} \cdot \cos \phi, \quad (3.5)$$

$$I_{н.э\text{л}двиг} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \phi} = \frac{70}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,77} = 138 \text{ A.}$$

Активное сопротивление проводников

$$R_\phi = \frac{\rho \cdot l}{S}, \quad (3.6)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление проводника (для меди  $\rho = 0,018$  Ом·мм<sup>2</sup>/м, для алюминия  $\rho = 0,028$  Ом·мм<sup>2</sup>/м);

$l$  – длина проводника, м;

$S$  – сечение,  $\text{мм}^2$ .

Определим по формуле сопротивление фазного и нулевого проводников на участке линии  $l=251\text{ м}$

$$R_{\phi} = \frac{0,028 \cdot 251}{70} = 0,1004 \text{ Ом},$$

$$R_n = \frac{0,028 \cdot 251}{50} = 0,141 \text{ Ом}.$$

Определим по формуле сопротивление фазного и нулевого проводников на участке линии  $l=78\text{ м}$

$$R_{\phi} = \frac{0,028 \cdot 78}{50} = 0,044 \text{ Ом},$$

$$R_n = \frac{0,028 \cdot 78}{35} = 0,0624 \text{ Ом}.$$

Для алюминиевых проводников внутренне индуктивное сопротивление фазного и нулевого проводников  $X_{\phi}$  и  $X_0$  невелико и составляет  $0,0156 \text{ Ом/км}$ , т.е.  $X_{\phi} = 0,0156 \cdot 0,13 = 0,002 \text{ Ом}$ ;  $X_0 = 0,0156 \cdot 0,13 = 0,002 \text{ Ом}$ . Величину внешнего индуктивного сопротивления петли «фаза-нуль» в практических расчетах принимают равной  $0,6 \text{ Ом/км}$ .

Зная номинальный ток электроприемника определим его пусковой ток

$$I_n = 6 \cdot I_{н.э\text{л}в} = 6 \cdot 138 = 828 \text{ А}.$$

Определим номинальный ток автоматического выключателя

$$I_{н.авт.р} = \frac{I_n}{K_m} = \frac{828}{2,5} = 331,2 \text{ А},$$

где  $K_r=2,5$  – коэффициент режима работы

Рассчитываем плотность тока в нулевом и фазном проводниках. Допускаемая плотность тока в алюминиевых проводниках не должна превышать  $4-8 \text{ А/мм}^2$ .

$$\delta = \frac{I_{н.э\text{л}в}}{S} = \frac{138}{35} = 3,9 \text{ А/мм}^2.$$

Определим внешнее индуктивное сопротивление петли «фаза-нуль», зная что  $X_u=0,6$  Ом/км

$$X_u = 0,6 \cdot 0,13 = 0,078 \text{ Ом.}$$

Рассчитываем сопротивление петли «фаза-нуль»  $Z_n$  и ток короткого замыкания

$$Z_n = \sqrt{(R_\phi + R_n)^2 + (X_\phi + X_n + X_u)^2} = \\ = \sqrt{(0,1004 + 0,044 + 0,141 + 0,0624)^2 + (0,002 + 0,002 + 0,078)^2} = 0,36 \text{ Ом,}$$

$$I_{кз} = \frac{U_\phi}{\left(\frac{Z_T}{3} + Z_n\right)} = \frac{220}{\frac{0,081}{3} + 0,36} = 568,5 \text{ А,}$$

где  $Z_T=0,081$ Ом – зависит от мощности трансформатора, напряжения, схемы соединений его обмоток и конструктивного исполнения трансформатора (таблица 3.2 [3]).

Проверим обеспечено ли условие надежного срабатывания защиты

$$I_{кз} \geq 1,25I_{н.авт.р} = 568,5 \text{ А} \geq 414 \text{ А.}$$

Условие выполняется.

По расчетному номинальному току автоматического выключателя выбираем автоматический выключатель со следующими параметрами

Автоматический выключатель типа ВА52-37:

Номинальное напряжение, В ~ 220; 380, 50;60 Гц;

Номинальный ток 400 А;

Номинальный ток теплового максимального расцепителя 400 А;

Уставка по току срабатывания 6.

#### **4 Экономическая часть**

Целью разработки проекта является строительство подстанции 110/10 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 10 кВ.

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии научно-исследовательскому экспериментальному институту данного района со стороны 110 и 10 кВ.

Сооружение ЛЭП 110 и 10 кВ предполагается с использованием железобетонных опор.

Для строительства подстанции, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается ТОО «НИИЗ», чтобы создать конкуренцию действующей монополярной организации на розничном рынке по передаче электроэнергии.

Целью создания ТОО «НИИЗ» - получение прибыли от передачи электроэнергии с шин подстанции до потребителя.

Проведя анализ энергоснабжения потребителей данного района, мы можем предположить, что строительство межсистемной связи нашего ТОО «НИИЗ» позволит нам продавать дополнительную электроэнергию районным потребителям. При этом снижается дефицит электроэнергии в данном районе.

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы Т=13,20 тенге за 1 кВт ч. Тариф на отпуск электроэнергии будет складываться из тарифа энергопроизводящей организации, городских сетей или АРЭК, национальных электрических сетей, а также установленного тарифа ТОО.

В соответствии со строительными нормами срок строительства подстанции, установленной мощности 2x10МВА, и прилегающих сетей 110 и 10 кВ принят равным одному году.

На подстанции будет установлено новое современное оборудование, совершенно новая релейная защита мировых производителей, что позволит обеспечивать высокий уровень надежности электроснабжения трансформаторного завода.

Для осуществления строительства и эксплуатации рассматриваемого энергообъекта создается Акционерное общество с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм.

Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведёт к ухудшению экологической ситуации в районе.

#### 4.1 Расчет технико-экономических показателей подстанции

##### 4.1.1 Определение капитальных вложений в строительство подстанции

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих

- РУ 110 и 10 кВ;
- трансформаторы ТДН-10000-115/10,5;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования:

$$K_{П/СТ} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{пост}) \cdot \alpha_p, \quad (4.1)$$

где  $K_i$  – расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

$n_i$  – соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{пост}$  – постоянная часть затрат по подстанции, малозависящая от мощности подстанции;

$\alpha_p$  – коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ учитывает стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗ и А, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ.

Расчетная стоимость трансформаторов включает затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ, строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Все расчеты капиталовложений в подстанцию сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 Капиталовложения в объект

РУ или оборудование	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования, млн.тенге.	Общая стоимость, млн.тенге.
РУ 110 кВ	2	61,8	123,6
РУ 10 кВ	16	0,243	4
Трансформаторы	2	69,54	139,08
Постоянные затраты	-	106,6	106,6
Итого:			373,28

4.1.2 Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей.

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями и рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{ЛЭП}} = k_{\text{уд}} \cdot L \cdot \alpha_{\text{нв}} \cdot \alpha_{\text{р}} + \Delta K_{\text{р.пр.}} + \Delta K_{\text{д.гр.}} + n_{\text{р.б.}} \cdot K_{\text{р.б.}}, \quad (4.2)$$

где  $K_{\text{уд},i}$  - удельные показатели стоимости 1 км линии, соответствующие уровню напряжения и количеству цепей, а также учитывающий определенные условия прохождения трассы (по равнине, лес - не более 10% от длины трассы, доставка грузов до трассы - не более 20 км и развозка оборудования по трассе - не более 10 км);

$L = 6$  км - длина линии;

$\alpha_{\text{нв}} = 1,06$  - поправочный коэффициент, учитывающий скоростной напор ветра;

$\alpha_{\text{р}} = 1,27$  - коэффициент, учитывающий район прохождения трассы;

$\Delta K_{\text{р.пр.}} = 3,8$  - затраты, учитывающие рубку просеки в лесу, если лес составляет более 10% длины трассы;

$\Delta K_{\text{д.гр.}} = 1$  - затраты, учитывающие доставку грузов к линии, если условия доставки отличаются от вышеуказанных;

$n_{\text{р.б.}} = 1$  - количество ремонтных баз вдоль линии;

$K_{\text{р.б.}} = 1$  - затраты на создание и оснащение одной ремонтной базы.

В расчете затраты на создание и оснащение ремонтных баз, а также на создание линий связи принимаются в размере 10%.

Все расчеты капиталовложения по линиям электропередач сводятся в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км. длины линии, млн.тенге.	Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом строительных работ, оборудования)
ВЛ 110 кВ	6	3,61	31,39
Итого:			31,39

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят

$$K_{ЭС} = K_{п/ст} + K_{ЛЭП} = 373,28 + 31,39 = 405 \text{ млн. тенге.}$$

#### 4.2 Определение ежегодных издержек производства

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$I_{перед} = I_{экс} + I_{пот}, \quad (4.3)$$

где  $I_{экс}$  - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге/год;

$I_{пот}$  - суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге./год.

Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателям.

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об/рем}, \quad (4.4)$$

где  $I_{ам}$  - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год.

$$I_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ЭС}, \quad (4.5)$$

где  $\alpha_{ам}$  - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

$I_{об/рем}$  - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год;

$$I_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{ЭС}, \quad (4.6)$$

где  $\alpha_{об/рем}$  - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 Эксплуатационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге	$\alpha_{ам}, \%$	$\alpha_{об}, \%$	$I_{ам},$ млн. тенге/год	$I_{обсл},$ млн. тенге/год	$I_{экспл},$ млн. тенге/год
П/ст 110/10 кВ	405	4	3	16,2	12,15	28,35
ЛЭП 110 кВ	31,39	4	3	1,26	0,94	2,2
Итого:				17,46	13,09	30,55

### 4.3 Расчет себестоимости передачи электроэнергии

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы определяется суммарными издержками, связанными с передачей и распределением электроэнергии, и количеством энергии отпущенной потребителю.

В эксплуатационных расходах, рассмотренных в предыдущей главе, не были учтены остальные составляющие. В связи с этим, производим перерасчет эксплуатационных расходов.

Затраты на амортизацию оборудования:

$$I_{ам} = \sum K_{п/ст, ЛЭП} \times N_{\%} = 405 \times 0,05 = 20,25 \text{ млн. тенге,}$$

где  $N_{\%} = 5 \div 7\%$  - норма амортизации.

Другие затраты составят:

$$I_{другие} = I_{з/п} + I_{обсл.} + I_{ам} + I_{с/э} + I_{админ.} + I_{прочие} = 100 \%,$$

где  $I_{з/п}$  – затраты на заработную плату персонала;

$I_{обсл.}$  – затраты на обслуживание п/ст и ЛЭП;

$I_{ам}$  – затраты на амортизацию;

$I_{с/э}$  – затраты на строительство, эксплуатацию;

$I_{админ.}$  – административные затраты;

$I_{прочие}$  – прочие затраты.



Затраты на амортизацию могут достигать до 45%, а 55% составят другие затраты.

Тогда суммарные затраты на передачу электроэнергии составят

$$\sum I_{\text{передача}} = \frac{20,25 \cdot 100}{45} = 45 \text{ млн. тенге.}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{\sum I_{\text{передача}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}} = \frac{45}{61,16} = 0,736 \text{ тенге/кВт ч,}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{год}} = P_{\text{расч}} \cdot T_{\text{макс}} = 15291,4 \times 4000 = 61,16 \text{ млн.кВт ч}$  – годовое энергопотребление предприятия.

#### 4.4 Расчет срока окупаемости сооружаемой ПС и ЛЭП

Стоимость электроэнергии:

$T = 13,20 \text{ тенге/кВтч}$  – тариф за электроэнергию.

ТОО «НИИЗ» заключает договора по поставке электроэнергии со следующими поставщиками:

$T_{\text{РЭК}} = 3 \text{ тенге/кВтч}$  – тариф за передачу электроэнергии городским сетям или РЭК

$T_{\text{эпо}} = 5 \text{ тенге/кВтч}$  – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{\text{НЭС}} = 1,5 \text{ тенге/кВтч}$  – тариф на услуги по передаче электроэнергии по национальным электрическим сетям.

ТОО «НИИЗ» может получить прибыль по двум составляющим:

- 1) услуга за передачу электроэнергии;
- 2) по виду деятельности (т.е. ТОО выступает в виде гарантированного поставщика электроэнергии предприятию).

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии трансформаторному заводу ТОО «НИИЗ» составит

$$V_{\text{ТОО «НИИЗ»}} = T \times \mathcal{E}_{\text{год}} = 13,20 \times 61,16 = 807,3 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки ТОО «НИИЗ» произведет следующие выплаты:

- 1) Выплаты по договору ТОО «НИИЗ» составят:

$$0,1 \times 61,16 = 6,116 \text{ млн. тенге}$$

- 2) Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии

составят:

$$3 \times 61,16 = 183,48 \text{ млн. тенге.}$$

3) Выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$1,5 \times 61,16 = 91,74 \text{ млн. тенге.}$$

4) Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$5 \times 61,16 = 305,8 \text{ млн. тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$\text{Пр} = 807,3 - 6,116 - 183,48 - 91,74 - 305,8 = 220,2 \text{ млн. тенге.}$$

Чистая прибыль за вычетом налога 20% составит:

$$\text{ЧПр} = \text{Пр}(1 - 0,2) = 220,2 \times (1 - 0,2) = 176,2 \text{ млн. тенге.}$$

Полученная прибыль будет направлена на погашения инвестиционных средств и кредита и составит 60% от чистой прибыли:

$$V_{\text{реал}} = 176,2 \times (1 - 0,4) = 105,72 \text{ млн. тенге.}$$

Срок окупаемости сооружаемой подстанции и ЛЭП для ТОО «НИИЗ» составит:

$$PP = \frac{\sum K_{n/cm, ЛЭП}}{Пр + Z_{ам}} = \frac{405}{105,72 + 20,25} = \frac{405}{125,97} = 3,2 \text{ года}$$

#### 4.5 Определение NPV (чистой текущей стоимости)

Для определения NPV, необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю, для сравнения во времени. То есть NPV – это разница между суммой денежных поступлений порождаемых реализацией проекта и дисконтированных текущих стоимостей и всех затрат необходимых для реализации этого проекта.

Чистая приведенная стоимость определяется:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 \quad (4.8)$$

где CF – ежегодные денежные поступления;  
 n - годы реализации проекта;  
 $I_0$  - полные суммарные инвестиции;  
 r – процентная ставка.

Результаты расчета сведем в таблицу 4.4

Таблица 4.4 Результаты расчета чистой текущей стоимости

Годы	CF, млн. тенге	r (10%)	PV	NPV
0	-405	1	-405	-405
1	125,97	0,909	114,518	-290,48
2	125,97	0,826	104,107	-186,37
3	125,97	0,751	94,643	-91,73
4	125,97	0,683	86,039	-5,69
5	125,97	0,621	78,217	72,53

Вывод: Целью разработки проекта являлось строительство подстанции 110/10 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 10 кВ. Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергетики научно-исследовательскому экспериментальному институту данного района со стороны 110 и 10 кВ. Для строительства подстанции, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается ТОО «НИИЗ». Целью создания является получение прибыли от передачи электроэнергии с шин подстанции до потребителя. Капитальные вложения в подстанцию составили 405 млн.тенге. Затраты на амортизацию составили 20,25 млн. тенге. Чистая прибыль за вычетом налога 20% составила 176,2 млн. тенге. Полученная прибыль направлена на погашения инвестиционных средств и кредита и составила 105,72 млн.тенге. Срок окупаемости сооружаемой подстанции и ЛЭП для ТОО «НИИЗ» составил 3,2 года. Для реализации проекта организация брала кредит с процентной ставкой равной 10 %. В итоге с учетом дисконтирования срок окупаемости составил 5 лет.

## Заключение

В дипломном проекте выполнено проектирование системы электроснабжения научно-исследовательского экспериментального института. Был представлен расчет нагрузок по научно-исследовательскому экспериментальному институту, выбор числа и мощности цеховых ТП. Также в проекте рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности и выбор количества и мощности компенсирующих устройств, к которым относятся батареи конденсаторов на низкой стороне и синхронные двигатели, подключенные к шинам 10 кВ. После расчета компенсации реактивной мощности был проведен уточненный расчет нагрузок по институту.

Предложены три варианта питания института, произведен технико-экономический расчет и сравнение вариантов по суммарным затратам и потерям, после чего из предложенных вариантов был выбран I вариант, который является наиболее экономически целесообразным вариантом из рассчитанных, поэтому для дальнейших расчетов использовали его (питание подходит от шин 115 кВ на ГПП, расположенную на территории института).

Произведен выбор оборудования на ГПП 10 кВ.

В специальной части дипломного проекта рассмотрена защита распределительных сетей и установок ограничителями перенапряжения. Доказаны преимущества выбора ОПН по сравнению с вентильными разрядниками. Произведен выбор ограничителя перенапряжения PEXLIM R 90 – YN123 фирмы АВВ, который будет защищать изоляцию выбранного электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности: был проведен анализ условий труда котельной, выполнен расчет защиты от производственного шума и расчет мероприятий для снижения шума, расчет защитного зануления и расчет санитарно-защитной зоны котельной.

Проведено решение экономических вопросов, связанных с технико-экономическим обоснованием схемы электроснабжения. Определен срок окупаемости сооружаемой подстанции и ЛЭП, который составил 3,2 года. В итоге с учетом дисконтирования срок окупаемости составил 5 лет.

Расчет проводился с помощью таких программ как: Microsoft Word, Excel, AutoCAD.

## Список литературы

- 1 Ю.Г.Барыбин « Справочник по проектированию электроснабжения». М.: «Энергоатомиздат», 2010.
- 2 Ополева Г.Н. Схемы подстанций электроснабжения: Справочник: Учебное пособие. – М.: ФОРУМ ИНФА, 2006
- 3.Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений/ Б.И.Кудрин. – М. Интеред Инжиниринг, 2005
4. Бозжанова Р.Н., Живаева О.П. Сборник заданий. Методические указания к выполнению курсового проекта (часть 2) для студентов всех форм обучения специальности 050718 - Электроэнергетика - Алматы: АИЭС, 2006.
5. Живаева О.П., Тергеусизова М.А. Проектирование систем электроснабжения. Методические указания и задания к выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения специальности 050718 - Электроэнергетика - Алматы: АИЭС, 2009.
- 6 Правила устройства электроустановок. – Спб.: Издательство ДЕАН,2001
7. Сайт: <http://w3.siemens.kz/94>
8. Сайт: <http://www.kz.abb.com/product/ru/9AAC710000.aspx>
9. Сайт: <http://velto.ru/tavrida.htm>
10. Применение ограничителей перенапряжения в электрических сетях 6-750 кВ. Дмитриев М.В. Санкт- Петербург, 2007
- 11 Металлооксидные ограничители перенапряжения. Выбор ограничителей перенапряжения и их применение в распределительных сетях среднего напряжения. Тусо Electronics/
12. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových ивнутренних перенапряжений / Под научной редакцией Н.Н.Тиходеева. –2-е изд. –СПб: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009.
13. Вопросы расчета подвесных нелинейных перенапряжений. Ф.Х.Халилов. Санкт-Петербург,2007
- 14 Фолькер Хинрихсен. Металлооксидные ограничители перенапряжения. Основы. Siemens
15. Высоковольтные ограничители перенапряжения нелинейные. Руководство для покупателя. АВВ
- 16 к.т.н. Дмитриев М.В., ЗАО «Завод энергозащитных устройств». Защита распределительных устройств 35-750 кВ от грозových перенапряжений.
17. Техника Высоких Напряжений. Под редакцией профессора Г.С. Кучинского. Учебное пособие для ВУЗов. Энергоатомиздат, 2003
18. Безопасность жизнедеятельности. Защита от производственного шума. Методические указания к выполнению дипломного проекта, Алматинский институт энергетики и связи, Алматы, 2009.

## Приложение А-Применение ЭВМ

96

Книга1 - Microsoft Excel некоммерческое использование

Главная Вставка Разметка страницы Формулы Данные Рецензирование Вид

Вставить Шрифт Выравнивание Числовой Число Условное форматирование Форматировать как таблицу Стили Ячейки Вставить Удалить Формат Сортировка и фильтр Редактирование

Н6 fx =D6\*E6\*F6

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2	Таблица 1.2 Расчет осветительной нагрузки									
3	№№ по плану	Наименование производственного помещения	Размеры помещения, длина (м) ширина (м)	Площадь помещения, м2	Удельная осветительная нагрузка го, кВт/м2	Коэффициент спроса, Кс	Установленн ая мощность освещения, Р <sub>уо</sub> , кВт	Расчетная мощность осветительной нагрузки		cosj / tgj
4								Р <sub>ро</sub> , кВт	Q <sub>ро</sub> , квар	
5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	1	Административный корпус	57x35	1995	0,02	0,9	39,9	36	17	0,9/0,47
7	2	Столовая	24x32	768	0,02	0,9	15,4	14	6,6	0,9/0,47
8	3	Корпус высоких напряжений	54x51	2754	0,016	0,85	44,1	37,5	17,6	0,9/0,47
9	4	Ремонтно-механический цех	38x24	912	0,016	0,85	14,6	12,4	5,8	0,9/0,47
10	5	Лаборатория низких температур	38x32	1216	0,02	0,9	24,3	22	10,3	0,9/0,47
11	6	Электрофизический корпус	65x78	5070	0,016	0,85	81,1	69	32,4	0,9/0,47
12	7	Машинный корпус	65x76	4940	0,016	0,85	79	67,2	31,6	0,9/0,47
13	8	Лаборатория специальных работ	24x51	1224	0,02	0,9	24,5	22,1	10,4	0,9/0,47
14	9	Центральный склад	59x16	944	0,01	0,6	9,4	5,6	0	1/0
15	10	Котельная	49x24	1176	0,013	0,7	15,3	10,7	0	1/0
16	11	Насосная	22x38	836	0,013	0,7	11	7,7	0	1/0
17	12	Деревообрабатывающий	19x51	969	0,016	0,85	15,5	13,2	6,2	0,9/0,47
18	13	Главный механический корпус	32x122	3904	0,016	0,85	62,5	53,1	25	0,9/0,47
19	14	Гараж, пожарное депо	38x21	798	0,01	0,6	8	4,8	0	1/0
20		Освещение территории	243x420	74554	0,002	1	149	149	70	0,9/0,47

NPV [Режим...]

Главная Вставка Разметка страницы Формулы Данные Ресурсы

Вставить

Буфер обмена

Times New Rom 12

Ж К Ц

Шрифт

Выравнивание

C7  $f_x$  =1/(1+\$B\$2)^A7

	A	B	C	D	E
1	CF	405	125,97		
2	r	0,1			
3					
4					
5	год	CF	R	pV	NpV
6	0	-405	1	-405	-405
7	1	125,97	0,909	114,518	-290,48
8	2	125,97	0,826	104,107	-186,37
9	3	125,97	0,751	94,643	-91,73
10	4	125,97	0,683	86,039	-5,69
11	5	125,97	0,621	78,217	72,53
12	6	125,97	0,564	71,107	143,63
13	7	125,97	0,513	64,643	208,27
14	8	125,97	0,467	58,766	267,04
15	9	125,97	0,424	53,424	320,46
16	10	125,97	0,386	48,567	369,03