

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К. И. Сатпаева

Институт дистанционного образования

Кафедра «Энергетика»

Маулекеева Земфира Фархатовна

Электроснабжение Кентауского трансформаторного завода и модернизация  
подстанции 110/10кВ

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

Специальность 5В071800 – Электроэнергетика

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К. И. Сатпаева

Институт дистанционного образования

Кафедра «Энергетика»

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

И.о. заведующего кафедрой  
«Энергетика»

д-р PhD, ассоц. профессор

 Е.А.Сарсенбаев

« 16 » 05 2019 г.

### ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

на тему: «Электроснабжение Кентауского трансформаторного завода и  
модернизация подстанции 110/10кВ»

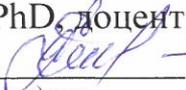
по специальности 5В071800 – Электроэнергетика

Выполнил

З.Ф. Маулекеева

Рецензент

Д-р PhD, доцент кафедры «ЭиА» АУЭС

 — Н.К. Алмуратова

« 14 » 05 2019 г.

Научный руководитель

к.т.н., ассоц. профессор

 Д.Б. Акпанбетов

« 15 » 05 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И. Сатпаева

Институт дистанционного образования

Кафедра «Энергетика»

5B071800 – Электроэнергетика

**УТВЕРЖДАЮ**

И.о. заведующего кафедрой  
«Энергетика»

д-р PhD, асс.профессор

 Е.А.Сарсенбаев

« 2 » 02 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломной работы**

Обучающемуся Маулеевой Земфире Фархатовне

Тема: Электроснабжение Кентауского трансформаторного завода и модернизация подстанции 110/10кВ

Утверждена приказом Ректора Университета №497-В от «20» декабря 2018 г.

Срок сдачи законченной работы «16» Мая 2019 г.

Исходные данные к дипломной работе: Питание завода может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трансформатора мощностью по 16 МВА, напряжением 115/10,5 кВ или глухой отпайкой от транзитной двухцепной ЛЭП-35 кВ. Расстояние от энергосистемы до завода 7км, а от ЛЭП-35кВ – 4км.

Краткое содержание дипломной работы: \_\_\_\_\_

а) Расчет электроснабжения Кентауского трансформаторного завода

б) Модернизация подстанции АО «КТЗ»

в) Безопасность жизнедеятельности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): представлены 9 слайдов презентации работы

Рекомендуемая основная литература: И.Г. Каранетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. 2-е изд., перераб и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.; Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебное пособие – М.: Форум, 2013; Борисов Л.Г., Князевский Б.А., Кучерук С.М. Охрана труда в энергетике. М., «Энергоатомиздат», 1985 г.

## ГРАФИК

подготовки дипломной работы (проекта)

Наименования разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Расчет системы электроснабжения Кентауского трансформаторного завода	01.05.2019	Нет
Модернизация подстанции АО «КТЗ»	12.05.2019	Нет
Безопасность жизнедеятельности	12.05.2019	Нет

### Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу  
(проект) с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Расчет системы электроснабжения Кентауского трансформаторного завода	Д.Б. Акпанбетов, канд.техн.наук, ассоц.профессор	26.04.2019	
Модернизация подстанции АО «КТЗ»	Д.Б. Акпанбетов, канд.техн.наук, ассоц.профессор	10.05.2019	
Безопасность жизнедеятельности	Д.Б. Акпанбетов, канд.техн.наук, ассоц.профессор	10.05.2019	
Нормоконтролер	Н.Е. Балгаев Д-р PhD, сениор-лектор	15.05.2019	

Научный руководитель \_\_\_\_\_ /Д.Б. Акпанбетов /

*подпись*

Задание принял к исполнению обучающийся \_\_\_\_\_ /З.Ф. Маулекеева /

*подпись*

Дата

«10» декабря 2018 г.

## **АНДАТПА**

Дипломдық жұмыста Кентау трансформатор зауытының электрмен жабдықталу жүйесі қарастырылады.

Электр жүктемелерінің толық есептелуі орындалып, ішкі және сыртқы электрмен жабдықтау схемалары негізделген, трансформаторлық қосалқы станциялардың орны, типтері мен қуаттары анықталды, коммутациялық және қорғаныс аппаратурасы таңдалды. Дипломдық жұмыстың арнайы бөлімінде қосалқы станцияның жетілдірілуі жүргізілді, энергиялық тиімді трансформаторларды пайдалану мүмкіндігі көрсетілді.

Тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде электр қауіпсіздігі, өрт қауіпсіздігі, өнеркәсіптік санитария мәселелері қарастырылып, цехтың электр жарықтандыру қондырғыларының есептелуі орындалды.

## **АННОТАЦИЯ**

В дипломной работе выполнен расчет системы электроснабжения Кентауского трансформаторного завода.

Выполнен полный расчет электрических нагрузок; обоснованы схемы внешнего и внутреннего электроснабжения; месторасположение, типы и мощности трансформаторных подстанций; выбрана коммутационная и защитная аппаратура. В спецчасти дипломной работы произведена модернизация подстанции, представлена возможность применения энергоэффективных трансформаторов.

В разделе безопасности жизнедеятельности представлены сведения по электробезопасности, пожаробезопасности, промышленной санитарии; произведены расчеты электроосветительной установки цеха.

## **ABSTRACT**

In degree work, the calculation of the electric power supply system of Kentau transformer plant was performed.

Full calculation of electric loads was performed; schemes of external and internal electric power supply was justified; location, types and capacities of transformer substations were determined; the switching and protective equipment was chosen. In the special part of the degree work, the modernization of the substation was carried out, and the possibility of using energy-efficient transformers was presented.

The section of life safety contains information on electric safety, fire safety, industrial hygiene, calculations of the electric lighting installation of the workshop.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1	Расчет системы электроснабжения Кентауского трансформаторного завода	8
1.1	Исходные данные для расчета	8
1.2	Расчет электрических нагрузок КТЗ	9
1.2.1	Расчет осветительной нагрузки	10
1.2.2	Расчет электрических нагрузок по заводу	12
1.2.3	Определение числа и мощности цеховых трансформаторов	16
1.2.4	Компенсация реактивной мощности	17
1.2.5	Предварительное распределение низковольтных нагрузок по цеховым ТП	18
1.2.6	Расчет высоковольтных нагрузок	20
1.2.7	Определение мощности высоковольтных батарей конденсаторов	20
2	Модернизация подстанции АО «КТЗ»	24
2.1	Установка ячеек напряжением 6-10кВ серии КРУ 38-12 «Баксы»	24
2.2	Вакуумные выключатели VS1 и ZN73-12	25
2.3	Трансформаторы тока ТОЛ-10	27
2.4	Заземляемые трансформаторы напряжения ЗНОЛП	27
2.5	Высоковольтный заземлитель JN15-12 переменного тока	28
2.6	Блоки цифровой релейной защиты и автоматики серии «ЭРА-100»	29
2.7	Цифровое устройство защиты от дуговых замыканий	30
2.8	Применение энергоэффективных трансформаторов	32
2.9	Расчет эффективности мероприятий по замене на энергоэффективные	36
3	Безопасность жизнедеятельности	43
3.1	Организация охраны труда на предприятии	43
3.2	Вредные факторы	44
3.3	Пожаробезопасность	45
3.4	Электробезопасность	47
	Заключение	48
	Список использованной литературы	49

## ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение надежностью и экономичностью электроэнергии промышленных предприятий надлежащим качеством в соответствии с графиком потребления является важнейшей задачей. Системы электроснабжения промышленных предприятий проектируются для обеспечения электроэнергией промышленных электрических приемников, к которым можно отнести электрические машины различных машин и механизмов, электросварочные, осветительные установки и др.

Инженерное проектирование стало моделью будущей системы электроснабжения, составляющая схемы, чертежи, таблицы и описания, которые разработаны в результате логического анализа начальных данных и на основе расчетов, а также сравнения различных вариантов. Система электроснабжения, как в схемах, также и в конструктивных чертежах должна предусматривать без существенных капитальных ее реконструкций, а также возможность роста электроснабжения объектами промышленного предприятия. Схема электроснабжения предприятия должна выполняться так, чтобы все элементы находились постоянно под нагрузкой, и при аварии либо плановом ремонте находящиеся в работе элементы могли принять на себя нагрузку, тем самым обеспечив после необходимых коммутационных переключений работоспособное функционирование основных ключевых производств предприятия.

Одной из важных задач развития электроэнергетики является разработка, построение рациональных систем электроснабжения. Данной задаче можно непосредственно отнести проектирование системы электроснабжения предприятия, включающее рациональный выбор всех оборудования системы электроснабжения, правильный выбор рационального напряжения внешнего и внутреннего электроснабжения, определение рационального места расположения ГРП (главной распределительной подстанции) и КУ (компенсирующих устройств); выбор рациональной схемы питания и аппаратуры с учетом категории надежности электроснабжения по ПУЭ.

Разработанная система электроснабжения предприятия должна быть гибкой, при этом допускать постоянное развитие технологий, возможность роста мощности предприятия, а также допускать изменение производственных (технологических) условий, и удовлетворять требованиям необходимой надежности, экономичности производства и безопасности обслуживания.

# 1 Расчет системы электроснабжения Кентауского трансформаторного завода

АО «Кентауский трансформаторный завод» (КТЗ) – ведущее предприятие в Казахстане по производству трансформаторного оборудования. На предприятии ведутся работы по расширению промышленной инфраструктуры, в частности по строительству нового завода по выпуску силовых трансформаторов высокого напряжения (до 500кВ) в г. Туркестане, что является весьма перспективным в связи с развитием Туркестанской области.

Заказчиками АО «Кентауский трансформаторный завод» на протяжении многих лет являются такие компании, как АО «КазТрансОйл», АО «РД КазМунайГаз», АО «АЖК», АО «КазТрансГаз», АО «ИнтергазЦентральнаяАзия» и многие другие.

В дипломной работе рассматриваются система электроснабжения КТЗ, а также возможность проектирования энергоэффективных трансформаторов.

## 1.1 Исходные данные для расчета

Питание КТЗ можно осуществить от подстанции энергосистемы, на которой предполагается установить два силовых трансформатора, мощностью каждого по 16 МВА, напряжением питания 115/10,5 кВ, либо глухой отпайкой от двухцепной линии электропередачи (ЛЭП) 35 кВ. Мощность системы примем 500 МВА, мощность к.з. в точке отпайки примем 400 МВА, на стороне  $U=115$  кВ подстанции энергосистемы примем 800 МВА.

Расстояние от подстанции энергосистемы до КТЗ составляет 7 км, от ЛЭП-35кВ расстояние составит 4 км, завод работает в две смены.

Таблица 1.1 – Сведения об электрических нагрузках по цехам КТЗ

Наименование	Кол-во ЭП, п	Установленная мощность, кВт	
		1-го ЭП, $P_n$	$\sum P_n$
1. Сварочно-заготовительный цех	125	1-40	2600
2. Намоточно-сборочный цех	24	1-30	420
3. Цех производства шкафных конструкций	72	10-45	2300
4. Цех сухих трансформаторов	52	3-42	1500
5. Компрессорная			
А) 0,4 кВ	45	10-48	1400
Б) СД 10 кВ	4	630	2520
6. Конденсатная	21	10-30	350

Продолжение таблицы 1.1

Наименование	Кол-во ЭП, n	Установленная мощность, кВт	
		1-го ЭП, $P_n$	$\Sigma P_n$
7. НИИ	35	1-40	600
8. Цех по изготовлению проводов	24	10-32	300
9. Столовая	22	10-40	550
10. Заводоуправление	30	1-12	200
11. Электро-механический цех	36	1-25	400
12. Энергоцех	25	10-40	410
13. Ремонтно-строительный цех	44	4-75	300
14. Прачечная	14	1-18	160

## 1.2 Расчет электрических нагрузок КТЗ

Основой рационального решения комплекса технико-экономических вопросов при проектировании системы электроснабжения КТЗ является корректное определение ожидаемых электрических нагрузок. Расчет электрических нагрузок является первым начальным этапом проектирования любой системы электроснабжения, т.к. величина значений электрических нагрузок определяет выбор всех элементов, а также технико-экономические показатели проектируемой системы электроснабжения. От корректности оценки ожидаемых нагрузок зависят средства на капитальные затраты на электроснабжение, расход металла, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы. Последствием ошибок (также расхождение эксплуатационных расходов от проектных) при определении электрических нагрузок является ухудшение технико-экономических показателей предприятия.

Электрическая нагрузка описывает потребление электроэнергии отдельными приемниками/группой приемников в цехе/цехом/заводом в целом. При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий основными являются: активная мощность  $P$ , реактивная мощность  $Q$  и ток  $I$ . В расчетах систем электроснабжения предприятий используют:

- средняя нагрузка за наиболее загруженную смену для определения расчетной нагрузки и расхода электроэнергии;
- расчетный получасовой максимум активной и реактивной мощностей или токов для выбора элементов систем электроснабжения по нагреву, отклонению напряжения и экономическим соображениям;
- пиковый ток для определения колебаний напряжения, выбора устройств защиты и их уставок.

### 1.2.1 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки КТЗ при определении нагрузки всего предприятия производится по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса.

Расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену:

$$P_{p.o} = K_{c.o.} \times P_{y.o.}, \quad (1.1)$$

$$Q_{p.o.} = \operatorname{tg} \varphi_o \times P_{p.o.}, \quad (1.2)$$

где  $K_{c.o.}$  - коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{y.o.}$  - установленная мощность приемников освещения по цеху, определяется по удельной осветительной нагрузке на  $1 \text{ м}^2$  поверхности пола и известной производственной площади:

$$P_{y.o} = \rho_0 \times F, \quad (1.3)$$

где  $F$  – площадь производственного помещения,  $\text{м}^2$ ;

$\rho_0$  – удельная расчетная мощность кВт на  $1 \text{ м}^2$ .

Расчет осветительной нагрузки проводится в следующей последовательности:

1) По генеральному плану предприятия замеряется и вычисляется с учетом масштаба генплана длина и ширина каждого производственного помещения, и территория предприятия в метрах;

2) Вычисляется площадь освещаемой поверхности для каждого производственного помещения, площадь наружного освещения территории вычисляется как разность площади всей территории предприятия и суммы площадей, занятых производственными помещениями;

3) Для каждого цеха и территории предприятия выбирается удельная плотность осветительной нагрузки на  $1 \text{ м}^2$  и вычисляется установленная мощность приемников освещения по (1.3);

4) Определяется в зависимости от объекта освещения коэффициент спроса осветительной нагрузки и вычисляется расчетная осветительная нагрузка по (1.1).

Для КТЗ:

$$P_{y.o.} = 0,017 \times 23333,71 = 396,67 \text{ кВт},$$

$$P_{p.o} = 0,95 \times 396,67 = 376,84 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.o} = 376,84 \times 0,5 = 188,42 \text{ кВар}.$$

Аналогично для остальных цехов, все расчетные данные сведены в таблицу 1.2.

**Таблица 1.2 – Таблица расчета осветительной нагрузки**

Наименование производственных помещений	Размеры помещений, м х м	Площадь помещения, м <sup>2</sup>	$\rho_0$ , кВт/м <sup>2</sup>	$\cos\varphi_0$ /tg $\varphi_0$	$K_{CO}$	$P_{уст.о.}$ кВт	Расчетная мощность		R, мм	$\alpha$ , град.
							$P_{P.O.}$ , кВт	$Q_{P.O.}$ , кВАР		
Сварочно-заготовительный цех	(120,83x166,67)+ +(45,83x16,67)+ +(16,67x145,83)	23333,71	0,017	0,9/0,5	0,95	396,67	376,84	188,42	23,0	91,1
Намоточно-сборочный цех	87,5x29,17	2552,38	0,012	0,9/0,5	0,6	30,63	18,38	9,19	9,3	29,8
Цех производства шкафов конструкций	33,33x87,5	2916,38	0,017	0,9/0,5	0,95	49,58	47,10	23,55	21,7	16,0
Цех сухих трансформаторов	83,33x29,17	2430,74	0,017	0,9/0,5	0,95	41,32	39,26	19,63	17,5	19,5
Компрессорная	66,67x25	1666,75	0,015	0,9/0,5	0,95	25,00	23,75	11,88	20,7	8,9
Конденсатная	54,17x25	1354,25	0,015	0,9/0,5	0,95	20,31	19,30	9,65	10,3	26,6
НИИ	(100x141,67)- -(62,5x58,3)	10520,84	0,020	0,9/0,5	0,8	210,42	168,33	84,17	12,4	117,4
Цех по изготовлению проводов	125x29,17	3646,25	0,018	0,9/0,5	0,95	65,63	62,35	31,18	7,3	112,3
Столовая	54,17x95,83	5191,11	0,010	0,9/0,5	0,6	51,91	31,15	15,57	11,8	31,3
Заводоуправление	112,5x37,5	4218,75	0,020	0,9/0,5	0,7	84,38	59,06	29,53	7,1	121,5
Электро-мех. цех	200x25	5000	0,015	0,9/0,5	0,95	75,00	71,25	35,63	7,8	116,6
Энергоцех	200x25	5000	0,012	0,9/0,5	0,6	60,00	36,00	18,00	9,1	55,3
Ремонтно-строительный цех	58,33x25	1458,25	0,015	0,9/0,5	0,95	21,87	20,78	10,39	6,8	42,6
Прачечная	50x16,7	835	0,010	0,9/0,5	0,7	8,35	5,85	2,92	4,9	27,9
Территория	633,33x404,17– - 91583,41	164389,58	0,002	0,9/0,5	1,0	328,78	328,78	164,39		
Итого							1476,74	738,37		

II

### 1.2.2 Расчет электрических нагрузок по заводу

Средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждой характерной подгруппы электроприемников (ЭП):

$$P_{CM} = K_{И} \cdot P_{Н} \quad (1.4)$$

Коэффициент использования  $K_{И}$  определяется по справочным таблицам.

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждой характерной подгруппы ЭП:

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1.5)$$

Также необходимо посчитать эффективное число ЭП  $n_{Э}$  для данного расчетного узла питания. Далее следуют упрощенные способы определения  $n_{Э}$ .

При  $m = \frac{P_{НОМ.МАКС}}{P_{НОМ.МИН}} \leq 3$  - эффективное число ЭП принимается равным их фактическому числу:  $n = n_{Э}$ ;

При  $m \geq 3$  и групповом коэффициенте  $K_{И} > 0,2$  эффективное число ЭП:

$$n_{Э} = \frac{2 \cdot \sum_{НОМ}^n P_{НОМ}}{P_{НОМ.МАКС}} \quad (1.6)$$

В случае, когда найденное  $n_{Э}$  оказывается больше фактического числа ЭП  $n$ , то следует принять  $n = n_{Э}$ .

Максимальная активная получасовая нагрузка от силовых ЭП узла:

$$P_{M} = K_{M} \cdot P_{CM} \quad (1.7)$$

Максимальная реактивная получасовая нагрузка от силовых ЭП узла:

- при  $m > 3$ ,  $n_{Э} = \frac{2 \cdot \sum_{НОМ}^n P_{НОМ}}{P_{НОМ.МАКС}} < 4$ , для ЭП длительного режима –  $Q_{M} = 0,75 P_{Н}$  ( $\cos \varphi = 0,8$ ) и для ЭП повторно-кратковременного режима (ПКР)  $Q_{M} = Q_{CM}$ ;

- при  $m > 3$ ,  $n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot \sum_{\text{ном}}^n P_{\text{ном}}}{P_{\text{ном.макс}}} > 4$ , если  $n_{\text{э}} < 10$  –  $Q_M = 1,1 Q_{\text{см}}$ , если  $n_{\text{э}} > 10$  –  $Q_M = Q_{\text{см}}$ .

Максимальная полная нагрузка расчетного узла питания:

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} \quad (1.8)$$

Расчетный максимальный ток:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (1.9)$$

Расчетные данные полной нагрузки сведены в таблицу 1.3.

**Таблица 1.3 – Сводная таблица полной нагрузки на 0,4 кВ**

Наименование цехов	n	Установленная мощность		M	K <sub>и</sub>	$\frac{\cos \varphi}{\text{tg} \varphi}$	Средние мощности		n <sub>Э</sub>	K <sub>М</sub>	Расчетные нагрузки			I <sub>р, А</sub>
		P <sub>Н min</sub> , кВт	ΣP <sub>Н</sub> , кВт				P <sub>СМ</sub> , кВт	Q <sub>СМ</sub> , кВар			P <sub>Р</sub> , кВт	Q <sub>Р</sub> , кВт	S <sub>Р</sub> , кВА	
Сварочно-заготовительный цех а) силовая б) осветительная	125	1÷40	2600	> 3	0,4	0,7/ 1,02	1040	1060,8	125	1,07	1112,8 376,84	1060,8 188,42		
Итого											1489,64	1249,22	1944,11	2953,77
Намоточно-сборочный цех а) силовая б) осветительная	24	1÷30	420	> 3	0,4	0,8/ 0,75	168	126	24	1,21	203,28 18,38	126 9,19		
Итого											221,66	135,19	259,63	394,4673
Цех производства шкафных конструкций а) силовая б) осветительная	72	10÷45	230 0	> 3	0,4	0,75/ 0,88	920	809,6	72	1,10	1012 47,10	809,6 23,55		
Итого											1059,10	833,15	1347,53	2047,36
Цех сухих трансформаторов а) силовая б) осветительная	52	3÷42	150 0	> 3	0,4	0,75/ 0,88	600	528	52	1,14	684 39,26	528 19,63		
Итого											723,26	547,63	907,19	1378,34

Продолжение таблицы 1.3

Наименование цехов	п	Установленная мощность		М	К <sub>и</sub>	$\frac{\cos\varphi}{tg\varphi}$	Средние мощности		п <sub>э</sub>	К <sub>м</sub>	Расчетные нагрузки			I <sub>p</sub> , А
		P <sub>Н min</sub> , кВт	ΣP <sub>Н</sub> , кВт				P <sub>см</sub> , кВт	Q <sub>см</sub> , кВар			P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВт	S <sub>p</sub> , кВА	
Компрессорная а) силовая б) осветительная	45	10÷48	1400	>3	0,6	0,8/ 0,75	840	630	45	1,11	932,4 23,75	630 11,88		
Итого											956,15	641,88	1151,62	1749,71
Конденсатная а) силовая б) осветительная	21	10÷30	350	≥3	0,6	0,8/ 0,75	210	157,5	21	1,15	241,5 19,30	157,5 9,65		
Итого											260,80	167,15	309,77	470,64
НИИ а) силовая б) осветительная	35	1÷40	600	>3	0,5	0,8/ 0,75	300	225	30	1,16	348 168,33	225 84,17		
Итого											516,33	309,17	601,82	914,37
Цех по изготовлению проводов а) силовая	24	10÷32	300	>3	0,35	0,7/ 1,02	105	107,1	19	1,31	137,55	107,1		
Прачечная а) силовая б) осветительная	14	1÷18	160	>3	0,3	0,7/ 1,02	48	48,96	14	1,45	69,6 5,85	48,96 2,92		
Итого Освещение территории Итого по заводу											8206,01 328,78 8391,82	5662,63 164,39 5755,53	10175,89	15460,67

### 1.2.3 Определение числа и мощности цеховых трансформаторов

При выборе мощности трансформаторов в системе электроснабжения (не считая вспомогательных) следует стремиться к применению не более двух-трех стандартных мощностей. Тем самым облегчается замена поврежденных трансформаторов и это ведет к сокращению складского резерва трансформаторов. Желательно устанавливать трансформаторы одинаковой мощности.

Минимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{T.min} = \frac{P_{p0.4}}{K_2 \times S_{H.T.}} + \Delta N \quad (1.10)$$

Полученное значение  $N_{T.min}$  округляется до ближайшего большего целого числа.

$$N_{T.min} = \frac{8391,82}{0,7 \times 1000} = 11,99 + 0,01 = 12$$

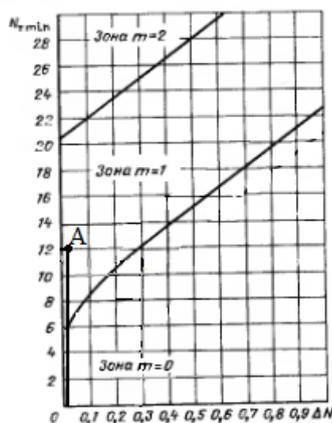
Экономически целесообразное число трансформаторов:

$$N_{TЭ} = N_{T.min} + m, \quad (1.11)$$

где  $m$ -дополнительное число трансформаторов.

Из рисунка 1 определяется значение  $m$  равное 1:

$$N_{TЭ} = 12 + 1 = 13$$



**Рисунок 1.1 – Зоны для определения дополнительного числа трансформаторов**

Выбираем к установке трансформатор: ТМ-1000/10  $S_{НОМ}=1000$ кВА, ВН-10, НН-0,4,  $P_x=2,45$ кВт,  $P_k=11$ кВт,  $U_k=5,5\%$ ,  $I_x=1,4\%$ .

### 1.2.4 Компенсация реактивной мощности

Мощность низковольтных конденсаторных батарей:

$$Q_{НБК} = Q_{НБК1} + Q_{НБК2} \quad (1.12)$$

$$Q_{НБК1} = Q_{p0,4} - Q_1 \quad (1.13)$$

$$Q_1 = \sqrt{(N_{ТЭ} \times K_3 \times S_{Н.Г.})^2 - P_{p0,4}^2} \quad (1.14)$$

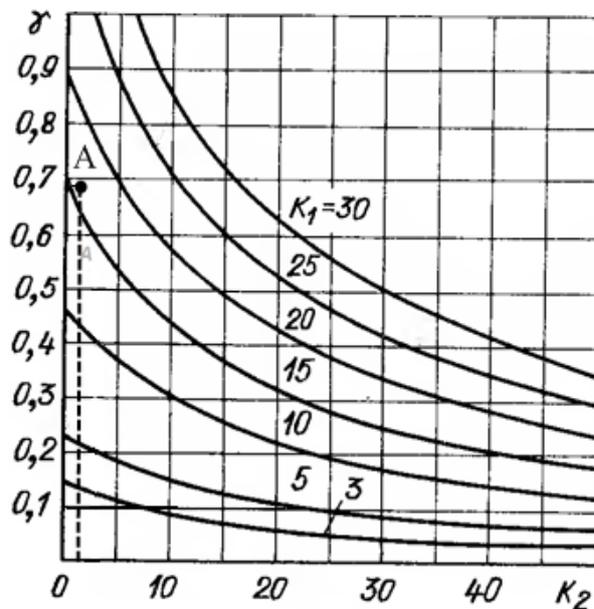
$$Q_{НБК2} = Q_{p0,4} - Q_{НБК1} - \gamma \times N_{ТЭ} \times S_{Н.Г.} \quad (1.15)$$

$$Q_1 = \sqrt{(13 \times 0,7 \times 1000)^2 - 8391,82^2} = 3519,56 \text{ кВар}$$

$$Q_{НБК1} = 5755,53 - 3519,56 = 2235,97 \text{ кВар}$$

Значение  $\gamma$  определяется из рисунка 2, для значений  $K_1 = 16$ , а  $K_2 = 2$ ,  $l = 0,07$  км, принимаем  $\gamma = 0,68$ , отсюда

$$Q_{НБК2} = 5755,53 - 2235,97 - 0,68 \cdot 13 \cdot 1000 = -4930,44 \text{ кВар}$$



**Рисунок 1.2 – Кривые определения коэффициента  $\gamma$  для магистральной схемы питания трансформаторов**

**Таблица 1.4 – Значение удельного коэффициента потерь  $K_1$**

Объединенная энергосистема	Число рабочих смен	Расчетная стоимость потерь $C_0$ , тенге/кВт	Удельный коэффициент потерь $K_1$
Казахстана	1	76	17
	2	80	16
	3	87	14

**Таблица 1.5 – Значение коэффициента  $K_2$**

Мощность трансформатора $S_T$ , кВА	Коэффициент $K_2$ при длине питающей линии $l$ , км				
	до 0,5	0,5-1	1-1,5	1,5-2	выше 2
400	2	4	7	10	17
630	2	7	10	15	27
1000	2	7	10	15	27
1600	3	10	17	24	40
2500	5	16	26	36	50

Так как  $Q_{НБК2} < 0$ , то принимаем его равным 0.

$$Q_{НБК} = Q_{НБК1} = 2235,97 \text{ кВар}$$

$$Q_{НБК \text{ ТП}} = \frac{Q_{НБК}}{N_{ТЭ}}, \quad (1.16)$$

$$Q_{НБК \text{ ТП}} = \frac{2235,97}{13} = 172 \text{ кВар.}$$

Выбираем комплектные конденсаторные установки:  
УК-0,38-150-У3, мощностью 150 кВар.

### 1.2.5 Предварительное распределение низковольтных нагрузок по цеховым ТП

**Таблица 1.6 – Распределение низковольтных нагрузок по цеховым ТП**

№ ТП ( $S_{н \text{ тр}}$ ) $Q_{НБК}$	№ цехов	$P_{p 0,4}$ , кВт	$Q_{p 0,4}$ , кВАР	$S_{p 0,4}$ , кВА	$k'_3$
ТП1-ТП3 ( $5 \times 1000$ )	1	1489,64	1249,22		
	8	956,15	641,88		
	10	516,33	309,17		
	11	199,9	138,28		
$Q_{НБК} = 5 \times 150 = 750$			-750		

Продолжение таблицы 1.6

Итого:		3162,02	1588,55	3538,62	0,71
ТП4- ТП5 (3 × 1000)	2	221,66	135,19		
	9	260,8	167,15		
	12	358,4	183,32		
$Q_{\text{нбк}} = 3 \times 150 = 450$	13	175,06	104,53		
	14	220,05	158,03		
	15	234,44	141		
	16	175,58	111,37		
	17	75,45	51,88		
	тер	328,78	164,39		
			-450		
Итого:		2050,22	766,86	2188,94	0,73
ТП6- ТП8 (5 × 1000)	3	1029,75	534,88		
	4	1059,1	833,15		
	5	149,71	101,86		
	6	723,26	547,63		
	7	339,61	243,55		
			-750		
$Q_{\text{нбк}} = 5 \times 150 = 750$					
Итого:		3301,43	1511,07	3630,81	0,73

Распределение  $Q_{\text{нбк}}$  пропорционально реактивным нагрузкам ТП:

$$Q_{\text{р.нбк тп1-тп3}} = \frac{Q_{\text{нбк}} \cdot Q_{\text{р.тп1-тп3}}}{Q_{\text{р 0,4}}} = \frac{2235,97 \cdot 2338,55}{5755,53} = 908,5 \text{ кВар,}$$

$$Q_{\text{р.нбк тп4-тп5}} = \frac{Q_{\text{нбк}} \cdot Q_{\text{р.тп4-тп5}}}{Q_{\text{р 0,4}}} = \frac{2235,97 \cdot 1216,86}{5755,53} = 472,74 \text{ кВар,}$$

$$Q_{\text{р.нбк тп6-тп8}} = \frac{Q_{\text{нбк}} \cdot Q_{\text{р.тп6-тп8}}}{Q_{\text{р 0,4}}} = \frac{2235,97 \cdot 2261,07}{5755,53} = 878,4 \text{ кВар.}$$

Таблица 1.7 – Распределение  $Q_{\text{нбк}}$  пропорционально  $Q_{\text{р}}$  ТП

№ ТП	$Q_{\text{р тп}}, \text{кВАР}$	$Q_{\text{р нбк тп}}, \text{кВАР}$	$Q_{\text{факт нбк}}, \text{кВАР}$	$Q_{\text{нескомпенс}}, \text{кВАР}$
ТП1-ТП3	2338,55	908,5	$5 \times 150 = 750$	1588,55
ТП4- ТП5	1216,86	472,74	$3 \times 150 = 450$	766,86
ТП6- ТП8	2261,07	878,4	$5 \times 150 = 750$	1511,07

### 1.2.6 Расчет высоковольтных нагрузок

Расчет синхронных двигателей (СД):

$$P_p = P_n \cdot K_3 \cdot N, \quad (1.17)$$

$$Q_p = P_n \cdot K_3 \cdot N \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (1.18)$$

Компрессорная: СД 10 кВ

$$P_p = 630 \cdot 0,85 \cdot 4 = 2142 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 2142 \cdot 0,62 = 1328,04 \text{ кВАР}.$$

### 1.2.7 Определение мощности высоковольтных батарей конденсаторов

Мощность высоковольтных батарей конденсаторов (ВБК):

$$Q_{ВБК} = Q_{\Sigma} + Q_{СД} + Q_{НБК} - Q_{P_{\Sigma}} - Q_{p_{0,4}} - \Delta Q_{III}, \quad (1.19)$$

$$Q_{\Sigma} = (0,23 \div 0,25) \cdot \sum P_p = 0,24 \cdot (\Delta P_{p_{0,4}} + \Delta P_{III} + P_{p_{сд}}), \quad (1.20)$$

$$Q_{p_{\Sigma}} = 0,1 \cdot \sum Q_p = 0,1 \cdot (Q_{p_{0,4}} + \Delta Q_{III}), \quad (1.21)$$

$$\Delta P_{III} = (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2) \cdot N, \quad (1.22)$$

$$\Delta Q_{III} = \left( \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{nm} + \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{nm} \cdot K_3^2 \right) \cdot N, \quad (1.23)$$

$$\Delta P_{III1-III3} = (2,45 + 11 \cdot 0,71^2)5 = 39,98 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{III4-III5} = (2,45 + 11 \cdot 0,73^2)3 = 24,94 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{III6-III8} = (2,45 + 11 \cdot 0,73^2)5 = 41,56 \text{ кВт},$$

$$\sum \Delta P_{III} = 39,98 + 24,94 + 41,56 = 106,48 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{III1-III3} = \left( \frac{1,4}{100} \cdot 1000 + \frac{5,5}{100} \cdot 1000 \cdot 0,71^2 \right) \cdot 5 = 208,63 \text{ квар,}$$

$$\Delta Q_{III4-III5} = \left( \frac{1,4}{100} \cdot 1000 + \frac{5,5}{100} \cdot 1000 \cdot 0,73^2 \right) \cdot 3 = 129,93 \text{ квар,}$$

$$\Delta Q_{III6-III8} = \left( \frac{1,4}{100} \cdot 1000 + \frac{5,5}{100} \cdot 1000 \cdot 0,73^2 \right) \cdot 5 = 216,55 \text{ квар,}$$

$$\sum \Delta Q_{III} = 208,63 + 129,93 + 216,55 = 555,11 \text{ квар,}$$

$$Q_{P_{\text{рез}}} = 0,1 \cdot (5755,53 + 555,11) = 631,06 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{э}} = 0,24 \cdot (8391,82 + 106,48 + 2142) = 2553,67 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{ВБК}} = 2553,67 + 1328,04 + 1950 - 631,06 - 5755,53 - 555,11, \\ = -1109,99 \text{ кВАФ.}$$

Выбираем комплектные ВКБ: УКЛ-10,5-450 УЗ

Итоговые расчеты заносим в таблицу 1.8.

**Таблица 1.8 – Расчет уточненной мощности по заводу**

№ТП	№	п	Установленная мощность		ки	Средняя мощность		пэ	Км	Расчетная мощность			Кз
			Pmin-Pmax	ΣPn		Pсм, кВт	Qсм, квар			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП1-ТП3 (5x1000)	1	125	1-40	2600	0,4	1040	1060,8						
	8	45	10-48	1400	0,6	840	630						
	10	35	1-40	600	0,5	300	225						
	11	24	10-32	300	0,35	105	107,1						
силовая		229	1-48	4900	0,47	2285	2022,9	204	1	2285	2022,9		
осветительная										631,27	315,64		
Qнбк											-750		
Итого										2916,27	1588,5	3320,86	0,66
ТП4- ТП5 (3x1000)	2	24	1-30	420	0,25	2750	3217,5						
	9	21	10-30	350	0,6	210	157,5						
	12	22	10-40	550	0,5	275	167,5						
	13	30	1-12	200	0,5	100	75						
	14	36	1-25	400	0,3	120	122,4						
	15	25	10-40	410	0,4	164	123						
	16	44	4-75	300	0,3	90	91,8						
	17	14	1-18	160	0,3	48	48,96						
силовая		216	1-75	2790	0,42	1175	912,16	74	1,12	1316	912,16		
осветительная										261,76	130,88		
осв. тер										328,78	164,39		
Qнбк											-450		
Итого										1906,54	757,43	2051,49	0,68

Продолжение таблицы 1.8

№ТП	№	п	Установленная мощность		ки	Средняя мощность		пэ	Км	Расчетная мощность			Кз
			P <sub>min</sub> - P <sub>max</sub>	ΣP <sub>n</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
ТП6-ТП8	3	25	20-80	1600	0,5	800	488						
(5x1000)	4	72	10-45	2300	0,4	920	809,6						
	5	23	1-20	250	0,4	100	88						
	6	52	3-42	1500	0,4	600	528						
	7	35	3-40	500	0,5	250	220						
силовая		207	1-80	6150	0,43	2670	2133,6	154	1,05	2803,5	2133,6		
осветительная										254,93	127,46		
Q <sub>нбк</sub>											-750		
Итого										3058,43	1511,06	3411,35	0,68
Итого на шинах 0,4кВ										7881,24	3857,03		
ΣP <sub>ТП</sub> , ΣQ <sub>ТП</sub>										106,48	555,11		
Нагрузка 0,4 приведенная к шине 10кВ										7987,72	4412,14		
ЦВХУ: СД 10 кВ	8	4	630	2520						2142	-1328,04		
ВБК (2x450)											-900		
ВСЕГО ПО ЗАВОДУ										10129,72	2184,10	10362,51	

23

## 2 Модернизация подстанции АО «КТЗ»

### 2.1 Установка ячеек напряжением 6-10 кВ серии КРУ 38-12 «Баксы»

Ячейка КРУ 38 -12 «Баксы» предназначена для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц напряжением 6-10 кВ в системах с изолированной или заземлённой, через дугогасящий реактор, нейтралью (рис.2.1).

Ячейки КРУ 38-12 «Баксы» используются для комплектации распределительных устройств (РУ) напряжением 6 и 10 кВ, подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции КТП 35/6-10 кВ, 110/6-10кВ и др. с нижним напряжением 6-10 кВ. Встроенные в ячейки средства цифровой релейной защиты и автоматики позволяют организовать дистанционный мониторинг, контроль и оперативное управление перераспределением электроэнергии.

Ячейка КРУ 38-12 «Баксы» состоит из стационарного корпуса и выдвижной части (выкатной тележки, с вакуумным выключателем)



**Рисунок 2.1 – Общий вид ячеек КРУ 38-12 «Баксы»**

Ячейки КРУ 38-12 «Баксы» имеют ряд преимуществ перед ранее выпускавшимися:

- Корпус ячейки двухстороннего обслуживания со средним расположением вакуумного выключателя.
- Унифицированная конструкция (имеет повышенную надежность в эксплуатации и позволяет применение современных высоковольтных коммутационных аппаратов вакуумных выключателей ведущих производителей НЕАГ, АBB, Siemens, Шнейдер-Электрик);
- Возможность выполнения релейной защиты на многофункциональных, малогабаритных, высоконадежных цифровых блоках;
- Повышенная эксплуатационная безопасность (за счет применения надежных блокировок коммутационных высоковольтных аппаратов от

ошибочных действий персонала при оперативных переключениях и ремонтных работах);

- Безопасный доступ к вторичным цепям ячейки без снятия высокого напряжения;

- Ширина ячейки 650 мм (что позволяет значительно сократить площади под размещение КРУ).

## 2.2 Вакуумные выключатели VS1 и ZN73-12

В комплектно-распределительных установках монтируются вакуумные выключатели VS1 или ZN73-12 (рис.2.2), технические характеристики приведены в таблице 2.1.



Рисунок 2.2 – Общий вид вакуумного выключателя VS1

Таблица 2.1 – Технические параметры вакуумных выключателей

Наименование параметра		Ед.изм.	VS1	ZN73-12
Наибольшее рабочее напряжение		кВ	12	
Электрическая прочность изоляции	Испытательное напряжение промышленной частоты 50Гц	кВ	42	
	Испытательное напряжение полного грозового разряда	кВ	75	
Номинальная частота		Гц	50	
Номинальный ток		А	630, 1000, 1250, 1600, 2500, 3150, 4000	
Ток размыкания симметричного КЗ		кА	16, 20, 25, 31,5, 40, 50	20, 25, 31,5, 40, 50
Номинальное пиковое значение допустимого сквозного тока		кА	40, 50, 63, 80, 100, 125	50, 63, 80, 100, 125

Продолжение таблицы 2.1

Наименование параметра	Ед.изм.	VS1	ZN73-12
Ток термической стойкости (4с)	кА	16, 20, 25, 31,5, 40, 50	20, 25, 31,5, 40, 50
Номинальный коммутационный цикл		О-0,3с-ВО-180с-ВО	
Механический срок службы	циклов	30000	20000
Время замыкания	мс	≤70	≤65
Время размыкания	мс	≤45	≤75
Время отключения	мс	≤60	≤85
Мощность включающей катушки	ВА	250	196
Мощность отключающей катушки	ВА	250	196

Выключатели вакуумные VS1 и ZN73-12 предназначены для эксплуатации в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц номинальным напряжением 6-10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью в нормальных или аварийных режимах. Оперативные цепи выключателя показаны на рисунке 2.3.

Вакуумные выключатели предназначены для установки в ячейках и рассчитаны на поперечное расположение в ячейке относительно сборных шин. Могут использоваться как при новом строительстве, так и при замене выключателей прежних лет выпуска. Они вписываются в конструкцию существующих ячеек и могут использоваться при разработке новой продукции.

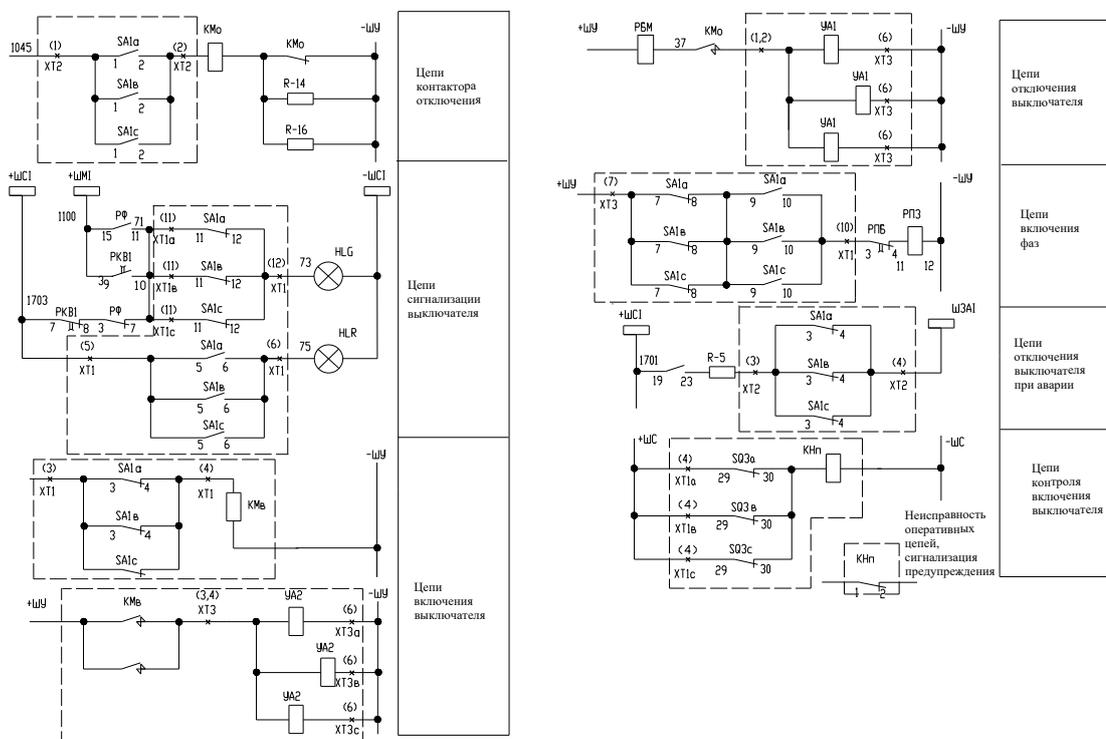


Рисунок 2.3 – Оперативные цепи выключателя

Вакуумные выключатели VS1 HZN73-12 производятся Компанией HEAG (Китай), ведущим производителем КНР в области коммутационных устройств высокого и низкого напряжения. Вакуумный выключатель ZN73-12 был специально разработан для ячеек компактного исполнения шириной 650 мм. Выключатель VS1 традиционного исполнения для ячеек шириной 800 и 1000 мм.

### 2.3 Трансформаторы тока ТОЛ-10

Трансформатор ТОЛ-10 выполнен в виде опорной конструкции, технические характеристики приведены в таблице 2.2. Корпус трансформатора изготовлен из эпоксидного компаунда, который одновременно является главной изоляцией и обеспечивает защиту обмоток от механических и климатических воздействий.

**Таблица 2.2 – Технические характеристики трансформаторов тока ТОЛ-10**

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение	10
Наибольшее рабочее напряжение	12
Номинальный первичный ток, А	10;15;20;30;50;75;100;150;200;300;400;600;800;1000;1500;2000
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальная частота, Гц	50, 60
Число вторичных обмоток	2, 3, 4
Номинальные вторичные нагрузки с коэффициентом мощности $\cos\varphi=0,8$ , ВА - обмотки для измерения - обмотки для защиты	5; 10; 15; 20; 25; 30
Номинальный класс точности: - для измерений и учета - для защиты	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5 5P или 10P
Номинальная предельная кратность Кном вторичной обмотки для защиты, не более	10; 15; 20

### 2.4 Заземляемые трансформаторы напряжения ЗНОЛП

Заземляемые трансформаторы напряжения ЗНОЛП предназначены для установки в комплектные устройства, токопроводы и служат для питания цепей измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических

установках переменного тока частоты 50 или 60 Гц в сетях с изолированной нейтралью, технические характеристики приведены в таблице 2.3.

**Таблица 2.3 – Технические характеристики трансформаторов напряжения ЗНОЛП**

Наименование параметра	ЗНОЛП-6	ЗНОЛП-10	
Класс напряжения, кВ	6	10	
Наибольшее напряжение, КВ	7,2	12	
Номинальное напряжение первичной обмотки, В	6000/ $\sqrt{3}$ 6300/ $\sqrt{3}$ 6600/ $\sqrt{3}$ 6900/ $\sqrt{3}$	10000/ $\sqrt{3}$ 10500/ $\sqrt{3}$ 11000/ $\sqrt{3}$	
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	100/ $\sqrt{3}$ или 110/ $\sqrt{3}$		
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	100/ $\sqrt{3}$ или 100 или 110/ $\sqrt{3}$ или 110		
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, ВА, в классе точности	0,2	30	50
	0,5	50	75
	1,0	75	150
	3,0	200	300
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки, ВА, в классе точности 3, ВА	200	300	
Предельная мощность вне класса точности, ВА	400	630	
Предельный допустимый длительный первичный ток, А	0,11	0,10	
Номинальная частота, Гц	50 или 60		
Испытательное напряжение, КВ, одноминутной промышленной частоты грозового импульса	32	46	
	60	75	
Масса, кг	32±1,5	32±1,5	

## 2.5 Высоковольтный заземлитель JN15-12 переменного тока

Заземлитель выполнен в виде трехполюсного аппарата с пружинным приводом. Подвижные контакты выполнены в виде закрепленных на валу стальных ножей с контактными накладками. Неподвижные контакты находятся непосредственно на спусках шин к месту крепления отходящего кабеля.

Включение и отключение осуществляется с помощью ручного пружинного привода. Управление приводом осуществляется с помощью съемной рукоятки. Включение и отключение происходит от пружинного привода и скорость поворота вала привода не зависит от скорости действия оператора, что позволяет в случае ошибочного включения на кабель,

находящийся под напряжением, обеспечить безопасность персонала и избежать серьезных повреждений в ячейке.

Гнездо привода заземлителя находится на панели ячейки и закрывается подвижным блокиратором, который блокирует отверстие ручки привода, когда вакуумный выключатель находится в рабочем или между рабочим и контрольным положениями.

Технические характеристики JN15-12 приведены в таблице 2.4.

**Таблица 2.4 – Технические характеристики заземлителя JN15-12**

Наименование параметра	Един.	Значение параметра
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	12
Ток термической стойкости (4с)	кА	31,5; 40
Номинальный ток электродинамической стойкости	кА	80; 100
Наименование параметра	Един.	Значение параметра
Расстояние между центрами полюсов	мм	150; 165; 210; 230; 250; 275
Испытательное напряжение промышленной частоты 50Гц	кВ	42 / 49
Испытательное напряжение полного грозового разряда	кВ	75 / 85

## 2.6 Блоки цифровой релейной защиты и автоматики серии «ЭРА-100»

Блоки цифровой Релейной Защиты и Автоматики производятся компанией «SF-ЭРА» (рис.2.3).

Исполнения ЭРА-100 в зависимости от состава входных аналоговых сигналов различаются исполнением модуля трансформаторов. Рекомендуемые области применения исполнений ЭРА-100 приведены в таблице 2.5.

**Таблица 2.5 – Области применения исполнений ЭРА-100**

Код исполнения	Входные аналоговые сигналы	Область применения
ЭРА-100F	IA, IB, IC, 3Io, UA, UB, UC, 3Uo	Линия, трансформатор, двигатель («трех-релейная» схема направленной МТЗ)
ЭРА-100I	IA, IC, UAB, UBC, 3Uo, UBHP / UBC2	Выключатель ввода
ЭРА-100B	IA, IC, UAB, UBC, 3Uo, UBHP / UBC2	Секционный выключатель
ЭРА-100U	UA, UB, UC, 3Uo	Трансформатор напряжения секции

**Таблица 2.6 – Технические параметры терминалов цифровой РЗА серии «ЭРА-100»**

Параметры	Питание
Напряжение оперативного тока	$\sim/\equiv (85\div 265) \text{ В}$
Потребляемая мощность, не более	7 Вт
Время готовности, не более	0,15 с
Устойчивость к прерыванию питания	0,2 с
Дискретные входы	
Количество	10
Уном оперативного тока	$\sim/\equiv 100 \text{ В}$ $\sim/\equiv 220 \text{ В}$
Порог срабатывания, не ниже	0,6 $U_{\text{ном}}$
Входной ток	2,5 мА
Минимальная длительность сигнала	30 мс
Дискретные выходы	
Количество	7
Напряжение коммутации	265В
Ток замыкания и удержания	10А
Связь с АСУ и ПЭВМ	
Интерфэйс связи с ПЭВМ	RS-232
Интерфэйс связи с АСУ	RS-485
Скорость обмена	до 19,2 Кбит/с
Протокол	MODBUS
Конструкция	
Диапазон рабочих температур	
Максимальная влажность	От -40 до +65 <sup>0</sup> С
Основные функции защиты	до 95%
МТЗ – максимальная токовая защита ОЗЗ – защита от однофазных замыканий на землю ЗМН – защита минимального напряжения ЗПН – защита от повышения напряжения ЗОФ – защита от обрыва фаз и несимметрии нагрузки АПВ – автоматическое повторное включение	

## 2.7 Цифровое устройство защиты от дуговых замыканий

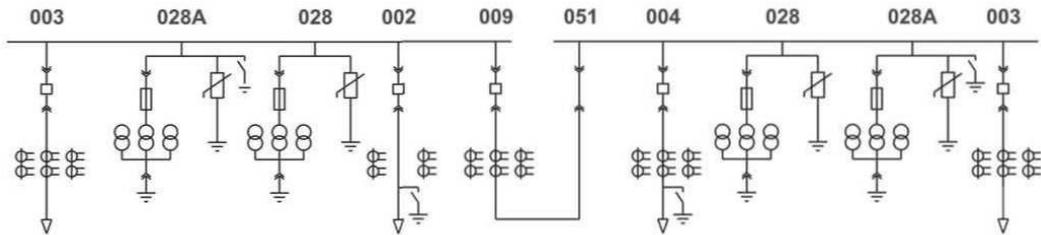
Цифровое устройство защиты от дуговых замыканий «ДУГА-МТ» состоит из следующих объединенных между собой аппаратных компонентов:

- датчиков дугового замыкания (далее - Датчик);
- регистраторов дугового замыкания (далее - Регистратор);

- центрального блока (далее - Блок).

Составные части устройства предназначены для установки в РУ 6-35 кВ.  
Функционально-эксплуатационные особенности устройства:

- распределенно-централизованный принцип построения с формированием селективных воздействий на выключатели РУ;
- селективное действие на выключатели "генерирующих" отходящих присоединений;
- программное назначение входов и выходов Блока с учетом специфики главной схемы РУ;
- определение места повреждения, с локализацией до изолированного отсека защищаемой ячейки;
- контроль положения и исправности цепей управления вводных и секционных выключателей для управления логикой защиты;
- минимизация длины Датчиков за счет установки Регистраторов непосредственно в ячейках РУ;
- реализация защиты от дуговых замыканий при работе Регистраторов с любыми устройствами РЗА без применения Блока;
- возможность включения в АСУ и любые информационно - управляющие системы в качестве подсистемы нижнего уровня.



**Рисунок 2.4 – Вариант компоновки КРУ**

№	001	002	003	004	005	006	007	008	009	010
Схема главных цепей										
Номинальный ток, А	630-3150	630-3150	630-3150	630-3150	630-3150	630-3150	630-3150	630-3150	630-3150	630-3150
Тип выключателя	ZN73	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Тип ТТ	ТОЛ-10	2	2	3	3	2	2	2	3	3
Тип ТН	ЗНОЛП									
Тип предохранителя	XRNP-10/0,5									
Тип заземлителя	JN15 или EK6	1		1		1		1		1
Назначение		ввод, отходящая линия			СЕКЦИОН. (отходящие отводы)					
Примечание										

№	011	012	013	014	015	016	017	018
Схема главных цепей								
Номинальный ток, А	630-3150	630-3150			400-1250	400-1250		630-3150
Тип выключателя	ZN73	1			СЗ СКЗ	СК-3		
Тип ТТ	ТОЛ-10	3						
Тип ТН	ЗНОЛП	2						2
Тип предохранителя	XRNP-10/0,5					3(XRNT-12)		2
Тип заземлителя	JN15 или EK6	1				1		3
Назначение	секц. выкл. (соединение слева)				подстанция	отходящая линия (выкл. нагрузки)		измерение
Примечание								

**Рисунок 2.5 – Схемы главных цепей КРУ**

## 2.8 Применение энергоэффективных трансформаторов

Одним из решений задачи повышения эффективности процессов передачи и потребления электроэнергии является исследование оптимальных режимов использования силовых трансформаторов. Одним из таких способов является использование энергоэффективных трансформаторов с низким коэффициентом загрузки, отличающиеся: оптимальным коэффициентом нагрузки (отсутствие колебаний напряжений в сети, как в первичной, так и во вторичной); высоким коэффициентом мощности (компенсация реактивной мощности); уменьшением мощности потерь холостого хода  $P_x$  (потери в магнитопроводе), связанное с изменением конструкции и материала магнитопровода; уменьшением мощности потерь короткого замыкания  $P_k$  (потери в обмотках).

Проблема снижения потерь в самих трансформаторах очень актуальна для повышения энергоэффективности систем электроснабжения.

Потери в силовых трансформаторах можно разделить на:

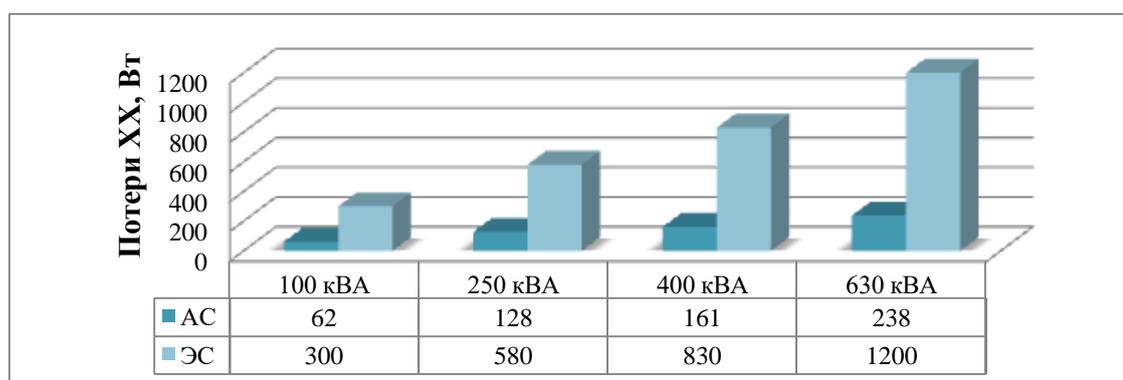
– потери холостого хода, обусловленные, в основном, магнитными процессами в магнитопроводе (условно постоянные, не зависящие от тока нагрузки);

– потери короткого замыкания, обусловленные нагревом обмоток (нагрузочные, зависящие от тока нагрузки).

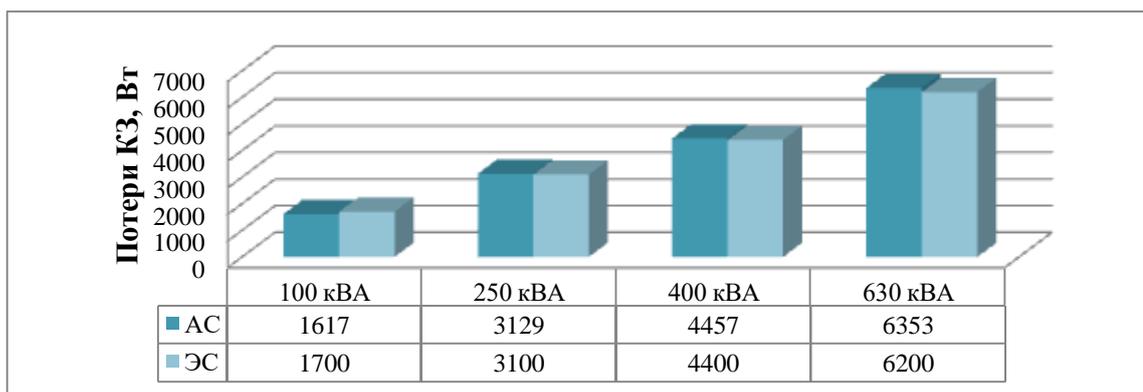
Снижения потерь электроэнергии в силовых трансформаторах в значительной мере можно добиться революционным изменением конструкции трансформатора и материалов, в нем используемых.

В настоящее время производители силовых трансформаторов предлагают достаточно широкий выбор энергоэффективных трансформаторов.

К энергоэффективным относятся трансформаторы с аморфным сердечником. Нанокристаллический (аморфный) сплав имеет превосходные электрические и прочностные характеристики.



**Рисунок 2.6 – Сопоставительный анализ потерь XX трансформаторов (с сердечником из аморфной стали (АС) и из электротехнической стали (ЭС))**

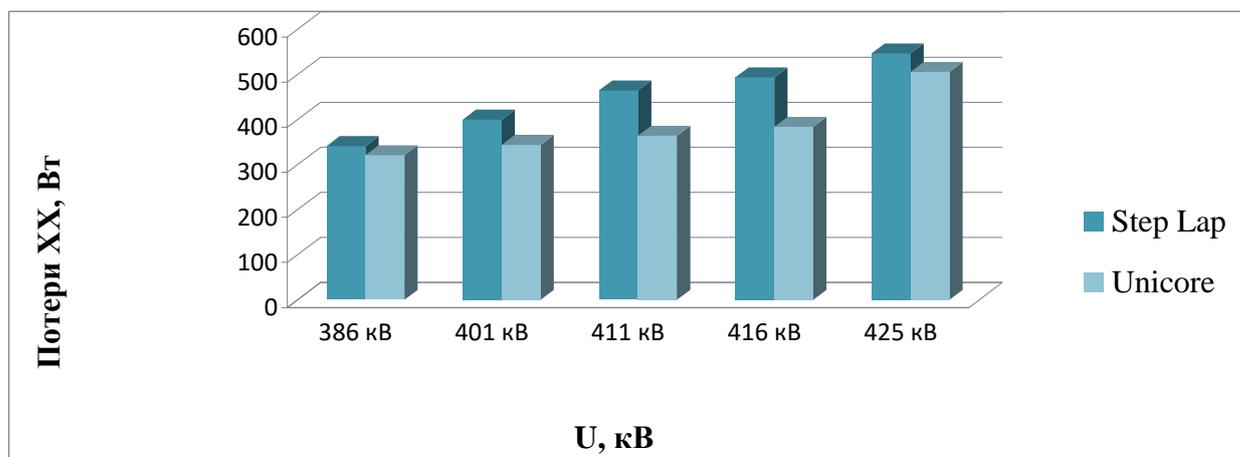


**Рисунок 2.7 – Сопоставительный анализ потерь короткого замыкания трансформаторов (с сердечником из аморфной стали (АС) и из электротехнической стали (ЭС))**

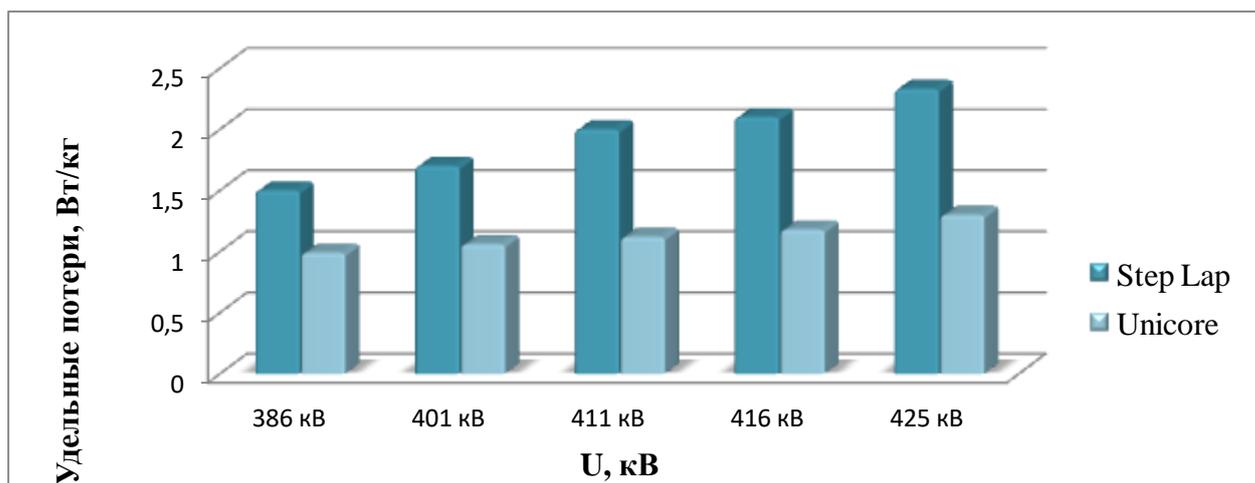
Согласно приведенным гистограммам, применение трансформаторов с магнитопроводом из аморфного сплава сокращает потери холостого хода в 4-5 раз.

Опыт эксплуатации аморфных трансформаторов за рубежом показал, что увеличение стоимости силовых трансформаторов на 30-35% окупается в течение 3-5 лет в зависимости от региональных тарифов на электроэнергию.

Кроме этого, для снижения потерь ХХ используются новые технологии при изготовлении магнитопроводов: способ шихтовки «Step-Lap» для шихтованных магнитопроводов и навитые магнитопроводы Unicore. Силовые трансформаторы, в которых применяется шихтовка «Step-Lap», имеют пониженные потери и ток ХХ на 6-10%, иногда даже на 20%. В навитых магнитопроводах стыковочный зазор по стержням является распределенным, поэтому магнитный поток минует воздушный зазор, что приводит к снижению потерь холостого хода.



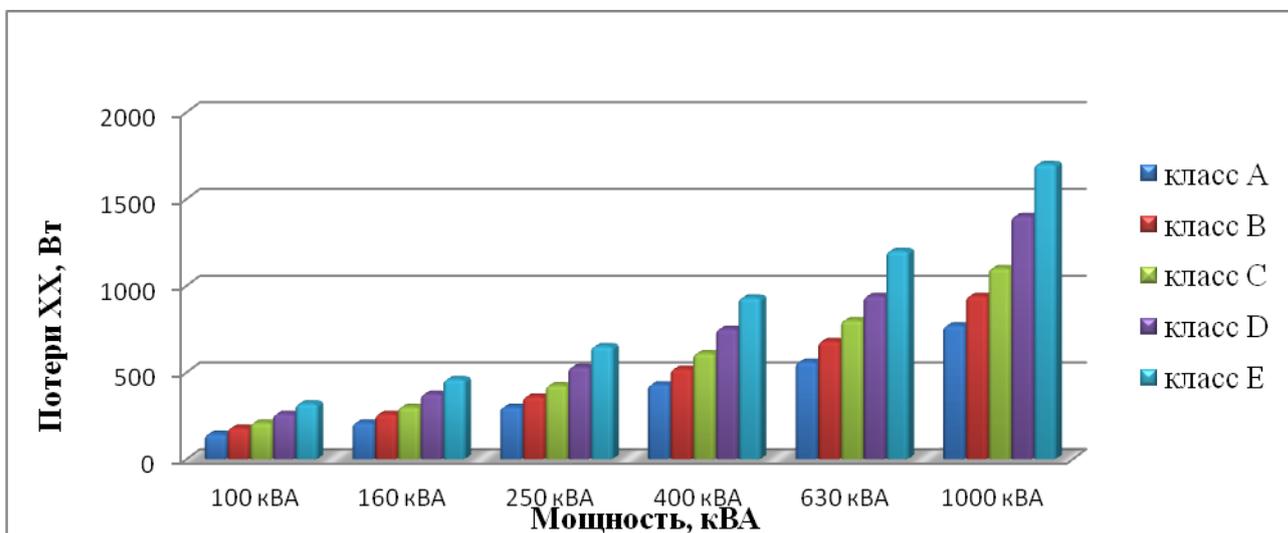
**Рисунок 2.8 – Потери холостого хода в трансформаторах с шихтовкой «Step Lap» и магнитопроводом Unicore мощностью 160кВА**



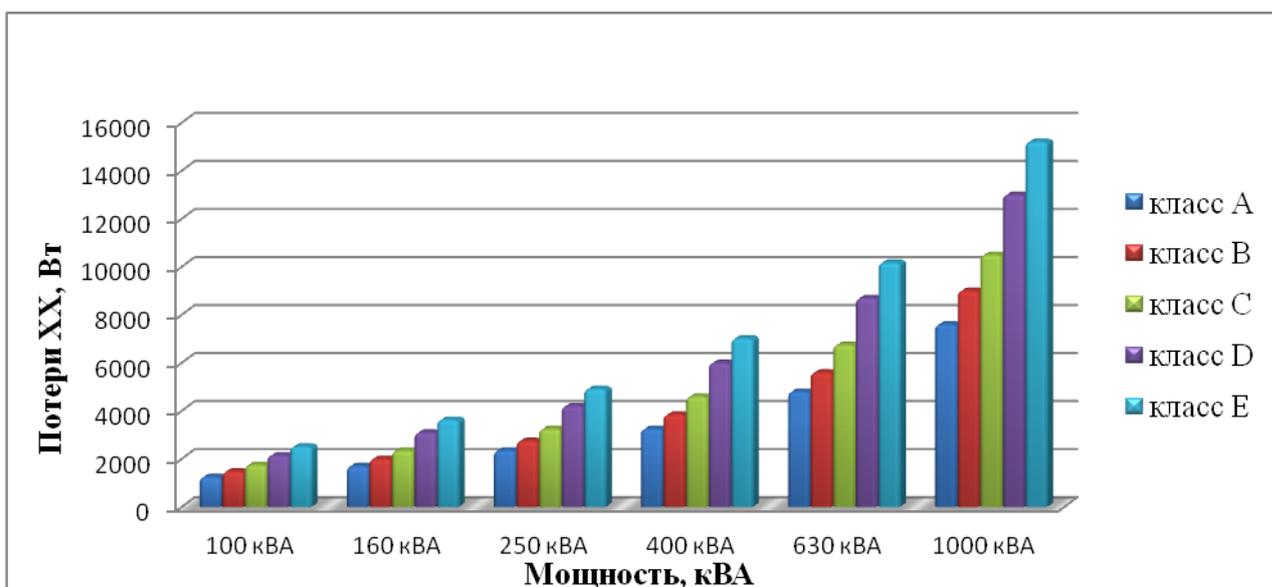
**Рисунок 2.9 – Удельные потери в трансформаторах с шихтовкой «Step Lap» и магнитопроводом Unicore мощность 160кВА**

Потери ХХ в трансформаторах в различных способах изготовления его магнитной системы позволяют оценить эффективность одной технологии перед другой.

В мировой практике не только бытовая техника, но и силовое электрооборудование классифицируется по энергоэффективности. Согласно европейскому стандарту EN 50464-1 делят классы энергопотребления трансформаторов, представленные на рисунках 2.23, 2.24.



**Рисунок 2.10 – Потери холостого хода в трансформаторах разных классов энергоэффективности**



**Рисунок 2.11 – Потери короткого замыкания в трансформаторах разных классов энергоэффективности**

Таким образом, наилучшие показатели по энергоэффективности имеют трансформаторы класса А, самые неэффективные – класс Е.

Использование нового энергоэффективного электрооборудования на подстанциях позволит существенно снизить потери электроэнергии на собственные нужды сетевых компаний.

В таблицах 2.6 и 2.7 представлена информация о значениях потерь короткого замыкания и потерь холостого хода трансформаторов различной мощности стандартного и энергоэффективного исполнения. Под стандартными трансформаторами понимаются трансформаторы отечественного производства. Под энергоэффективными трансформаторами понимаются трансформаторы, основные характеристики которых соответствуют требованиям Европейского документа по гармонизации «HD428. Трехфазные распределительные трансформаторы с рабочей частотой 50 Гц от 50 до 2500 кВА с масляным охлаждением и максимальным напряжением не выше 36кВ».

**Таблица 2.7 – Уровни потерь мощности холостого хода, Вт**

Номинальная мощность трансформатора, кВА	40	80	100	160	250	400	800	1000
$\Delta P_{xx}$ стандартного трансформатора, не более, Вт	105	220	280	430	630	810	1225	1400
$\Delta P_{xx}$ энергоэффективного трансформатора, не более, Вт	90	175	210	300	425	610	970	1100

**Таблица 2.8 – Уровни потерь мощности короткого замыкания, Вт**

Номинальная мощность трансформатора, кВА	40	80	100	160	250	400	800	1000
$\Delta P_{кз}$ стандартного трансформатора, не более, Вт	880	1600	1950	2410	3590	5500	9500	10500
$\Delta P_{кз}$ энергоэффективного трансформатора, не более, Вт	800	1250	1475	2000	2750	3850	7300	9500

В соответствии с типом и установленной мощностью ( $S_{уст}$  и  $P_{уст}$ ) электропотребляющего оборудования предприятия осуществляется выбор энергоэффективного трансформатора с подходящими значениями номинальных мощностей ( $S_{ЭТН}$  и  $P_{ЭТН}$ ). Энергетические службы предприятия собирают и определяют необходимые исходные данные, связанные с планируемым режимом эксплуатации трансформатора:  $T_z$ ,  $T_p$ ,  $K_z$ ,  $P_{ЭТ}$ . Из таблиц 2.6 и 2.7 (или по информации от заводов-изготовителей) определяются допустимые уровни потерь  $\Delta P_{кз}$  и  $\Delta P_{кх}$ .

## 2.9 Расчет эффективности мероприятий по замене на энергоэффективные

Произведем оценку эффективности применения энергоэффективного трансформатора с низким коэффициентом загрузки.

Рассмотрим пример. Установленная мощность электрооборудования предприятия  $S_{уст}=100$  кВА, а  $\cos\varphi_2=0,8$ .

Установленная активная мощность:

$$P_{уст} = S_{уст} \cos\varphi_2. \quad (2.1)$$

$$P_{уст} = 80 \text{ кВт.}$$

Также рассмотрим вариант установки стандартного трансформатора стандартного трансформатора с  $S_{СТН} = 100$  кВА. Согласно данным таблицам 2.6 и 2.7 определяем уровни потерь:

$$\Delta P_{СТкх} = 0,28 \text{ кВт.}$$

$$\Delta P_{СТкз} = 1,95 \text{ кВт.}$$

Принимая  $T_z=T_p$ :

$$K_{СТз} = \frac{S_{СТз}}{S_{СТН}}, \quad (2.2)$$

$$K_{СТз} = \frac{100}{100} = 1,$$

$$\Delta P_{CT} = \Delta P_{CT\text{хх}} + K_{CT\varepsilon}^2 \cdot \Delta P_{CT\text{кз}}, \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{CT} = 0,28 + 1^2 \cdot 1,95 = 2,23 \text{ кВт.}$$

КПД стандартного трансформатора:

$$\eta_{CT} = 1 - \frac{\Delta P_{CT}}{P_1}, \quad (2.4)$$

$$\eta_{CT} = 1 - \frac{2,23}{80} = 0,9721.$$

Из таблиц 2.6 и 2.7 выберем допустимые уровни потерь для энергоэффективного трансформатора с  $S_{\text{ЭТн}}=250$  кВА.

$$K_{\text{ЭТ\varepsilon}} = \frac{S_{\text{ЭТсп}}}{S_{\text{CTн}}}, \quad (2.5)$$

$$K_{\text{ЭТ\varepsilon}} = \frac{100}{250} = 0,4,$$

$$\Delta P_{\text{ЭТ}} = \Delta P_{\text{ЭТхх}} + K_{\text{ЭТ\varepsilon}}^2 \cdot \Delta P_{\text{ЭТкз}}, \quad (2.6)$$

$$\Delta P_{\text{ЭТ}} = 0,425 + 0,4^2 \cdot 2,75 = 0,865 \text{ кВт.}$$

Оптимальный коэффициент загрузки:

$$K_{\text{зопт}} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{хх}}}{\Delta P_{\text{кз}}}}, \quad (2.7)$$

$$K_{\text{зопт}} = \sqrt{\frac{0,452}{2,75}} = 0,393.$$

$K_{\text{ЭТ\varepsilon}} \sim K_{\text{зопт}}$  следовательно, выбран подходящий трансформатор, который будет иметь максимальный КПД при заданной нагрузке.

КПД энергоэффективного трансформатора:

$$\eta_{\text{ЭТ}} = 1 - \frac{\Delta P_{\text{ЭТ}}}{P_1}, \quad (2.8)$$

$$\eta_{\text{ЭТ}} = 1 - \frac{0,865}{80} = 0,9892.$$

После этого проводится сравнительный анализ и осуществляется выбор лучшего трансформатора с точки зрения полной стоимости владения.

Альтернатива:

1) Приобрести стандартный дешевый трансформатор, работающий на номинальной нагрузке и платить больше за потери электроэнергии.

2) Купить дорогой энергоэффективный трансформатор с низким коэффициентом загрузки и значительно сэкономить на потерях электроэнергии.

*Оценка полной стоимости владения (ТСО) трансформатора.*

После выбора нескольких марок трансформаторов с одинаковыми техническими характеристиками оценивается ТСО каждого трансформатора в течение рассматриваемого периода времени (5, 10, 15, 20 или 25 лет). Согласно техническим требованиям максимальным периодом оценки стоимости владения трансформатора является период в 25 лет. Для примера расчета примем данный период, равным 10 годам.

Оценка ТСО осуществляется в текущих ценах, поэтому все учитываемые при его расчете составляющие должны подвергаться операции дисконтирования для чего перед расчетом осуществляется определение значения ставки дисконтирования  $i$ :

$$C = \sum_t^n \frac{C_t}{(1+i)^t}, \quad (2.9)$$

где  $t$  – номер года, в котором возникают затраты (при этом для года, в котором осуществляется закупка трансформатора  $t=0$ );

$n$  – количество лет, входящих в период эксплуатации трансформатора предприятием.

Полная стоимость владения, учитывающая все затраты, возникающие на всех этапах жизненного цикла трансформатора, складывается из первоначальных затрат, связанных с приобретением ( $C_{\text{закупка}}$ ) и вводом трансформатора в эксплуатацию ( $C_{\text{ввод}}$ ), эксплуатационных затрат ( $C_{\text{эксплуатация}}$ ) и затрат, связанных с выводом трансформатора из эксплуатации ( $C_{\text{вывод}}$ ) и его утилизации ( $C_{\text{утилизация}}$ ). Отсюда получаем следующую формулу:

$$ТСО = C_{\text{закупка}} + C_{\text{ввод}} + C_{\text{эксплуатация}} + C_{\text{вывод}} + C_{\text{утилизация}}, \text{ тыс.тенге.} \quad (2.10)$$

По формуле (2.83) осуществляется расчет ТСО для каждого из сравниваемых альтернативных трансформаторов, после чего осуществляется выбор трансформатора с наименьшим значением ТСО. В случае если соотношения ТСО различных трансформаторов варьируются при оценках за различные периоды (5, 10, 15, 20, 25 лет), то осуществляется выбор трансформатора с наименьшим ТСО за наиболее вероятный период эксплуатации.

*а) Затраты, связанные с закупкой трансформатора*

С учетом дисконтирования затраты, связанные с закупкой трансформатора ( $C_{\text{закуп}}$ ), складываются из затрат на его приобретение ( $C_{\text{приобрт}}$ ), на хранение ( $C_{\text{хранение}}$ ) и затрат на транспортировку ( $C_{\text{транспорт}}$ ) до места ввода в эксплуатацию:

$$C_{\text{закуп}} = \sum_{t=0}^n \frac{C_{\text{приобрт}} + C_{\text{хранение}} + C_{\text{транспорт}}}{(1+i)^t}, \text{ тыс.тенге.} \quad (2.11)$$

Если затраты на транспортировку и/или хранение включены поставщиком трансформатора в общую стоимость закупки, то эти затраты равны нулю.

*b) Затраты, связанные с вводом в эксплуатацию трансформатора*

С учетом дисконтирования затраты, связанные с вводом в эксплуатацию трансформатора ( $C_{ввод}$ ), складываются из затрат на строительно-монтажные работы (СМР) –  $C_{СМРt}$  и пуско-наладочные работы (ПНР) –  $C_{ПНРt}$ :

$$C_{ввод} = \sum_{t=0}^n \frac{C_{СМРt} + C_{ПНРt}}{(1+i)^t}, \text{ тыс.тенге.} \quad (2.12)$$

Если затраты на СМР и/или ПНР включены в общую стоимость закупки, то эти затраты равны нулю.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.8.

*c) Затраты, связанные с эксплуатацией трансформатора*

С учетом дисконтирования затраты, связанные с эксплуатацией трансформатора ( $C_{эксплуатация}$ ), складываются из затрат на потери электроэнергии в трансформаторе ( $C_{потери}$ ), затрат на техническое обслуживание ( $C_{ТОt}$ ), текущий ( $C_{ТРt}$ ), средний ( $C_{СРt}$ ) и капитальный ремонт ( $C_{КРt}$ ):

$$C_{эксплуатация} = \sum_{t=0}^n \frac{C_{потери} + C_{ТОt} + C_{ТРt} + C_{СРt} + C_{КРt}}{(1+i)^t}, \text{ тыс.тенге.} \quad (2.13)$$

Для расчета потерь активной электроэнергии в стандартном и энергоэффективном трансформаторах в течение года используется формула:

$$\Delta W_{СТпотери} = \Delta P_{СТ\text{Тх}} \cdot T_{г} + K_{з}^2 \cdot \Delta P_{СТ\text{Кз}} \cdot T_{р}, \quad (2.14)$$

$$\Delta W_{СТпотери} 0,28 \cdot 8760 + 1^2 \cdot 1,95 \cdot 8760 = 19534,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$\Delta W_{ЭТпотери} = \Delta P_{ЭТ\text{Тх}} \cdot T_{г} + K_{з}^2 \cdot \Delta P_{ЭТ\text{Кз}} \cdot T_{р}, \quad (2.15)$$

$$\Delta W_{ЭТпотери} 0,425 \cdot 8760 + 0,4^2 \cdot 2,75 \cdot 8760 = 7577,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

За рассматриваемый временной промежуток (N=10лет) активные потери электроэнергии равняются:

$$\Delta W_{СТпотери} = \Delta W_{СТпотери} \cdot N, \quad (2.16)$$

$$\Delta W_{СТпотери} 19534,8 \cdot 10 = 195348 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$\Delta W_{ЭТпотери} = \Delta W_{ЭТпотери} \cdot N, \quad (2.17)$$

$$\Delta W_{\text{ЭТпотери}} = 7577,4 \cdot 10 = 75774 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Экономия электроэнергии при использовании энергоэффективного трансформатора в натуральном выражении за год и за весь рассматриваемый период:

$$\Delta W_{\text{год}} = (\Delta P_{\text{СТ}} - \Delta P_{\text{ЭТ}}) \cdot T_{\text{р}}, \quad (2.18)$$

$$\Delta W_{\text{год}} = (2,23 - 0,865) \cdot 8760 = 11957,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

$$\Delta W = \Delta W_{\text{год}} \cdot N, \quad (2.19)$$

$$\Delta W = 11957,4 \cdot 10 = 119574 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

или

$$\Delta W = \Delta W_{\text{СТпотери}} - \Delta W_{\text{ЭТпотери}}, \quad (2.20)$$

$$\Delta W_{1195348} - 75774 = 119574 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Затраты на активные потери электроэнергии в трансформаторе и экономия электроэнергии в рамках одного периода:

$$C_{\text{потери}} = T_{\text{ЭЭт}} \cdot \Delta W_{\text{потери}}, \text{ тыс.тенге}, \quad (2.21)$$

$$\Delta W = T_{\text{ЭЭт}} \cdot \Delta W, \text{ тыс.тенге}. \quad (2.22)$$

Учет изменения тарифа на электрическую энергию во времени:

$$T_{\text{ЭЭт}} = T_{\text{базовый}} \cdot \prod_{t=0}^t \text{ИРТ}_t, \text{ тыс. тенге}, \quad (2.23)$$

где  $\text{ИРТ}$  – индекс роста тарифов на электроэнергию.

$T_{\text{базовый}}$  - тариф на электроэнергию в базовом году.

$\text{ИРТ}$ , тарифы на электроэнергию и затраты на активные потери электроэнергии представлены в таблице 2.8.

Примем, что энергоэффективные трансформаторы не обслуживаются в период всего срока эксплуатации и поэтому:

$$C_{\text{ТО}} = C_{\text{ТР}} = C_{\text{СР}} = C_{\text{КР}} = 0 \text{ тыс.тенге}. \quad (2.24)$$

*d) Затраты, связанные с выводом из эксплуатации энергоэффективных трансформаторов*

С учетом дисконтирования затраты, связанные с выводом из эксплуатации энергоэффективного трансформатора ( $C_{\text{вывод}}$ ) складываются из затрат на демонтаж энергоэффективного трансформатора ( $C_{\text{демонтаж}}$ ):

$$C_{\text{вывод}} = \sum_{t=0}^n \frac{C_{\text{демонтаж}}}{(1+i)^t}, \text{ тыс.тенге.} \quad (2.25)$$

Так как срок службы трансформатора 25 лет, а рассматриваемый промежуток времени 10 лет, то данные затраты равны нулю.

*е) Затраты, связанные с утилизацией энергоэффективного трансформатора*

С учетом дисконтирования затраты, связанные с утилизацией энергоэффективного трансформатора ( $C_{\text{утилизация}}$ ), складываются из затрат на работы по утилизации энергоэффективного трансформатора ( $C_{\text{раб.ут}}$ ) за вычетом возможной выручки за энергоэффективный трансформатор ( $C_{\text{выруч}}$ ) на вторичном рынке либо оплаты за энергоэффективный трансформатор как за металлолом:

$$C_{\text{утилизация}} = \sum_{t=0}^n \frac{C_{\text{раб.ут}} - C_{\text{выруч}}}{(1+i)^t}, \text{ тыс.тенге.} \quad (2.26)$$

Так как срок службы трансформатора 25 лет, а рассматриваемый промежуток времени 10 лет, то данные затраты равны нулю.

**Таблица 2.9 – Полная стоимость владения стандартного и энергоэффективного трансформаторов с учетом ставки дисконтирования**

Статья затрат	Стандартный тр-р ТМ100/6/04, тыс.тенге	Энергоэффективный тр-р ТМГ12-250/10-У1(ХЛ1)-ЭФ, тыс.тенге
Ставка дисконтирования, %	13	
а) затраты, связанные с покупкой трансформатора $C_{\text{закуп}}$ , тыс.тенге	477	1129
- затраты на приобретение $C_{\text{приобретение}}$ , тыс.тенге	420	1055
- затраты на хранение $C_{\text{хранение}}$ , тыс.тенге	0	0
- затраты на транспортировку $C_{\text{транспорт}}$ , тыс.тенге	56	73
б) затраты, связанные с вводом в эксплуатацию трансформатора $C_{\text{ввод}}$ , тыс.тенге	90	123,42
- затраты на строительномонтажные работы $C_{\text{СМР}}$ , тыс.тенге	78,54	95,37
- затраты на пуско-наладочные работы $C_{\text{ПНР}}$ , тыс.тенге	11	28

Продолжение таблицы 2.9

Статья затрат	Стандартный тр-р ТМ100/6/04, тыс.тенге	Энергоэффективный тр-р ТМГ12-250/10-У1(ХЛ1)-ЭФ, тыс.тенге
с) затраты, связанные с эксплуатацией трансформатора $C_{эксплуатация} = C_{потери}$ , тыс.тенге	3799	1474
д) затраты, связанные с выводом из эксплуатации энергоэффективных трансформаторов $C_{вывод}$ , тыс.тенге	0	0
е) затраты, связанные с утилизацией энергоэффективного трансформатора $C_{утилизация}$ , тыс.тенге	0	0
Оценка полной стоимости владения трансформатора $ТСО$ , тыс.тенге	4366	2726
Активные потери электроэнергии за 10 лет $\Delta W_{потери}$ , тыс.кВт·ч	195,348	75,774
Экономия электроэнергии при использовании энергоэффективного трансформатора в год и за весь рассматриваемый период	- в год	11957,4 кВт·ч/год
	- за весь период	119574 кВт·ч
Тариф на электроэнергию в базовом году		16,55
Экономия электроэнергии, тыс.тенге		1979

*Оценка экономического эффекта от осуществления мероприятия*

После определения положительного натурального и финансового эффекта от сокращения потерь электрической энергии и оценки  $ТСО$  выбирается наиболее предпочтительный вариант для реализации проекта по установке трансформатора.

Результаты, представленные в таблице 2.8, демонстрируют то, что несмотря на высокую стоимость приобретения, энергоэффективный трансформатор имеет более меньшее значение  $ТСО$  благодаря значительно меньшим потерям, что с учетом постоянно растущих тарифов на электроэнергию играет весомую роль в формировании полной стоимости владения. Помимо этого применение энергоэффективного трансформатора способно повысить надежность электроснабжения потребителя и снизить возможность возникновения аварийных ситуаций, так как он эксплуатируется в диапазоне 30-45 % от номинальной мощности, что снижает термическое воздействие тока ( $I=0,3-0,45I_n$ ) на него и кабельные линии.

### **3 Безопасность жизнедеятельности**

Охрана труда и здоровье трудящихся на производстве, когда особое внимание уделяется человеческому фактору, становится наиважнейшей задачей. При решении задач необходимо четко представлять сущность процессов и отыскать способы (наиболее подходящие к каждому конкретному случаю) устраняющие влияние на организм вредных и опасных факторов и исключают по возможности травматизм и профессиональные заболевания.

Осуществление мероприятий по снижению производственного травматизма и профессиональной заболеваемости, а также улучшение условий работы труда ведут к профессиональной активности трудящихся, росту производительности труда и сокращению потерь при производстве. Так как охрана труда наиболее полно осуществляется на базе новой технологии и научной организации труда, то при разработке и проектировании объекта используются новейшие разработки.

#### **3.1 Организация охраны труда на предприятии**

Организация безопасного труда на аккумуляторном заводе возложена на административно – технический персонал предприятия. Руководитель, главный инженер, главный механик, главный энергетик, другие главные специалисты, руководители структурных подразделений, мастера — каждый на своем участке работы обязан обеспечивать безопасные и безвредные условия труда. Организующая и направляющая роль в создании и поддержании безопасных условий принадлежит отделу охраны труда, который находится в непосредственном подчинении у главного инженера завода.

Безопасное состояние и эксплуатацию транспортных средств железнодорожного и водного транспорта, подъездных путей и причалов; организацию погрузочно-разгрузочных работ; надлежащее содержание территории и санитарно-бытовых помещений и устройств предприятия, обеспечение питьевой водой, средствами индивидуальной и коллективной защиты обеспечивают соответствующие заместители руководителя предприятия и находящиеся в их подчинении службы.

Служба охраны труда на предприятии - самостоятельное структурное подразделение, которое подчиняется непосредственно руководителю или главному инженеру предприятия и несет ответственность за организацию работы на предприятии по созданию здоровых и безопасных условий труда работающих, предупреждению несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

### 3.2 Вредные факторы

Биологически опасные и вредные производственные факторы включают биологические объекты: патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы, грибы, простейшие организмы) и продукты их жизнедеятельности.

Психофизиологические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия подразделяются на физические перегрузки (статические и динамические) и нервно-психологические (умственное перенапряжение, монотонность труда, эмоциональные перегрузки и перенапряжение анализаторов).

При работе оборудования систем вентиляции и кондиционирования, самыми основными вредными факторами являются шум и вибрация.

Производственный шум. В электро-механическом цехе при выполнении разнообразных технологических процессов происходит поступление в воздух рабочих помещений различных вредных веществ и тепловыделений, а также всевозможные шумы. В одних случаях источником их является само технологическое оборудование, в других – вредные выделения образуются при выполнении технологических процессов.

Вибрация. В последнее время значительно увеличился контингент работников, подвергающихся в процессе труда воздействию вибрации.

В зависимости от способа передачи вибрации телу человека различают локальную (местную) вибрацию, передающуюся через руки человека, и общую, передающуюся на тело сидящего или стоящего человека через опорные поверхности человека. В реальных условиях часто имеет место сочетание этих вибраций.

Эффект воздействия вибраций на человека зависит от их характеристик (амплитуда, частота, период). Общие воздействия связаны с резонансными колебаниями отдельных частей тела и внутренних органов. Например, резонансная частота отдельных частей тела и внутренних органов (желудок, органы брюшной полости) равна 7-8 Гц, резонансная частота глазного яблока - 80 Гц. Колебания с указанными частотами на рабочих местах весьма опасны, так как могут вызвать разрывы и повреждения органов человека.

Согласно ГОСТ 12.4.012-75 установлены предельно допустимые параметры вибрации, указанные в таблице 3.1.

**Таблица 3.1 – Допустимые параметры вибрации**

Частота колебаний, Гц	Амплитуда наибольших перемещений при колебаниях, мм	Скорость колебательных движений, мм/с
2	1.28	11.5
4	0.28	5
8	0.056	2
16	0.028	2
31.5	0.014	2
63	0.0072	2

Строительные нормы и правила СНиП 11-12-77 предусматривают защиту от шума строительными-акустическими методами:

- а) звукоизоляция ограждающих конструкций,
- б) установка в помещениях звукопоглощающих конструкций,
- в) применение глушителей аэродинамического шума,
- г) правильная планировка и застройка территорий городов.

А также одним из основных методов уменьшения шума на производственных объектах является снижение шума в самих его источниках.

Методами снижения вибрации являются:

- а) снижение вибрации в источнике ее возникновения,
- б) конструктивные методы (виброгашение, вибродемпфирование - подбор определенных видов материалов, виброизоляция),
- в) организационные меры,
- г) организация режима труда и отдыха,
- д) использование средств индивидуальной защиты (защита опорных поверхностей).

### **3.3 Пожаробезопасность**

Пожаром называется неконтролируемое горение вне специального очага, наносящее материальный ущерб.

Опасными факторами пожара для человека являются открытый огонь и искры, повышенная температура воздуха и предметов, токсичные продукты горения, дым, пониженная концентрация кислорода в воздухе, обрушения и повреждения зданий, сооружений, установок, а также взрывы.

При работе на подстанции возможны возникновения следующих аварийных ситуаций:

- короткие замыкания;
- перегрузки;
- повышение переходных сопротивлений в электрических контактах;
- перенапряжение;
- возникновение токов утечки;
- неаккуратное обращение с огнём;
- неправильное проведение сварочных работ.

При возникновении аварийных ситуации происходит резкое выделение тепловой энергии, которая может явиться причиной возникновения пожара. На долю пожаров, возникающих в электроустановках приходится 20%.

Причины возникновения короткого замыкания:

- ошибки при проектировании;
- старение изоляции;
- увлажнение изоляции;
- механические перегрузки.

Пожарная опасность при перегрузках — чрезмерное нагревание

отдельных элементов, которое может происходить при ошибках проектирования в случае длительного прохождения тока, превышающего номинальное значение.

Пожарная опасность перенапряжения — нагревание токоведущих частей за счет увеличения токов, проходящих через них, за счет увеличения перенапряжения между отдельными элементами электроустановок. Возникает при выходе из строя или изменении параметров отдельных элементов.

Пожарная опасность токов утечки — локальный нагрев изоляции между отдельными токоведущими элементами и заземленными конструкциями.

В целях предотвращения пожара предусматривают следующие меры:

- а) предотвращение образования горючей среды;
- б) предотвращение образования в горючей среде или внесения в неё источников зажигания;
- в) поддержание температуры и давления горючей среды ниже максимально допустимых по горючести;
- г) уменьшение определяющего размера горючей среды ниже максимально допустимого по горючести.

Пожарная безопасность на предприятиях обеспечивается системой предотвращения пожара путём организационных и технических средств, обеспечивающих невозможность возникновения пожара, а также системой пожарной защиты, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничения материального ущерба от него.

Классификация взрыво и пожароопасных зон помещений в соответствии с ПУЭ.

Для обеспечения конструктивного соответствия электротехнических изделий правила устройства электроустановок выделяют пожаро- и взрывоопасные зоны.

Пожароопасные зоны - пространства в помещении или вне его, в котором находятся горючие вещества, как при нормальном осуществлении технологического процесса, так и в результате его нарушения.

П-I – помещения, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки паров свыше 61 °С.

П-II – помещения, в которых выделяются горючие пыли с нижним концентрационным пределом воспламеняемости  $> 65 \text{ г/м}^3$

П-IIa – помещения, в которых обращаются твердые горючие вещества.

П-III – пожароопасная зона вне помещения, в которой выделяются горючие жидкости с температурой вспышки более 61 °С или горючие пыли с нижним концентрационным пределом воспламеняемости более  $65 \text{ г/м}^3$ .

Взрывоопасные зоны — помещения или часть его или вне помещения, где образуются взрывоопасные смеси как при нормальном протекании технологического процесса, так и в аварийных ситуациях.

Здание распределительного пункта (РП) должно быть I или II степени огнестойкости. Степень огнестойкости зданий и сооружений определяется

группой возгораемости и пределом огнестойкости их основных строительных конструкций (несущие стены, перекрытия и т.д.). Предел огнестойкости строительной конструкции определяется временем в часах от начала испытания конструкции на огнестойкость до возникновения одного из следующих признаков:

а) образование в конструкции сквозных трещин или сквозных отверстий, через которые проникают продукты горения или пламя;

б) повышение температуры на не обогреваемой поверхности конструкции в среднем более чем на 140 °С или в любой точке этой поверхности более чем на 180 °С в сравнении с температурой конструкции до испытания или более 220 °С независимо от температуры конструкции до испытания;

в) потеря конструкцией несущей способности (обрушение).

### **3.4 Электробезопасность**

Заземление обязательно во всех электроустановках при напряжении 380 В и выше переменного тока, а в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и наружных установках при напряжении 42 В и выше.

В электроустановках заземляются корпуса электрических машин, трансформаторов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, привода электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов металлических конструкций распределительных устройств, металлические конструкции зданий и сооружений и другие металлические конструкции.

Заземление, предназначенное для нормальных условий работы электроустановок называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относятся нейтрали трансформаторов, генераторов, дугогасящих катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнять свои функции или нарушается режим его работы.

Практически выполнить все заземления в виде отдельных конструкций не представляется возможным и поэтому обычно в качестве всех названных заземлений используется одно заземляющее устройство. Для выполнения заземлений используют естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей применяются водопроводные трубы, металлические трубопроводы, приложенные к земле, кроме трубопроводов газов и горючих жидкостей, металлические конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землей, свинцовые оболочки кабелей. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводами в разных точках.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломной работе произведено проектирование электроснабжения АО «Кентауский трансформаторный завод». Рассчитана осветительная и силовая нагрузка на 0,4 кВ. На основании этих расчетов выбрано 13 цеховых трансформаторов типа ТМ-1000/10 и проведена компенсация реактивной мощности на 0,4 кВ батареями конденсаторов типа УК-0,38-150-50 УЗ экспорт. Рассчитана высоковольтная нагрузка, а также на основе баланса реактивной мощности на шинах 10 кВ выбраны батареи конденсаторов типа УКЛ-10,5-450УЗ. Полная мощность завода составила  $S_p = 10362,51$  кВА.

Рассмотрены два варианта схемы внешнего электроснабжения предприятия 35 кВ и 110 кВ. Наиболее рациональным и экономически целесообразным оказалось электроснабжение напряжением 35 кВ.

Рассчитана релейная защита трансформатора ГПП ТДН-10000/35: дифференциальная, максимальная токовая защита от перегрузок.

Произведен расчет трехфазных токов короткого замыкания на шинах ГПП и РП, выбраны защитная и коммутационная аппаратура, силовые кабели, контрольно-измерительная аппаратура.

В специальной части выполнена модернизация подстанции путем установки КРУ серии 38-12 «Баксы».

Результаты приведенного анализа демонстрируют, что замена стандартных трансформаторов на энергоэффективные с низким коэффициентом загрузки позволит предприятию уменьшить активные потери электроэнергии в трансформаторе и сэкономить денежные средства за рассматриваемый период времени за счет повышения КПД трансформатора при выбранной нагрузке.

Отечественные сети характеризуются высокой степенью изношенности и достаточно высоким уровнем потерь электрической энергии, в связи с этим замена устаревших стандартных трансформаторов на энергоэффективные и с низким коэффициентом загрузки в перспективе поможет решить сразу две эти проблемы.

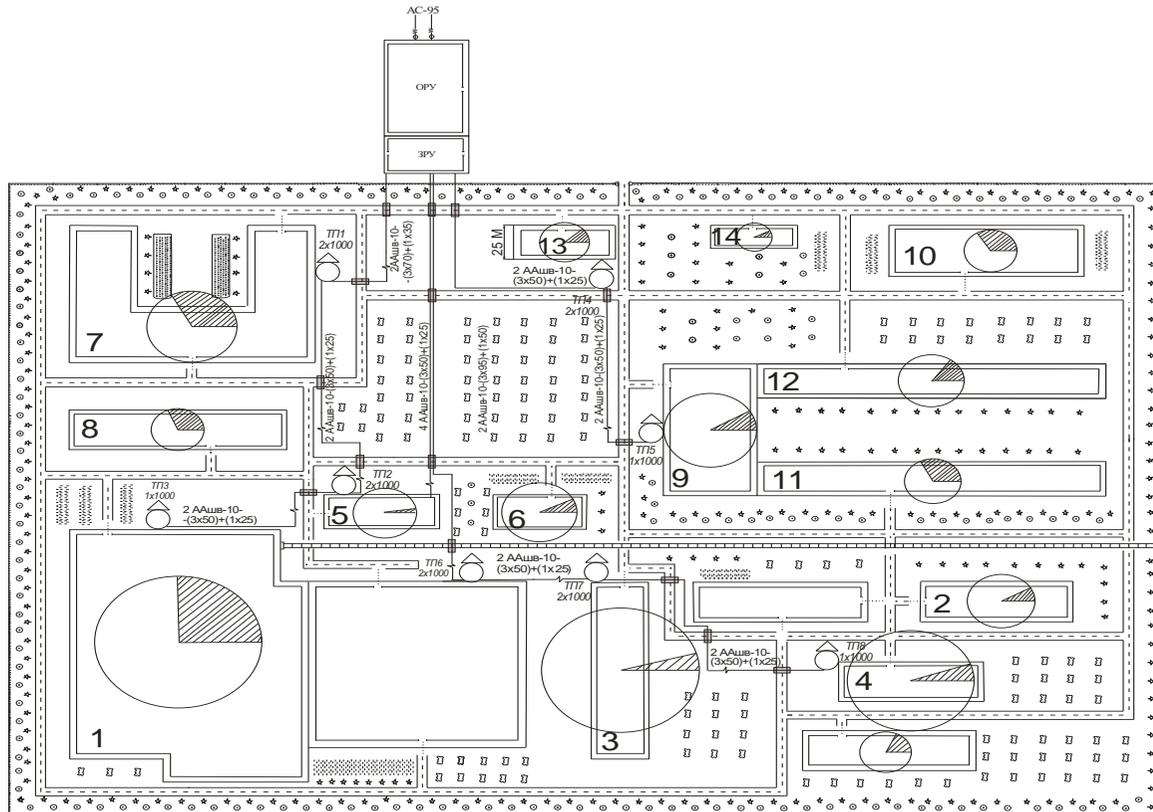
В разделе «Безопасность жизнедеятельности» выявлены вредные факторы в процессе производства. Описаны мероприятия по защите от вредных воздействий. Проведен расчет заземления.

Спроектированная система электроснабжения АО «Кентауский трансформаторный завод» удовлетворяет ряду требований: высокая надежность и экономичность, безопасность и удобство в эксплуатации, обеспечено требуемое качество электроэнергии, соответствующие уровни напряжения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

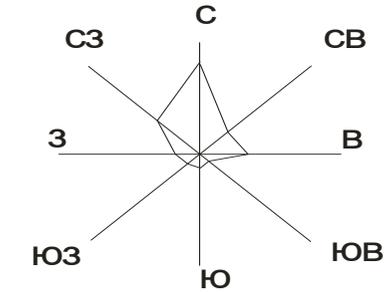
- 1 Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д. Л. 3-е издание, 2009г. , 392 стр., изд-во: НЦ ЭНАС.
- 2 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро / Под ред. Д.Л. Файбисовича. 2-е изд., перераб и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.- 352 с.: ил.
- 3 Неклепаев, Борис Николаевич. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст] : учеб.пособие / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., стер. - СПб.: БХВ-Петербург, 2014. - 607 с.
- 4 Нелипов, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций, изд. 4-е, переработанное и дополненное, М, Энергоиздат, 2008. - 253 с.
- 5 Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.
- 6 Манапова, Гульнар Джамбуловна. Электроснабжение предприятий [Текст]: учебник / Г. Д. Манапова, Т. С. Малдыбаева ; Мво образования и науки РК. Респ.научно-методический центр развития технического и профессионального образования и присвоения квалификации. - Алматы : Триумф Т, 2013.
- 7 Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин, В.А. Яшков. - М.: Форум, 2013. - 224 с.
- 8 Борисов Л.Г., Князевский Б.А., Кучерук С.М. Охрана труда в энергетике. М., «Энергоатомиздат», 1985 г.
- 9 Калиничева О.А. Основы электробезопасности в электроэнергетике: учебное пособие. – Архангельск: «С(А)ФУ», 2015 – 126 с.
- 10 Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1984, - 472 с.
- 11 Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986г.
- 12 Файфер Л.А. Способы контроля силовых трансформаторов «Молодой учёный». № 12 (116), 2016 . – С.416-418.
- 13 Копылов И.П. Электрические машины: учебник для ВУЗов. 5-е изд. М.: Высшая школа, 2006. 607 с.
- 14 Хавроничев С.В., Сошинов А.Г., Галушак В.С., Копейкина Т.В. Современные тенденции применения аморфных сплавов в магнитопроводах силовых трансформаторов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2015. – № 12-4. – С.607-610.
- 15 Тульчинская Я.И. Оценка эффективности применения трансформаторов с низким коэффициентом загрузки. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, №5. – С.580-589.

# Приложение А



### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- |  |   |  |   |
|--|---|--|---|
|  | - Здание, сооружение;   |  | - Газон;  |
|  | - Картограмма нагрузки 0,4 и 10 кВ;   |  | - Цветник;  |
|  | - Доля осветительной нагрузки;  |  | - Кустарник групповой посадки;  |
|  | - Высоковольтный кабель ААШв-10;  |  | - Хвойные деревья;  |
|  | - ЛЭП на железобетонных опорах АС-240;  |  | - Лиственные деревья;   |
|  | - Комплектная трансформаторная подстанция пристроенного типа с трансформаторами ТМ 1000/10; |  | - Пересечение КЛ и с дорогой и ж/д путями в траншее в бетонной трубе. |
|  | - Автомобильная дорога;   |  |   |



№ по плану	Наименование зданий и сооружений	Пл, квт
1	Сварочно-заготовительный цех	2600
2	Намоточно-сборочный цех	420
3	Цех производства шифтовых изделий	2300
4	Цех сухих трансформаторов	1500
5	Компрессорная	1400
6	Конденсатная	2520
7	НВИ	350
8	Цех по изготовлению проводов	600
9	Складовая	300
10	Завоуправление	550
11	Ремонтно-механический цех	200
12	Энергоцех	400
13	Ремонтно-строительный цех	410
14	Причальная	300

Рисунок А.1 – Генеральный план завода

# Приложение Б

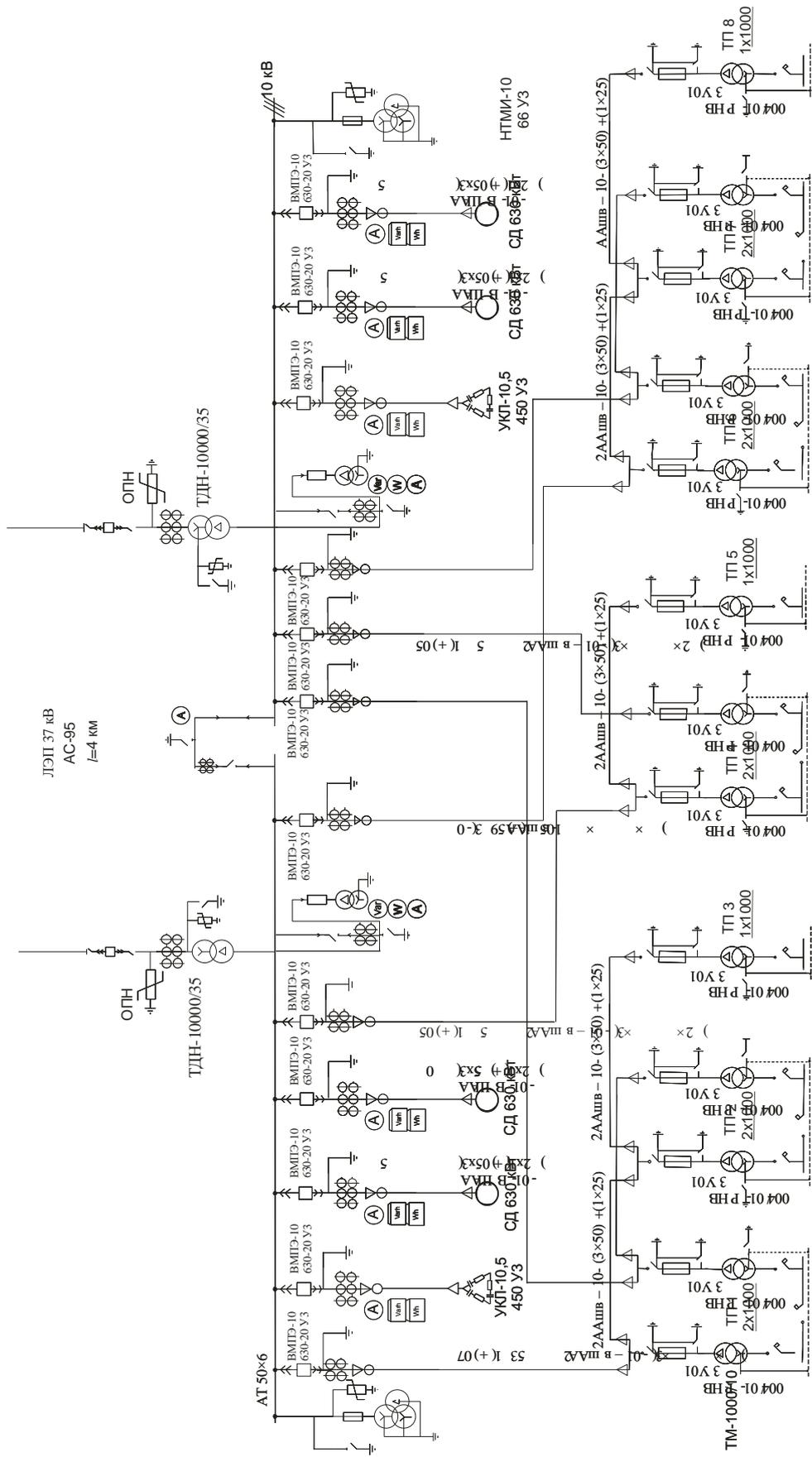
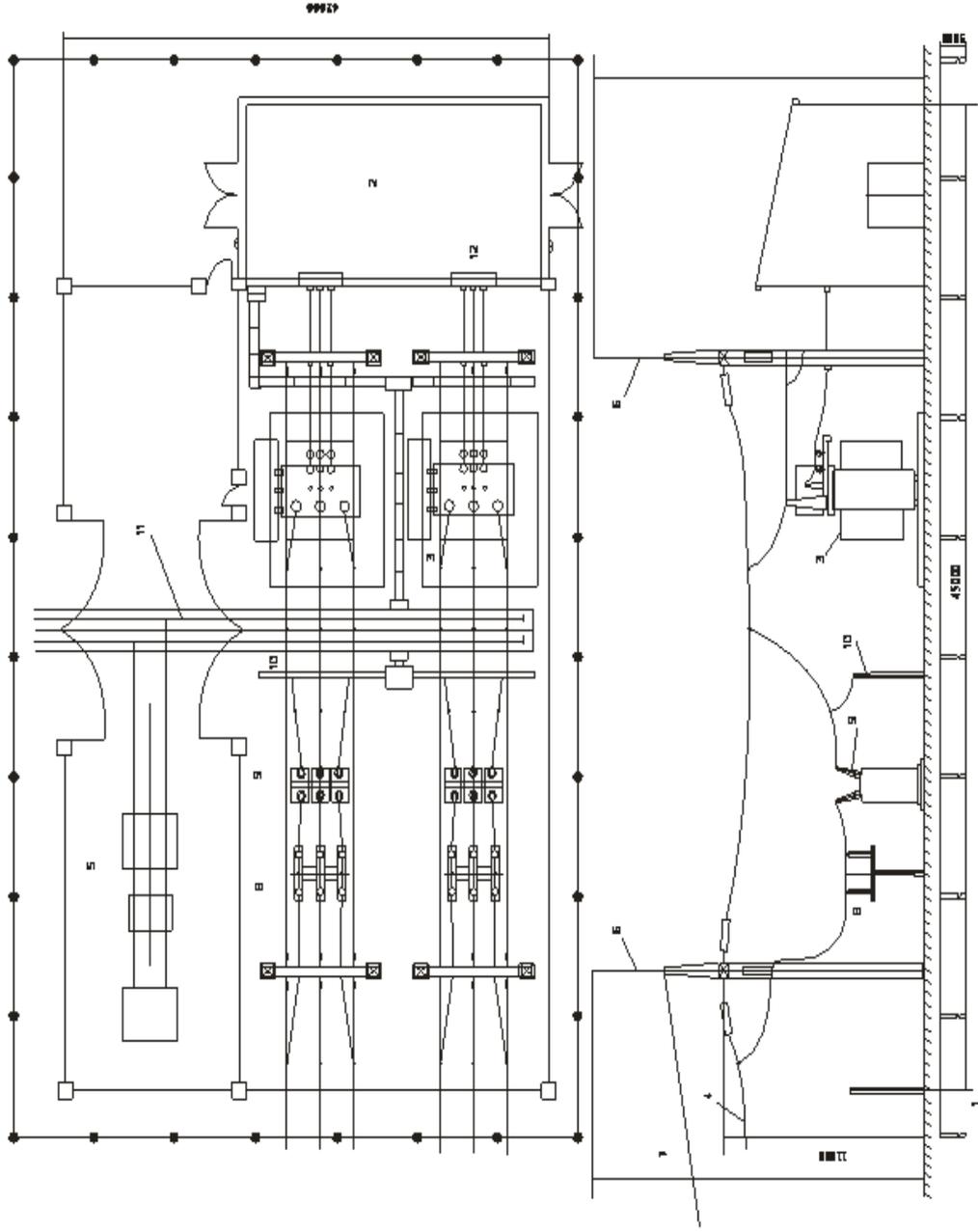


Рисунок Б.1 – Схема электроснабжения завода

## Приложение В



№	Наименование	Тип, марка	Кол-во	Примечание
1	СФУ 35 кВ		1	
2	СФУ 10 кВ		1	
3	Трансформатор	ТДН-10000/35	2	
4	ВЛЭЗ 35 кВ	АС-35	2	
5	Ремонтная кладовая		1	
6	Материальный склад		4	
7	Защитный транс	РМД-35/1000/1	2	
8	Ремонтная	У-25Р-1000/25/1	2	
9	Вспомогательный	СВН-35/1	2	
10	Металлообрабатывающий станок		1	
11	Вспомогательный транс		1	
12	Вспомогательный транс		6	

Рисунок В.1 – План и разрез ГПП 35/6кВ