

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 судостроительного завода

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Цой В.В. Эсн-10-2  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Ефимова О.Н. к.т.н., доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Валиева Л.Ш. к.э.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Л.Ш.  
(подпись)

« 15 » 04

2014 г.

по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т.С. к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Т.С.  
(подпись)

« 6 » 05

2014 г.

по применению вычислительной техники:

Ефимова О.Н. к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

О.Н.  
(подпись)

« 22 » 04

2014 г.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

«    »    20    г.

(подпись)

Нормоконтролер: Живаева О.П.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

О.П.  
(подпись)

« 23 » 05

2014 г.

Рецензент:

Куртов С.Ф.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

С.Ф.  
(подпись)

« 25 » 05

2014 г.

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 Цой Владимир Вячеславович  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение судостроительного завода

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

Срок сдачи законченной работы « 21 » мая 20 14 г.

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

- а) сведения об электроприемниках в цехах завода;
- б) схема генерального плана судостроительного завода;
- в) питание завода осуществляется от ТЭЦ, на которой установлены 4 параллельно работающих турбогенератора с АРН мощностью по 100 МВА каждый и напряжением 10,5 кВ;
- г) на ТЭЦ имеется повысительная подстанция с двумя трансформаторами, рассчитанными на мощность 25 МВА и напряжения 10,5/115 кВ;
- д) расстояние от ТЭЦ до завода 6,5 км;
- е) завод работает в две смены, а насосная станция – круглосуточно.

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

- 1) анализ исходных данных;
- 2) расчет электроснабжения завода;
- 3) технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения;
- 4) выбор коммутационного оборудования 110 и 10 кВ;
- 5) энергоэффективные силовые трансформаторы;
- 6) экономическая часть;
- 7) безопасность жизнедеятельности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1) генплан судостроительного завода с нанесением трансформаторных подстанций и кабельных сетей;

2) однолинейная схема электроснабжения завода;

3) план и разрез ГПП;

4) конструкция энергоэффективных трансформаторов;

5) расчет энергоэффективности трансформаторов.

Рекомендуемая основная литература

1. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения: Справочное пособие. – СПб: Электро Сервис, 2010. – 664 с.

2. Гамазин С.И., Кудрин Б.И., Цырук С.А. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. – М.: МЭИ, 2010. – 745 с.

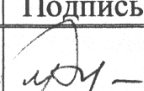
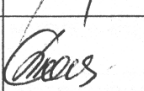
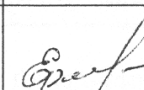
3. Савинцев Ю.М. Энергоэффективные силовые трансформаторы: тенденции развития конструкции и характеристик энергосбережения // Новое в российской электроэнергетике. – 2012. – №10. – С. 40-50.

4. Организация предпринимательской деятельности: Учебник / Под ред. А.Н. Асаула. – СПб: Гуманистика, 2004. – 448 с.

5. Безопасность производственных процессов: Справочник / Под ред. С.В. Белова. – М.: Машиностроение, 2005. – 448 с.

6. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 448 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Валиева Л.Ш. к.э.н., доцент	12.03.14 – 26.03.14	
Безопасность жизнедеятельности	Санатова Т.С. к.т.н., доцент	20.03.14 – 01.04.14	
Применение вычислительной техники	Ефимова О.Н. к.т.н., доцент	08.04.14 – 15.04.14	



## **Аннотация**

В дипломном проекте на тему «Электроснабжение судостроительного завода» производится расчет электрических нагрузок, рассматриваются энергосберегающие силовые трансформаторы, проводится оценка инвестиционного проекта по электроснабжению завода и разрабатываются меры защиты от негативных факторов условий труда.

## **Андатпа**

«Кеме жасайтын зауыттың электрмен жабдықтауы» тақырыбындағы диплом жобасында электрлік жүктемелерді есеп жүргізіледі, энергия үнемдеуші күштік трансформаторлар зерттеледі, зауыттың электрмен жабдықтауы бойынша инвестициялық жобаға баға беріледі және еңбек жағдайларының жағымсыз факторларынан қорғау шаралары жасалады.

## **Annotation**

The diploma project on the theme of the “Electrical Power Supply of the Shipyard“ includes electrical loads calculation, energy efficient power transformers research, electrical power supply investment project estimation and the development of the protective measures against working conditions’ negative factors.

## Содержание

Введение	7
1 Анализ исходных данных	10
1.1 Технология производства	10
1.2 Исходные данные	11
2 Расчет электроснабжения завода	13
2.1 Расчет осветительной нагрузки	13
2.2 Расчет низковольтных электрических нагрузок по заводу	13
2.3 Определение количества цеховых трансформаторов. Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ	18
2.4 Уточненный расчет мощности по заводу с учетом нагрузок 10 кВ	19
2.5 Техничко-экономическое сравнение вариантов электроснабжения	21
2.6 Выбор коммутационного оборудования 110 кВ	28
2.7 Определение токов короткого замыкания с учетом подпитки от синхронных двигателей	31
2.8 Выбор коммутационного оборудования 10 кВ	33
2.9 Построение картограммы полных нагрузок	38
2.10 Составление кабельного журнала	40
3 Энергоэффективные силовые трансформаторы	46
3.1 Тенденции развития конструкции силовых трансформаторов	46
3.2 Сравнение характеристик аморфного трансформатора и трансформатора с пониженными потерями	50
3.3 Расчет энергетической эффективности трансформаторов	53
4 Экономическая часть. Оценка инвестиционного проекта «Электроснабжение судостроительного завода»	56
4.1 Методы оценки инвестиционных проектов	56
4.2 Расчет NPV и IRR для проектируемого судостроительного завода	59
5 Безопасность жизнедеятельности	63
5.1 Анализ условий труда кузнечно-прессового цеха	63
5.2 Разработка мер защиты от шума в кузнечно-прессовом цехе	65
5.3 Расчет зануления оборудования кузнечно-прессового цеха	71
Заключение	75
Перечень сокращений	76
Список литературы	77
Приложение А Конструкция энергоэффективных трансформаторов	79

## Введение

*Цель работы:* проектирование электроснабжения судостроительного завода.

*Задачи:*

а) путем расчетов электрических нагрузок и выбора силового оборудования обеспечить надежное бесперебойное электроснабжение приемников судостроительного завода с минимальными капитальными затратами и эксплуатационными издержками и с высокой степенью безопасности;

б) на примере цеховых трансформаторных подстанций рассмотреть возможность установки энергосберегающих силовых трансформаторов.

Электроснабжение в общем понимании – это процесс производства, преобразования и распределения электрической энергии среди потребителей электрифицированной жизнедеятельности человека [1]. В настоящее время, когда электрическая энергия проникла во все сферы жизни людей, в большинстве случаев производство осуществляется централизованно электроэнергетической системой, которая, по сути, обеспечивает потенциальную возможность получения потребителем электроэнергии. В данной ситуации передача, преобразование и распределение электроэнергии реализуются так называемой системой электроснабжения.

Системы электроснабжения промышленных предприятий предназначены для обеспечения электрической энергией промышленных потребителей, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и другие типы оборудования.

Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин и механизмов и строительством электростанций [2]. Первые электростанции сооружались в городах для освещения и питания электрического транспорта, а также при фабриках и заводах. Позднее появилась возможность сооружения электрических станций в местах залежей топлива (торфа, угля, нефти) или местах использования энергии воды независимо от мест нахождения потребителей электроэнергии – городов и промышленных предприятий. Передача электроэнергии на большие расстояния к центрам потребления стала осуществляться линиями электропередачи высокого напряжения.

В настоящее время большинство потребителей получает электроэнергию от энергосистем. В то же время на многих предприятиях продолжается сооружение собственных электростанций при значительной удаленности или недостаточной мощности энергосистемы или при наличии специальных (особых) групп электроприемников.

В целом, системы электроснабжения современных промышленных предприятий должны удовлетворять следующим требованиям:

- а) обеспечение безопасности и удобства в эксплуатации;
- б) надежность электроснабжения;
- в) качество электроэнергии;
- г) экономичность;
- д) гибкость системы для дальнейшего развития без существенного переустройства сетей;
- е) отсутствие вредного влияния на окружающую среду;
- ж) максимальное приближение к электроприемникам, обеспечивающее минимум ступеней трансформации, снижение потерь электроэнергии и увеличение надежности электроснабжения.

Системы электроснабжения выполняются таким образом, чтобы обеспечить питание нагрузки предприятия с учетом использования всех дополнительных источников и возможностей резервирования [3].

К основным задачам, которые решаются при исследовании, проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий, относятся:

- правильный выбор напряжений;
- обоснование схем электрических сетей и подстанций;
- определение требований к бесперебойности электроснабжения;
- расчет электрических нагрузок;
- рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, электрических аппаратов и сечения линий электропередачи;
- проверка оборудования на термическое и динамическое действие токов коротких замыканий;
- конструктивное исполнение системы электроснабжения.

Все эти задачи непрерывно усложняются вследствие роста мощностей электроприемников и появления новых технологических процессов.

На стадии функционирования системы электроснабжения комплексным критерием управления ею является надежное снабжение потребителя качественной электрической энергией [1]. При этом большое значение приобретают задачи компенсации реактивной мощности и регулирования режимов работы. Для их решения при проектировании электроснабжения дополнительно выбираются преобразователи тока и частоты, устройства компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения, средства симметрирования нагрузок и подавления высших гармоник в сетях.

Еще одним немаловажным фактором эффективного электроснабжения является энергосбережение. Зачастую системы электроснабжения эксплуатируются в неноминальных режимах работы, вследствие чего электрооборудование и распределительные сети оказываются недогруженными или перегруженными, что, в свою очередь, приводит к увеличению доли потерь в трансформаторах и электродвигателях, снижению коэффициента мощности и дополнительному расходу электроэнергии. Предотвращение подобных проблем достигается через уменьшение потерь электрической энергии в системе трансформирования, распределения и преобразования, а также через оптими-



зацию режимов эксплуатации оборудования.

В связи с этим за последние несколько лет исключительную актуальность приобрела задача крупномасштабного применения энергоэффективных силовых трансформаторов, особенно трансформаторов с магнитопроводом, изготовленным из аморфного (нанокристаллического) сплава. Это вещество с характерным строением, которое близко к структуре расплавленного металла или стекла, обладает рядом особых свойств:

- прочность и пластичность;
- улучшенные электромагнитные свойства;
- повышенная стойкость к коррозии [4].

Применение аморфной стали обеспечивает более чем пятикратное снижение потерь холостого хода по сравнению с традиционным трансформатором с магнитопроводом из холоднокатаной электротехнической стали. В результате этого:

- а) снижается температура и увеличивается срок службы трансформатора;
- б) уменьшаются затраты при передаче электроэнергии потребителю;
- в) имеет место общее сокращение энергопотребления в системе электроснабжения.

Таким образом, в настоящее время главными задачами специалистов, осуществляющих проектирование, монтаж и эксплуатацию современных систем электроснабжения промышленных предприятий, являются правильное определение электрических нагрузок, рациональная передача и распределение электроэнергии, обеспечение необходимой степени надежности электроснабжения, качества электроэнергии на зажимах электроприемников и электромагнитной совместимости приемников электрической энергии с питающей сетью, а также осуществление мероприятий по экономии электрической энергии и других материальных ресурсов.

## **1 Анализ исходных данных**

### **1.1 Технология производства**

Судостроение – отрасль народного хозяйства, выпускающая весьма разнообразную продукцию: от простых шлюпок и катеров до океанских лайнеров [5].

Технология судостроения является наукой, изучающей сущность производственных процессов создания судов, взаимную связь этих процессов и закономерности их развития.

Для постройки судов различных типов создаются специальные судостроительные предприятия, отличающиеся по назначению, производственной мощности, составу производственных цехов, специфике организации производства.

Судостроительный завод – это предприятие, в состав которого входят цехи, непосредственно занятые судостроением, и цехи судового машиностроения, выпускающие механизмы и оборудование как для своего предприятия, так и для других объектов в порядке кооперации.

Основные цехи судостроительных предприятий по характеру производства разделяют на цехи верфи и цехи машиностроительной части предприятия. Продукция цехов верфи предназначена для тех судов, которые эта верфь строит. Цехи машиностроения изготавливают судовые механизмы и оборудование без «привязки» к конкретному судну и сдают их на склад, откуда они поступают на суда, строящиеся на данном предприятии, или же на другие заводы [6].

В состав рассматриваемого в настоящей работе судостроительного завода входят следующие цехи, хозяйства и службы:

а) основные цехи верфи:

1) малярный цех выполняет малярные работы и работы по изготовлению и установке на судне изоляции различного назначения и защитных покрытий. В цехе имеется кладовая лакокрасочных материалов и отделение заготовки красок, клеев, шпаклевок и мастик;

2) лесозавод изготавливает и устанавливает на судах деревянные настилы палуб, обшивку трюмов, мебель и другие деревянные изделия. В него входят лесопилка, сушильный участок, склад пиломатериалов;

б) машиностроительная часть:

1) механический цех выполняет механообработку на станках и слесарную сборку механизмов и оборудования;

2) литейный цех изготавливает изделия из чугуна, стального и цветного литья;

3) модельный цех (со складом моделей), изготавливающий деревянные модели для литейных цехов;

4) кузнечно-прессовый цех выпускает различные поковки, применяемые в устройствах;

в) вспомогательные цехи – электромеханический цех, который проводит средний и капитальный ремонт электрооборудования цехов;

г) энергетическое хозяйство:

1) котельная с сетями пара и горячей воды;

2) компрессорная станция сжатого воздуха с пневмосетями к цехам-потребителям;

3) водонасосная станция предназначена для забора воды из рек и водохранилищ при больших колебаниях уровней воды в источнике;

д) административно-хозяйственные службы – заводоуправление, столовая.

Анализируя вид деятельности каждой структурной единицы проектируемого судостроительного завода, можно сделать вывод о том, что электроприемники цехов и других хозяйств в отношении обеспечения надежности электроснабжения относятся ко II категории.

Согласно [7], электроприемники II категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

## 1.2 Исходные данные

Исходные данные на проектирование электроснабжения судостроительного завода следующие:

- сведения об электроприемниках в цехах завода, приведенные в таблице 1.1;

- схема генерального плана судостроительного завода, представленная на рисунке 1.1;

- питание завода осуществляется от ТЭЦ, на которой установлены 4 параллельно работающих турбогенератора с АРН мощностью по 100 МВА каждый и напряжением 10,5 кВ;

- на ТЭЦ имеется повысительная подстанция с двумя трансформаторами, рассчитанными на мощность 25 МВА и напряжения 10,5/115 кВ;

- расстояние от ТЭЦ до завода 6,5 км;

- завод работает в две смены, а насосная станция – круглосуточно.

Таблица 1.1 – Сведения об электроприемниках судостроительного завода

Номер на генплане	Наименование		Количество ЭП, n	Установленная мощность, кВт	
				Одного ЭП, $P_n$	$\Sigma P_n$
1	Механический цех		180	1-75	3000
2	Литейный цех:	а) 0,4 кВ	120	5-90	2400
		б) ДСП 12 т	2	по каталогу	
3	Модельный цех		30	1-50	520
4	Малярный цех		35	5-30	330
5	Лесозавод		60	5-80	2000
6	Водонасосная станция:	а) 0,4 кВ	12	5-20	220
		б) СД 10 кВ	4	1250	5000
7	Компрессорная станция		14	10-200	1550
8	Электромеханический цех		60	1-60	800
9	Кузнечно-прессовый цех		38	1-60	650
10	Заводоуправление, столовая		25	1-50	300
11	Котельная		55	1-90	600

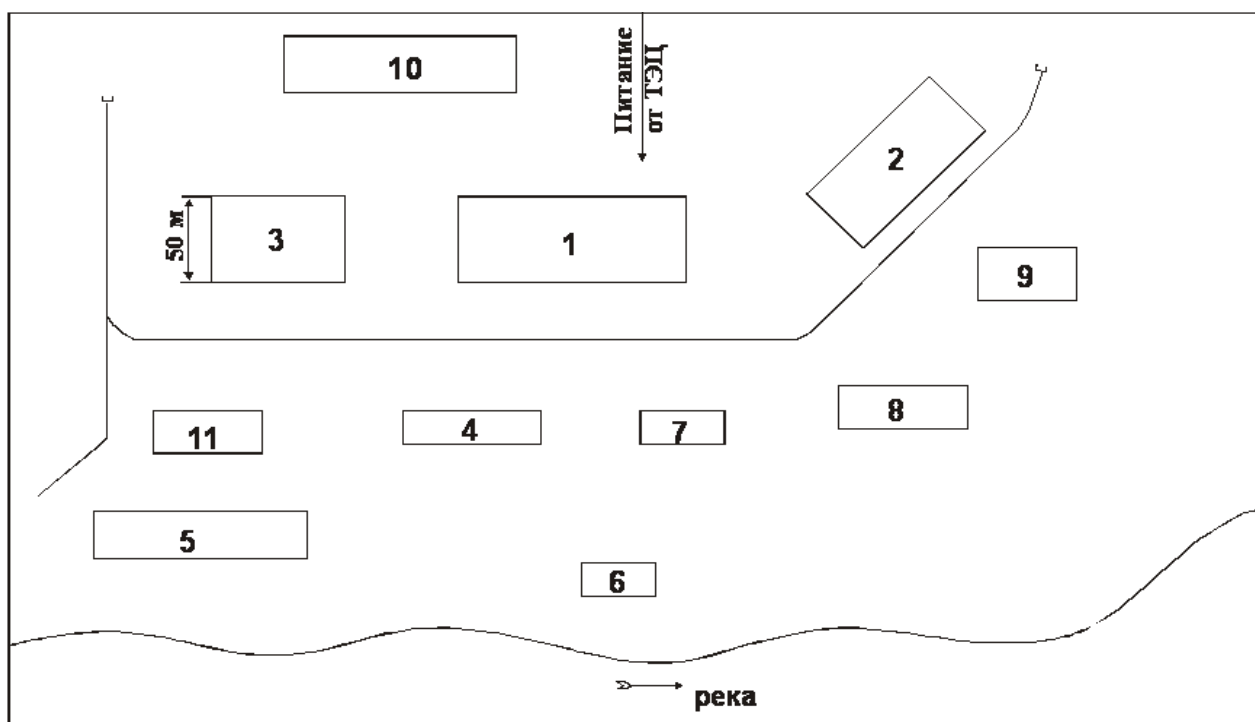


Рисунок 1.1 – Генплан судостроительного завода

## 2 Расчет электроснабжения завода

### 2.1 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия 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 и определяется по формуле:

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{yo}, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

$$Q_{po} = \text{tg}\varphi_o \cdot P_{po}, \text{ квар}, \quad (2.2)$$

где  $K_{co}$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки (0,8÷0,85 – для цехов; 0,7 – для котельной, компрессорной и водонасосной станций; 0,9 – для заводоуправления и столовой; 1 – для территории завода) [8];

$\text{tg}\varphi_o$  – коэффициент реактивной мощности (0,5 – для ДРЛ; 0 – для ЛН);

$P_{yo}$  – установленная мощность приемников освещения, определяемая по удельной осветительной нагрузке на 1 м<sup>2</sup> поверхности пола и известной производственной площади:

$$P_{yo} = \rho_o \cdot F, \text{ кВт}, \quad (2.3)$$

где  $F$  – площадь пола производственного помещения (по генплану завода с учетом масштаба 1 см = 50 м), м<sup>2</sup>;

$\rho_o$  – удельная мощность, кВт/м<sup>2</sup> (0,014÷0,018 – для цехов; 0,013 – для котельной, компрессорной и водонасосной станций; 0,02 – для заводоуправления и столовой; 0,005 – для территории завода) [8].

Результаты расчета осветительной нагрузки заносим в таблицу 2.1.

### 2.2 Расчет низковольтных электрических нагрузок по заводу

Расчет нагрузок 0,4 кВ производим по методу упорядоченных диаграмм:

а) Определяем число  $m$ :

$$m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мин}}, \quad (2.4)$$

Таблица 2.1 – Расчет осветительной нагрузки

Наименование производственного помещения	Размеры помещения, длина (м) × ширина (м)	F, м <sup>2</sup>	$\rho_o$ , кВт/м <sup>2</sup>	$K_{co}$	$P_{yo}$ , кВт	$P_{po}$ , кВт	$Q_{po}$ , квар	$tg\varphi_o$	Тип ИС
Механический цех	140×50	7000	0,014	0,8	98	78,4	39,2	0,5	ДРЛ
Литейный цех	110×50	5500	0,015	0,8	82,5	66	33	0,5	ДРЛ
Модельный цех	85×50	4250	0,018	0,8	76,5	61,2	30,6	0,5	ДРЛ
Малярный цех	85×20	1700	0,017	0,8	28,9	23,12	11,56	0,5	ДРЛ
Лесозавод	135×30	4050	0,016	0,8	64,8	51,84	25,92	0,5	ДРЛ
Водонасосная станция	50×20	1000	0,013	0,7	13	9,1	0	0	ЛН
Компрессорная станция	55×20	1100	0,013	0,7	14,3	10,01	0	0	ЛН
Электромеханический цех	80×25	2000	0,015	0,8	30	24	12	0,5	ДРЛ
Кузнечно-прессовый цех	90×35	3150	0,016	0,8	50,4	40,32	20,16	0,5	ДРЛ
Заводоуправление, столовая	145×35	5075	0,02	0,9	101,5	91,35	45,675	0,5	ЛЛ
Котельная	70×25	1750	0,013	0,7	22,75	15,925	0	0	ЛН
Общая площадь цехов		36575							
Территория завода	790×450	$790 \cdot 450 - 36575 = 318925$	0,005	1	1594,625	1594,625	797,313	0,5	ДРЛ

где  $P_{н.макс}$ ,  $P_{н.мин}$  – наибольшая и наименьшая мощности ЭП, кВт.

Если  $m > 3$ , то эффективное число электроприемников равно:

$$n_{эф} = \frac{2 \sum P_n}{P_{н.макс}}. \quad (2.5)$$

Если же  $m < 3$ , то  $n_{эф} = n$  ( $n$  – фактическое число электроприемников).

б) Среднесменные активная и реактивная нагрузки:

$$P_{см} = K_n \cdot P_n, \quad (2.6)$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.7)$$

где  $K_n$  – коэффициент использования по таблицам [8];

$\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент, определяемый по  $\cos \varphi$  из [8].

в) Максимальная активная нагрузка от силовых электроприемников:

$$P_p = K_m \cdot P_{см}, \quad (2.8)$$

где  $K_m$  – коэффициент максимума по [8].

Принимаем, что при  $n_{эф} > 10$  максимальная и среднесменная реактивные нагрузки равны между собой ( $Q_p = Q_{см}$ ), а при  $n_{эф} \leq 10$  –  $Q_p = 1,1Q_{см}$ .

г) Полная максимальная нагрузка и расчетный максимальный ток:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.9)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.10)$$

где  $U_n = 0,4$  кВ – среднее напряжение на шинах.

Результаты расчета низковольтных нагрузок приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет низковольтных электрических нагрузок 0,4 кВ

Наименование цеха	Тип нагрузки	n	Установленная мощность, кВт		m	K <sub>и</sub>	cosφ/tgφ	Средние нагрузки		n <sub>эф</sub>	K <sub>м</sub>	Расчетные нагрузки			I <sub>p</sub> , А
			P <sub>н.мин</sub> ÷ P <sub>н.макс</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
Механический цех	а) силовая	180	1-75	3000	>3	0,3	0,6/1,33	900	1197	80	1,11	999	1197	1559,1	2250,43
	б) осветительная											78,4	39,2	87,65	126,52
	Итого											1077,4	1236,2	1646,75	2376,95
Литейный цех	а) силовая	120	5-90	2400	>3	0,6	0,8/0,75	1440	1080	53	1,1	1584	1080	1917,15	2767,25
	б) осветительная											66	33	73,79	106,51
	Итого											1650	1113	1990,94	2873,76
Модельный цех	а) силовая	30	1-50	520	>3	0,3	0,6/1,33	156	207,48	21	1,34	209,04	207,48	294,53	425,13
	б) осветительная											61,2	30,6	68,42	98,76
	Итого											270,24	238,08	362,95	523,89
Малярный цех	а) силовая	35	5-30	330	>3	0,5	0,6/1,33	165	219,45	22	1,2	198	219,45	295,57	426,63
	б) осветительная											23,12	11,56	25,85	37,31
	Итого											221,12	231,01	321,42	463,94
Лесозавод	а) силовая	60	5-80	2000	>3	0,4	0,75/0,88	800	704	50	1,13	904	704	1145,79	1653,85
	б) осветительная											51,84	25,92	57,96	83,66
	Итого											955,84	729,92	1203,75	1737,51
Водонасосная станция	а) силовая	12	5-20	220	>3	0,7	0,8/0,75	154	115,5	12	1,15	177,1	115,5	211,43	305,18
	б) осветительная											9,1	0	9,1	13,14
	Итого											186,2	115,5	220,53	318,32
Компрессорная станция	а) силовая	14	10-200	1550	>3	0,7	0,8/0,75	1085	813,75	14	1,13	1226,05	813,75	1471,53	2124,03
	б) осветительная											10,01	0	10,01	14,45
	Итого											1236,06	813,75	1481,54	2138,48
Электро-механический цех	а) силовая	60	1-60	800	>3	0,3	0,7/1,02	240	244,8	27	1,28	307,2	244,8	392,81	566,99
	б) осветительная											24	12	26,83	38,73
	Итого											331,2	256,8	419,64	605,72



Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Кузнечно-прессовый цех	а) силовая	38	1-60	650	>3	0,5	0,75/0,88	325	286	22	1,2	390	286	483,63	698,08
	б) осветительная											40,32	20,16	45,08	65,07
	Итого											430,32	306,16	528,71	763,15
Заводоуправление, столовая	а) силовая	25	1-50	300	>3	0,5	0,9/0,48	150	72	12	1,28	192	72	205,06	295,99
	б) осветительная											91,35	45,68	102,13	147,42
	Итого											283,35	117,68	307,19	443,40
Котельная	а) силовая	55	1-90	600	>3	0,6	0,8/0,75	360	270	13	1,23	442,8	270	518,62	748,59
	б) осветительная											15,93	0	15,93	22,99
	Итого											458,73	270	534,55	771,55
Освещение территории												1594,63	797,31	1782,85	2573,32
Итого по заводу на 0,4 кВ												8695,08	6225,41	10693,93	15435,36

## 2.3 Определение количества цеховых трансформаторов. Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ

Минимальное число трансформаторов одинаковой мощности для покрытия расчетной активной нагрузки 0,4 кВ, указанной в таблице 2.2, равно:

$$N_{\text{тр.мин}} = \frac{P_{\text{р0,4}}}{K_3 \cdot S_{\text{ном.тр}}} + \Delta N = \frac{8695,08}{0,8 \cdot 1600} + 0,21 = 7,$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора (0,75÷0,85 – для потребителей второй категории);

$\Delta N$  – добавка до ближайшего целого числа;

$S_{\text{ном.тр}} = 1600$  кВА – номинальная мощность трансформатора, принятая при  $S_{\text{р0,4}} > 10000$  кВА.

Экономически целесообразное число трансформаторов:

$$N_{\text{тр.экон}} = N_{\text{тр.мин}} + m = 7 + 0 = 7,$$

где  $m = 0$  – дополнительное число трансформаторов, определенное по графикам из [9] для случая, когда  $K_3 = 0,8$ ;  $N_{\text{тр.мин}} = 7$ ;  $\Delta N = 0,21$ .

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, равна:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\text{тр.экон}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.тр}})^2 - P_{\text{р0,4}}^2} = \sqrt{(7 \cdot 0,8 \cdot 1600)^2 - 8695,08^2} = \\ = 2162,68 \text{ квар.}$$

Мощность низковольтной батареи конденсаторов на каждом трансформаторе ТП:

$$Q_{\text{НБК ТП}} = \frac{Q_{\text{р0,4}} - Q_1}{N_{\text{тр.экон}}} = \frac{6225,41 - 2162,68}{7} = 580,39 \text{ квар.}$$

По справочнику [10] выбираем конденсаторную установку без фильтров гармоник типа УКМ-0,4-ЭЛЭКО-Б001-600 (50×12) УЗ мощностью 600 квар.

На основании расчетов составляем таблицу 2.3, в которой показано предварительное распределение низковольтной нагрузки по цеховым трансформаторным подстанциям.

Таблица 2.3 – Распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП

№ ТП, S <sub>ном.тр</sub> , Q <sub>нбк</sub>	№ цехов	P <sub>p0,4</sub> , кВт	Q <sub>p0,4</sub> , квар	S <sub>p0,4</sub> , кВА	K <sub>3</sub> '
1	2	3	4	5	6
ТП1 (2×1600) ТП2 (2×1600) ΣS <sub>ном.тр</sub> = 6400 кВА Q <sub>нбк</sub> = 4×600 = 2400 квар	1	1077,4	1236,2		
	2	1650	1113		
	3	270,24	238,08		
	10	283,35	117,675		
	освещение территории	1594,625	797,313		
		4875,615	3502,268		
			- 2400		
Итого ТП1 + ТП2		4875,615	1102,268	4998,66	0,78
ТП3 (2×1600) ТП4 (1×1600) ΣS <sub>ном.тр</sub> = 4800 кВА Q <sub>нбк</sub> = 3×600 = 1800 квар	4	221,12	231,01		
	5	955,84	729,92		
	6	186,2	115,5		
	7	1236,06	813,75		
	8	331,2	256,8		
	9	430,32	306,16		
	11	458,725	270		
		3819,465	2723,14		
			- 1800		
Итого ТП3 + ТП4		3819,465	923,14	3929,44	0,82

## 2.4 Уточненный расчет мощности по заводу с учетом нагрузок 10 кВ

По справочнику [11] выбираем в качестве цехового трансформатора Tgihal 1600/10/0,4 («Schneider Electric») – сухой распределительный трансформатор с литой изоляцией. Его технические характеристики: S<sub>ном.тр</sub> = 1600 кВА; U<sub>ВН</sub> = 10 кВ; U<sub>НН</sub> = 0,4 кВ; u<sub>кз</sub> = 6%; I<sub>xx</sub> = 1,2%; ΔP<sub>xx</sub> = 2,8 кВт; ΔP<sub>кз</sub> = 14,5 кВт.

Потери в цеховых трансформаторах равны:

$$\Delta P_{\text{трТП}} = N_{\text{тр}} (\Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_3^2), \quad (2.11)$$

$$\Delta Q_{\text{трТП}} = N_{\text{тр}} \left( \frac{I_{\text{xx}}}{100} S_{\text{ном.тр}} + \frac{u_{\text{кз}}}{100} S_{\text{ном.тр}} \cdot K_3^2 \right). \quad (2.12)$$

По формулам (2.11) и (2.12) произведем расчет:

– для ТП1, ТП2:

$$\Delta P_{\text{ТП1,2}} = 4(2,8 + 14,5 \cdot 0,78^2) = 46,49 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП1,2}} = 4\left(\frac{1,2}{100} \cdot 1600 + \frac{6}{100} \cdot 1600 \cdot 0,78^2\right) = 310,43 \text{ квар};$$

– для ТП3, ТП4:

$$\Delta P_{\text{ТП3,4}} = 3(2,8 + 14,5 \cdot 0,82^2) = 37,65 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП3,4}} = 3\left(\frac{1,2}{100} \cdot 1600 + \frac{6}{100} \cdot 1600 \cdot 0,82^2\right) = 251,25 \text{ квар}.$$

Суммарные потери цеховых ТП равны:

$$\Sigma \Delta P_{\text{ТП}} = 46,49 + 37,65 = 84,14 \text{ кВт},$$

$$\Sigma \Delta Q_{\text{ТП}} = 310,43 + 251,25 = 561,68 \text{ квар}.$$

По справочнику [12] выбираем синхронный электродвигатель типа СТД-1250-23-УХЛ4 с характеристиками:  $P_n = 1250$  кВт;  $U_n = 10$  кВ;  $\eta = 96,8\%$ . Общее количество СД, расположенных в шестом цехе:  $N = 4$ . Расчетные мощности СД:

$$P_{\text{рСД}} = N \cdot P_n \cdot K_3 = 4 \cdot 1250 \cdot 0,85 = 4250 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{рСД}} = P_{\text{рСД}} \cdot \text{tg}\varphi = 4250 \cdot 0,48 = 2040 \text{ квар},$$

где  $K_3 = 0,85$  – коэффициент загрузки СД;

$\text{tg}\varphi = 0,48$  – коэффициент реактивной мощности СД при  $\cos\varphi = 0,9$ .

По каталогу 2012 г. ОАО «Электrozавод» (Москва) для ДСП 12 т выбираем печной трансформатор типа ЭТЦН-12500/10-92У3 с  $S_n = 5000$  кВА. Общее количество ДСП, находящихся во втором цехе:  $N = 2$ . Расчетные мощности ДСП:

$$P_{\text{рДСП}} = N \cdot S_n \cdot \cos\varphi \cdot K_3 = 2 \cdot 5000 \cdot 0,82 \cdot 0,6 = 4920 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{рДСП}} = P_{\text{рДСП}} \cdot \text{tg}\varphi = 4920 \cdot 0,7 = 3444 \text{ квар},$$

где  $K_3 = 0,6$  – коэффициент загрузки ДСП;

$\text{tg}\varphi = 0,7$  – коэффициент реактивной мощности ДСП при  $\cos\varphi = 0,82$ .

Потери мощности в печных трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{трДСП}} = 0,02 \cdot N \cdot S_n = 0,02 \cdot 2 \cdot 5000 = 200 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{трДСП}} = 0,1 \cdot N \cdot S_n = 0,1 \cdot 2 \cdot 5000 = 1000 \text{ квар.}$$

Экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана заводу в период наибольшей нагрузки энергосистемы:

$$\begin{aligned} Q_3 &= 0,23(P_{p0,4} + \Sigma \Delta P_{\text{ТП}} + P_{\text{рДСП}} + \Delta P_{\text{трДСП}} + P_{\text{рсД}}) = \\ &= 0,23(8695,08 + 84,14 + 4920 + 200 + 4250) = 4174,32 \text{ квар.} \end{aligned}$$

Составляем баланс реактивной мощности на шинах 10 кВ относительно мощности высоковольтной батареи конденсаторов с учетом резерва 10%:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ВБК}} &= 1,1(Q_{p0,4} + \Sigma \Delta Q_{\text{ТП}} + Q_{\text{рДСП}} + \Delta Q_{\text{трДСП}}) - Q_3 - Q_{\text{НБК}} - Q_{\text{рсД}} = \\ &= 1,1(6225,41 + 561,68 + 3444 + 1000) - 4174,32 - 4200 - 2040 = \\ &= 1939,88 \text{ квар.} \end{aligned}$$

По справочнику [12] выбираем 2 конденсаторные установки высокого напряжения типа УКЛ(П)-56-10,5-900 УЗ мощностью 900 квар, которые применим для индивидуальной компенсации реактивной мощности ДСП.

Результаты расчета низковольтной и высоковольтной нагрузок по заводу приведены в таблице 2.4.

## 2.5 Технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения

Рассмотрим *питание завода от шин генераторов ТЭЦ* как один из вариантов внешнего электроснабжения. Его схема приведена на рисунке 2.1.

Мощность, передаваемая по ЛЭП 10 кВ:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{P_{p10}^2 + Q_3^2} = \sqrt{17797,98^2 + 4174,32^2} = 18280,95 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток по ЛЭП и его значение в аварийном режиме соответственно равны:

$$I_{\text{рЛЭП}} = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{2\sqrt{3}U_n} = \frac{18280,95}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 502,6 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ав}} = 2I_{\text{рЛЭП}} = 2 \cdot 502,6 = 1005,2 \text{ А.}$$

Таблица 2.4 – Уточненный расчет мощности по заводу с учетом нагрузок 10 кВ

№ТП, S <sub>ном.тр.</sub> , Q <sub>бк</sub>	№ цехов	п	Установленная мощность, кВт		K <sub>н</sub>	Средняя мощность		п <sub>эф</sub>	K <sub>м</sub>	Расчетные мощности			K <sub>з</sub>
			P <sub>н.мин</sub> ÷ P <sub>н.макс</sub>	ΣP <sub>н</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, ТП2 (4×1600 кВА)	1	180	1-75	3000	0,3	900	1197						
	2	120	5-90	2400	0,6	1440	1080						
	3	30	1-50	520	0,3	156	207,48						
	10	25	1-50	300	0,5	150	72						
Силовая		355	1-90	6220	0,425	2646	2556,48	138	1,06	2804,76	2556,48		
Освещение										296,95	148,475		
Освещение территории										1594,625	797,313		
Q <sub>нбк</sub>											- 2400		
Итого										4696,335	1102,268	4823,96	0,75
ТП3, ТП4 (3×1600 кВА)	4	35	5-30	330	0,5	165	219,45						
	5	60	5-80	2000	0,4	800	704						
	6	12	5-20	220	0,7	154	115,5						
	7	14	10-200	1550	0,7	1085	813,75						
	8	60	1-60	800	0,3	240	244,8						
	9	38	1-60	650	0,5	325	286						
	11	55	1-90	600	0,6	360	270						
Силовая		274	1-200	6150	0,53	3129	2653,5	62	1,11	3473,19	2653,5		
Освещение										174,315	69,64		
Q <sub>нбк</sub>											- 1800		
Итого										3647,505	923,14	3762,51	0,78
Итого на шинах 0,4 кВ										8343,84	2025,408		
Потери в ТП										84,14	561,68		

Продолжение таблицы 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нагрузка 0,4 кВ, приведенная к шинам 10 кВ										8427,98	2587,088		
СД	6	4	1250	5000						4250	2040		
ДСП	2	2	5000 кВА	10000 кВА						4920	3444		
Потери в трансформаторе ДСП										200	1000		
Q <sub>ВБК</sub>											- 1800		
Всего по заводу										17797,98	3191,088	18081,79	

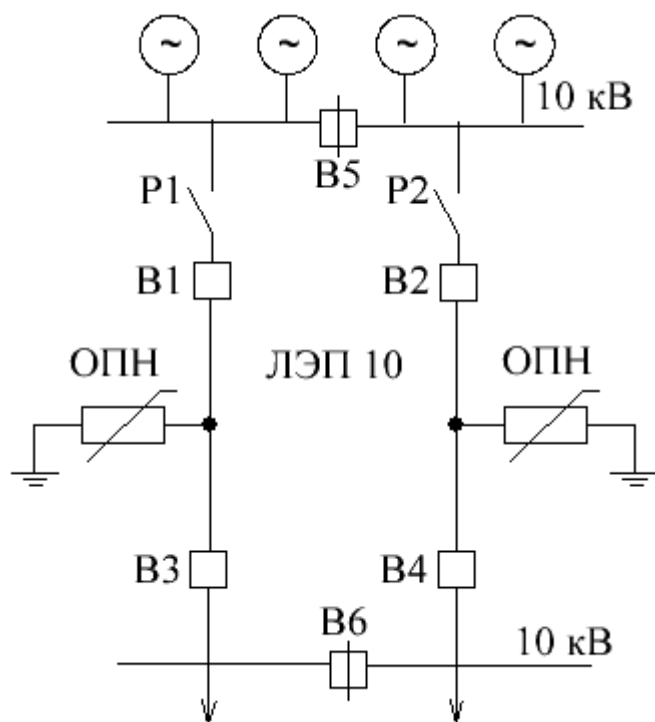


Рисунок 2.1 – Схема питания завода от шин генераторов ТЭЦ

Согласно [13], время использования максимальной нагрузки для двухсменного предприятия равно  $T_m = 4000$  ч, для которого рекомендуемое значение экономической плотности тока составляет  $j_э = 1,4$  А/мм<sup>2</sup> при прокладке кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами.

Находим сечение кабеля ЛЭП 10 кВ по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{рлэп}}{j_э} = \frac{502,6}{1,4} = 359 \text{ мм}^2.$$

По каталогу 2010 г. ТОО «Weten» (Алматы) выбираем ЗАСБ 3×150-10. Допустимая нагрузка для этих кабелей, согласно [14],  $I_{доп} = 275$  А.

Проверяем выбранные кабели по следующим условиям:

$$I_{доп} = 3 \cdot 275 = 825 \text{ А} > I_p = 502,6 \text{ А},$$

$$1,3I_{доп} = 1,3 \cdot 3 \cdot 275 = 1072,5 \text{ А} > I_{ав} = 1005,2 \text{ А}.$$

Определим время максимальных потерь:

$$\tau_m = 8760 \left( 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2. \quad (2.13)$$

Подставив численное значение  $T_m$  в формулу (2.13), получим:



$$\tau_m = 8760 \left( 0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 = 2405,29 \text{ ч.}$$

Потери электроэнергии в кабельной ЛЭП равны:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot 3 \cdot I_{\text{рЛЭП}}^2 \cdot \frac{r_0 l}{3} \cdot \tau_m \cdot 10^{-3}, \quad (2.14)$$

где 2 – число питающих линий;

3 – трехфазная система;

$r_0 = 0,2$  Ом/км – удельное активное сопротивление кабеля по [14];

$l = 6,5$  км – расстояние от ТЭЦ до завода.

Рассчитываем потери в ЛЭП по формуле (2.14):

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot 3 \cdot 502,6^2 \cdot \frac{0,2 \cdot 6,5}{3} \cdot 2405,29 \cdot 10^{-3} = 1579740,54 \text{ кВтч.}$$

Потери электроэнергии в ЛЭП оказались слишком значительными, следовательно, данный вариант электроснабжения неприемлем.

Рассмотрим другой вариант внешнего электроснабжения – *питание завода от шин ГПП*, которое показано на рисунке 2.2. По [8] в качестве повысительных трансформаторов 10/110 кВ выбираем ТДН-25000/110 с  $u_{\text{кз}} = 10,5\%$ .

Мощность, передаваемая через ГПП:

$$S_{\text{ГПП}} = \sqrt{P_{\text{р10}}^2 + Q_3^2} = \sqrt{17797,98^2 + 4174,32^2} = 18280,95 \text{ кВА.}$$

Для ГПП по [11] выбираем 2 трехфазных трансформатора с РПН типа ТДН-16000/110-У1. Их параметры:  $S_{\text{ном.тр}} = 16000$  кВА;  $U_{\text{ВН}} = 115$  кВ;  $U_{\text{НН}} = 11$  кВ;  $u_{\text{кз}} = 10,5\%$ ;  $I_{\text{xx}} = 0,85\%$ ;  $\Delta P_{\text{xx}} = 21$  кВт;  $\Delta P_{\text{кз}} = 86$  кВт.

Коэффициент загрузки трансформаторов ГПП:

$$K_3 = \frac{S_{\text{ГПП}}}{2S_{\text{ном.тр}}} = \frac{18280,95}{2 \cdot 16000} = 0,57.$$

Рассчитаем величины потерь в ГПП. Потери активной мощности:

$$\Delta P_{\text{трГПП}} = N_{\text{тр}} (\Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_3^2) = 2(21 + 86 \cdot 0,57^2) = 97,88 \text{ кВт.}$$

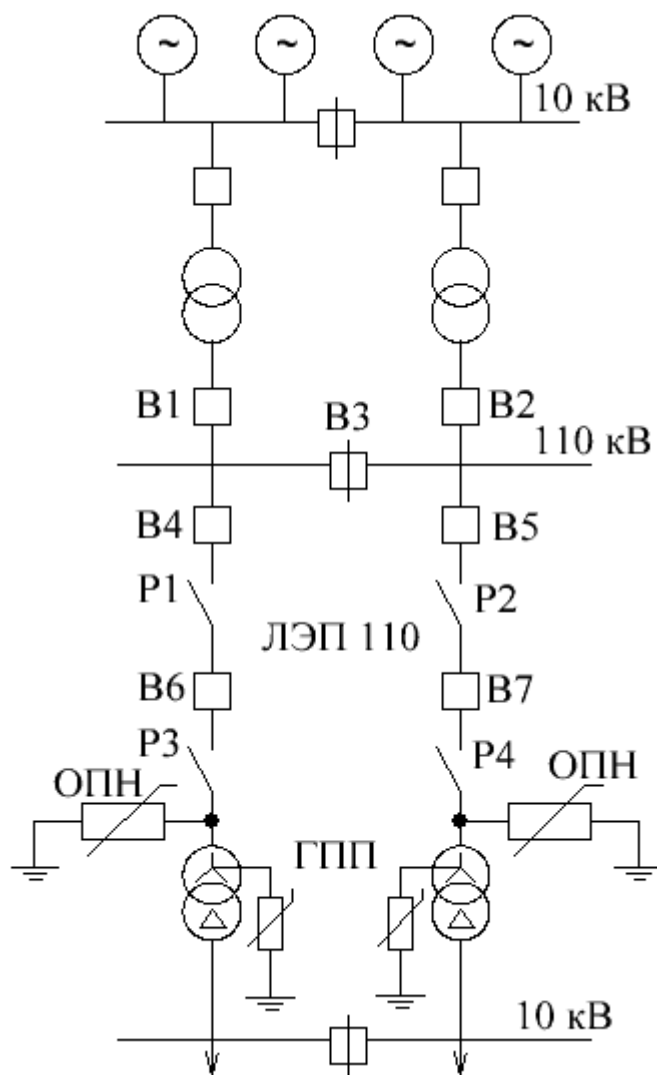


Рисунок 2.2 – Схема питания завода от шин ГПП

Потери реактивной мощности составляют:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{трГПП}} &= N_{\text{тр}} \left( \frac{I_{\text{xx}}}{100} S_{\text{трГПП}} + \frac{u_{\text{кз}}}{100} S_{\text{трГПП}} \cdot K_3^2 \right) = \\ &= 2 \left( \frac{0,85}{100} 16000 + \frac{10,5}{100} 16000 \cdot 0,57^2 \right) = 1363,66 \text{ квар.} \end{aligned}$$

По результату формулы (2.13) определяем потери электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{трГПП}} &= N_{\text{тр}} (\Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{в}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau_{\text{м}} \cdot K_3^2) = 2(21 \cdot 4000 + 86 \cdot 2405,29 \cdot 0,57^2) = \\ &= 302414,34 \text{ кВтч,} \end{aligned}$$

где  $T_{\text{в}}$  – полное время включения трансформаторов, ч (так как насосная станция работает круглосуточно, принимаем  $T_{\text{в}} = T_{\text{м}} = 4000$  ч) [13].

Мощность, передаваемая по ЛЭП 110 кВ:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{(P_{\text{р10}} + \Delta P_{\text{трЛЭП}})^2 + Q_3^2} = \sqrt{(17797,98 + 97,88)^2 + 4174,32^2} = 18376,26 \text{ кВА.}$$

Находим расчетный ток по ЛЭП и его значение в аварийном режиме:

$$I_{\text{рЛЭП}} = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{2\sqrt{3}U_{\text{н}}}, \quad (2.15)$$

$$I_{\text{ав}} = 2I_{\text{рЛЭП}}. \quad (2.16)$$

Подставляем числовые значения в формулы (2.15) и (2.16):

$$I_{\text{рЛЭП}} = \frac{18376,26}{2\sqrt{3} \cdot 115} = 46,13 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot 46,13 = 92,26 \text{ А.}$$

По [14] принимаем плотность тока равной  $j_3 = 1,1 \text{ А/мм}^2$  – для неизолированных проводов. Определяем экономическое сечение проводов:

$$F_3 = \frac{I_{\text{рЛЭП}}}{j_3}. \quad (2.17)$$

Рассчитываем сечение проводов ЛЭП по формуле (2.17):

$$F_3 = \frac{46,13}{1,1} = 41,94 \text{ мм}^2.$$

По каталогу 2013 г. компании «Electrolite» (Алматы) выбираем провода АС-70/11 с допустимой нагрузкой  $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$  [14]. Проверяем эти провода:

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} > I_{\text{р}} = 46,13 \text{ А,}$$

$$1,3I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 265 = 344,5 \text{ А} > I_{\text{ав}} = 92,26 \text{ А.}$$

Используя формулу (2.14), находим потери в воздушной ЛЭП:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot 3 \cdot 46,13^2 \cdot 0,422 \cdot 6,5 \cdot 2405,29 \cdot 10^{-3} = 84238,65 \text{ кВтч,}$$

где  $r_0 = 0,422 \text{ Ом/км}$  – удельное активное сопротивление АС-70/11 [15].

Таким образом, потери электроэнергии в ЛЭП имеют приемлемое значение, следовательно, электроснабжение завода осуществляем от шин ГПП.

## 2.6 Выбор коммутационного оборудования 110 кВ

Для выбора оборудования необходимо рассчитать токи к. з., поэтому составляем схему замещения для участка до ГПП, приведенную на рисунке 2.3.

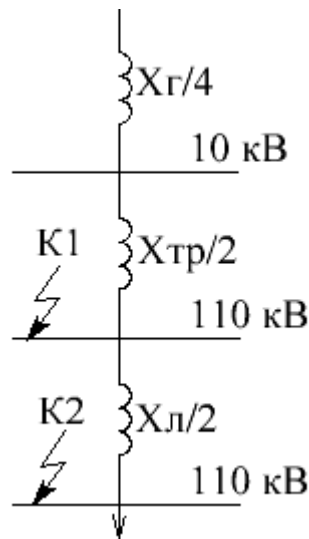


Рисунок 2.3 – Схема замещения для участка до ГПП

Зададимся базисными величинами:  $S_6 = 100 \text{ МВА}$ ,  $U_6 = 115 \text{ кВ}$ . Определим базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА.}$$

Определяем сопротивления элементов схемы замещения (в о. е.):

а) турбогенератор мощностью 100 МВА:

$$x_r = x_d'' \frac{S_6}{S_{\text{ном.г}}} = 0,125 \cdot \frac{100}{100} = 0,125,$$

где  $x_d'' = 0,125$  – сверхпереходное сопротивление турбогенератора [8];

б) повысительный трансформатор мощностью 25 МВА:

$$x_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42;$$

в) ВЛ 110 кВ длиной 6,5 км:

$$x_{\text{л}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 0,4 \cdot 6,5 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,02,$$

где  $x_0 = 0,4$  Ом/км – удельное реактивное сопротивление ВЛ при расчете токов к. з. [16].

Действующие значения периодических составляющих токов к. з.:

$$I_{\text{к1}} = \frac{I_{\text{б}}}{x_{\text{г}}/4 + x_{\text{тр}}/2} = \frac{0,5}{0,125/4 + 0,42/2} = 2,07 \text{ кА},$$

$$I_{\text{к2}} = \frac{I_{\text{б}}}{x_{\text{г}}/4 + x_{\text{тр}}/2 + x_{\text{л}}/2} = \frac{0,5}{0,125/4 + 0,42/2 + 0,02/2} = 1,99 \text{ кА}.$$

Ударные токи к. з. в точках К1 и К2 равны:

$$i_{\text{y1}} = K_{\text{y}} \sqrt{2} I_{\text{к1}} = 1,8 \sqrt{2} \cdot 2,07 = 5,27 \text{ кА},$$

$$i_{\text{y2}} = K_{\text{y}} \sqrt{2} I_{\text{к2}} = 1,8 \sqrt{2} \cdot 1,99 = 5,07 \text{ кА},$$

где  $K_{\text{y}} = 1,8$  – ударный коэффициент по [16].

Мощность к. з.:

$$S_{\text{к1}} = \sqrt{3} U_{\text{б}} I_{\text{к1}} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2,07 = 412,31 \text{ МВА},$$

$$S_{\text{к2}} = \sqrt{3} U_{\text{б}} I_{\text{к2}} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,99 = 396,38 \text{ МВА}.$$

Значения аварийных токов через коммутационное оборудование (по рисунку 2.2):

а) выключатели В1, В2, В3:

$$I_{\text{ав В1,В2}} = I_{\text{ав В3}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}} = \frac{25000}{115 \sqrt{3}} = 125,51 \text{ А};$$

б) выключатели В4, В5, В6, В7 и разъединители Р1, Р2, Р3, Р4 (здесь аварийный ток такой же, как и в формуле (2.16)):

$$I_{ав\ В4-В7} = I_{ав\ Р1-Р4} = 92,26 \text{ А.}$$

По справочнику [15] в качестве В1 – В7 выбираем элегазовые выключатели типа HGF 1012 («Alstom») с характеристиками, приведенными в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Выбор выключателя HGF 1012

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{ав\ В1,В2} = I_{ав\ В3} = 125,51 \text{ А}$	$I_H \geq I_{ав}$
	$I_{ав\ В4-В7} = 92,26 \text{ А}$	
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{к1} = 2,07 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{к3}$
	$I_{к2} = 1,99 \text{ кА}$	
$i_{yH} = 80 \text{ кА}$	$i_{y1} = 5,27 \text{ кА}$	$i_{yH} \geq i_{yp}$
	$i_{y2} = 5,07 \text{ кА}$	
$S_{откл} = 5900 \text{ МВА}$	$S_{к1} = 412,31 \text{ МВА}$	$S_{откл} \geq S_{к3}$
	$S_{к2} = 396,38 \text{ МВА}$	

По справочнику [11] в качестве Р1, Р2, Р3, Р4 выбираем разъединители типа РНД(З)-110/630Т1 с характеристиками, приведенными в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Выбор разъединителя РНД(З)-110/630Т1

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{ав\ Р1-Р4} = 92,26 \text{ А}$	$I_H \geq I_{ав}$
$i_{пред.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{y2} = 5,07 \text{ кА}$	$i_{пред.скв} \geq i_y$
$I_{терм} = 40 \text{ кА}$	$I_{к2} = 1,99 \text{ кА}$	$I_{терм} \geq I_{к3}$

По [10] выбираем 4 ОПН типа Rexlim P УХЛ1 («ABB») на 110 кВ.

После выбора коммутационного оборудования надо определить величину капитальных вложений, необходимых для реализации проекта внешнего электроснабжения завода. Для этого проведен ряд расчетов, рассмотренных в экономической части настоящей работы.

## 2.7 Определение токов короткого замыкания с учетом подпитки от синхронных двигателей

На рисунке 2.4 приведена схема замещения с подключенными СД.

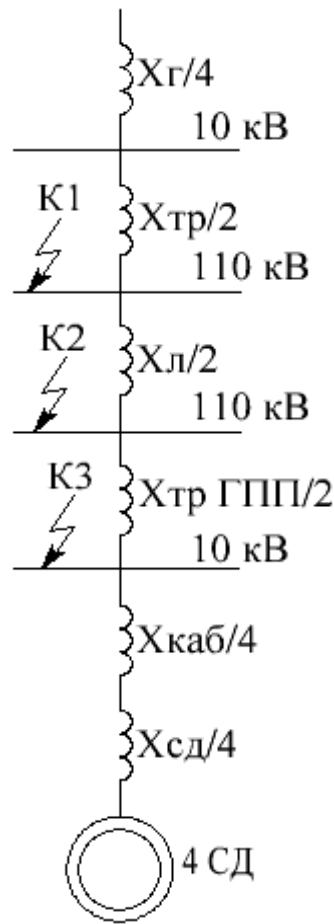


Рисунок 2.4 – Схема замещения с учетом СД

Токи к. з. в точках К1 и К2 уже рассчитаны при  $U_6 = 115$  кВ, поэтому далее ведется расчет для определения тока к. з. в точке К3.

Зададимся базисными величинами:  $S_6 = 100$  МВА,  $U_6 = 10,5$  кВ. Тогда:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Сопротивления элементов схемы замещения (в о. е.) [9]:

а) трансформатор ГПП 16 МВА:

$$X_{\text{трГПП}} = \frac{u_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном.трГПП}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,66;$$

б) кабельная линия 10 кВ от ГПП до цеха с четырьмя СД длиной 0,5 км (по генплану с картограммой полных нагрузок):

$$X_{\text{каб}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,08 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,04,$$

где  $x_0 = 0,08$  Ом/км – удельное реактивное сопротивление кабельной линии при расчете токов к. з. [16];

в) один СД с  $P_{\text{нсД}} = 1250$  кВт и  $\cos\varphi = 0,9$ :

$$x_{\text{сД}} = x_d'' \frac{S_0}{P_{\text{нсД}} / \cos\varphi} = 0,2 \cdot \frac{100 \cdot 10^3}{1250/0,9} = 14,4,$$

где  $x_d'' = 0,2$  – сверхпереходное сопротивление СД [8].

Определим ток к. з. в точке КЗ без учета подпитки от СД:

$$I_{\text{кз}} = \frac{I_0}{x_r/4 + x_{\text{тр}}/2 + x_l/2 + x_{\text{трГПП}}/2} = \frac{5,5}{0,125/4 + 0,42/2 + 0,02/2 + 0,66/2} = 9,5 \text{ кА.}$$

Ток к. з. от одного СД со сверхпереходной ЭДС  $E'' = 1,1$  [8], когда за базисные величины приняты номинальный ток и напряжение СД:

$$I_{\text{ксД}} = \frac{E'' I_0}{x_{\text{каб}}/4 + x_{\text{сД}}/4} = \frac{1,1 \cdot 5,5}{0,04/4 + 14,4/4} = 1,68 \text{ кА.}$$

Полный ток к. з. на шинах 10 кВ:

$$I_{\text{кз}\Sigma} = I_{\text{кз}} + I_{\text{ксД}} = 9,5 + 1,68 = 11,18 \text{ кА.}$$

Его ударное значение и мощность к. з.:

$$i_{\text{уз}\Sigma} = K_y \sqrt{2} I_{\text{кз}\Sigma} = 1,8 \sqrt{2} \cdot 11,18 = 28,46 \text{ кА,}$$

$$S_{\text{кз}\Sigma} = \sqrt{3} U_0 I_{\text{кз}\Sigma} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 11,18 = 203,33 \text{ МВА.}$$

Расчетный ток кабельной линии 10 кВ к четырем СД с  $P_{\text{рсД}} = 4250$  кВт:

$$I_{\text{р каб}} = \frac{P_{\text{рсД}} / \cos\varphi}{4 \sqrt{3} U_n} = \frac{4250/0,9}{4 \sqrt{3} \cdot 10,5} = 64,9 \text{ А.}$$

По [14] принимаем  $j_3 = 1,4$  А/мм<sup>2</sup> – для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами. По формуле (2.17) находим сечение кабеля 10 кВ:



$$F_3 = \frac{64,9}{1,4} = 46,4 \text{ мм}^2.$$

Минимальное термически стойкое к токам к. з. сечение кабеля:

$$F_{\text{кз}} = \frac{I_{\text{кз}\Sigma} \sqrt{t_{\text{п}}}}{4C}, \quad (2.18)$$

где  $t_{\text{п}} = 1,6 \text{ с}$  – время действия тока к. з. на участке ГПП-РП [17];  
 $C = 100 \cdot 10^{-3} \text{ кА} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$  – термический коэффициент для кабеля с бумажной изоляцией [17].

Подставляем в формулу (2.18) численные значения:

$$F_{\text{кз}} = \frac{11,18 \cdot 10^3 \sqrt{1,6}}{4 \cdot 100} = 35,35 \text{ мм}^2.$$

По каталогу 2013 г. ООО «Сарансккабель» выбираем 4АСБ 3×50-10.

## 2.8 Выбор коммутационного оборудования 10 кВ

Схема питания потребителей от шин 10 кВ приведена на рисунке 2.5.

*Выбор вводных выключателей В8 и В9.* Мощность, подводимая к шинам 10 кВ:  $S_p = 18081,79 \text{ кВА}$  (по таблице 2.4). Тогда по формулам (2.15) и (2.16):

$$I_{\text{рВ8,В9}} = \frac{18081,79}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 497,12 \text{ А},$$

$$I_{\text{авВ8,В9}} = 2 \cdot 497,12 = 994,24 \text{ А}.$$

Расчетный тепловой импульс (интеграл Джоуля) [9]:

$$W_{\text{к расч}} = I_{\text{кз}\Sigma}^2 t_{\text{п}} = 11,18^2 \cdot 1,6 = 200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

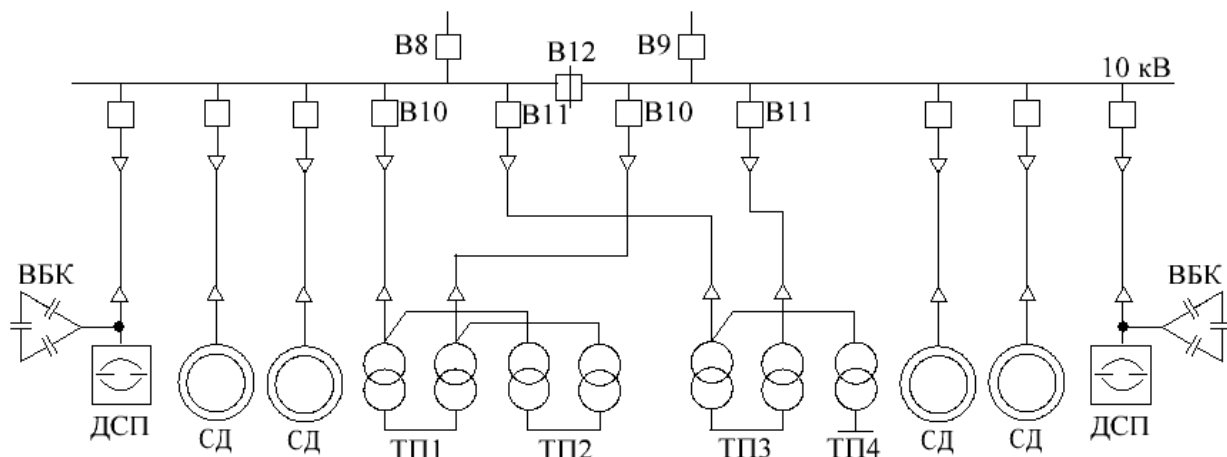


Рисунок 2.5 – Схема распределительной сети 10 кВ

По каталогу 2013 г. «Schneider Electric» в качестве В8 и В9 выбираем элегазовый выключатель типа LF1-10-25-1250 с приводом RI,  $t_{откл} = 0,7$  с и характеристиками, приведенными в таблице 2.7. Паспортный тепловой импульс:

$$W_{к\text{ пасп}} = I_{откл}^2 t_{откл} = 25^2 \cdot 0,7 = 437,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 2.7 – Выбор выключателя LF1-10-25-1250

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$I_n = 1250 \text{ А}$	$I_{ав\text{ В8,В9}} = 994,24 \text{ А}$	$I_n \geq I_{ав}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{к3\Sigma} = 11,18 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{к3}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{у3\Sigma} = 28,46 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_y$
$W_{к\text{ пасп}} = 437,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{к\text{ расч}} = 200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{к\text{ пасп}} \geq W_{к\text{ расч}}$

*Выбор секционного выключателя В12.* В аварийном режиме через В12 протекает ток, равный  $I_p$  В8,В9:  $I_{ав\text{ В12}} = 497,12 \text{ А}$ . В качестве секционного выключателя выбираем LF1-10-25-630 с  $I_n = 630 \text{ А}$  (остальные параметры те же, что и у LF1-10-25-1250).

*Выбор выключателей отходящих линий:*

а) ГПП-ТП1, ТП2 (по таблице 2.4 и формулам (2.15) и (2.16)):

$$S_p = \sqrt{(P_{ТП1,2} + \Delta P_{ТП1,2})^2 + (Q_{ТП1,2} + \Delta Q_{ТП1,2})^2} = \\ = \sqrt{(4696,34 + 46,49)^2 + (1102,27 + 310,43)^2} = 4948,75 \text{ кВА},$$

$$I_{pВ10} = \frac{4948,75}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 136,06 \text{ А},$$

$$I_{авВ10} = 2 \cdot 136,06 = 272,12 \text{ А.}$$

В качестве В10 выбираем элегазовый выключатель LF1-10-25-630.  
б) ГПП-ТПЗ, ТП4:

$$S_p = \sqrt{(P_{ТПЗ,4} + \Delta P_{ТПЗ,4})^2 + (Q_{ТПЗ,4} + \Delta Q_{ТПЗ,4})^2} = \\ = \sqrt{(3647,51 + 37,65)^2 + (923,14 + 251,25)^2} = 3867,76 \text{ кВА,}$$

$$I_{pВ11} = \frac{3867,76}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 106,34 \text{ А,}$$

$$I_{авВ11} = 2 \cdot 106,34 = 212,68 \text{ А.}$$

В качестве В11 выбираем элегазовый выключатель LF1-10-25-630.

в) к СД. Здесь и далее выключатель выбираем по условию превышения его номинального тока над расчетным. Для СД расчетный ток был определен в подразделе 2.7:  $I_{pСД} = 64,9 \text{ А}$ . Выбираем LF1-10-25-630.

г) к ДСП и ВБК:

$$S_p = \sqrt{(P_{pДСП} + \Delta P_{трДСП})^2 + (Q_{pДСП} + \Delta Q_{трДСП} - Q_{ВБК})^2} = \\ = \sqrt{(4920 + 200)^2 + (3444 + 1000 - 1800)^2} = 5762,39 \text{ кВА,}$$

$$I_{pДСП} = \frac{5762,39}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 158,42 \text{ А.}$$

Выбираем элегазовый выключатель LF1-10-25-630.

*Выбор трансформаторов тока:*

а) ТТ ввода. Выбор производим по току  $I_{ав В8,В9}$ . Ко вторичной цепи подключаем мультиметр РМ1000, выбранный по каталогу 2013 г. «Schneider Electric», с нагрузкой  $S_{мульт} = 0,2 \text{ ВА}$  в каждой фазе. Ток вторичной цепи  $I_2 = 5 \text{ А}$ . Расчетная вторичная нагрузка ТТ:

$$S_{2p} = I_2^2 (r_k + r_{мульт} + r_{пров}) = 5^2 (0,1 + 0,008 + 0,028) = 3,4 \text{ ВА,}$$

где  $r_k = 0,1 \text{ Ом}$  – переходное сопротивление контактов [18];

$r_{мульт}$  – сопротивление мультиметра, Ом:

$$r_{мульт} = \frac{S_{мульт}}{I_2^2} = \frac{0,2}{5^2} = 0,008 \text{ Ом;}$$

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

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 4}{2,5} = 0,028 \text{ Ом},$$

где  $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  – удельное сопротивление медного провода [18];

$l_{\text{расч}} = 4 \text{ м}$  – длина соединительных проводов [18];

$q = 2,5 \text{ мм}^2$  – минимальное сечение по условию прочности [14].

По каталогу 2013 г. «Свердловского завода трансформаторов тока» выбираем опорно-проходной трансформатор тока ТЛ-10-2-I-2 1000/5 с  $I_{\text{терм}} = 31,5 \text{ кА}$  при  $t_{\text{терм}} = 1 \text{ с}$  и характеристиками, приведенными в таблице 2.8. Тепловой импульс:

$$V_{\text{к пасп}} = I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 2.8 – Выбор трансформатора тока ТЛ-10-2-I-2 1000/5

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} \geq U_{\text{р}}$
$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ав В8,В9}} = 994,24 \text{ А}$	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{ав}}$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{у3}\Sigma} = 28,46 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$
$S_{2\text{н}} = 5 \text{ ВА}$	$S_{2\text{р}} = 3,4 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}} \geq S_{2\text{р}}$
$V_{\text{к пасп}} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к расч}} = 200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к пасп}} \geq V_{\text{к расч}}$

б) Секционный ТТ. По току  $I_{\text{ав В12}} = 497,12 \text{ А}$  выбираем ТЛ-10-2-I-2 600/5 (все остальные параметры такие же, как и в таблице 2.8).

в) ТТ линии ГПП-ТП1, ТП2. Выбор производим по току  $I_{\text{ав В10}} = 272,12 \text{ А}$ . Выбираем ТЛ-10-2-I-2 300/5 с  $I_{\text{терм}} = 15 \text{ кА}$  при  $t_{\text{терм}} = 1 \text{ с}$  и характеристиками, приведенными в таблице 2.9. Паспортный тепловой импульс:

$$V_{\text{к пасп}} = 15^2 \cdot 1 = 225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 2.9 – Выбор трансформатора тока ТЛ-10-2-I-2 300/5

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} \geq U_{\text{р}}$
$I_{\text{н}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{ав В10}} = 272,12 \text{ А}$	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{ав}}$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{у3}\Sigma} = 28,46 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$
$S_{2\text{н}} = 5 \text{ ВА}$	$S_{2\text{р}} = 3,4 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}} \geq S_{2\text{р}}$
$V_{\text{к пасп}} = 225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к расч}} = 200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к пасп}} \geq V_{\text{к расч}}$

Из таблицы 2.9 видно, что при номинальных токах, меньших 300 А, условие по тепловому нагреву перестает выполняться, поэтому для всех остальных отходящих линий: ГПП-ТПЗ, ТП4 (по  $I_{авВ11} = 212,68$  А); ГПП-4СД (по  $I_{р СД} = 64,9$  А); ГПП-2ДСП (по  $I_{р ДСП} = 158,42$  А) – выбираем ТЛ-10-2-1-2 300/5.

*Выбор трансформаторов напряжения.* Ко вторичной цепи также подключаем мультиметр РМ1000 с  $S_{мульт} = 0,2$  ВА. По каталогу 2013 г. «Свердловского завода трансформаторов тока» выбираем заземляемый трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10 с  $U_H = 10$  кВ и  $S_{2H} = 630$  ВА.

*Выбор выключателей нагрузки:*

а) для линий трансформаторов ТП1, ТП2:

$$I_p = \frac{I_{авВ10}}{4} = \frac{272,12}{4} = 68,03 \text{ А.}$$

По каталогу 2013 г. ЗАО «Электроцит» (Самара) выбираем автогазовый выключатель нагрузки с заземляющими ножами типа ВНА-СЭЩ-10-630 с характеристиками, приведенными в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Выбор выключателя нагрузки ВНА-СЭЩ-10-630

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$U_H \geq U_p$
$I_H = 630$ А	$I_p = 68,03$ А	$I_H \geq I_p$
$I_{скв} = 20$ кА	$I_{к3\Sigma} = 11,18$ кА	$I_{скв} \geq I_{к3}$

б) для линий трансформаторов ТП3:

$$I_p = \frac{I_{авВ11}}{3} = \frac{212,68}{3} = 70,89 \text{ А.}$$

Также выбираем ВНА-СЭЩ-10-630.

*Выбор шин ГПП.* Шины выбираем по длительно допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{ав В8,В9} = 994,24 \text{ А.}$$

По каталогу 2011 г. ООО «Электрокомплект» (Казань) выбираем шину марки АД31Т  $8 \times 80$  мм<sup>2</sup> длиной  $l = 4000$  мм с допустимой нагрузкой  $I_{доп} = 1320$  А, учитывая поправку на температуру.

Проверяем шину на термическую стойкость:

$$q = 8 \cdot 80 = 640 \text{ мм}^2 > q_{\min} = \frac{I_{к3\Sigma} \sqrt{t_n}}{C_T} = \frac{11,18 \cdot 10^3 \sqrt{1,6}}{82} = 172,46 \text{ мм}^2,$$

где  $q$  – сечение выбранной шины;

$q_{\min}$  – минимальное сечение, которое обуславливает нагрев при к. з.;

$C_T = 82 \text{ Ас}^{1/2}/\text{мм}^2$  – параметр шины марки АДЗ1Т [18].

Проверяем шину на электродинамическую стойкость:

$$\sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа} > \sigma_p = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{y3\Sigma}^2 \cdot 1^2}{W a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot (28,46 \cdot 10^3)^2 \cdot 4^2}{8,53 \cdot 10^{-6} \cdot 0,13} = 20,24 \cdot 10^6 \text{ Па} = 20,24 \text{ МПа},$$

где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое напряжение шины марки АДЗ1Т [18];

$a = 0,13 \text{ м}$  – расстояние между осями шин как наименьшее расстояние в свету между проводниками разных фаз [7];

$W$  – момент сопротивления шины при установке ее на ребро:

$$W = \frac{(80 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8 \cdot 10^{-3}}{6} = 8,53 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

*Выбор изоляторов шин.* При установке шины на ребро опорные изоляторы выбираются по условию:

$$0,4F_{\text{разр}} \geq F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{y3\Sigma}^2 \cdot 1}{a} = \frac{\sigma_p W \cdot 10}{1} = \frac{20,24 \cdot 10^6 \cdot 8,53 \cdot 10^{-6} \cdot 10}{4} = 431,62 \text{ Н} \approx 0,43 \text{ кН},$$

где  $F_{\text{разр}}$  – разрушающая нагрузка на изгиб, Н;

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

По каталогу 2012 г. ОАО «ЭЛИЗ» (Пермь) выбираем опорный изолятор на 10 кВ типа И 4-80 I УХЛ2 с  $F_{\text{разр}} = 4 \text{ кН}$ .

## 2.9 Построение картограммы полных нагрузок

Для построения картограммы полных нагрузок на генплан завода, изображенный на рисунке 1.1, накладываем декартову систему координат. Затем производим расчет в следующей последовательности:

а) определяем координаты геометрических центров фигур, изображающих цехи завода;

б) рассчитываем радиус окружности, соответствующей нагрузке каждого цеха [9]:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.19)$$

где  $m = 250 \text{ кВА/см}^2$  – масштаб для определения площади круга;

в) вычисляем угол сектора осветительной нагрузки [9]:

$$\alpha_i = \frac{360^\circ \cdot S_{poi}}{S_{pi}}. \quad (2.20)$$

Результаты расчета приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Расчетные данные для картограммы нагрузок

Цех	$x_i$	$y_i$	$S_{pi}$ , кВА	$S_{px_i}$	$S_{py_i}$	$r_i$ , см	$S_{poi}$ , кВА	$\alpha_i$ , град.
1	7,25	6,5	1646,75	11938,94	10703,88	1,45	87,65	19,16
2	11,5	7,5	1990,94	22895,81	14932,05	1,59	73,79	13,34
3	3,5	6,5	362,95	1270,33	2359,18	0,68	68,42	67,86
4	6	4	321,42	1928,52	1285,68	0,64	25,85	28,95
5	2,5	2,6	1203,75	3009,38	3129,75	1,24	57,96	17,33
6	8	2	220,53	1764,24	441,06	0,53	9,10	14,86
7	8,75	4	1481,54	12963,48	5926,16	1,37	10,01	2,43
8	11,75	4,25	419,64	4930,77	1783,47	0,73	26,83	23,02
9	13,26	6	528,71	7010,69	3172,26	0,82	45,08	30,70
10	5	8,75	307,19	1535,95	2687,91	0,63	102,13	119,69
11	2,5	3,8	534,55	1336,36	2031,27	0,83	15,93	10,73

Считая, что нагрузка по заводу распределена равномерно, определяем координаты центра электрических нагрузок:

$$x_{цэн} = \frac{\sum S_{pi} x_i}{\sum S_{pi}} = 7,83;$$

$$y_{цэн} = \frac{\sum S_{pi} y_i}{\sum S_{pi}} = 5,37.$$

По результатам расчета строим картограмму полных нагрузок, представленную на рисунке 2.6. Закрашенные сектора соответствуют осветительной нагрузке цехов.

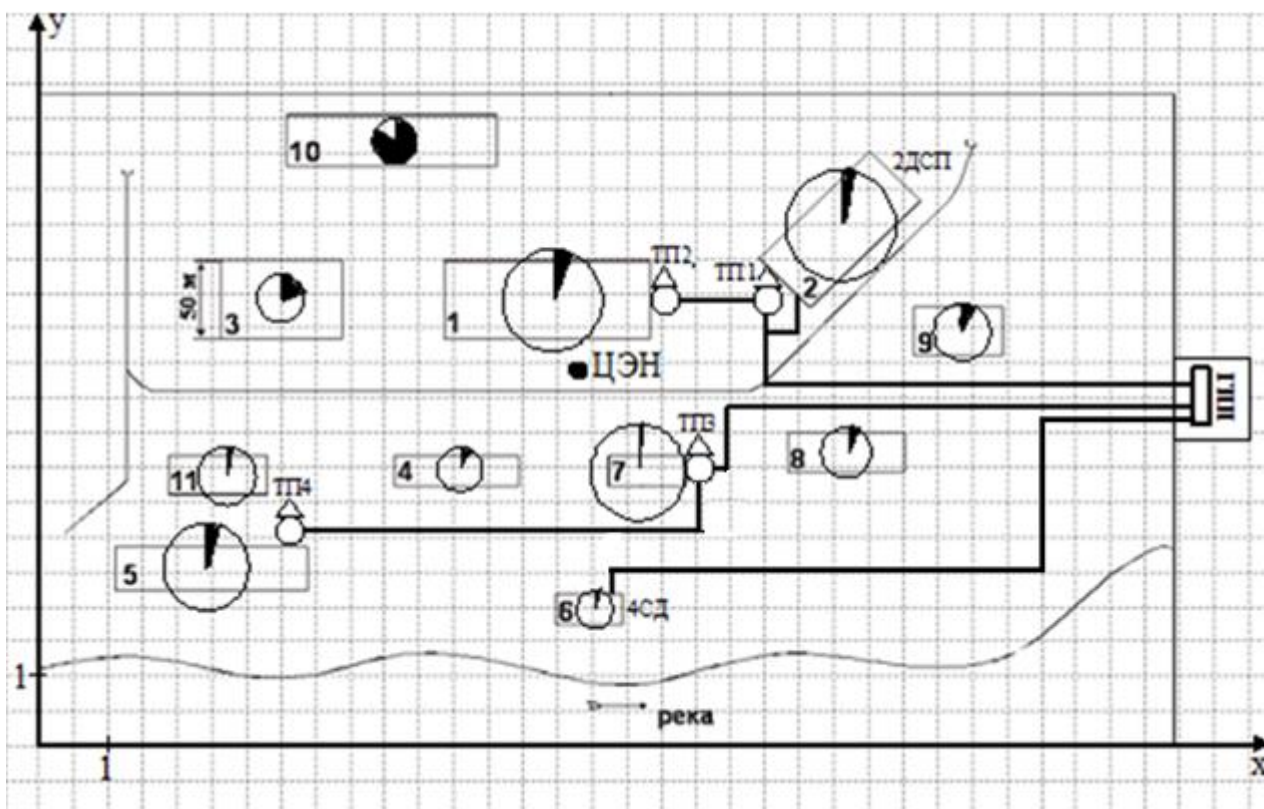


Рисунок 2.6 – Генплан завода с картограммой полных нагрузок

Также на рисунке 2.6 показаны размещение ГПП и ТП и прохождение кабельных линий по территории завода. Причем, ТП находятся возле самых загруженных цехов, а ГПП из-за наличия железных дорог была помещена не в ЦЭНе, а в наиболее благоприятном для прокладки кабелей месте.

В силу высокой плотности застройки территории отдельная кабельная линия к цеху с двумя ДСП проложена в одной траншее вместе с кабелями к ТП1 и ТП2. По аналогичной причине кабели к цеху с четырьмя СД были размещены в той же траншее, что и кабельная линия к ТП3 и ТП4.

## 2.10 Составление кабельного журнала

Кабельный журнал позволяет проводить точные расчеты и фиксировать изменение различных параметров во времени, благодаря чему обеспечивается безаварийная работа устройств и уменьшается угроза короткого замыкания, так как кабели находятся под постоянным контролем во время эксплуатации.

Для составления кабельного журнала проектируемого судостроительного завода выбираем кабели питающих линий 10 кВ по двум параметрам:

- по экономической плотности тока  $j_0 = 1,4 \text{ А/мм}^2$  – для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами [14];
- по минимальному термически стойкому к к. з. сечению.

Затем выбранные кабели проверяем по условиям допустимого нагрева и



по потере напряжения в них. При этом длину кабельных линий  $l$  определяем с учетом масштаба по генплану, изображенному на рисунке 2.6.

Линия ГПП-ТП1 ( $l = 0,315$  км). Расчетный ток равен:

$$I_p = \frac{I_{pВ10}}{4} = \frac{136,06}{4} = 34,02 \text{ А};$$

по формулам (2.17) и (2.18):

$$F_s = \frac{34,02}{1,4} = 24,3 \text{ мм}^2,$$

$$F_{кз} = \frac{11,18 \cdot 10^3 \sqrt{1,6}}{4 \cdot 100} = 35,35 \text{ мм}^2.$$

По каталогу 2013 г. ООО «Сарансккабель» выбираем 2АСБ 3×50-10 с  $I_{доп} = 136$ А.

Осуществляем проверку одного кабеля по условиям допустимого нагрева максимальным расчетным током и током послеаварийного режима. Для этого примем расстояние между кабелями равным 100 мм. Тогда с учетом кабельной линии к двум ДСП поправочный коэффициент взаимовлияния при 4 лежащих рядом кабелях равен 0,8 [7]:

$$I_{доп} = 136 \text{ А} > I_p/0,8 = 34,02/0,8 = 42,53 \text{ А},$$

$$I_{доп} = 136 \text{ А} > I_{ав}/1,3 = 68,04/1,3 = 52,34 \text{ А}.$$

Проверяем кабель по потере напряжения. По абсолютному значению потерь из-за различных ступеней трансформации трудно судить о допустимости этого значения, поэтому потери напряжения выражают в процентах от номинального напряжения:

$$\Delta U_{\%} = 10^{-3} \frac{PR + QX}{U_n^2} \cdot 100\%. \quad (2.21)$$

Формула (2.21) для случая питания ТП1 и ТП2:

$$\Delta U_{\%} = 10^{-3} \frac{[(P_{ТП1,2} + \Delta P_{ТП1,2})r_0 + (Q_{ТП1,2} + \Delta Q_{ТП1,2})x_0]}{U_n^2} \cdot 100\%, \quad (2.22)$$

где  $\Delta U_{\%} < 5\%$  – допустимые потери напряжения в линиях 10 кВ [19];

$r_0 = 0,62$  Ом/км;  $x_0 = 0,09$  Ом/км – расчетные данные для кабеля с бумажной изоляцией при сечении жилы  $50 \text{ мм}^2$  и напряжении 10 кВ [15].

Подставляем числовые значения в формулу (2.22):

$$\Delta U_{\%} = 10^{-3} \frac{[(4696,34 + 46,49)0,62 + (1102,27 + 310,43)0,09]0,315}{10,5^2} \cdot 100\% = 0,88\% < 5\%.$$

*Линия ТП1-ТП2* ( $l = 0,05$  км). Расчетные величины те же, что и для линии ГПП-ТП1:  $I_p = 34,02$  А;  $F_3 = 24,3 \text{ мм}^2$ ;  $F_{кз} = 35,35 \text{ мм}^2$ . По каталогу выбираем 2АСБ 3×50-10. При 2 кабелях поправочный коэффициент равен 0,9 [7]:

$$I_{\text{доп}} = 136 \text{ А} > I_p/0,9 = 34,02/0,9 = 37,8 \text{ А},$$

$$I_{\text{доп}} = 136 \text{ А} > I_{\text{ав}}/1,3 = 68,04/1,3 = 52,34 \text{ А}.$$

Потеря напряжения по формуле (2.22):

$$\Delta U_{\%} = 10^{-3} \frac{[(4696,34 + 46,49)0,62 + (1102,27 + 310,43)0,09]0,05}{10,5^2} \cdot 100\% = 0,14\% < 5\%.$$

*Линия ГПП-ТП3* ( $l = 0,34$  км):

$$I_p = \frac{I_{\text{рВЛ1}}}{3} = \frac{106,34}{3} = 35,45 \text{ А};$$

по формулам (2.17) и (2.18):

$$F_3 = \frac{34,45}{1,4} = 25,32 \text{ мм}^2,$$

$$F_{кз} = \frac{11,18 \cdot 10^3 \sqrt{1,6}}{3 \cdot 100} = 47,14 \text{ мм}^2.$$

Выбираем 2АСБ 3×50-10. При 2 кабелях поправочный коэффициент 0,9:

$$I_{\text{доп}} = 136 \text{ А} > I_p/0,9 = 35,45/0,9 = 39,39 \text{ А},$$

$$I_{\text{доп}} = 136 \text{ А} > I_{\text{ав}}/1,3 = 70,9/1,3 = 54,54 \text{ А}.$$

Потеря напряжения по формуле (2.21):

$$\begin{aligned}\Delta U_{\%} &= 10^{-3} \frac{[(P_{\text{ТПЗ,4}} + \Delta P_{\text{ТПЗ,4}})r_0 + (Q_{\text{ТПЗ,4}} + \Delta Q_{\text{ТПЗ,4}})x_0]l}{U_{\text{н}}^2} \cdot 100\% = \\ &= 10^{-3} \frac{[(3647,51 + 37,65)0,62 + (923,14 + 251,25)0,09]0,34}{10,5^2} \cdot 100\% = \\ &= 0,74\% < 5\%.\end{aligned}$$

*Линия ТПЗ-ТП4* ( $l = 0,275$  км). Расчетные величины те же:  $I_p = 35,45$  А;  $F_3 = 25,32$  мм<sup>2</sup>;  $F_{\text{кз}} = 47,14$  мм<sup>2</sup>. Выбираем АСБ 3×50-10. При одном кабеле поправочный коэффициент равен 1 [7]:

$$I_{\text{доп}} = 136 \text{ А} > I_p/1 = 35,45/1 = 35,45 \text{ А},$$

$$I_{\text{доп}} = 136 \text{ А} > I_{\text{ав}}/1,3 = 70,9/1,3 = 54,54 \text{ А}.$$

Потеря напряжения по формуле (2.21) для ТПЗ и ТП4:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\%} &= 10^{-3} \frac{[(3647,51 + 37,65)0,62 + (923,14 + 251,25)0,09]0,275}{10,5^2} \cdot 100\% = \\ &= 0,6\% < 5\%.\end{aligned}$$

*Линия ГПП-2ДСП* ( $l = 0,345$  км). Расчетный ток был определен в подразделе 2.8:  $I_{\text{рДСП}} = 158,42$  А. По формулам (2.17) и (2.18):

$$F_3 = \frac{158,42}{1,4} = 113,16 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{кз}} = \frac{11,18 \cdot 10^3 \sqrt{1,6}}{2 \cdot 100} = 70,71 \text{ мм}^2.$$

По каталогу 2013 г. ООО «Сарансккабель» выбираем 2АСБ 3×95-10 с  $I_{\text{доп}} = 205$  А. С учетом кабельной линии ГПП-ТП1 поправочный коэффициент при 4 кабелях равен 0,8 [7]:

$$I_{\text{доп}} = 205 \text{ А} > I_p/0,8 = 158,42/0,8 = 198,025 \text{ А}.$$

Потеря напряжения по формуле (2.21):

$$\begin{aligned} \Delta U_{\%} &= 10^{-3} \frac{[(P_{\text{рдсп}} + \Delta P_{\text{трдсп}})r_0 + (Q_{\text{рдсп}} + \Delta Q_{\text{трдсп}} - Q_{\text{вбк}})x_0]l}{2U_{\text{н}}^2} \cdot 100\% = \\ &= 10^{-3} \frac{[(4920 + 200)0,326 + (3444 + 1000 - 1800)0,083]0,345}{2 \cdot 10,5^2} \cdot 100\% = \\ &= 0,295\% < 5\%, \end{aligned}$$

где  $r_0 = 0,326$  Ом/км;  $x_0 = 0,083$  Ом/км – расчетные данные для кабеля с бумажной изоляцией при сечении жилы  $95 \text{ мм}^2$  и напряжении 10 кВ [15].

*Линия ГПП-4СД* ( $l = 0,475$  км). Расчетный ток был определен в подразделе 2.7:  $I_{\text{рсд}} = 64,9$  А. По формулам (2.17) и (2.18):

$$F_3 = \frac{64,9}{1,4} = 46,36 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{кз}} = \frac{11,18 \cdot 10^3 \sqrt{1,6}}{4 \cdot 100} = 35,35 \text{ мм}^2.$$

Выбираем 4АСБ  $3 \times 50-10$  с  $I_{\text{доп}} = 136$  А. При 4 кабелях поправочный коэффициент 0,8:

$$I_{\text{доп}} = 136 \text{ А} > I_{\text{р}}/0,8 = 64,9/0,8 = 81,125 \text{ А}.$$

Потеря напряжения по формуле (2.21):

$$\begin{aligned} \Delta U_{\%} &= 10^{-3} \frac{(P_{\text{рсд}}r_0 + Q_{\text{рсд}}x_0)l}{4U_{\text{н}}^2} \cdot 100\% = \\ &= 10^{-3} \frac{(4250 \cdot 0,62 + 2040 \cdot 0,09)0,475}{4 \cdot 10,5^2} \cdot 100\% = 0,3\% < 5\%, \end{aligned}$$

где  $r_0 = 0,62$  Ом/км;  $x_0 = 0,09$  Ом/км – расчетные данные для кабеля с бумажной изоляцией при сечении жилы  $50 \text{ мм}^2$  и напряжении 10 кВ [15].

На основании результатов произведенного выбора кабелей отходящих линий на напряжение 10 кВ составляем кабельный журнал, представленный в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Кабельный журнал

Участок	Количество кабелей в траншее	Нагрузка		Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>		Марка и сечение кабелей	I <sub>доп</sub> , А
				по j <sub>з</sub>	по к. з.		
		I <sub>р</sub> , А	I <sub>ав</sub> , А				
ГПП-ТП1	4	34,02	68,04	24,3	35,35	2АСБ 3×50-10	136
ТП1-ТП2	2	34,02	68,04	24,3	35,35	2АСБ 3×50-10	136
ГПП-ТП3	2	174	349	25,32	47,14	2АСБ 3×50-10	136
ТП3-ТП4	1	35,45	70,9	25,32	47,14	АСБ 3×50-10	136
ГПП-2ДСП	4	158,42	–	113,16	70,71	2АСБ 3×95-10	205
ГПП-4СД	4	64,9	–	46,36	35,35	4АСБ 3×50-10	136

Таким образом, выбранные сечения кабелей для питающих линий судостроительного завода по условиям допустимого нагрева обеспечивают прохождение максимального расчетного тока и тока послеаварийного режима с приемлемыми значениями потерь напряжения, следовательно, для осуществления внутривозовского электроснабжения используем марки и сечения кабелей, указанные в кабельном журнале.

### 3 Энергоэффективные силовые трансформаторы

#### 3.1 Тенденции развития конструкции силовых трансформаторов

Конструкция силовых трансформаторов, состоящих из магнитопровода, обмоток и бака (для масляных трансформаторов), уже более столетия остается практически неизменной [20]. Основные изменения происходят в области применяемых материалов и в технологии производства как его отдельных частей, так и трансформатора в целом. Так, на смену маркам горячекатаной электротехнической стали пришли холоднокатаные, для обмоток вместо меди стали использовать алюминий, изменился также способ шихтовки магнитопровода – вместо «прямого стыка» стали применять «косой стык», а толсто-стенный бак с расширителем уступил место герметичному тонкостенному гофрированному баку.

Эволюционность вектора развития конструкции силового трансформатора экономически определяется противоборством двух тенденций:

- требование рынка к удешевлению трансформатора в целом как товара;
- необходимость применения более дорогих технологий для изготовления трансформатора как товара с более привлекательными потребительскими свойствами.

Сформированные законом спроса и предложения рыночные цены на новые силовые трансформаторы жестко удерживают собственников трансформаторных заводов от революционного развития конструкции трансформатора, так как это приведет к его резкому удорожанию.

Но сегодня в условиях мирового дефицита энерго мощностей, постоянного роста энергопотребления и удорожания энергоресурсов вопрос об экономии энергии приобретает все большую актуальность. А сокращения потерь электроэнергии в значительной мере можно добиться именно кардинальной реконструкцией трансформатора и используемых в нем материалов.

Прежде чем сделать обзор уже выпускаемых энергосберегающих (энергоэффективных) трансформаторов, теоретически определим возможные способы повышения энергоэффективности силового трансформатора.

ГОСТ 25941-83 «Машины электрические вращающиеся. Методы определения потерь и коэффициента полезного действия» рекомендует определять КПД силового трансформатора  $\eta$  следующей формулой:

$$\eta = 1 - (\beta^2 \Delta P_{кз} + \Delta P_{хх}) / (\beta S_{ном} \cos\varphi_2 + \beta^2 \Delta P_{кз} + \Delta P_{хх}), \quad (3.1)$$

где  $\Delta P_{кз}$  – мощность потерь короткого замыкания, Вт;

$\Delta P_{хх}$  – мощность потерь холостого хода, Вт;

$\beta$  – коэффициент нагрузки;

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА;

$\cos\varphi_2$  – коэффициент мощности.

Анализируя формулу (3.1), можно сделать вывод, что, несмотря на не-

линейность зависимости, передаваемая во вторичную цепь мощность будет увеличиваться, если:

- а) коэффициент нагрузки  $\beta$  будет оптимальным;
- б) коэффициент мощности  $\cos\varphi_2$  будет увеличиваться;
- в) мощность потерь  $\Delta P_{xx}$  будет уменьшаться;
- г) мощность потерь  $\Delta P_{кз}$  будет уменьшаться.

Рассмотрим подробнее каждый из пунктов.

*Пункты а) и б).* Оптимальный коэффициент нагрузки – это отсутствие колебаний напряжений в сети, как в первичной, так и во вторичной [21]. Высокий коэффициент мощности – это компенсация реактивной мощности. Таким образом, очевидной является необходимость так называемой «умной сети» («Smart Grid»). Данный термин означает построение интеллектуальной электрической распределительной сети, позволяющей на фоне устаревания основных фондов и увеличения объемов потребления повысить рентабельность, надежность и безотказность работы, а также снизить потери в сетях.

Подобные системы направлены на гораздо более эффективную эксплуатацию, оптимизацию и распределение нагрузки в сети, что снижает потребность в масштабных капитальных затратах на новые подстанции и линии электропередач. В условиях чрезвычайных происшествий «Smart Grid» позволяет быстрее реагировать на ситуацию и восстанавливать работоспособность сети. При применении различных моделей тарификации для конечных потребителей, «умная» инфраструктура обеспечивает двустороннюю связь с потребителями и активно способствует сокращению электропотребления и снижению пиковых нагрузок.

В случае силовых трансформаторов наиболее перспективным признано использование тиристоров как электронных переключателей с одной вторичной обмотки на другую, отличающуюся числом витков, что позволит компенсировать колебания напряжения. Реализация такого проекта повысит качество электрической энергии, что означает не только стабильность напряжения, но также и более надежную топологию энергетической сети.

*Пункт в).* Уменьшение мощности потерь холостого хода  $\Delta P_{xx}$  (потерь в магнитопроводе), очевидно, связано с изменением конструкции и материала магнитопровода.

Наиболее перспективный путь снижения затрат на производство и эксплуатацию силовых распределительных трансформаторов – это применение магнитопроводов из аморфных (нанокристаллических) сплавов, при этом обеспечивается более чем пятикратное снижение потерь холостого хода трансформаторов по сравнению с магнитопроводами из холоднокатаной электротехнической стали.

Сегодня силовые распределительные трансформаторы с сердечником из аморфной стали серийно выпускаются в США, Канаде, Японии, Индии, Словакии. Всего в мире уже изготовлено около 60 – 70 тыс. единиц трансформаторов мощностью 25 – 100 кВА, примерно 1000 единиц прошли успешные многолетние испытания в различных энергосистемах. Наибольших успехов

добились США и Япония. Японская фирма «Hitachi» в сотрудничестве с американской компанией «Allied Signal» выпустила на рынок гамму силовых трансформаторов (мощностью от 500 до 1 тыс. кВА), сердечник которых изготовлен из аморфного сплава. Как показали испытания, он позволяет сократить потери энергии в сердечнике трансформатора на 80% по сравнению со стальным аналогом. По оценке экспертов, если бы во всех действующих в мире трансформаторах установить сердечники из аморфных металлов, среднегодовая экономия энергии составила бы 40 млн. кВт·ч.

Недостатком сердечников из аморфных материалов является их более высокая стоимость по сравнению с традиционными материалами, так как производство таких сердечников обходится дороже в силу неотработанности технологического процесса. Еще одной проблемой является усложнение процесса изготовления сердечника по мере увеличения его размеров.

Сравнительные проектные параметры силовых распределительных трансформаторов с сердечниками из аморфного сплава и из холоднокатаной электротехнической стали представлены в таблице 3.1 [22].

Таблица 3.1 – Сравнение трансформаторов с различными сердечниками

Параметр	100 кВА		250 кВА		400 кВА		630кВА	
	АС (B = 1,3 Тл)	ЭС	АС (B = 1,285 Тл)	ЭС	АС (B = 1,35 Тл)	ЭС	АС (B = 1,31 Тл)	ЭС
Потери, Вт:								
холостого хода	64	300	128	580	161	830	238	1200
короткого замыкания	1617	1700	3129	3100	4457	4400	6353	6200
Напряжения короткого замыкания, %	4,42	4,5	4,37	4,5	4,5	4,5	6,06	6,0
Ток холостого хода, %	0,2	2,5	0,093	1,9	0,078	1,6	0,074	1,3

*Пункт г).* Уменьшение мощности потерь короткого замыкания  $\Delta P_{кз}$  (потери в обмотках) – это инновации в конструкции обмоток силового трансформатора. В этой области наиболее интересны два направления.

Первое связано с использованием высокотемпературных сверхпроводниковых материалов. Отметим следующие преимущества трансформаторов с обмотками из ВТСП-материалов:

- снижение нагрузочных потерь при номинальном токе почти в два раза, что значительно увеличивает КПД трансформатора;
- уменьшение веса и габаритов трансформатора до 40%, что, в свою очередь, позволяет применять такие трансформаторы в уже существующих подстанциях без их конструктивных изменений со значительным увеличением мощности;



- свойство ограничения токов короткого замыкания, что в аварийных режимах защищает электрооборудование сети;
- значительное уменьшение реактивного сопротивления, что позволяет обеспечить стабилизацию напряжения, не прибегая к его регулированию;
- большая перегрузочная способность без повреждения изоляции и старения трансформатора;
- уменьшение уровня шума;
- пожаробезопасность и экологичность.

Основным отрицательным фактором использования ВТСП-материалов является высокая стоимость провода, изготовленного из них [23].

Второе направление уменьшения мощности потерь короткого замыкания – это новый тип трансформатора DryFormer фирмы «ABB», обмотки которого выполняются из специального кабеля. Этот кабель имеет многопроволочную медную или алюминиевую токопроводящую жилу, поверх которой наложен тонкий слой полупроводящего материала, что позволяет устранить неравномерность электрического поля, вызванного многопроволочностью жилы. Изоляция такой жилы изготавливается из полиэтилена, ее толщина выбирается из соображений электрической прочности (практически достижим уровень напряжения 220 кВ). Поверх изоляции наложен экран, выполненный также из полупроводящего материала, который заземляется, что обеспечивает рациональное распределение электрического поля.

Отсутствие масла, снижение более чем вдвое доли горючих материалов по сравнению с обычным трансформатором устраняют риск пожара, взрыва, загрязнения воды и почвы при повреждении трансформатора. Это позволяет применять такое оборудование в зонах с большой плотностью населения, подземных установках, экологически охраняемых регионах. Для DryFormer не нужны вводы высокого напряжения, так как кабель, которым выполнена обмотка, протягивается к распределительному устройству на любую длину.

Фактором, препятствующим промышленному применению кабельных трансформаторов, также является их высокая стоимость.

Таким образом, на сегодняшний день для повышения энергоэффективности системы электроснабжения промышленного предприятия наиболее перспективным является использование аморфных силовых трансформаторов в силу того, что кабельные трансформаторы и трансформаторы с обмотками из ВТСП-материалов все еще находятся в опытной эксплуатации.

На основании вышеизложенного рассмотрим преимущества аморфного трансформатора в сравнении с другим энергосберегающим трансформатором и по результатам сравнительного анализа сделаем вывод о возможности использования энергоэффективных силовых трансформаторов на цеховых подстанциях завода.

### 3.2 Сравнение характеристик аморфного трансформатора и трансформатора с пониженными потерями

Проведем сравнительный анализ между аморфным трансформатором TE 815/10 словацкой компании «BEZ Transformatory» и трансформатором с пониженными потерями ТМГ12 Кентауского трансформаторного завода.

Трансформаторы серии TE Братиславского электротехнического завода представляют собой силовые трехфазные сухие трансформаторы с медными обмотками и диапазоном мощности от 630 до 3150 кВА. Сердечники выполнены из аморфного сплава на основе железа с высокими значениями магнитной индукции и низкой коэрцитивной силой. Вследствие большого удельного электрического сопротивления такой сплав характеризуется низкими потерями на вихревые токи. Сочетание полученных параметров и характеристик позволило получить уникальные значения потерь холостого хода. Преимущества TE особенно проявляются при больших значениях мощности.

Трансформаторы серии ТМГ12 Кентауского трансформаторного завода – это масляные распределительные трансформаторы мощностью от 250 до 1600 кВА, имеющие низкий уровень потерь холостого хода (на 20% ниже стандартов и норм по ГОСТу) и короткого замыкания (на 8 – 10% меньше обычных) и соответствующие европейскому стандарту CENELEC [24]. Магнитопроводы изготовлены из специальных сортов высококачественных кремнистых сталей, имеющих наибольшее сопротивление и пониженные потери на гистерезис.

В приложении А приведена конструкция трансформаторов TE 815/10 и ТМГ12. Их характеристики указаны в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Технические параметры TE 815/10 и ТМГ12

Тип трансформатора	Мощность, кВА	Напряжения ВН/НН, кВ	Группа соединения	$u_{кз}$ , %	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт
TE 815/10	1600	10/0,4	$\Delta/Y_H - 11$	6	2,8	12,3
ТМГ12	1600	10/0,4	$\Delta/Y_H - 11$	6	1,7	14,5

На примере цеховых ТП определим, какой из трансформаторов выгоднее устанавливать. Для этого в каждом случае рассчитаем стоимость потерь электроэнергии, используя следующие формулы из основной части работы.

а) Активные потери в цеховых ТП по формуле (2.11):

- TE 815/10:

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta P_{\text{ТП}} &= \Delta P_{\text{ТП1,2}} + \Delta P_{\text{ТП3,4}} = \\ &= 4(2,8 + 12,3 \cdot 0,78^2) + 3(2,8 + 12,3 \cdot 0,82^2) = 74,34 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

- ТМГ12:

$$\Sigma \Delta P_{\text{ТП}} = 4(1,7 + 14,5 \cdot 0,78^2) + 3(1,7 + 14,5 \cdot 0,82^2) = 76,44 \text{ кВт}.$$

б) Экономически оптимальная реактивная мощность:

- ТЕ 815/10:

$$Q_3 = 0,23(P_{p0,4} + \Sigma \Delta P_{ТП} + P_{pДСП} + \Delta P_{трДСП} + P_{pСД}) = \\ = 0,23(8695,08 + 74,34 + 4920 + 200 + 4250) = 4172 \text{ квар};$$

- ТМГ12:

$$Q_3 = 0,23(8695,08 + 76,44 + 4920 + 200 + 4250) = 4172,55 \text{ квар}.$$

в) По таблице 2.4 вычисляем значения активной нагрузки 10 кВ:

- ТЕ 815/10:  $P_{p10} = 17788,18$  кВт;

- ТМГ12:  $P_{p10} = 17790,28$  кВт.

г) Мощность, передаваемая через ГПП:

- ТЕ 815/10:

$$S_{ГПП} = \sqrt{P_{p10}^2 + Q_3^2} = \sqrt{17788,18^2 + 4172^2} = 18270,88 \text{ кВА};$$

- ТМГ12:

$$S_{ГПП} = \sqrt{17790,28^2 + 4172,55^2} = 18273,05 \text{ кВА}.$$

Тогда коэффициент загрузки трансформаторов ГПП:

- ТЕ 815/10:

$$K_3 = \frac{S_{ГПП}}{2S_{ном.тр}} = \frac{18270,88}{2 \cdot 16000} \approx 0,57;$$

- ТМГ12:

$$K_3 = \frac{18273,05}{2 \cdot 16000} \approx 0,57.$$

Значит, в обоих случаях активные потери мощности в ГПП равны ранее рассчитанному значению:  $\Delta P_{трГПП} = 97,88$  кВт. Соответственно потери электроэнергии в ГПП также будут одинаковы:  $\Delta W_{трГПП} = 302414,34$  кВтч.

д) Мощность, передаваемая по ЛЭП 110 кВ:

- ТЕ 815/10:

$$S_{ЛЭП} = \sqrt{(P_{p10} + \Delta P_{трГПП})^2 + Q_3^2} = \sqrt{(17788,18 + 97,88)^2 + 4172^2} = \\ = 18366,18 \text{ кВА};$$

- ТМГ12:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{(17790,28 + 97,88)^2 + 4172,55^2} = 18368,35 \text{ кВА.}$$

е) Расчетный ток и потери воздушной ЛЭП по формулам (2.14) и (2.15):

- ТЕ 815/10:

$$I_{\text{рЛЭП}} = \frac{18366,18}{2\sqrt{3} \cdot 115} = 46,1 \text{ А,}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot 3 \cdot 46,1^2 \cdot 0,422 \cdot 6,5 \cdot 2405,29 \cdot 10^{-3} = 84129,12 \text{ кВтч;}$$

- ТМГ12:

$$I_{\text{рЛЭП}} = \frac{18368,35}{2\sqrt{3} \cdot 115} = 46,11 \text{ А,}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot 3 \cdot 46,11^2 \cdot 0,422 \cdot 6,5 \cdot 2405,29 \cdot 10^{-3} = 84165,62 \text{ кВтч.}$$

ж) Издержки на потери электроэнергии при тарифе  $c_0 = 5$  тенге/кВтч:

- ТЕ 815/10:

$$\begin{aligned} I_{\text{пот}} &= c_0 (\Delta W_{\text{трГПП}} + \Delta W_{\text{ЛЭП}}) = 5(302414,34 + 84129,12) = \\ &= 1\,932\,717,3 \text{ тенге;} \end{aligned}$$

- ТМГ12:

$$I_{\text{пот}} = 5(302414,34 + 84165,62) = 1\,932\,899,8 \text{ тенге.}$$

Получили, что при установке аморфного трансформатора ТЕ 815/10 затраты на потери электроэнергии на 182,5 тенге меньше, чем при использовании трансформатора ТМГ12 с пониженными потерями.

Таким образом, по величине затрат на потери электроэнергии в ГПП и ЛЭП нельзя однозначно сказать, какой из энергосберегающих трансформаторов более выгоден, поэтому необходимо провести анализ по энергоэффективности трансформаторов, сравнивая их с установленным Trihal 1600/10/0,4.

### 3.3 Расчет энергетической эффективности трансформаторов

В расчете примем следующие закупочные цены на трансформаторы:

- Trihal 1600/10/0,4 – 8 200 000 тенге;

- ТЕ 815/10 – 6 500 000 тенге;

- ТМГ12 – 4 600 000 тенге.

Для определения энергоэффективности ТЕ 815/10 и ТМГ12 воспользуемся методикой, предложенной Минским электротехническим заводом имени В.И. Козлова [25]. Согласно ей, рассчитываются следующие величины:

а) коэффициент загрузки цеховых трансформаторов (по таблице 2.4):

$$K_3 = \frac{S_{p_{\text{ТП1,ТП2}}} + S_{p_{\text{ТП3,ТП4}}}}{7S_{\text{ном.тр}}} = \frac{4823,96 + 3762,51}{7 \cdot 1600} = 0,77;$$

б) стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах за год:

$$C_{\text{пот}} = c_0 \cdot N \cdot t \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}), \quad (3.2)$$

где  $c_0 = 5$  тенге/кВтч – тариф на электроэнергию;

$N$  – количество дней в году (365 дней);

$t$  – количество часов в сутках (24 часа);

в) полная стоимость трансформаторов за весь срок эксплуатации:

$$C_{\text{тр}} = C_{\text{зак}} + C_{\text{пот}} \cdot T_{\text{эксп}}, \quad (3.3)$$

где  $C_{\text{зак}}$  – закупочная цена трансформаторов, тенге;

$T_{\text{эксп}}$  – срок эксплуатации трансформаторов (ориентировочно 15 лет);

г) выгода за весь срок эксплуатации *в тенге*:

$$C_{\text{выг}} = C_{\text{тр}}' - C_{\text{тр}}'', \quad (3.4)$$

где  $C_{\text{тр}}'$  – полная стоимость обычного трансформатора, тенге;

$C_{\text{тр}}''$  – полная стоимость энергосберегающего трансформатора, тенге;

д) выгода за весь срок эксплуатации *в кВтч*:

$$W_{\text{выг}} = \frac{T_{\text{эксп}} (C_{\text{пот}}' - C_{\text{пот}}'')}{c_0}, \quad (3.5)$$

где  $C_{\text{пот}}'$  – стоимость потерь обычного трансформатора, тенге/год;

$C_{\text{пот}}''$  – стоимость потерь энергосберегающего трансформатора, тенге/год;

е) годовая выгода в тенге/год и кВтч/год соответственно пунктам г) и д):

$$C_{\text{год.выг}} = \frac{C_{\text{выг}}}{T_{\text{эксп}}}, \quad (3.6)$$

$$W_{\text{год.выг}} = \frac{W_{\text{выг}}}{T_{\text{эксп}}}; \quad (3.7)$$

ж) срок окупаемости разницы в цене:

$$T_{\text{ок}} = \frac{C_{\text{зак}}' - C_{\text{зак}}''}{C_{\text{год.выг}}}, \quad (3.8)$$

где  $C_{\text{зак}}'$  – закупочная цена обычного трансформатора, тенге;

$C_{\text{зак}}''$  – закупочная цена энергосберегающего трансформатора, тенге.

На рисунке 3.1 представлен скриншот программы расчета по формулам (3.2) – (3.8), реализованной в Microsoft Excel 2007.

D17    fx    =(B5-D5)/D15				
	A	B	C	D
1				
2	<b>РАСЧЕТ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕ 815/10 И ТМГ12</b>			
3				
4	Показатель	Trihal 1600/10/0,4	ТЕ 815/10	ТМГ12
5	Закупочная цена, тенге	8 200 000	6 500 000	4 600 000
6	Потери холостого хода ( $\Delta P_{\text{хх}}$ ), кВт	2,8	2,8	1,7
7	Потери короткого замыкания ( $\Delta P_{\text{кз}}$ ), кВт	14,5	12,3	14,5
8	Тариф на электроэнергию, тенге/кВтч	5		
9	Коэффициент загрузки	0,77		
10	Срок эксплуатации трансформаторов, лет	15		
11	Стоимость потерь в трансформаторах за год, тенге/год	499 190,79	442 058,95	451 010,79
12	Полная стоимость трансформаторов за весь срок эксплуатации, тенге	15 687 861,85	13 130 884,19	11 365 161,85
13	<b>Выгода за весь срок эксплуатации, тенге</b>		<b>2 556 977,66</b>	<b>4 322 700,00</b>
14	<b>Выгода за весь срок эксплуатации, кВтч</b>		<b>171 395,53</b>	<b>144 540,00</b>
15	<b>Годовая выгода, тенге/год</b>		<b>170 465,18</b>	<b>288 180,00</b>
16	<b>Годовая выгода, кВтч/год</b>		<b>11 426,37</b>	<b>9 636,00</b>
17	<b>Срок окупаемости разницы в цене, лет</b>		<b>10</b>	<b>12,5</b>

Рисунок 3.1 – Программа расчета энергоэффективности трансформаторов

Результаты расчета энергоэффективности трансформаторов ТЕ 815/10 и ТМГ12 приведены в таблице 3.3.



Таблица 3.3 – Результаты расчета энергоэффективности трансформаторов

Трансформатор	Выгода за весь срок эксплуатации, тенге	Выгода за весь срок эксплуатации, кВтч	Годовая выгода, тенге/год	Годовая выгода, кВтч/год	Срок окупаемости разницы в цене, лет
TE 815/10	2 556 977,66	171 395,53	170 465,18	11 426,37	10
ТМГ12	4 322 700,00	144 540,00	288 180,00	9 636,00	12,5

Анализируя результаты расчета энергоэффективности, можно сделать вывод о том, что, несмотря на денежную выгоду ТМГ12 за весь срок его эксплуатации, в целом более приемлемым оказался аморфный трансформатор TE 815/10, что объясняется ускоренной компенсацией разницы в цене за счет выгоды по потерям. Это говорит о том, что если планируется замена установленного трансформатора на более экономичный, то выбор всегда должен падать на тот энергосберегающий трансформатор, у которого значение потерь в обмотках (короткого замыкания) меньше.

Рассмотренный случай свидетельствует о том, что выгоднее покупать более дорогостоящее оборудование, но с улучшенными техническими характеристиками.

Таким образом, в спроектированной системе электроснабжения судостроительного завода на цеховых трансформаторных подстанциях рекомендуется замена установленных силовых распределительных трансформаторов с алюминиевыми обмотками Trihal 1600/10/0,4 на энергоэффективные аморфные сухие трансформаторы TE 815/10 с медными обмотками словацкой компании «BEZ Transformatory».



## **4 Экономическая часть. Оценка инвестиционного проекта «Электроснабжение судостроительного завода»**

### **4.1 Методы оценки инвестиционных проектов**

Основу процесса принятия управленческих решений инвестиционного характера составляют оценка и сравнение объема предполагаемых инвестиций и будущих денежных поступлений [26]. Общая логика анализа с использованием формализованных критериев достаточно очевидна – необходимо сравнивать величину требуемых инвестиций с прогнозируемыми доходами. Поскольку сравниваемые показатели относятся к различным моментам времени, ключевой проблемой здесь является их сопоставимость. Относиться к ней можно по-разному в зависимости от существующих объективных и субъективных условий: темпа инфляции, размера инвестиций и генерируемых поступлений, горизонта прогнозирования, уровня квалификации аналитика и др.

К критическим моментам в процессе оценки единичного проекта или составления бюджета капиталовложения относятся:

- прогнозирование объемов реализации с учетом возможного спроса на продукцию;
- оценка притока денежных средств по годам;
- оценка доступности требуемых источников финансирования;
- оценка приемлемого значения цены капитала, используемого также в качестве коэффициента дисконтирования.

Анализ возможностей емкости рынка сбыта продукции, т. е. прогнозирование объема реализации, наиболее существен, поскольку его недооценка может привести к потере определенной доли рынка сбыта, а его переоценка – к неэффективному использованию введенных по проекту производственных мощностей, т. е. к неэффективности сделанных капиталовложений.

При оценке притока денежных средств по годам основная проблема возникает в отношении последних лет реализации проекта, поскольку чем дальше горизонт планирования, т. е. чем более протяжен во времени проект, тем более неопределенными и рискованными рассматриваются притоки денежных средств отдаленных лет. Поэтому могут выполняться несколько расчетов, в которых в отношении значений поступлений последних лет реализации проекта могут вводиться понижающие коэффициенты либо эти поступления ввиду существенной неопределенности могут вообще исключаться из анализа.

Как правило, компании имеют множество доступных к реализации проектов, и основным ограничителем является возможность их финансирования. Источники средств существенно варьируют по степени их доступности – наиболее доступны собственные средства, т. е. прибыль, далее по степени увеличения срока мобилизации следуют банковские кредиты, займы, новая эмиссия. Эти источники различаются не только по продолжительности срока их вовлечения в инвестиционный процесс, но и ценой капитала, величина ко-

торой также зависит от многих факторов. Кроме того, цена капитала, привлекаемого для финансирования проекта, в ходе его реализации может меняться (как правило, в сторону увеличения) в силу разных обстоятельств. Это означает, что проект, принимаемый при одних условиях, может стать невыгодным при других. Различные проекты не одинаково реагируют на увеличение цены капитала. Так, проект, в котором основная часть притока денежных средств падает на первые годы его реализации, т. е. возмещение сделанных инвестиций осуществляется более интенсивно, в меньшей степени чувствителен к удорожанию цены за пользование источником средств.

С каждым инвестиционным проектом принято связывать денежный поток, элементы которого представляют собой либо чистые оттоки, либо чистые притоки денежных средств. В данном случае под чистым притоком денежных средств в  $n$ -ом году понимается превышение текущих денежных поступлений над текущими денежными расходами (соответственно, при обратном соотношении имеет место чистый отток). Иногда в анализе используется не денежный поток, а последовательность прогнозных значений чистой годовой прибыли, генерируемой проектом.

Чаще всего анализ ведется по годам, хотя это ограничение не является безусловным или обязательным. Иными словами, анализ можно проводить по равным базовым периодам любой продолжительности (месяц, квартал, год, пятилетка и др.), необходимо лишь помнить об увязке величин элементов денежного потока, процентной ставки и длины этого периода.

Приток (отток) денежных средств имеет место в конце очередного года, т.е. имеет место поток постнумерандо (подобная логика вполне понятна и оправдана, поскольку, например, именно так считается прибыль – нарастающим итогом на конец отчетного периода).

Коэффициент дисконтирования, используемый для оценки проектов с помощью методов, основанных на дисконтированных оценках, должен соответствовать длине периоде, заложенного в основу инвестиционного проекта.

Критерии, используемые в анализе инвестиционной деятельности, можно разделить на две группы в зависимости от учета временного аспекта [27]:

- а) основанные на дисконтированных оценках (динамические);
- б) основанные на учетных оценках (статические).

К первой группе критериев относятся:

- чистый приведенный эффект (чистая текущая стоимость, чистая современная стоимость, Net Present Value, NPV);
- индекс рентабельности инвестиций (Profitability Index, PI);
- внутренняя норма прибыли (доходности) (Internal Rate of Return, IRR);
- дисконтированный срок окупаемости инвестиций (Discounted Payback Period, DPP).

Ко второй группе критериев относятся:

- срок окупаемости инвестиций (Payback Period, PP);
- коэффициент эффективности инвестиций (Accounting Rate of Return, ARR).

Рассмотрим расчет только двух динамических критериев – NPV и IRR.

*Метод расчета чистого приведенного эффекта.* В основе данного метода заложено следование основной целевой установке, определяемой собственниками компании – повышение ценности фирмы, количественной оценкой которой служит ее рыночная стоимость.

Чистая текущая стоимость NPV (англ. *Net Present Value*) – это разница между суммой денежных поступлений (денежных потоков), порождаемых реализацией инвестиционного проекта и дисконтированных к их текущей стоимости, и суммой дисконтированных текущих стоимостей всех затрат (денежных оттоков), необходимых для реализации этого проекта.

Данный метод основан на сопоставлении величины исходных инвестиций ( $I_0$ ) с общей суммой дисконтированных чистых денежных поступлений, генерируемых проектом в течение прогнозируемого срока [26]. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, то он дисконтируется с помощью коэффициента  $k$ , устанавливаемого аналитиком (инвестором) самостоятельно, исходя из ежегодного процента возврата, который он хочет или может иметь на инвестируемый капитал.

Допустим, делается прогноз, что инвестиции ( $I_0$ ) будут генерировать в течение  $n$  лет годовые доходы в размере  $CF_1, CF_2, \dots, CF_n$ . Тогда общая накопленная величина дисконтированных доходов (Present Value, PV) и чистый приведенный эффект (NPV) соответственно рассчитываются по формулам:

$$PV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t}, \quad (4.1)$$

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+k)^1} + \frac{CF_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+k)^n} - I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} - I_0, \quad (4.2)$$

где  $k$  – желаемая норма доходности (ставка дисконта), о.е.;

$I_0$  – первоначальные инвестиции, тенге;

$CF_t$  – поток денежных средств в конце периода  $t$ , тенге.

Если:

-  $NPV > 0$ , то проект следует принять (ценность компании, а следовательно и благосостояние ее владельцев увеличатся);

-  $NPV < 0$ , то проект следует отвергнуть (ценность компании уменьшится);

-  $NPV = 0$ , то проект ни прибыльный, ни убыточный.

В последнем случае благосостояние владельцев компании не меняется, однако проект с  $NPV = 0$  имеет все же дополнительный аргумент в свою пользу – в этом случае объемы производства возрастут, т. е. компания увеличится в масштабах. Поскольку нередко увеличение размеров компании рассматривается как положительная тенденция, то проект все же принимается.

*Метод расчета внутренней нормы прибыли.* Внутренняя норма прибыли, или внутренний коэффициент окупаемости инвестиций IRR (англ. *Internal Rate Of Return*), представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования. Наиболее близкими по экономической природе к внутренней норме прибыли можно считать:

- действительную (реальную) годовую ставку доходности, предлагаемую банками по своим сберегательным счетам, т. е. номинальную ставку доходности за год, рассчитанную по схеме сложных процентов в силу неоднократного начисления процентов в течение года, например ежеквартально;

- действительную (реальную) ставку процента по ссуде за год, рассчитанную по схеме сложных процентов в силу неоднократного погашения задолженности в течение года.

Если вернуться к описанным выше формулам (4.1) и (4.2), то IRR – это то значение  $k$  в этих уравнениях, при котором NPV будет равна нулю:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} - I_0 = 0. \quad (4.3)$$

Смысл расчета данного коэффициента при анализе эффективности инвестиций заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть ассоциированы с данным проектом. Например: если проект полностью финансируется за счет ссуды коммерческого банка, то значение IRR показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которой делает проект убыточным.

На практике для нахождения IRR используют финансовые функции программы калькуляции электронной таблицы Microsoft Excel или финансового калькулятора. При отсутствии возможности их использования применяют метод последовательной итерации, рассчитывая NPV при различных значениях дисконтной ставки.

## **4.2 Расчет NPV и IRR для проектируемого судостроительного завода**

В подразделе 2.6 был осуществлен выбор коммутационного оборудования 110 кВ, необходимого для организации внешнего электроснабжения судостроительного завода. Определим величину затрат на реализацию данного проекта, после чего оценим эффективность инвестиций по показателям NPV и IRR. Для этого в таблице 4.1 приведены принятые значения капитальных вложений в покупку выбранного оборудования.

Таблица 4.1 – Параметры инвестиционного проекта

Тип оборудования	Капитальные вложения для единицы оборудования, тенге	Количество, шт.
Элегазовые выключатели:		
а) В1, В2	12 500 000	2
б) В3		1
в) В4, В5, В6, В7		4
Повысительный трансформатор	192 200 000	2
Трансформатор ГПП	59 000 000	2
ОПН	760 000	4
Разъединитель	5 200 000	4
ВЛ 6,5 км	750 000	2

Определим долевое участие завода:

$$\gamma_1 = \frac{S_{\text{ЛЭП10}}}{2S_{\text{ном.тр}}} = \frac{18376,26}{2 \cdot 25000} = 0,37,$$

$$\gamma_2 = \frac{I_{\text{ав В1,В2}}}{I_{\text{н В1,В2}}} = \frac{125,51}{2500} = 0,05,$$

$$\gamma_3 = \frac{I_{\text{ав В3}}}{I_{\text{н В3}}} = \frac{125,51}{2000} = 0,06.$$

Капитальные затраты на все оборудование:

$$\begin{aligned} K &= 2\gamma_1 K_{\text{тр}} + 2\gamma_2 K_{\text{В1,В2}} + \gamma_3 K_{\text{В3}} + 4K_{\text{В4-В7}} + 4K_{\text{Р1-Р4}} + 4K_{\text{ОПН}} + 2K_{\text{ЛЭП}} + 2K_{\text{ГПП}} = \\ &= 2(\gamma_1 K_{\text{тр}} + \gamma_2 K_{\text{В1,В2}} + K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}}) + \gamma_3 K_{\text{В3}} + 4(K_{\text{В4-В7}} + K_{\text{Р1-Р4}} + K_{\text{ОПН}}) = \\ &= [2(0,37 \cdot 192,2 + 0,05 \cdot 12,5 + 0,75 + 59) + 0,06 \cdot 12,5 + 4(12,5 + 5,2 + 0,76)] \times \\ &\quad \times 10^6 = (262,978 + 0,75 + 73,84) \cdot 10^6 = 337\,568\,000 \text{ тенге.} \end{aligned}$$

Инвестирование проекта «Электроснабжение судостроительного завода» будем производить за счет займа у акционеров завода на сумму 337 568 000 тенге по ставке вознаграждения 8% годовых (исходя из уровня инфляции). Возврат инвестиций осуществим в виде амортизационных отчислений.

Так как величина капитальных вложений существенна, то для быстрого погашения займа воспользуемся механизмом ускоренной амортизации. При этом методе утвержденные нормы годовых амортизационных отчислений увеличиваются не более чем в 2 раза [28]. Для оборудования подстанции и ВЛ

110 кВ на железобетонных опорах нормы амортизации соответственно равны:  $E_{a\text{ п/ст}} = 0,063$ ;  $E_{a\text{ ЛЭП}} = 0,028$ . Тогда для ускоренной амортизации примем следующие коэффициенты:  $E_{a\text{ п/ст}}' = 0,12$ ;  $E_{a\text{ ЛЭП}}' = 0,05$ .

Рассчитаем годовые отчисления на амортизацию:

$$I_{a\text{ п/ст}} = E_{a\text{ п/ст}}'(K - 2K_{\text{ЛЭП}}) = 0,12(337,568 - 1,5) \cdot 10^6 = 40\,328\,160 \text{ тенге,}$$

$$I_{a\text{ ЛЭП}} = 2E_{a\text{ ЛЭП}}'K_{\text{ЛЭП}} = 0,05 \cdot 1,5 \cdot 10^6 = 75\,000 \text{ тенге,}$$

$$I_{a\Sigma} = I_{a\text{ п/ст}} + I_{a\text{ ЛЭП}} = 40\,328\,160 + 75\,000 = 40\,403\,160 \text{ тенге.}$$

Итак, в соответствии с формулой (4.2) имеем следующие известные величины:  $I_0 = 337\,568\,000$  тенге,  $CF_t = \text{const} = 40\,403\,160$  тенге,  $k = 0,05$ . Необходимо определить количество лет, в течение которого будет погашаться сумма займа. Именно после этого наш завод выходит на «плюс», т. е. NPV становится положительной.

Для выполнения поставленной задачи нужно произвести несколько последовательных итераций, рассчитывая NPV на каждом этапе, начиная с нулевого момента. В целях облегчения расчетов используем программу Microsoft Excel 2007, в которой была составлена таблица 4.2, представленная ниже.

Таблица 4.2 – Расчет NPV и IRR

Годы проекта, t	$I_0$ , тенге	$CF_t$ , тенге	$1/(1+k)^t$	PV, тенге	NPV, тенге	IRR
0	-337 568 000					8,40%
1		40 403 160	0,925926	37 410 333	-300 157 667	
2		40 403 160	0,857339	34 639 198	-265 518 469	
3		40 403 160	0,793832	32 073 331	-233 445 138	
4		40 403 160	0,735030	29 697 529	-203 747 609	
5		40 403 160	0,680583	27 497 712	-176 249 898	
6		40 403 160	0,630170	25 460 844	-150 789 053	
7		40 403 160	0,583490	23 574 856	-127 214 197	
8		40 403 160	0,540269	21 828 570	-105 385 627	
9		40 403 160	0,500249	20 211 639	-85 173 988	
10		40 403 160	0,463193	18 714 481	-66 459 508	
11		40 403 160	0,428883	17 328 223	-49 131 285	
12		40 403 160	0,397114	16 044 651	-33 086 634	
13		40 403 160	0,367698	14 856 158	-18 230 476	
14		40 403 160	0,340461	13 755 702	-4 474 774	
15		40 403 160	0,315242	12 736 761	8 261 987	

В данной таблице показаны:

- в первом столбце – годы осуществления инвестиционного проекта;
- во втором столбце – первоначальные инвестиции со знаком «-», так

как это отток денежных средств;

- в третьем столбце – ежегодные денежные потоки за счет амортизационных отчислений (со знаком «+»);

- в четвертом столбце – значения коэффициентов дисконтирования;

- в пятом столбце – величины дисконтированных доходов (дисконтированные денежные потоки), рассчитанные по формуле (4.1);

- в шестом столбце – значения NPV (дисконтированные денежные потоки нарастающим итогом), вычисленные по формуле (4.2);

- в седьмом столбце – значение IRR, рассчитанное с помощью финансовой функции *ВСД* программы Microsoft Excel 2007.

Скриншот программы расчета NPV и IRR представлен на рисунке 4.1.

	A	B	C	D	E	F	G	H
12		Годы проекта	$I_0$ , тенге	$CF_t$ , тенге	$1/(1+k)^t$	PV, тенге	NPV, тенге	IRR
13		0	-337 568 000					8,40%
14		1		40 403 160	0,925926	37 410 333	-300 157 667	
15		2		40 403 160	0,857339	34 639 198	-265 518 469	
16		3		40 403 160	0,793832	32 073 331	-233 445 138	
17		4		40 403 160	0,735030	29 697 529	-203 747 609	
18		5		40 403 160	0,680583	27 497 712	-176 249 898	
19		6		40 403 160	0,630170	25 460 844	-150 789 053	
20		7		40 403 160	0,583490	23 574 856	-127 214 197	
21		8		40 403 160	0,540269	21 828 570	-105 385 627	
22		9		40 403 160	0,500249	20 211 639	-85 173 988	
23		10		40 403 160	0,463193	18 714 481	-66 459 508	
24		11		40 403 160	0,428883	17 328 223	-49 131 285	
25		12		40 403 160	0,397114	16 044 651	-33 086 634	
26		13		40 403 160	0,367698	14 856 158	-18 230 476	
27		14		40 403 160	0,340461	13 755 702	-4 474 774	
28		15		40 403 160	0,315242	12 736 761	8 261 987	

Рисунок 4.1 – Программа расчета NPV и IRR для проекта судостроительного завода

Таким образом, для проектируемого судостроительного завода необходимо осуществить инвестиционный проект сроком на 15 лет, с суммой займа 337 568 000 тенге по ставке вознаграждения 8% годовых и показателями эффективности  $NPV = 8\,261\,987$  тенге и  $IRR = 8,40\%$ .

Для сокращения срока инвестиционного проекта можно использовать и часть чистой прибыли судостроительного завода.

## 5 Безопасность жизнедеятельности

### 5.1 Анализ условий труда кузнечно-прессового цеха

Условия труда на рабочем месте обуславливаются совокупностью разнообразных производственных факторов, которые, согласно [29], делятся на опасные и вредные.

В кузнечно-прессовом цехе к *опасным* производственным факторам относятся:

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;
- перемещение материалов и заготовок;
- подъемно-транспортное оборудование, манипуляторы;
- острые кромки, заусеницы и шершавости на поверхности металла, заготовок, инструмента, отлетающая окалина;
- повышенная температура поверхностей;
- опасность поражения током при замыкании электрической цепи через тело человека;
- возможность возникновения пожаров и взрывов.

К *вредным* производственным факторам относятся:

- наличие токсичной пыли, газов и аэрозолей;
- высокая температура и подвижность воздуха рабочей зоны;
- интенсивное инфракрасное излучение;
- повышенный уровень шума, вибраций и электромагнитных полей на рабочем месте;
- отсутствие или недостаток естественного света;
- физические (динамические и статические) и нервно-психические перегрузки рабочего персонала.

Источники перечисленных факторов приведены в таблице 5.1.

Санитарно-гигиенические условия в цехах характеризуются наличием в воздухе производственного помещения вредных токсичных веществ: масляного аэрозоля, пыли и газов. Масляный аэрозоль является продуктом сгорания смазочных материалов (минеральных масел, сухих мыл, воска, эмульсий, водных растворов мыла, синтетических масел, консистентных и графитовых смазочных материалов), а также образуется при смазывании штампа.

Концентрации пылевидных частиц, окалина и графита, сдуваемых сжатым воздухом с поверхности матриц, штампов и поковок, в воздухе рабочей зоны составляют 3,9 – 4,1 мг/м<sup>3</sup>, за прессами могут достигать 22 – 138 мг/м<sup>3</sup> (при отсутствии местных отсосов) [30].

Выделения токсичных газов от нагревательных печей в цеховых пролетах при сжигании 1 кг природного газа составляют 3 – 7 г СО и 0,21 г NO<sub>2</sub>. В цех попадает до 10% общего количества вредных веществ, выделяемых при сгорании топлива.

Таблица 5.1 – Источники возникновения производственных факторов при



работе в кузнечно-прессовых цехах

Тип источника	Опасные и вредные производственные факторы									
	Повышенный уровень шума	Повышенный уровень вибраций	Теплоизлучение	Масляный аэрозоль	Оксид углерода	Сернистый газ	Окалина	Подвижные части	Цианистый водород, аммиак	Пары воды
Молотовые пролеты	+	+	+	+			+	+		
Пролеты с прессами и ковочными машинами	+		+	+			+	+		
Термические цеха			+		+	+	+		+	+
Нагревательные печи:										
- топливо газ			+		+	+				
- топливо мазут			+		+	+				
- индукционный нагрев			+							

Кузнечно-прессовые цеха также характеризуются значительными выделениями теплоты, передаваемого излучением и конвекцией. Интенсивность теплового потока имеет следующие значения: 1,4 – 2,1 кВт/м<sup>2</sup> у нагревательных печей, прессов и молотов; 1 – 1,95 кВт/м<sup>2</sup> в местах складирования заготовок, у пультов управления и кабин крановщиков; 0,5 – 1 кВт/м<sup>2</sup> возле мест сборки изделий после штамповки. Выделения теплоты от электропечей достигают 2,2 МДж·ч на 1 кВт мощности печи.

Возникновение пожаров возможно из-за скопления масла в приемках под прессами. Температура самовоспламенения нефтяных масел 250 – 400°С. Пожар может возникнуть и при обработке легковоспламеняющихся металлов, например поковок из магния и его сплавов. Помимо этого в результате просачивания газа в производственное помещение или при пуске газовых нагревательных печей вследствие неправильного зажигания может произойти взрыв.

Опасность поражения током возникает при использовании печей сопротивления для нагрева заготовок, потребляющих мощность 15 – 330 кВт при напряжении на клеммах 50 – 80 В [31]. При индукционном нагреве средняя мощность, передаваемая от генератора к индуктору, в кузнечно-прессовых цехах составляет 15 – 350 кВт, напряжение до 1000 В, частота 50 – 300 000 Гц. Наиболее часто используют генераторы частотой 1000, 2500 и 8000 Гц. Питание силовых и осветительных электроприемников осуществляется при напряжении 380/220 В от общих трансформаторов с глухозаземленной нейтралью отдельными силовыми и осветительными линиями. Доля электротравм в общей совокупности несчастных случаев достигает 10 – 12%.

В настоящее время все большее гигиеническое значение в кузнечно-прессовых цехах приобретает уменьшение производственного шума [32]. Осо-

бый интерес представляет вопрос о производственном шуме, возникающем при работе кривошипных ковочно-штамповочных прессов таких, как холодновысадочные автоматы. Считается, что в процессе штамповки на таких прессах не генерируется опасный для организма шум, поскольку формоизменение заготовок происходит не в результате удара, а вследствие постепенно возрастающего давления (выдавливания). Но при этом возникает шум, значительно превышающий допустимые уровни почти по всему нормируемому диапазону частот.

Основные причины образования шума при работе кривошипных прессов связаны с их конструкцией: выхлоп воздуха из фрикционной пневматической муфты включения, работа шестерен, удар планки выталкивателя по упорам, удары в сочленениях отдельных деталей механизма прессы, работа двигателя.

При длительном воздействии шума снижается острота слуха, изменяется кровяное давление, ослабляется внимание, ухудшается зрение, происходят изменения в дыхательных центрах. Интенсивный шум является причиной нарушений сердечно-сосудистой системы, нормальной функции желудка и ряда других функциональных заболеваний. В шумных цехах наиболее часты случаи производственного травматизма.

## 5.2 Разработка мер защиты от шума в кузнечно-прессовом цехе

В силу вышеперечисленных причин произведем акустический расчет шума, создаваемого холодновысадочными автоматами, с целью разработки мер по защите персонала кузнечно-прессового цеха от негативного воздействия данного шума.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 5.2. Холодновысадочные автоматы расположены на расстоянии  $r$  от расчетной точки, которая находится на высоте 1,5 м от пола. Размещение автоматов в цехе показано на рисунке 5.1.

Таблица 5.2 – Исходные данные для акустического расчета шума

Наименование параметра	Исходные данные
вид оборудования	холодновысадочный автомат
количество оборудования, шт.	5
расстояния от оборудования до расчетной точки, м	$r_1 = r_2 = 3,5; r_3 = r_4 = 4,2; r_5 = 5,3$
объем помещения цеха, м <sup>3</sup>	2450
расстояние $l_{\max}$ , м	1,5

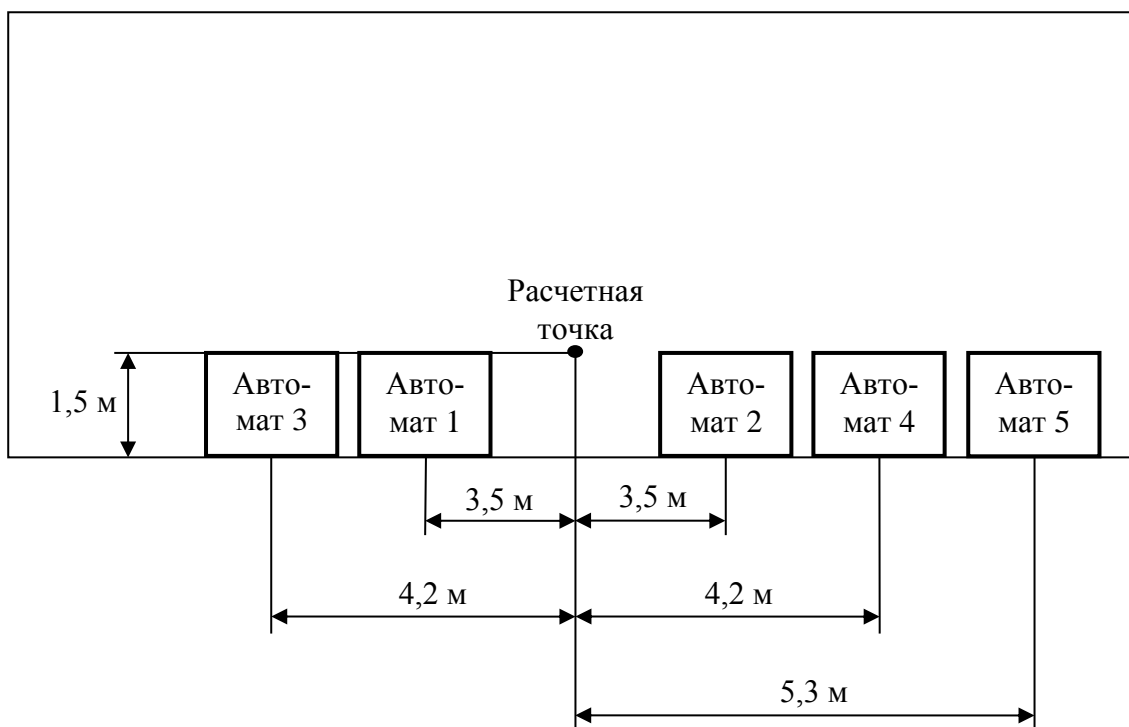


Рисунок 5.1 – Размещение холодновысадочных автоматов в цехе

Согласно [33], октавные уровни звукового давления  $L$ , дБ, в расчетной точке соразмерного помещения (с отношением наибольшего геометрического размера к наименьшему не более 5) с несколькими источниками шума определяются по формуле:

$$L = 10 \lg \left( \sum_{i=1}^m \frac{10^{0,1L_{wi}} \chi_i \Phi_i}{\Omega r_i^2} + \frac{4}{kV} \sum_{i=1}^n 10^{0,1L_{wi}} \right), \quad (5.1)$$

где  $L_{wi}$  – октавный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника, дБ;

$\chi_i$  – коэффициент, учитывающий влияние ближнего поля в тех случаях, когда  $r_i < 2l_{\max}$  (все автоматы расположены дальше  $2l_{\max}$ , поэтому  $\chi_i = 1$ );

$\Phi_i$  – фактор направленности источника шума (принимается, что автоматы равномерно излучают шум, т. е.  $\Phi_i = 1$ );

$\Omega$  – пространственный угол излучения источника, рад.;

$r_i$  – расстояние от акустического центра источника шума до расчетной точки (если точное положение акустического центра неизвестно, он принимается совпадающим с геометрическим центром), м;

$m$  – число источников шума, находящихся на расстоянии  $r_i \leq 5r_{\min}$  от расчетной точки;

$r_{\min}$  – расстояние от расчетной точки до акустического центра ближайшего к ней источника шума;

$n$  – общее число источников шума в помещении ( $n = 5$ );

$k$  – коэффициент, учитывающий нарушение диффузности звукового

поля в помещении и зависящий от  $\alpha_{\text{ср}}$ ;

$\alpha_{\text{ср}}$  – средний коэффициент звукопоглощения;

$V$  – акустическая постоянная помещения,  $\text{м}^2$ .

Значения октавных уровней звуковой мощности для холодновысадочного автомата, согласно [31], приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Уровни звуковой мощности холодновысадочного автомата (дБ) при суммарной длительности воздействия за смену более 4 часов

Вид оборудования	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Холодновысадочный автомат	90	91	95	100	100	95	94	93

Так как автоматы расположены на полу, то  $\Omega = 2\pi$  [33]. По рисунку 5.1 видно, что  $r_{\text{min}} = 3,5$  м, значит, все автоматы находятся ближе  $5r_{\text{min}}$ , т. е.  $m = n$ .

В производственном помещении  $\alpha_{\text{ср}}$  редко превышает 0,3 – 0,4 [34]. Тогда по [33] определяем значение  $k = 1,6$  при  $\alpha_{\text{ср}} = 0,4$ .

Для расчета акустической постоянной используем следующую формулу:

$$V = V_{1000} \cdot \mu, \quad (5.2)$$

где  $V_{1000}$  – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц, определяемая в зависимости от объема и типа помещения,  $\text{м}^2$ ;

$\mu$  – частотный множитель, значения которого по [35] приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Значения частотного множителя

Объем помещения, $\text{м}^3$	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
200 ÷ 1000	0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2
> 1000	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6

Для рассматриваемого помещения цеха в формуле (5.2) используем значения частотного множителя при объеме, большем 1000  $\text{м}^3$ .

Согласно [35], для помещения с небольшим количеством людей:

$$V_{1000} = V/20 = 2450/20 = 122,5 \text{ м}^2,$$

где  $V$  – объем помещения цеха,  $\text{м}^3$ .

Подставляем найденные значения величин в формулу (5.1):

$$L = 10 \lg \left[ 10^{0,1L_{wi}} \left( \sum_{i=1}^n \frac{1}{\Omega r_i^2} + \frac{4n}{kB} \right) \right] = L_{wi} + 10 \lg \left( \frac{1}{\Omega} \sum_{i=1}^n \frac{1}{r_i^2} + \frac{4n}{kB_{1000\mu}} \right) =$$

$$= L_{wi} + 10 \lg \left( \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^n \frac{1}{r_i^2} + \frac{20}{196\mu} \right).$$

Согласно [33], требуемое снижение октавных уровней звукового давления  $\Delta L_{тр}$ , дБ, в расчетной точке при нескольких однотипных одновременно работающих источниках шума определяется по формуле:

$$\Delta L_{тр.сум} = L_{сум} - L_{доп}, \quad (5.3)$$

где  $L_{сум}$  – октавный уровень звукового давления всех источников шума, рассчитанный по формуле (5.1), дБ;

$L_{доп}$  – допустимый октавный уровень звукового давления, значения которого приведены в таблице 5.5, дБ.

Таблица 5.5 – Допустимые октавные уровни звукового давления (дБ)

Назначение помещения	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Помещение с постоянными рабочими местами производственного предприятия	95	87	82	78	75	73	71	69

Результаты расчетов по формулам (5.1) и (5.3) приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет значений уровней звукового давления и их требуемого снижения в расчетной точке

Параметр	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{wi}$ , дБ	90	91	95	100	100	95	94	93
$\mu$	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6
$(1/r_1)^2$	0,08							
$(1/r_2)^2$	0,08							
$(1/r_3)^2$	0,06							
$(1/r_4)^2$	0,06							
$(1/r_5)^2$	0,04							

Продолжение таблицы 5.6

Параметр	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$\Sigma(1/r_i)^2$	0,32							
$L_{\text{сум}}, \text{дБ}$	84,07	84,10	87,68	91,64	90,09	83,05	79,32	75,31
$L_{\text{доп}}, \text{дБ}$	95	87	82	78	75	73	71	69
$\Delta L_{\text{тр.сум}}, \text{дБ}$	-10,93	-2,90	5,68	13,64	15,09	10,05	8,32	6,31

В качестве меры защиты от воздействия шума применим звукоизолирующую кабину наблюдения со следующими параметрами:

- размеры кабины  $15 \times 10 \times 5$  м;
- площадь глухой поперечной стены  $S_1 = 75 \text{ м}^2$ ;
- площадь глухой продольной стены  $S_2 = 150 \text{ м}^2$ ;
- площадь двери  $S_3 = 6 \text{ м}^2$ ;
- площадь окна  $S_4 = 5 \text{ м}^2$ .

Согласно [33], требуемая звукоизоляция воздушного шума  $R_{\text{тр}}, \text{дБ}$ , в октавных полосах частот ограждающей конструкции, состоящей из нескольких частей, при распространении шума из помещения с его источниками в защищаемое помещение определяется по формуле:

$$R_{\text{три}} = L_{\text{сум}} - 10 \lg V_{\text{и}} + 10 \lg S_i - 10 \lg k - L_{\text{доп}} + 10 \lg h, \quad (5.4)$$

- где  $V_{\text{и}}$  – акустическая постоянная изолируемого помещения,  $\text{м}^3$ ;  
 $S_i$  – площадь  $i$ -й части ограждающей конструкции,  $\text{м}^2$ ;  
 $h$  – число частей ограждающей конструкции ( $h = 4$ ).

Для расчета акустической постоянной кабины наблюдения используем формулу (5.2). При этом объем кабины и ее постоянная помещения на частоте 1000 Гц соответственно равны:

$$V_{\text{и}} = 15 \cdot 10 \cdot 5 = 750 \text{ м}^3,$$

$$V_{1000}^{\text{и}} = 750 / 20 = 37,5 \text{ м}^2,$$

- где  $V_{\text{и}}$  – объем кабины наблюдения,  $\text{м}^3$ ;  
 $V_{1000}^{\text{и}}$  – постоянная помещения на частоте 1000 Гц для кабины наблюдения,  $\text{м}^2$ .

Значения частотного множителя при объеме помещения, меньшем  $1000 \text{ м}^3$ , приведены в таблице 5.4.

Подставляем рассчитанные величины в формулу (5.4):

$$R_{\text{тp}i} = (L_{\text{сyм}} - L_{\text{доп}}) - (10\lg B_{\text{и}} + 10\lg k) + (10\lg S_i + 10\lg h) = \\ = \Delta L_{\text{тp.сyм}} + 10\lg \frac{S_i h}{kB_{\text{и}}} = \Delta L_{\text{тp.сyм}} + 10\lg \frac{S_i h}{kB_{1000} \mu} = \Delta L_{\text{тp.сyм}} + 10\lg \frac{4S_i}{60\mu}.$$

Результаты расчетов по формуле (5.4) приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет требуемой звукоизоляции

Параметр	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$\Delta L_{\text{тp.сyм}}$ , дБ	-10,93	-2,90	5,68	13,64	15,09	10,05	8,32	6,31
$\mu$	0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2
$S_1$ , м <sup>2</sup>	75							
$S_2$ , м <sup>2</sup>	150							
$S_3$ , м <sup>2</sup>	6							
$S_4$ , м <sup>2</sup>	5							
$R_{\text{тp}1}$ , дБ	-2,07	6,16	14,61	21,88	22,08	15,28	11,50	7,06
$R_{\text{тp}2}$ , дБ	0,94	9,17	17,62	24,89	25,09	18,29	14,51	10,07
$R_{\text{тp}3}$ , дБ	-13,04	-4,81	3,64	10,91	11,11	4,31	0,54	-3,91
$R_{\text{тp}4}$ , дБ	-13,83	-5,60	2,85	10,11	10,32	3,51	-0,26	-4,70

Отрицательные значения в таблице 5.7 свидетельствуют о том, что применение звукоизолирующих конструкций на данных частотах приводит к увеличению шума.

По [35] определяем типы материалов и конструкций для элементов кабины наблюдения, обеспечивающие требуемую звукоизоляцию:

- древесно-стружечная плита толщиной 20 мм с поверхностной плотностью 12 кг/м<sup>2</sup> для глухой поперечной стены;

- фанера толщиной 10 мм с поверхностной плотностью 8 кг/м<sup>2</sup> для глухой продольной стены;

- щитовая дверь из твердых древесноволокнистых плит толщиной 4 – 6 мм с воздушным зазором 50 мм, заполненным минеральным войлоком, без уплотняющих прокладок;

- окно из силикатного стекла толщиной 4 мм.

Выбранные конструкции и материалы, согласно [35], обеспечивают защиту от шума только в тех октавных полосах, в которых расчетные значения звукоизоляции оказались положительными.

Таким образом, спроектированная по результатам акустического расчета звукоизолирующая кабина наблюдения со смотровым окном позволит не только защитить персонал цеха от негативного воздействия шума холодновысадочных автоматов, но и следить за рабочим процессом с помощью пульта управления.

### 5.3 Расчет зануления оборудования кузнечно-прессового цеха

Зануление корпуса электрооборудования необходимо для защиты рабочего персонала цеха от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате замыкания фазы на корпус. Принцип действия зануления заключается в превращении этого замыкания в однофазное короткое замыкание между фазным и нулевым защитным проводниками с целью вызвать большой ток, способный обеспечить срабатывание защиты и тем самым отключить электроустановку от сети.

Зануление электроустановок обязательно:

- при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока;

- при номинальном напряжении выше 42 В и ниже 380 В переменного тока и выше 110 В и ниже 440 В постоянного тока в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и наружных установках.

В процессе расчета зануления определяются условия, при которых происходит быстрое отключение поврежденной установки от сети и тем самым обеспечивается безопасность прикосновения человека к зануленному корпусу в аварийный период.

Для обеспечения электробезопасности кузнечно-прессового цеха проведем расчет зануления кривошипного штамповочного пресса мощностью  $P_n = 85$  кВт с  $\cos\varphi = 0,65$ . Питание осуществляется масляным трансформатором 1600 кВА, 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_n$ . Расстояние от цеховой ТП до пресса 42 м. Необходимо выбрать для пресса предохранитель и проверить его по условию отключения однофазного короткого замыкания.

Длительный рабочий ток, протекающий через пресс, А:

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi} = \frac{85}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,65} = 188,75 \text{ А},$$

где  $U_n$  – номинальное напряжение пресса, кВ.

Пусковой ток штамповочного пресса, А:

$$I_n = K_n \cdot I_p = 3,5 \cdot 188,75 = 660,63 \text{ А},$$

где  $K_n$  – кратность пускового тока (предполагаем, что у пресса тяжелый пуск, для которого  $K_n = 3 - 4$  [9]).

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А:

$$I_{\text{пл.вст.}} \geq \frac{I_n}{\alpha} = \frac{660,63}{1,6} = 412,89 \text{ А},$$



где  $\alpha$  – кратность тока цепи к току плавкой вставки ( $\alpha = 1,6$  при тяжелом пуске).

По каталогу 2013 г. компании «IEK» выбираем предохранитель типа ППНИ-39, габарит 3 с  $I_{пл.вст.} = 500$  А.

Величина тока однофазного к. з. определяется по формуле:

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{тр}}{3} + Z_{п}}, \text{ А}, \quad (5.5)$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение сети, В;

$Z_{тр}$  – полное сопротивление обмоток трансформатора ( $Z_{тр} = 0,017$  Ом при схеме  $\Delta/Y_0$  [36]);

$Z_{п}$  – полное сопротивление петли фаза-нуль, состоящее из сопротивлений фазного и нулевого защитного проводников.

По каталогу 2013 г. ООО «Саранскабель» выбираем кабель марки АВВГ 3×120+1×70-1 с допустимой нагрузкой  $I_{доп} = 200$  А. Определим активные сопротивления соответственно фазного и нулевого защитного проводников:

$$R_{\phi} = \frac{\rho l}{S_{\phi}} = \frac{0,028 \cdot 42}{120} = 0,0098 \text{ Ом},$$

$$R_{н.з.} = \frac{\rho l}{S_{н.з.}} = \frac{0,028 \cdot 42}{70} = 0,0168 \text{ Ом},$$

где  $\rho = 0,028$  Ом·мм<sup>2</sup>/м – удельное сопротивление алюминиевого проводника;

$S_{\phi} = 120$  мм<sup>2</sup> – сечение фазного проводника;

$S_{н.з.} = 70$  мм<sup>2</sup> – сечение нулевого защитного проводника;

$l = 42$  м – длина кабеля.

Значения реактивных сопротивлений фазного и нулевого проводников сравнительно малы, поэтому ими можно пренебречь [36]. Тогда:

$$Z_{п} = R_{\phi} + R_{н.з.} = 0,0098 + 0,0168 = 0,0266 \text{ Ом}.$$

Подставляем найденные значения величин в формулу (5.5):

$$I_{к.з.}^{(1)} = \frac{220}{\frac{0,017}{3} + 0,0266} = 6818,18 \text{ А.}$$

При замыкании фазы на зануленный корпус электроустановка отключится, если значение тока однофазного короткого замыкания удовлетворяет следующему условию:

$$I_{к.з.}^{(1)} \geq kI_{пл.вст.} = 3I_{пл.вст.},$$

где  $k = 3$  – коэффициент кратности номинального тока плавкой вставки предохранителя.

В случае со штамповочным прессом:

$$6818,18 \text{ А} > 3 \cdot 500 = 1500 \text{ А.}$$

Действительное значение тока однофазного короткого замыкания превышает значение, наименьшее допустимое по условию срабатывания защиты, значит, нулевой защитный проводник выбран правильно.

Теперь, когда отключающая способность системы зануления обеспечена, нужно решить вопрос о необходимости повторного заземления нулевого защитного проводника. Для этого определим величины напряжения прикосновения и тока через тело человека при замыкании фазы на корпус штамповочного пресса в сети без повторного заземления:

$$U_{пр} = I_{к.з.}^{(1)} R_{н.з.} = 6818,18 \cdot 0,0168 = 114,55 \text{ В,}$$

$$I_h = \frac{U_{пр}}{R_h} = \frac{114,55}{1000} \approx 0,11 \text{ А,}$$

где  $R_h = 1000 \text{ Ом}$  – расчетное сопротивление тела человека при  $U_{пр} = 50 \text{ В}$  и выше.

Согласно [7], наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения при занулении открытых проводящих частей в сети с фазным напряжением 380 В составляет 0,2 с.

По [36] при времени воздействия 0,2 с и переменной частоте 50 Гц наибольшие допустимые напряжение прикосновения и ток через тело человека соответственно равны:

$$U_{пр доп} = 250 \text{ В} > 114,55 \text{ В,}$$

$$I_{h \text{ доп}} = 0,25 \text{ А} > 0,11 \text{ А}.$$

Таким образом, расчетные значения напряжения прикосновения и тока через тело человека не превосходят наибольших допустимых, следовательно, система зануления кривошипного штамповочного прессы обеспечивает защиту рабочего персонала кузнечно-прессового цеха без повторного заземления нулевого защитного проводника.

## Перечень сокращений

АРН	автоматическое регулирование напряжения
АС	аморфный сплав
БК	высоковольтная батарея конденсаторов
ВЛ	воздушная линия
ВН	высокое напряжение
ВТСП	высокотемпературная сверхпроводимость
генплан	генеральный план
ГПП	главная понизительная подстанция
ДРЛ	дуговая ртутная лампа
ДСП	дуговая сталеплавильная печь
ЗАО	закрытое акционерное общество
ИС	источник света
КЛ	кабельная линия
КПД	коэффициент полезного действия
к. з.	короткое замыкание
ЛЛ	люминесцентная лампа
ЛН	лампа накаливания
ЛЭП	линия электропередачи
НБК	низковольтная батарея конденсаторов
НН	низкое напряжение
ОАО	открытое акционерное общество
ООО	общество с ограниченной ответственностью
ОПН	ограничитель перенапряжений
РП	распределительный пункт
РПН	регулирование под нагрузкой
СД	синхронный двигатель
ТОО	товарищество с ограниченной ответственностью
ТП	трансформаторная подстанция
ТТ	трансформатор тока
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль
х. х.	холостой ход
ЦЭН	центр электрических нагрузок
ЭП	электроприемник
ЭС	электротехническая сталь

## Заключение

В настоящей работе была спроектирована система электроснабжения судостроительного завода, питание которого осуществляется от четырех турбогенераторов ТЭЦ через двухтрансформаторную повысительную подстанцию.

В основной части работы при заданных параметрах электроприемников были рассчитаны электрические нагрузки по цехам и заводу в целом. По результатам расчетов проведено технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения судостроительного завода, в результате которого была принята схема питания от шин ГПП. После этого на основании расчетов токов короткого замыкания был произведен выбор коммутационного оборудования 110 и 10 кВ. Далее по построенной картограмме полных нагрузок составлен кабельный журнал, отражающий сведения о марках и сечениях кабелей для внутризаводского электроснабжения.

Специальная часть проекта посвящена актуальному вопросу о применении энергоэффективных силовых трансформаторов в электроснабжении промышленных предприятий. С помощью программы расчета энергоэффективности была доказана целесообразность замены выбранного в основной части работы цехового трансформатора на энергосберегающий распределительный трансформатор.

Величина капитальных вложений в организацию электроснабжения завода была определена в экономической части. Там же проведена оценка рассматриваемого инвестиционного проекта по показателям чистого приведенного эффекта и внутренней нормы прибыли.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» были проанализированы условия труда рабочего персонала на примере кузнечно-прессового цеха судостроительного завода. На основе данного анализа разработаны мероприятия по защите работников цеха от производственного шума штамповочных пресов и от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям оборудования.

В целом, спроектированная система электроснабжения судостроительного завода поддерживает требуемое качество электрической энергии и отвечает требованиям надежности, экономичности и безопасности.

## Список литературы

1. Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электро-снабжения: Учебник. – Новосибирск: НГТУ, 2008. – 258 с.
2. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышлен-ных предприятий: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 472 с.
3. Сайт <http://elengg.hostoi.com/электроснабжение-промышленных-предприятий.html>
4. Сайт <http://shkolazhizni.ru/archive/0/n-47896/>
5. Желтобрюх Н.Д. Технология судостроения и ремонта судов: Учебник. – СПб: Судостроение, 2005. – 344 с.
6. Основы технологии судостроения: Учебник для вузов / Под ред. В.Д. Мацкевича. – СПб: Судостроение, 2008. – 352 с.
7. Постановление Правительства Республики Казахстан от 24 октября 2012 года № 1355 «Об утверждении Правил устройства электроустановок»
8. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электро-снабжения объектов и установок: Учебное пособие и справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – Томск: ТПУ, 2006. – 248 с.
9. Сумарокова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2012. – 288 с.
10. Гамазин С.И., Кудрин Б.И., Цырук С.А. Справочник по энергоснаб-жению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. – М.: МЭИ, 2010. – 745 с.
11. Киреева Э.А., Быстрицкий Г.Ф. Справочник энергетика предприя-тий, учреждений и организаций. – М.: Колос, 2010. – 804 с.
12. Справочник электрика / Под ред. Э.А. Киреевой и С.А. Цырука. – М.: Колос, 2007. – 464 с.
13. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения: Справочное пособие. – СПб: Электро Сервис, 2010. – 664 с.
14. Григорьев В.И. Справочная книга электрика. – М.: Колос, 2004. – 746 с.
15. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
16. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИН-ФРА-М, 2010. – 214 с.
17. Радкевич В.Н. Проектирование систем электроснабжения: Учебное пособие. – Минск: ПИОН, 2001. – 292 с.
18. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник. – М.: Академия, 2007. – 448 с.
19. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение про-мышленных предприятий и установок: Учебник. – М.: Высшая школа, 2001. –

336 с.

20. Савинцев Ю.М. Энергоэффективные силовые трансформаторы: тенденции развития конструкции и характеристик энергосбережения // Новое в российской электроэнергетике. – 2012. – №10. – С. 40-50.

21. Сайт <http://portal-energo.ru/articles/details/id/614>

22. Савинцев Ю.М. Анализ состояния производства в РФ силовых масляных трансформаторов I-III габаритов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2012. – №1. – С. 43-53.

23. Силовые трансформаторы: Справочная книга / Под ред. С.Д. Лизунова и А.К. Лоханина. – М.: Энергоиздат, 2004. – 616 с.

24. Сайт <http://www.investkz.com/journals/86/1021.html>

25. Сайт [http://www.rec.su/article/?ELEMENT\\_ID=1065](http://www.rec.su/article/?ELEMENT_ID=1065)

26. Организация предпринимательской деятельности: Учебник / Под ред. А.Н. Асаула. – СПб: Гуманистика, 2004. – 448 с.

27. Бочаров В.В. Инвестиции: Учебник для вузов. – СПб: Питер, 2009. – 384 с.

28. Экономика предприятия (фирмы): Учебник / Под ред. О.И. Волкова и О.В. Девяткина. – М.: ИНФРА-М, 2007. – 601 с.

29. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Издательство стандартов, 2004.

30. Безопасность производственных процессов: Справочник / Под ред. С.В. Белова. – М.: Машиностроение, 2005. – 448 с.

31. Справочная книга по охране труда в машиностроении / Под ред. О.Н. Русака. – СПб: Машиностроение, 2007. – 541 с.

32. Злотников С.Л., Казакевич П.И., Михайлова В.Л. Техника безопасности и промышленная санитария в кузнечно-прессовых цехах. – М.: Машиностроение, 2013. – 296 с.

33. СНиП 23-03-2003. Защита от шума. – М.: Издательство стандартов, 2004.

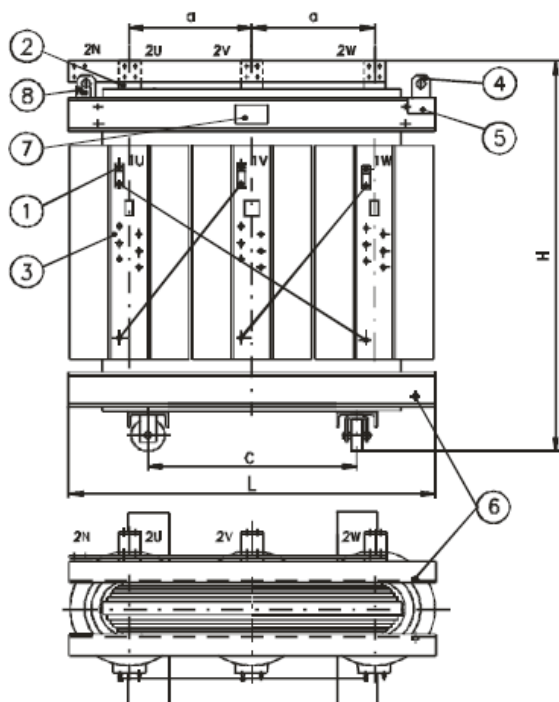
34. Охрана труда в машиностроении: Учебник для вузов / Под ред. Е.Я. Юдина и С.В. Белова. – М.: Машиностроение, 2006. – 432 с.

35. Жандаулетова Ф.Р., Бегимбетова А.С. Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к выполнению раздела «Защита от производственного шума» в выпускных работах для всех специальностей. – Алматы: АИЭС, 2009. – 34 с.

36. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 448 с.

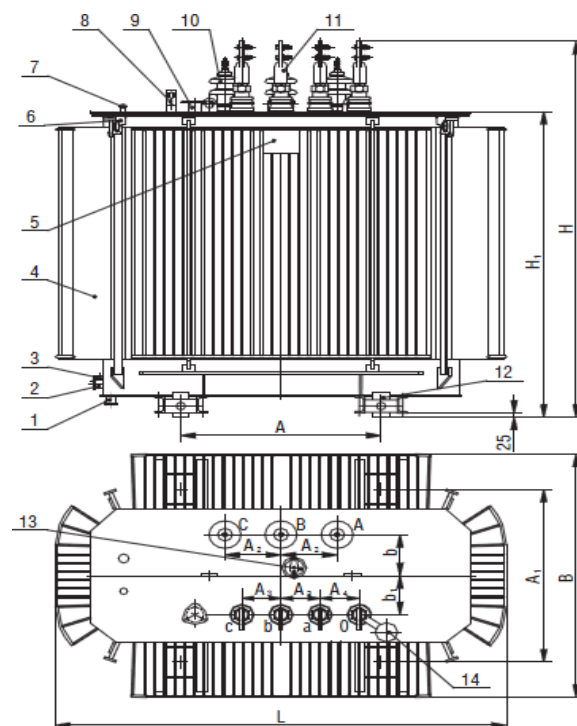
## Приложение А

### Конструкция энергоэффективных трансформаторов



- 1 – ввод ВН; 2 – ввод НН;
- 3 – клеммник ответвлений;
- 4 – скоба для подъема трансформатора;
- 5 – заводская табличка;
- 6 – болт для заземления;
- 7 – фирменный знак;
- 8 – клеммная колодка

Рисунок А.1 – Аморфный трансформатор ТЕ 815/10



- 1 – пробка для удаления остатков масла; 2 – пробка сливная;
- 3 – болт заземления; 4 – бак;
- 5 – заводская табличка; 6 – скоба для подъема трансформатора;
- 7 – гильза для термометра и термобаллона; 8 – маслоуказатель;
- 9 – патрубок для заливки масла;
- 10 – ввод ВН; 11 – ввод НН;
- 12 – ролик транспортный;
- 13 – переключатель; 14 – пробивной предохранитель

Рисунок А.2 – Трансформатор ТМГ12 с пониженными потерями