

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника
(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция системы электроснабжения рыбзавода

Обучающийся

И.С. Мазуров

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

Выпускная квалифицированная работа 45 страниц, 8 рисунков, 14 таблиц, 20 источников.

Действующая система электроснабжения предприятия эксплуатируется уже длительное время, все оборудование СЭС на данный момент значительно изношено, его технические и эксплуатационные параметры не соответствуют актуальным нормам по обеспечению надежности и безопасности, энергосбережению. Учащающиеся перерывы электроснабжения потребителей приводят к нарушениям производственных технологических процессов и значительным материальным убыткам. Проведение реконструкции СЭС позволит сократить технико-эксплуатационные расходы, оптимизировать электропотребление и, в конечном счете, снизить себестоимость продукции и повысить прибыльность предприятия.

Цель работы: проведение реконструкции системы электроснабжения завода.

Структура работы включает введение, два раздела, заключение, список используемых источников.

Содержание

Введение.....	4
1 Исходные данные	5
1.1 Характеристика завода	5
1.2 Обоснование реконструкции электроснабжения.....	8
2 Электроснабжение завода	10
2.1 Определение нагрузок	10
2.2 Проверка оптимальности расположения ГПП.....	14
2.3 Выбор трансформаторов ТП.....	18
2.4 Выбор трансформаторов ГПП	21
2.5 Выбор кабелей	25
2.6 Определение токов КЗ	29
2.7 Электрооборудование ГПП.....	34
2.8 Релейная защита	37
2.9 Учет электроэнергии.....	39
Заключение	42
Список используемых источников.....	44

Введение

Рассматриваются вопросы реконструкции системы электроснабжения (СЭС) рыбоперерабатывающего завода.

Актуальность разработки: на рассматриваемом предприятии в рамках технологического процесса производства задействовано большое число различных потребителей электроэнергии (производственных линий, станков, различных агрегатов и т.д.), требующих надежного обеспечения электрической энергией. В то же время действующая СЭС критично изношена, ее оборудование устарело, таким образом, эксплуатационные надежность и безопасность СЭС значительно снижены. Реконструкция СЭС позволит решить данные проблемы и обеспечить надлежащие надежность и качество электроснабжения. Действующую СЭС рыбзавода требуется реконструировать ввиду износа и устаревания оборудования, значительного изменения нагрузок.

Объект исследования: рыбзавод.

Предмет исследования: электроснабжение завода.

Цель работы: разработка мероприятий по реконструкции СЭС завода.

Задачи работы:

- выполнить анализ СЭС, определить значимые недостатки и предложить способы их устранения;
- в соответствии с технико-эксплуатационной документацией определить актуальные электрические нагрузки;
- выбрать оборудование СЭС, с учетом требований надежности и энергосбережения;
- рассчитать токи короткого замыкания (КЗ);
- выбрать электрооборудование ГПП;
- рассмотреть релейную защиту и автоматику (РЗА);
- рассмотреть реализацию автоматизированного технического учета электроэнергии с помощью АСТУЭ.

1 Исходные данные

1.1 Характеристика завода

На данном рыбзаводе (РЗ) установлено следующее основное производственное оборудование:

- разделочные линии;
- электрокоптильни;
- моечное оборудование;
- линии термообработки;
- линии полуфабрикатов;
- линии засолки и маринования;
- консервные линии;
- силовые электроприводы различных установок и систем.

Для поддержания надлежащего качества продукции и количества ее выпуска, необходимо поддерживать качественное электроснабжение электроприемников завода.

Производственные участки (ПУ):

- промышленные цеха;
- сырьевой участок;
- ремонтный цех;
- насосные;
- цех упаковки;
- склад;
- компрессорная;
- администрация, гараж.

Основной технологический процесс РЗ – изготовление и выпуск пищевой продукции рыбопереработки. На территории расположено 16 ПУ, в которых установлено современное оборудование.

Генплан завода – на рисунке 1.

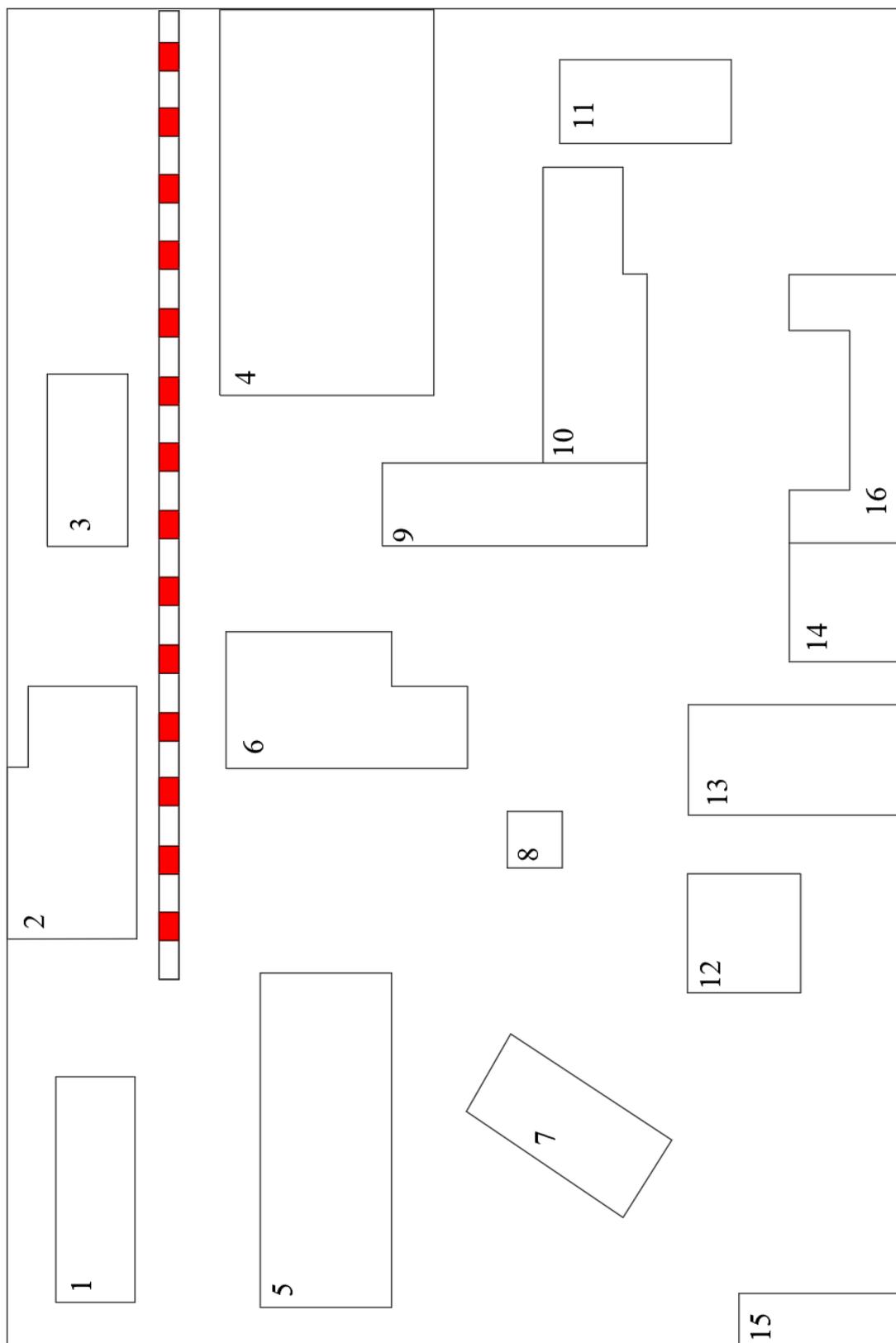


Рисунок 1 – Генплан завода

ПУ и их характеристики электропотребления – в таблице 1.

Таблица 1 – ПУ и их характеристики

Цеха	$\Sigma P_{\text{ном}}$, кВт	cosφ	Kс
Цех №1	910	0,7	0,4
Цех №2	2390	0,7	0,4
Цех №3	630	0,7	0,4
Сырьевой участок	840	0,8	0,5
Цех №4	1710	0,9	0,4
Ремонтный цех	1030	0,7	0,3
Цех №5	565	0,7	0,5
Насосная	510	0,8	0,7
Цех №6	1610	0,9	0,4
Цех упаковки	92	0,6	0,7
Склад	64	0,9	0,3
Компрессорная	210	0,83	0,7
Администрация	202	0,88	0,5
Насосная	410	0,85	0,7
Гараж	405	0,89	0,3
Цех №7	1520	0,85	0,4

Категории надёжности электроснабжения (КНЭ) ПУ – в таблице 2.

Таблица 2 – Категории надёжности электроснабжения ПУ

Цеха	Категория
Цех №1	2
Цех №2	
Цех №3	
Сырьевой участок	
Цех №4	
Ремонтный цех	
Цех №5	
Насосная	1
Цех №6	2
Цех упаковки	3
Склад	
Компрессорная	1
Администрация	3
Насосная	1
Гараж	3
Цех №7	2

В целом, завод относится к первой КНЭ, что обусловлено массовыми сбоями в работе автоматизированных производственных линий, при перерывах электроснабжения, и вытекающим значительным экономическим ущербом.

1.2 Обоснование реконструкции электроснабжения

Согласно технико-эксплуатационной документации, в действующей СЭС завода имеется ряд критически значимых проблем и недостатков:

- электрооборудование (ЭО) эксплуатируется уже длительное время и устарело, а также сильно изношено, в связи с чем отмечаются сбои в

производственном процессе, страдает качество продукции и его количественный выпуск;

- с момента запуска завода неоднократно заменялось производственное оборудование и устанавливалось дополнительное. Ввиду этого, нагрузки СЭС сильно изменились и действующее оборудование СЭС им частично не соответствует по параметрам;
- отмечаются дополнительные амортизационные и эксплуатационные расходы по оборудованию СЭС;
- мощность силовых трансформаторов ГПП недостаточна для питания всех нагрузок при отключении одного трансформатора;
- предприятие несет дополнительные издержки ввиду оплаты за избыточную потребляемую реактивную мощность (РМ);
- не оптимизировано электропотребление, плохо согласован общий график потребления электроэнергии (ЭЭ) с энергосистемой. Технический учет ЭЭ отсутствует;
- повышены профессиональные риски для персонала завода, включая эксплуатационный и ремонтный персонал СЭС.

Однолинейная схема СЭС завода приведена на листе 1 графической части.

Вывод.

По результатам изучения технико-эксплуатационной документации, систематизированы исходные данные по заводу. В соответствии с данными по электропотреблению цехов и их расположением на генплане, а также документации по действующей СЭС и выявленными проблемами и недостатками, будут разрабатываться мероприятия по реконструкции СЭС завода.

2 Электроснабжение завода

2.1 Определение нагрузок

Необходимо определить актуальные нагрузки завода. Для разработки мероприятий по реконструкции СЭС и выбора ее элементов необходимо определить электрические нагрузки по участкам и заводу в целом, величины которых будут определять расчетные токи питающих линий, требуемые номинальные параметры выбираемого оборудования СЭС и режимы их работы.

«Активные, реактивные и полные нагрузки цехов:

$$P_c = K_c \cdot P_{ном}, \quad (1)$$

где K_c – коэффициент спроса нагрузки;

$P_{ном}$ – номинальная нагрузка, кВт.

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}. \quad (3)$$

Пример расчета, цех №1, по (1-3):

$$P_c = 0,4 \cdot 910 = 364 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 364 \cdot 1,02 = 371,35 \text{ квар},$$

$$S_c = \sqrt{364^2 + 371,35^2} = 520 \text{ кВА}.$$

Результаты расчетов сведены в таблице 3» [8].

Таблица 3 – Нагрузки завода

Цеха	Нагрузки		
	Pс, кВт	Qс, квар	Sc, кВА
Цех №1	364	371,35	520
Цех №2	956	975,32	1365,71
Цех №3	252	194,8	318,51
Сырьевой участок	420	315	525
Цех №4	684	331,28	760
Ремонтный цех	309	315,24	441,43
Цех №5	282,5	288,21	403,57
Насосная	357	267,75	446,25
Цех №6	644	311,9	715,56
Цех упаковки	64,4	85,87	107,33
Склад	19,2	9,3	21,33
Компрессорная	147	98,78	177,11
Администрация	101	54,51	114,77
Насосная	287	177,87	337,65
Гараж	121,5	62,25	136,52
Цех №7	608	376,80	715,29

«Активная и реактивная нагрузка освещения по участкам рассчитывается методом удельной мощности:

$$P_{po} = P_0 \cdot K_{co} \cdot F, \quad (4)$$

где P_0 – удельная мощность, Вт/м²;

K_{co} – коэффициент спроса освещения;

F – площадь здания, м².

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (5)$$

Освещение обеспечивается светодиодными светильниками» [17].

Управление освещением осуществляется с помощью программируемых реле (ПР), это обеспечивает:

- полную автоматизацию управления;
- дистанционный контроль и управление;
- высокую энергоэффективность;
- точную настройку по участкам для наиболее удобного пользования освещением;
- самодиагностику системы освещения;
- снижение эксплуатационных расходов.

«Для ПУ №1 по (8,9):

$$P_{po} = 3,8 \cdot 0,85 \cdot 1165 = 3,76 \text{ кВт},$$

$$Q_{po} = 3,76 \cdot 0,88 = 3,31 \text{ квар.}$$

С освещением:

$$P_p' = 314 + 3,76 = 367,76 \text{ кВт},$$

$$Q_p' = 371,354 + 3,312 = 374,67 \text{ квар},$$

$$S_p' = \sqrt{367,76^2 + 374,67^2} = 525 \text{ кВА.}$$

Нагрузки ПУ сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Нагрузки ПУ

Цеха	Рр', кВт	Qр', квар	Sp', кВА
Цех №1	367,76	374,67	525,00
Цех №2	962,12	980,70	1373,84
Цех №3	260,14	197,49	326,61
Сырьевой участок	437,03	329,99	547,62
Цех №4	694,20	340,25	773,10
Ремонтный цех	315,50	320,96	450,07
Цех №5	286,37	291,61	408,71
Насосная	357,68	295,12	463,71
Цех №6	649,25	316,52	722,29
Цех упаковки	70,93	91,62	115,87
Склад	20,31	11,21	23,20
Компрессорная	149,74	111,07	186,44
Администрация	106,30	59,18	121,67
Насосная	289,91	180,43	341,47
Гараж	123,62	64,11	139,25
Цех №7	260,37	381,57	461,94
Σ по цехам	5351,23	4346,50	6894,036
Территория	10,68	9,40	14,23
Всего	5361,91	4355,90	6908,26

Согласно данным нагрузкам далее проверяется оптимальность расположения ГПП» [10].

2.2 Проверка оптимальности расположения ГПП

«Картограмма электрических нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, площади которых в принятом масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Радиус окружностей определяется как:

$$R = \sqrt{\frac{S_p}{\pi \cdot m}}, \quad (6)$$

где S_p – нагрузка цеха, кВА;

m – масштаб.

Доля осветительной нагрузки:

$$\alpha = 360 \cdot S_{oc} / S_p, \quad (7)$$

где S_{oc} – нагрузка освещения, кВА.

Центр электрических нагрузок (ЦЭН) определяется для нахождения оптимального местоположения ГПП. Координаты ЦЭН:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (S_p \cdot x_i)}{\sum_1^n S_p}; \quad y_0 = \frac{\sum_1^n (S_p \cdot y_i)}{\sum_1^n S_p}, \quad (8)$$

где x_i, y_i – координаты центра цеха, м;

n – количество цехов» [4].

«ГПП должна быть смещена от ЦЭН к источнику питания за территорию завода, чтобы обеспечить удобные подъездные пути, и не мешать производственному процессу завода» [1].

«Расчет координат ЦЭН – в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет координат ЦЭН

Цеха	X _i , м	Y _i , м	Sp·X _i , кВА	Sp·Y _i , кВА
Цех №1	40	199	21067	104458
Цех №2	129	201	176848	275648
Цех №3	216	199	70434	64986
Сырьевой участок	278	142	152015	77828
Цех №4	52	140	40071	108580
Ремонтный цех	156	147	69992	66221
Цех №5	54	79	21868	32118
Насосная	122	89	56608	41092
Цех №6	204	99	147323	71253
Цех упаковки	237	77	27507	8912
Склад	301	62	6981	1435
Компрессорная	100	38	18703	7170
Администрация	142	38	17291	4679
Насосная	187	12	63938	3997
Гараж	5	20	699	2794
Цех №7	226	32	104269	14675
Σ			995614	885845
Координаты ЦЭН	X, м	Y, м	-	-
	144	98	-	-

Например, для ПУ №1, по (6,7):

$$R = \sqrt{\frac{525}{0,5 \cdot 3,14}} = 18,3 \text{ м},$$

$$\alpha = 360 \cdot 5,02 / 525 = 3,4^\circ.$$

Расчеты сведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет картограммы нагрузок

Цеха	R, м	α
Цех №1	18,3	3,4
Цех №2	29,6	2,1
Цех №3	14,4	4,5
Сырьевой участок	18,7	14,9
Цех №4	22,2	6,3
Ремонтный цех	16,9	6,9
Цех №5	16,1	4,5
Насосная	17,2	0,7
Цех №6	21,4	3,5
Цех упаковки	8,6	27,1
Склад	3,8	23,0
Компрессорная	10,9	7,0
Администрация	8,8	20,9
Насосная	14,7	4,1
Гараж	9,4	7,3
Цех №7	17,2	5,6

Картограмма нагрузок – на рисунке 2» [16].

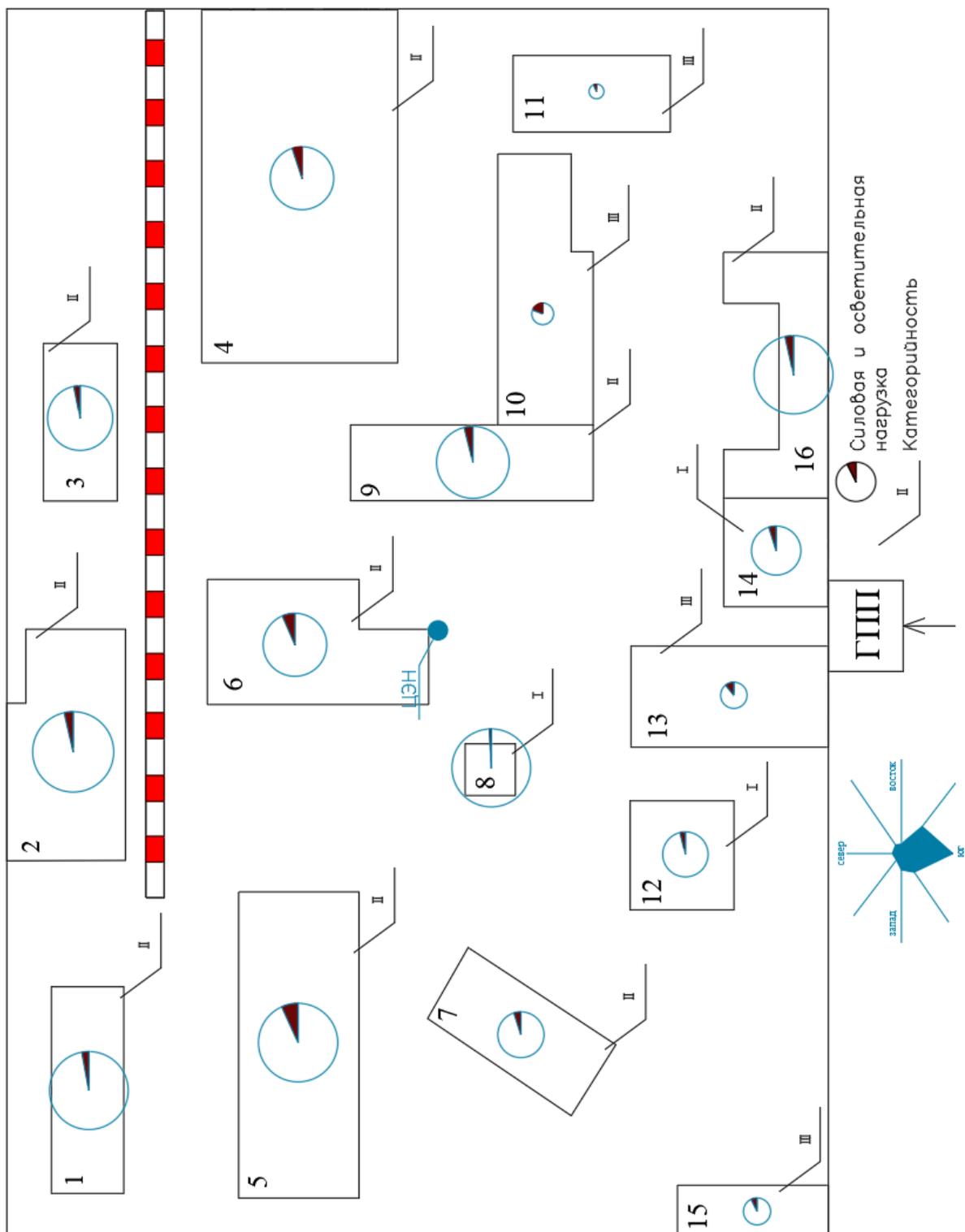


Рисунок 2 – Картограмма нагрузок

Расположение ГПП является оптимальным. Согласно преобладающим направлениям ветров, выбросы завода не попадают на ГПП. Смещение ГПП в сторону питающей ВЛ за территорию завода обеспечивает снижение длины

трассы ВЛ, высоковольтная ЛЭП не проходит по территории завода и не создает высокие риски и неудобства. Таким образом, перенос ГПП на новое место расположения не требуется.

2.3 Выбор трансформаторов ТП

Электроснабжение участков обеспечивается понизительными подстанциями 10/0,4 кВ. Питание цехов распределяется по ТП с учетом:

- расположения цехов;
- обеспечения минимальной суммарной длины линий;
- величины нагрузок цехов;
- инфраструктуры завода;
- расположения ГПП;
- требований проектной документации;
- требований по категориям надежности питания [11].

Действующие ТП будет заменены на новые КТПН.

«Оптимальная мощность трансформаторов ТП:

$$S_o = \frac{\sum S_p}{\beta \cdot N}, \quad (9)$$

где $\sum S_p$ – нагрузка, кВА;

β – нормативный коэффициент загрузки;

N – число трансформаторов, шт» [5,9].

«Допустимая к передаче в сеть 0,4 кВ РМ:

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{н.т.})^2 - P_p^2}, \quad (10)$$

где $S_{н.т.}$ – номинальная мощность, кВА;

P_p – активная нагрузка, кВт.

Требуемая для компенсации РМ:

$$Q_{0,4} = Q_p - Q_1, \quad (11)$$

где Q_p – реактивная нагрузка, квар» [18].

«Остаточное значение РМ:

$$Q_{HH} = Q_p - Q_{БК}. \quad (12)$$

Для ТП-1, по (9):

$$S_o = \frac{525}{0,7 \cdot 2} = 375 \text{ кВА.}$$

Устанавливается два ТМГ12-400/10» [7,12].

«Выбор трансформаторов – в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор трансформаторов ТП

Подстанции	Нагрузка, № ПУ	So, кВА	Ст, кВА
ТП1	1	375,0	400
ТП2	2	981,3	1000
ТП3	3	233,3	250
ТП4	4	391,2	400
ТП5	5	552,2	630
ТП6	6	321,5	400
ТП7	7,15	387,7	400
ТП8	8	331,2	400
ТП9	9,10,11	607,8	630

Расчет КРМ на ТП-1 по (10,11)» [10]:

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 367,76^2} = 422,31 \text{ квар},$$

$$Q_{0,4} = 374,67 - 422,31 = -48 \text{ квар}.$$

«КРМ не требуется. Коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме:

$$K_n = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.}}, \quad (13)$$

$$K_n = \frac{525}{400} = 1,31 \leq 1,4.$$

Расчет КРМ на ТП – в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет КРМ на ТП

Подстанции	Q _{0,4} , квар	K _п
ТП1	-48	1,29
ТП2	-36	1,15
ТП3	-37	1,29
ТП4	-20	1,11
ТП5	-204	1,16
ТП6	-142	1,15
ТП7	-26	1,27
ТП8	-136	1,24
ТП9	-60	1,17
ТП12	-47	1,27
ТП14	-16	1,24
ТП16	-114	1,17

ТП выбираются комплектные 2КТПН-10/0,4» [2,6].

2.4 Выбор трансформаторов ГПП

Главная понизительная подстанция принимает электроэнергию от источника питания со стороны энергосистемы и обеспечивает питание всех цеховых ТП.

«Для расчета нагрузки ГПП необходимо учесть потери в ТП 10/0,4 кВ:

$$\Delta P_m = \frac{\Delta P_k}{n} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (14)$$

где ΔP_k – потери КЗ, кВт;

n – число трансформаторов, шт;

S_n – номинальная мощность, кВА;

ΔP_{xx} – потери ХХ, кВт.

$$\Delta Q_m = \frac{U_k}{n \cdot 100} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + \frac{n \cdot I_{xx}}{100} \cdot S_n, \quad (15)$$

где U_k – напряжение КЗ, %;

I_{xx} – ток ХХ, %» [9,15].

Для ТП-1, по (14,15):

$$\Delta P_m = \frac{4,6}{2} \cdot \frac{367,8^2 + 374,7^2}{400^2} + 2 \cdot 0,63 = 5,22 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = \frac{4,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{367,8^2 + 374,7^2}{400^2} + \frac{2 \cdot 0,8}{100} \cdot 400 = 21,9 \text{ квар}.$$

«Нагрузка ТП с учетом потерь – в таблице 9.

Таблица 9 – Нагрузка ТП с учетом потерь

Подстанции	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_p + \Delta P$, кВт	$Q_p + \Delta Q$, квар
ТП1	5,22	21,90	372,99	396,57
ТП2	12,11	63,90	974,23	1044,60
ТП3	3,62	14,10	263,76	211,59
ТП4	5,57	23,27	442,60	353,26
ТП5	6,68	34,91	700,88	375,16
ТП6	4,17	17,79	319,67	338,76
ТП7	5,50	22,97	415,48	378,69
ТП8	4,35	18,50	362,03	313,62
ТП9	7,76	40,43	748,25	459,77
ТП12	3,54	13,81	270,26	193,46
ТП14	3,88	14,99	293,79	195,42
ТП16	4,33	18,40	264,70	399,98
Σ	66,73	304,99	5428,65	4660,89

Нагрузки ГПП:

$$Q_{10} = \Sigma Q_{HH} + \Sigma \Delta Q_m, \quad (16)$$

где ΣQ_{HH} , $\Sigma \Delta Q_m$ – реактивная нагрузка ТП и потери, квар.

$$Q_{10} = 4355,9 + 304,99 = 4660,89 \text{ квар},$$

$$P_{\text{сумм}} = \Sigma P_p + \Sigma \Delta P_m, \quad (17)$$

где ΣP_p , $\Sigma \Delta P_m$ – активная нагрузка ТП и потери, кВт» [10].

$$P_{\text{сумм}} = 5361,91 + 66,73 = 5428,65 \text{ кВт.}$$

«Требуемая для компенсации на шинах РМ:

$$Q_{\text{ку}} / 2 = \frac{Q_{10} + \Delta Q_m - Q_{\text{суст}} - Q_c}{2}, \quad (18)$$

где 2 – число секций, шт;

$Q_{\text{суст}}$ – РМ из энергосистемы, квар;

Q_c – РМ от синхронных двигателей, квар;

ΔQ_m – потери в трансформаторах ГПП, квар.

$$Q_{\text{суст}} = \alpha \cdot \sum P_p, \quad (19)$$

где α – эквивалент нормативного $\text{tg}\varphi=0,33$.

$$Q_c = \frac{\alpha_m \cdot P_n \cdot \text{tg}\varphi_n}{\eta_n}, \quad (20)$$

где α_m – допустимая перегрузка СД;

P_n – номинальная мощность СД, кВт;

$\text{tg}\varphi_n$ – соответствующий $\cos\varphi$;

η_n – КПД, о.е.» [5].

$$\Delta Q_m = \frac{7,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{9854,81^2 + 7619,08^2}{4000^2} + \frac{2 \cdot 1,0}{100} \cdot 4000 = 1189,85 \text{ квар,}$$

$$Q_c = 0 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{ку}} / 2 = \frac{4660,89 + 1189,85 - 0,33 \cdot 5361,91 - 0}{2} = 2040,7 \text{ квар.}$$

«Устанавливается две батареи по 2100 квар.

Устанавливаются трансформаторы ТМН-4000/110, внешний вид – на рисунке 3.



Рисунок 3 – Трансформатор ТМН-4000/110

Нагрузки после КРМ» [8]:

$$Q_{pk} = 4660,89 - 2 \cdot 2100 = 460,89 \text{ квар,}$$

$$P_{pk} = P_{сумм} = 5428,65 \text{ кВт.}$$

«Полная нагрузка ГПП:

$$S_p = \sqrt{(k_{рма} \cdot P_{pk})^2 + (k_{рмр} \cdot Q_{pk})^2}, \quad (21)$$

где $k_{рма}$ и $k_{рмр}$ – коэффициенты разновременности.

$$S_p = \sqrt{(0,9 \cdot 5428,65)^2 + (0,9 \cdot 460,89)^2} = 4903,36 \text{ кВА.}$$

Послеаварийная перегрузка, по (13):

$$K_n = \frac{4903,36}{4000} = 1,23 < 1,4.$$

Потери мощности, по (14,15):

$$\Delta P_m = \frac{33,5}{2} \cdot \frac{4885,78^2 + 414,8^2}{4000^2} + 2 \cdot 6,7 = 69,4 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_m = \frac{7,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{4885,78^2 + 414,8^2}{4000^2} + \frac{2 \cdot 1,0}{100} \cdot 4000 = 581,7 \text{ квар.}$$

Итого нагрузка ГПП по ВН» [8]:

$$S_p = \sqrt{(4885,78 + 69,4)^2 + (414,8 + 581,7)^2} = 5054,41 \text{ кВА.}$$

Далее рассчитывается распределительная сеть.

2.5 Выбор кабелей

«Для распределительной сети используется смешанная схема, как обеспечивающая наилучшие технико-эксплуатационные показатели при минимальных капиталовложениях. Структура схемы обеспечивает надежное питание ПУ и не нуждается в изменениях. КЛ 10 кВ выполняются кабелем АПвП и КЛ 0,4 кВ кабелем АВБШв. План прокладки КЛ после реконструкции – на чертеже 4 графической части» [20].

Кабели распределительной сети и их сечения выбираются с учетом обеспечения надежного электроснабжения при длительной загрузке линий согласно определенным ранее электрическим нагрузкам по производственным участкам. Допустимые токи кабелей должны превышать расчетные.

«Расчет для КЛ до ТП-5.

Наибольший ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \quad (22)$$

где S_p – нагрузка, кВА;

n – число цепей, шт» [19].

$$I_p = \frac{1339,4}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 38,7 \text{ А},$$

$$I_{ав} = \frac{1339,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 77,3 \text{ А}.$$

«Экономическое сечение жил:

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (23)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

$$F_{эк} = \frac{38,7}{1,4} = 28 \text{ мм}^2.$$

Выбирается сечение 25 мм², $I_{дон} = 90$ А. Выбор кабелей 10 кВ – в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор кабелей 10 кВ

КЛ, участок	Иав, А	Сечение АПвП, мм ²	Идоп, А
ГПП-ТП5	77,3	28	90
ТП5-ТП1	31,4	11	75
ГПП-ТП12	51,6	18	75
ТП12-ТП7	32,5	12	75
ГПП-ТП8	137,0	49	165
ТП8-ТП6	109,4	39	115
ТП6-ТП2	82,5	29	90
ГПП-ТП9	102,9	37	115
ТП9-ТП4	52,2	19	75
ТП4-ТП3	19,5	7	75
ГПП-ТП14	48,1	17	75
ТП14-ТП16	27,7	10	75

Потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{л} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_n} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (24)$$

где L – длина линии, км;

r_0 и x_0 – удельные сопротивления, Ом/км;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности» [20].

$$\Delta U_{л} = \frac{\sqrt{3} \cdot 77,3 \cdot 0,276 \cdot 100}{400} (1,24 \cdot 0,841 + 0,1 \cdot 0,54) = 0,3 \% < 5 \%$$

«Проверка КЛ 10 кВ – в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка КЛ 10 кВ

КЛ, участок	го, Ом/км	хо, Ом/км	ΔU,%
ГПП-ТП5	1,24	0,1	0,3
ТП5-ТП1	1,95	0,11	0,3
ГПП-ТП12	1,95	0,11	0,5
ТП12-ТП7	1,95	0,11	0,2
ГПП-ТП8	0,443	0,09	0,3
ТП8-ТП6	0,89	0,1	0,2
ТП6-ТП2	1,24	0,1	0,5
ГПП-ТП9	0,89	0,1	0,5
ТП9-ТП4	1,95	0,11	0,5
ТП4-ТП3	1,95	0,11	0,1
ГПП-ТП14	1,95	0,11	0,04
ТП14-ТП16	1,95	0,11	0,1

Выбор кабеля 0,4 кВ до РП15.

Расчётный ток, по (22):

$$I_p = \frac{139,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 201 \text{ А.}$$

Принимаем кабель АВБШв 4х70 мм², $I_{дон} = 220 \text{ А.}$

Потери напряжения в КЛ, по (24):

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 201 \cdot 0,108 \cdot 100}{380} (0,443 \cdot 0,798 + 0) = 1,2 \% < 5 \%$$

Выбор кабелей 0,4 кВ – в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор кабелей 0,4 кВ

КЛ, участок	Сечение АВБШв, мм ²	Идоп, А	Ip, А	ΔU, %
ТП7-РП15	4x70	220	201,0	1,2
ТП9-РП10	4x70	220	200,7	0,3
РП10-РП11	4x4	42	33,5	2,2
ТП12-РП13	4x50	180	175,6	1,4

Выбранные сечения подходят» [8].

Все принятые к монтажу кабели подходят по допустимым токам, перегрева линий не будет, будет обеспечено надежное электроснабжение в рабочем и аварийном режимах. Уровень напряжения на вводах потребителей будет соответствовать норме. Конфигурация схемы внутреннего электроснабжения является оптимальной и обеспечит минимальные эксплуатационные расходы.

Далее определяются токи КЗ.

2.6 Определение токов КЗ

«Далее, для проверки выбранного электрооборудования необходимо рассчитать токи короткого замыкания (КЗ) в местах установки электрооборудования» [14].

Схема замещения – на рисунке 4.

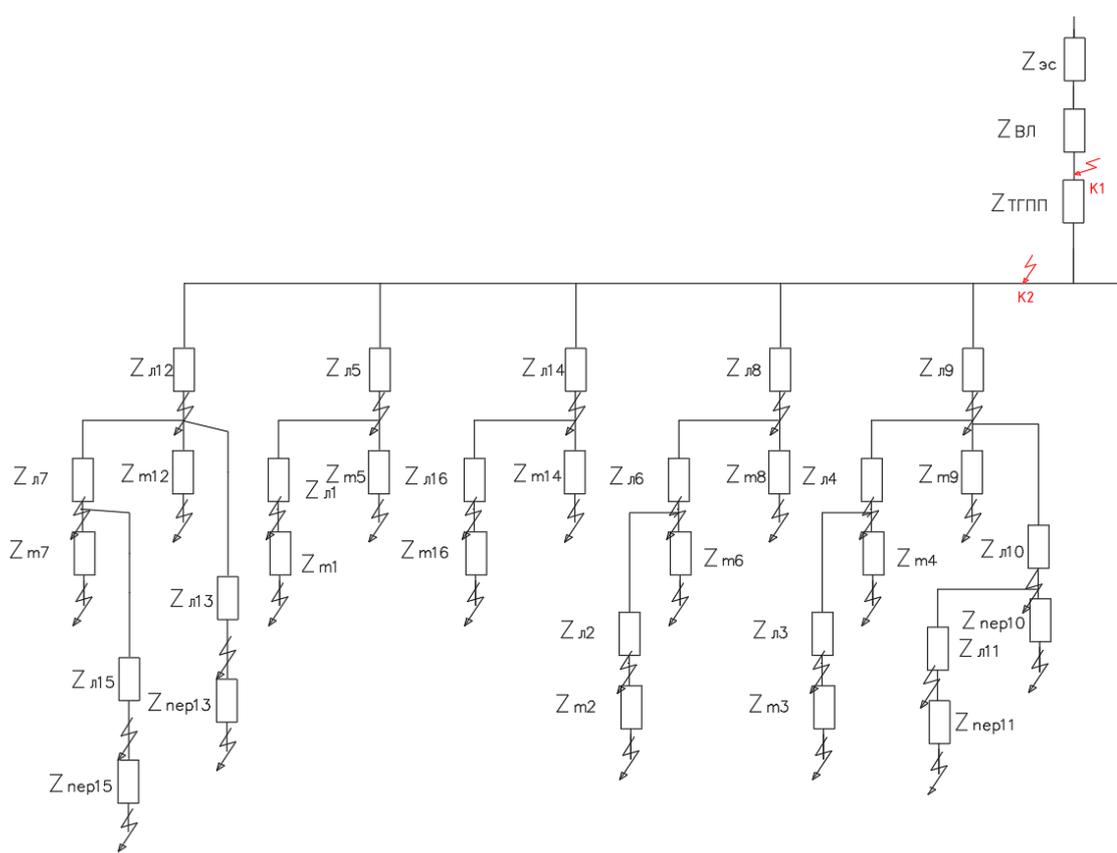


Рисунок 4 – Схема замещения

«Полное сопротивление цепи КЗ:

$$z = \sqrt{\left(\sum r^{\circ}\right)^2 + \left(\sum x^{\circ}\right)^2}, \quad (25)$$

где $\sum r^{\circ}$, $\sum x^{\circ}$ – активное и индуктивное сопротивления, Ом.

Сопротивления трансформаторов:

$$R_m = \Delta P_{\kappa} \cdot U_{н.в.}^2 / (S_n^2 \cdot 1000), \quad (26)$$

где ΔP_{κ} – потери КЗ, кВт;

$U_{н.в.}$ – напряжение ВЛ, кВ;

S_n – номинальная мощность, кВА.

$$Z_m = \Delta U_{\kappa} / 100 \cdot 10^2 / S_n, \quad (27)$$

где ΔU_{κ} – потери напряжения КЗ, %» [14].

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2}, \quad (28)$$

«Токи трехфазного и двухфазного КЗ:

$$I'' = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot z}, \quad (29)$$

$$I_{\kappa 3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''. \quad (30)$$

Ударный ток КЗ:

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2}, \quad (31)$$

где κ_y – ударный коэффициент.

$$\kappa_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (32)$$

где T_a – постоянная апериодической слагающей, с» [14].

$$T_a = \sum X / 314 \sum R. \quad (33)$$

«Пример расчета для стороны 0,4 кВ ТП-5.

Сопротивления элементов:

– трансформаторов ГПП, по (26-28):

$$R_m = \frac{33500 \cdot 110^2}{4000^2} \cdot (10,5 / 115)^2 = 0,231 \text{ Ом},$$

$$Z_m = \frac{7,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 4^2} \cdot (10,5 / 115)^2 = 2,067 \text{ Ом},$$

$$X_m = \sqrt{2,067^2 - 0,231^2} = 2,054 \text{ Ом}.$$

– трансформатора ТП, по (26-28):

$$R_m = \frac{6750 \cdot 10,5^2}{630^2} = 1,875 \text{ Ом},$$

$$Z_m = \frac{5,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 0,63^2} = 9,625 \text{ Ом},$$

$$X_m = \sqrt{9,625^2 - 1,875^2} = 9,441 \text{ Ом}.$$

– ВЛ 110 кВ» [8]:

$$R_{вл} = 1480 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 12,34 \text{ мОм},$$

$$X_{вл} = 1532 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 12,77 \text{ мОм}.$$

«Эквивалентные сопротивления цепи:

$$\Sigma r = R_{вл} + R_{м.ГПП} + R'_{(ГПП-ТП)} + R_{м.ТП}, \quad (34)$$

$$\Sigma r = 12,34 + 231 + 171 + 1875 = 2289 \text{ мОм},$$

$$\Sigma x = X_{вл} + X_{м.ГПП} + X'_{(ГПП-ТП)} + X_{м.ТП}, \quad (35)$$

$$\Sigma x = 12,77 + 2054 + 13,8 + 9441 = 11521 \text{ мОм},$$

$$z = \sqrt{2289^2 + 11521^2} = 11746 \text{ мОм}.$$

По формулам (28–32):

$$I'' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 11746} = 5,65 \text{ кА},$$

$$T_a = 11521 / (314 \cdot 2289) = 0,016,$$

$$\kappa_y = 1 + e^{\frac{0,01}{0,016}} = 1,54,$$

$$I_y = 5,65 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,54 - 1)^2} = 7,09 \text{ кА},$$

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,65 = 4,9 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов – в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов токов КЗ

место КЗ	$I^{(3)}_{\text{кз}}$, кА	I_y , кА	$I^{(2)}_{\text{кз}}$, кА
ТП5	5,65	7,09	4,90
ТП1	4,92	6,24	4,26
ТП12	3,03	3,48	2,62
ТП7	2,63	3,06	2,28
ТП8	5,67	7,21	4,91
ТП6	4,93	6,34	4,27
ТП2	4,29	5,57	3,71
ТП9	4,58	5,47	3,97
ТП4	3,98	4,81	3,45
ТП3	3,47	4,18	3,00
ТП14	3,03	3,51	2,63
ТП16	2,64	3,08	2,28
ГПП ЗРУ 10 кВ	9,12	10,87	7,90
ГПП ОРУ 110 кВ	13,68	20,83	11,85

С учетом токов КЗ выбирается ЭО для ГПП» [9]. Старое изношенное ЭО будет заменяться на новое и современное с лучшими техническими параметрами.

2.7 Электрооборудование ГПП

«Условия выбора выключателей:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ},$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ},$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{к}, \text{ кА}.$$

где $I_{ном.откл}$ – ток отключения, кА;

$I_{к}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_{у}, \text{ кА},$$

где $i_{пр.с}$ – сквозной ток КЗ, кА;

$i_{у}$ – ударный ток КЗ, кА.

$$I_m^2 t_m \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_k – тепловой импульс, кА²·с.

Условия выбора разъединителей» [9]:

$$U_{н.ап.} \geq U_{н.уст.},$$

$$I_{н.ап.} \geq I_{раб.мах.},$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k,$$

$$i_{дин} \geq i_{у}.$$

«Выбор аппаратов – в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор коммутационных аппаратов

Параметры	ОРУ			ЗРУ	
	По расчету	По паспорту, ВВБ-110/2000	По паспорту, РНДЗ-110/1000	По расчету	По паспорту, ВВ/TEL-10/630
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	110	110	10	10
$I_{ном}, \text{А}$	25,4	2000	1000	283	630
$I_{н.откл.}, \text{кА}$	13,68	31,5	20	9,12	20
$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	25,4	3600	1200	7,8	1200
$i_{дин.}, \text{кА}$	20,83	40	40	10,87	20

Выбор ОПН. Для защиты оборудования со стороны 110 кВ устанавливаем ОПН-110/88/10/450-У1. Со стороны 10 кВ устанавливаем ОПН-10/11,5-10/400-У1» [9].

Выбор трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН).

«Согласно напряжениям в местах установки и полученным расчетным токам выбираем ТТ: на фидерах 10 кВ: ТПЛК10-30..150/5; на вводах ЗРУ: ТПЛК10-300/5; на ОРУ 110 кВ: ТФНД-110-50/5. Проверка ТТ в режиме КЗ:

– в ЗРУ 10 кВ:

$$\text{По динамической стойкости: } i_{дин} = 74,5 \text{ кА} \geq i_{уд} = 10,87 \text{ кА},$$

$$\text{По термической стойкости: } I_m^2 \cdot t_m = 2900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{к} = 25,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

– на ОРУ 110 кВ:

$$i_{дин} = 42 \text{ кА} \geq i_{уд} = 20,83 \text{ кА},$$

$$I_m^2 \cdot t_m = 3600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{к} = 25,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выбора ТН» [9]:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}.$$

Принимаем НАМИ-10-95.

$$U_{н.шт.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ},$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 43 \text{ ВА}.$$

ТТ и ТН проходят проверку.

Выбираются К-204 ЭП /630 А, разрез и компоновка – на рисунке 5.

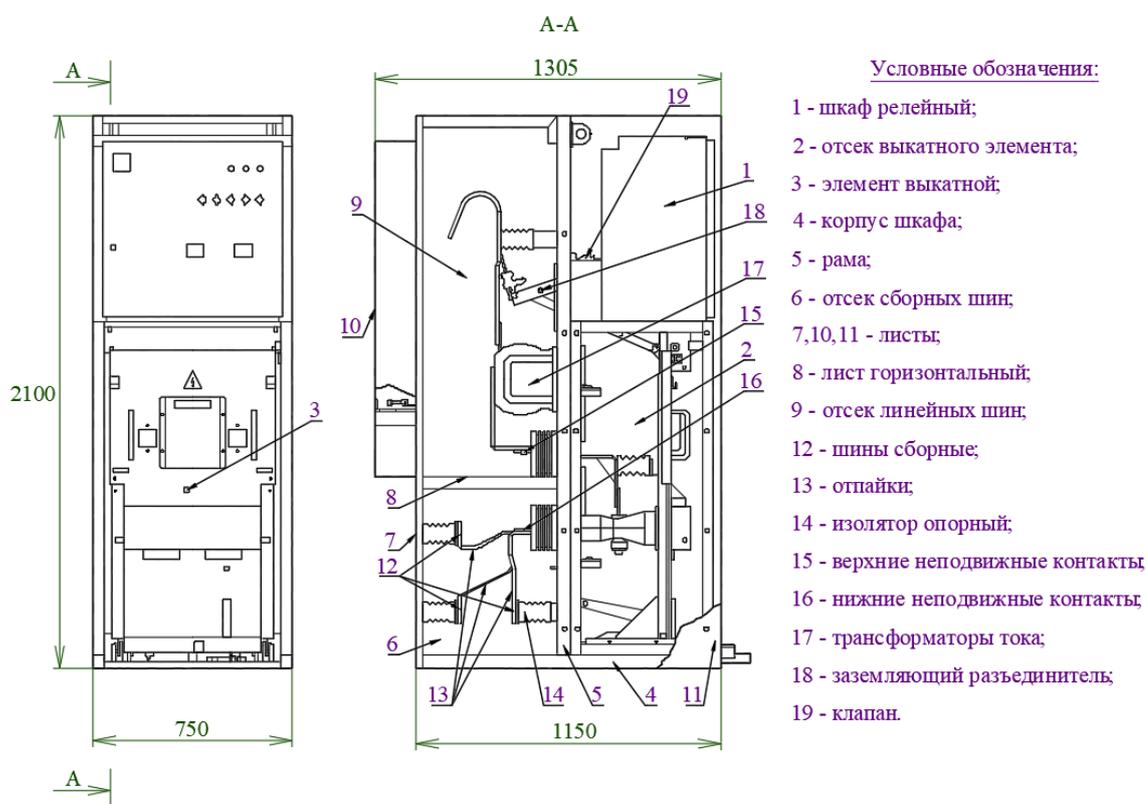


Рисунок 5 – Разрез и компоновка КРУ

Релейная защита (РЗ) обеспечит защиту оборудования [3].

2.8 Релейная защита

«РЗ трансформаторов ГПП – на терминалах БМРЗ-ТД-02, схема РЗ – на рисунке 6.

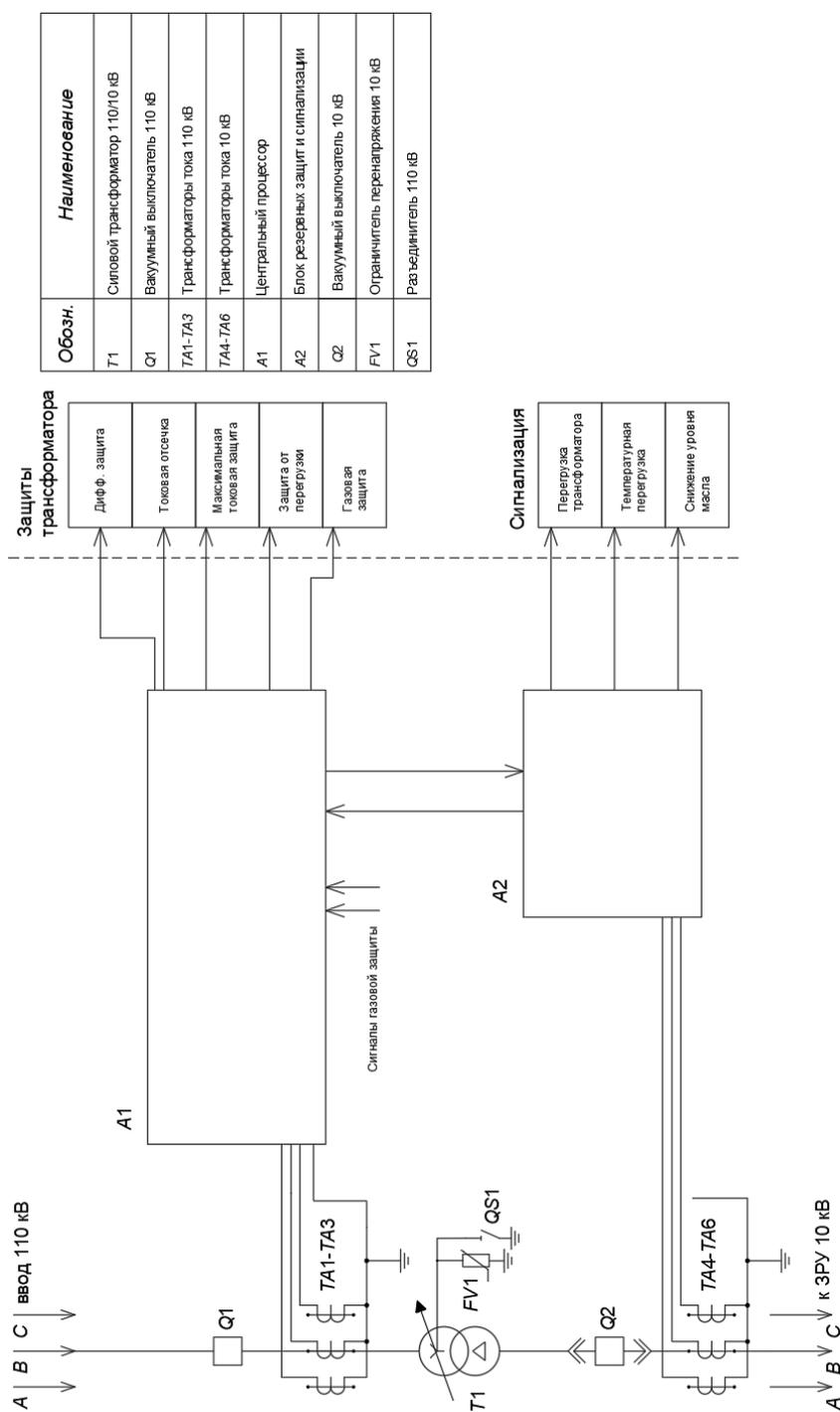


Рисунок 6 – Схема РЗ трансформаторов ГПП

РЗ КЛ 10 кВ – на терминалах БМРЗ-101-Д-КЛ-01, схема РЗ – на чертеже 6 графической части.

Внешний вид терминалов РЗ – на рисунке 7.



Рисунок 7 – Внешний вид терминалов РЗ

Уставки защит задаются программно» [3].

Комплекты релейной защиты служат жизненно важными компонентами для обнаружения и изоляции электрических неисправностей, минимизации времени простоя и повышения надежности электрических подстанций. В дополнение к этим основным компонентам современные системы мониторинга и управления, такие как SCADA (диспетчерский контроль и сбор данных) и удаленные терминальные устройства, позволяют осуществлять мониторинг и управление работой электрической подстанции в режиме реального времени. Эти компоненты составляют основу оптимизированной электрической подстанции, позволяя предприятиям поддерживать надежную инфраструктуру технического учета

электроэнергии, обеспечивая при этом эксплуатационную устойчивость и безопасность.

2.9 Учет электроэнергии

Стремясь к эффективному учету электроэнергии, предприятия могут использовать ряд передовых технологий и программных решений для оптимизации процессов управления энергопотреблением. Интеллектуальные счетчики, оснащенные возможностями связи и передачей данных в режиме реального времени, позволяют предприятиям собирать точные данные о потреблении электроэнергии и эффективно отслеживать модели использования. Эти интеллектуальные счетчики легко интегрируются с программным обеспечением для управления энергопотреблением, предоставляя предприятиям полную информацию о потреблении энергии, периодах пикового спроса и потенциальных областях энергосбережения. Более того, интеграция программных решений для управления энергопотреблением, таких как EMS (система управления энергопотреблением) и SCADA, дает предприятиям возможность централизовать сбор, анализ и отчетность данных для коммерческого учета электроэнергии. Эти программные решения позволяют предприятиям визуализировать тенденции энергопотребления, устанавливать целевые показатели потребления и реализовывать автоматические оповещения об аномальных моделях использования, способствуя упреждающему управлению энергопотреблением. Кроме того, развертывание платформ расширенной аналитики позволяет предприятиям проводить углубленный анализ энергетических данных, выявлять неэффективность и реализовывать целевые стратегии энергосбережения для оптимизации коммерческого учета электроэнергии [20].

Следует отметить, что оптимизация учета электроэнергии имеет первостепенное значение для предприятий, стремящихся улучшить

управление энергопотреблением, снизить эксплуатационные расходы и обеспечить соответствие целям устойчивого развития. Понимая значение технического учета электроэнергии и его взаимосвязь с электрическими подстанциями, предприятия могут начать путь к оптимизации процессов управления энергопотреблением и внедрению передовых технологий для эффективного учета. Преодоление проблем, связанных с традиционными системами учета, внедрение автоматизированных решений и организация оптимизированных процессов, являются важными шагами в этом направлении.

Регулярное техническое обслуживание имеет решающее значение для поддержания работоспособности и долговечности инфраструктуры технического учета электроэнергии. Регулярные проверки, калибровка счетчиков и профилактическое обслуживание оборудования являются важными компонентами эффективного режима технического обслуживания. Проводя профилактическое обслуживание, предприятия могут снизить риск сбоев оборудования, обеспечить точность данных измерений и поддерживать целостность своих процессов управления энергопотреблением. Кроме того, текущие программы обучения и технического обслуживания способствуют формированию культуры постоянного совершенствования и повышения квалификации среди персонала, позволяя предприятиям адаптироваться к новым технологиям и передовым практикам технического учета электроэнергии.

Электропотребление будет контролироваться автоматизированной системой технического учета электроэнергии (АСТУЭ) от производителя НПО «МИР».

Преимущества данной АСТУЭ:

- высокая адаптация для предприятий отечественной промышленности, отечественное программное обеспечение (ПО);
- относительно невысокая стоимость;
- значительный успешный опыт применения.

Структурная схема АСТУЭ приведена на рисунке 8.

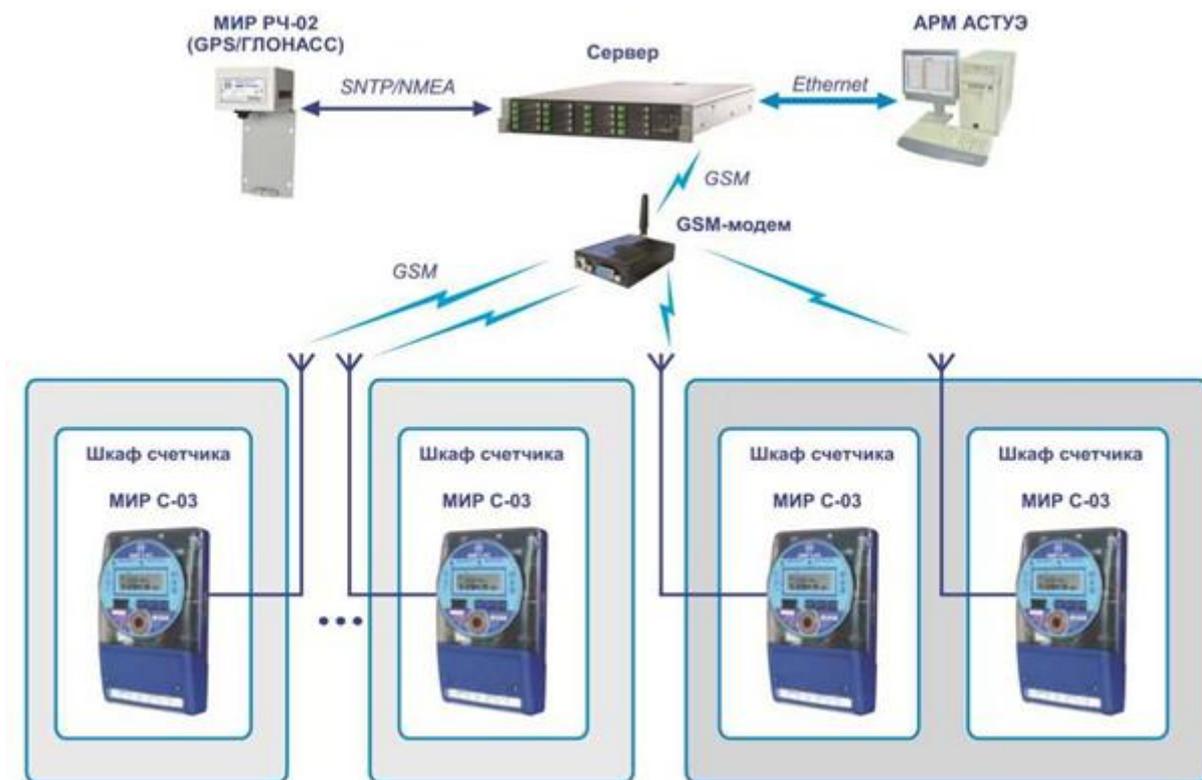


Рисунок 8 – Структурная схема АСТУЭ

АСТУЭ обеспечит оптимизацию электропотребления и снизит себестоимость продукции предприятия. Также будет проводиться постоянный мониторинг режимов работы электрических сетей, что позволит вовремя выявлять предаварийные ситуации, предотвращая их переход в аварийные [20].

Вывод.

В соответствии с выявленными недостатками действующей СЭС разработаны предложения по ее реконструкции, учтены актуальные нагрузки завода. Предложенные решения по электроснабжению завода обеспечат его надежную работу. Выбрано современное оборудование СЭС.

Заключение

Разработаны мероприятия по реконструкции системы электроснабжения рыбзавода.

Решены задачи:

- на основе анализа технико-эксплуатационная документации и действующей однолинейной схемы, определены критически значимые недостатки СЭС (изношенное и устаревшее оборудование, несоответствие его параметров текущим актуальным нагрузкам, повышенные амортизационные и эксплуатационные расходы и профессиональные риски), предложены способы их устранения;
- определены актуальные электрические нагрузки, которые составили 5361,91 кВт; 4355,9 квар; 6908,26 кВА в целом для завода;
- энергоэффективность СЭС будет обеспечена цеховыми ТП с энергосберегающими силовыми трансформаторами марки ТМГ12, а также компенсацией реактивной мощности на ГПП установками УК-10-2100 в количестве двух штук;
- Составлена картограмма электрических нагрузок завода. Определено, что расположение ГПП является оптимальным. Согласно преобладающим направлениям ветров, выбросы завода не попадают на ГПП. Смещение ГПП в сторону питающей ВЛ за территорию завода обеспечивает снижение длины трассы ВЛ, высоковольтная ЛЭП не проходит по территории завода и не создает высокие риски и неудобства. Таким образом, перенос ГПП на новое место расположения не требуется.
- выбраны новые трансформаторы ГПП марки ТДН-4000/110 достаточной мощности для надежного непрерывного электроснабжения всех производственных участков с учетом перспективной установки нового производственного оборудования;

- рассчитана распределительная сеть, выбраны кабели марок АПвП и АВБШв, составлен план трасс прокладки кабелей по территории завода;
- рассчитаны токи КЗ в ключевых точках;
- выбрано электрооборудование ГПП марок: ВВБ-110 и ВВ/TEL-10, РНДЗ-110, ТПЛК-10, ТФНД-110, НАМИ-10, ОПН-110 и ОПН-10, КРУ К-204ЭП;
- рассмотрена реконструкция релейной защиты на главной понизительной подстанции, РЗ будет выполнена на терминалах марок БМРЗ-ТД-02 и БМРЗ-101-Д-КЛ-01 с микропроцессорным управлением. Микропроцессорная релейная защита – это система защиты электрических установок, которая использует микропроцессорные технологии для обработки сигналов и принятия решений о включении или отключении оборудования. Она позволяет более точно и быстро определять неисправности в системе и реагировать на них, что повышает надежность и безопасность электроснабжения;
- электропотребление будет контролироваться АСТУЭ от производителя НПО «МИР», это обеспечит оптимизацию электропотребления и снизит себестоимость продукции предприятия.

По итогу выполнения работы предложены эффективные и обоснованные мероприятия по реконструкции системы электроснабжения рыбзавода, которые планируются к реализации в ближайшее время. Повысится общая надежность и энергоэффективность СЭС, а также ее эксплуатационная надежность. Устранятся регулярные перерывы электроснабжения производственного оборудования и связанные с этим экономические убытки.

Список используемых источников

1. Андрианов Д.П., Бадалян Н.П. Оптимизационные задачи электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 156 с.
2. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2023. 415 с.
3. Бирюлин В.И., Куделина Д.В. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
4. Бирюлин В.И., Куделина Д.В. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 204 с.
5. Голов Р. С. Управление энергосбережением на промышленном предприятии : монография. М. : Дашков и К, 2023. 458 с.
6. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
7. Иванов С.Н., Скрипилев А.А. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
8. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
9. Малафеев А. В., Панова Е.А., Варганова А.В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия : учебное пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 312 с.
10. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебное пособие. М. : Форум, 2022. 416 с.
11. Петухов Р.А., Сизганова Е.Ю., Синенко Л.С. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.

12. Полуянович Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий. СПб. : Лань, 2023. 396 с.
13. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
14. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.
15. Сибикин М. Ю. Справочник электрика по ремонту электрооборудования промышленных предприятий. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 262 с.
16. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Электроснабжение : учебное пособие. – 2-е изд., стер. М. : ИНФРА-М, 2023. 328 с.
17. Шеховцов В. П. Осветительные установки промышленных и гражданских объектов : учебное пособие . М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 158 с.
18. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учебное пособие. – 3-е изд., испр. М. : ИНФРА-М, 2023. 214 с.
19. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. – 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.
20. Школа для электрика. Сайт. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 16.10.2023).