

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, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Электроснабжение ремонтной базы ТДО «FutureProject»

Обучающийся

А.А. Куклин
(Инициалы Фамилия) (личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов
(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

Выпускная квалификационная работа 55 страниц, 9 рисунков, 14 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: ремонтная база, электроснабжение, система электроснабжения, потребитель, электроприемник, нагрузка электрооборудование, электроэнергия, надежность.

Актуальность разработки: предприятие ТДО «FutureProject» увеличивает объемы производимых работ, ввиду чего возрастает износ производственного оборудования, которая нуждается в различных видах ремонта и наладке. В связи с этим, предприятие будет строить новую ремонтную базу, на которой будут расположены ремонтные и другие цеха, а также вспомогательные производственные участки. Для работы подавляющего большинства типов промышленного оборудования и функционирования базы в целом потребуются обеспечить ее надежное и качественное электроснабжение. Предложенные технические решения могут быть использованы при проектировании систем электроснабжения новых объектов различных предприятий.

Содержание ВКР включает в себя вопросы: характеристика предприятия, исходные данные на проектирование; разработка системы электроснабжения предприятия; выбор и проверка электрооборудования, организация учета электроэнергии, расчет систем заземления подстанций. Определены расчетные электрические нагрузки, выбраны места расположения подстанций, составлен план трасс кабельных линий распределительной сети. Рассчитаны рабочие и аварийные режимы электрической сети, согласно которым выбрано и проверено по допустимым параметрам оборудование системы электроснабжения. Рассмотрена реализация технического учета электроэнергии, спроектированы заземляющие устройства подстанций.

Содержание

Введение	4
1 Характеристика предприятия, исходные данные на проектирование.....	7
1.1 Краткая характеристика предприятия	7
1.2 Исходные данные на проектирование	8
2 Разработка системы электроснабжения предприятия	11
2.1 Определение электрических нагрузок.....	11
2.2 Построение картограммы нагрузок, выбор места расположения ГПП .	15
2.3 Выбор силовых трансформаторов цеховых подстанций	20
2.4 Компенсация реактивной мощности, выбор силовых трансформаторов ГПП	25
2.5 Выбор схемы внутренней распределительной сети	30
2.6 Выбор кабелей и аппаратов защиты линий	31
2.7 Расчет токов короткого замыкания	36
2.8 Выбор и проверка электрооборудования ГПП	40
Заключение	53
Список используемой литературы и используемых источников	54

Введение

Электроснабжение промышленных предприятий (ПП) – ключевой элемент производственного процесса, обеспечивающий эффективность и стабильность работы предприятий различных отраслей. Оно должно быть гибким, простым и надёжным, чтобы оптимизировать издержки и сокращать себестоимость продукции. Основные элементы системы электроснабжения (СЭС) включают источник питания, линии электропередачи, пункт приёма электрической энергии, распределительные сети и приёмники (потребители электроэнергии). При проектировании необходимо учитывать такие принципы, как простота и масштабируемость, отсутствие перегрузок и обеспечение бесперебойного производственного процесса. Требования к электросетям промышленных объектов включают нормативные указания, такие как наличие двух и более независимых источников питания для электроприёмников I и II категорий, использование надёжных магистральных схем и соответствие определённым напряжениям для разных типов предприятий. Проектирование СЭС включает определение электротехнических нагрузок, структуры системы, рационального напряжения сетей, способов транспорта электроэнергии и конструктивного исполнения электроустановок. Важно также обеспечить электробезопасность при эксплуатации системы.

Производственные и ремонтные базы являются одними из ключевых объектов в составе хозяйства ПП. На данных объектах расположены производственные участки (ПУ) различного назначения (производственные и ремонтные цеха, административно-бытовые корпуса, склады, насосные, компрессорные, гаражи, мастерские, лаборатории и другие здания и производственные участки). Питание электроприёмников ПУ, как правило, осуществляется от цеховых трансформаторных подстанций (ТП) классов напряжения 10/0,4 кВ или 6/0,4 кВ, а также распределительных пунктов (РП) 0,4 кВ (в случае малой суммарной электрической нагрузки потребителей на

данном участке), в этом случае РП 0,4 кВ питаются от ближайшей цеховой ТП по низковольтной кабельной линии (КЛ). Категории надежности электроснабжения учитываются в обязательном порядке. ПУ первой и второй категории питаются от двух взаиморезервируемых источников питания (два трансформатора на ТП, двухсекционные РП, двухцепные линии до ТП или РП), это позволяет обеспечить требуемую надежность электроснабжения согласно ПУЭ [17]. Цеховые ТП, в свою очередь, питаются от главной понизительной подстанции (ГПП) или главного распределительного пункта (ГРП), которые уже питаются от энергосистемы (подстанции, электростанции или линии электропередачи).

Электроснабжение играет критическую роль в функционировании промышленных предприятий. Оно необходимо для работы различных машин и механизмов, освещения производственных помещений, а также для обеспечения комфортных условий труда сотрудников. Без надежного электроснабжения невозможно обеспечить бесперебойный процесс производства, что может привести к значительным экономическим потерям. Качественное выполнение этапа проектирования позволяет избежать проблем в будущем, минимизировать доработки при монтаже и интегрировать все инженерные системы между собой. С развитием технологий и увеличением требований к энергоэффективности, ПП сталкиваются с новыми вызовами в области электроснабжения. Одной из ключевых тенденций является переход на возобновляемые источники энергии, такие как солнечные и ветровые электростанции. «Это позволяет не только снизить затраты на электроэнергию, но и уменьшить негативное воздействие на окружающую среду. Кроме того, внедрение систем автоматизации и управления энергопотреблением позволяет более эффективно использовать ресурсы, оптимизируя затраты и повышая производительность» [12]. Современные технологии, такие как «умные» сети (smart grids), позволяют интегрировать различные источники энергии и управлять ими в реальном времени.

Актуальность разработки: предприятие ТДО «FutureProject» увеличивает объемы производимых работ, ввиду чего возрастает износ производственного оборудования, строительной и иной техники, которые нуждаются в различных видах ремонта и наладке. В связи с этим, предприятие будет строить новую ремонтную базу (РБ), на которой будут расположены ремонтные и другие цеха, а также вспомогательные производственные участки. Для работы подавляющего большинства типов промышленного оборудования и функционирования базы в целом потребуется обеспечить ее надежное и качественное электроснабжение. Предложенные технические решения могут быть использованы при проектировании СЭС новых объектов различных предприятий.

Цель работы: проектирование качественной и надежной системы электроснабжения ремонтной базы.

Задачи работы:

- определить электрические нагрузки;
- выбрать место расположения ГПП;
- выбрать силовые трансформаторы цеховых ТП и ГПП;
- выбрать устройства компенсации реактивной мощности (КРМ);
- выбрать схему внутренней распределительной сети, кабели и аппараты защиты линий;
- рассчитать токи короткого замыкания (КЗ);
- выбрать электрооборудование ГПП;
- рассмотреть организацию учета электроэнергии с помощью АСТУЭ;
- рассчитать заземляющие устройства цеховых ТП и ГПП.

Реализация предлагаемой СЭС ремонтной базы обеспечит ее ввод в эксплуатацию и эффективную работу. Нормальная деятельность предприятия и увеличение объемов выполняемых работ будут обеспечены.

1 Характеристика предприятия, исходные данные на проектирование

1.1 Краткая характеристика предприятия

ТДО «FutureProject» является крупным предприятием, основной вид деятельности – работы по строительству, техническому обследованию и восстановлению объектов недвижимого имущества. Предприятие увеличивает объемы производимых работ, ввиду чего возрастает износ производственного оборудования, строительной и иной техники, которые нуждаются в различных видах ремонта и наладке. В связи с этим, предприятие будет строить новую ремонтную базу, на которой будут расположены ремонтные и другие цеха, а также вспомогательные производственные участки. Для работы подавляющего большинства типов промышленного оборудования и функционирования базы в целом потребуется обеспечить ее надежное и качественное электроснабжение. Ремонтная база будет играть ключевую роль в поддержании и восстановлении работоспособности строительной техники, ее структура и оснащение позволят не только оперативно устранять мелкие неполадки, но и проводить капитальный ремонт, что существенно повлияет на производительность и безопасность труда на предприятии. Рассматриваемая РБ будет играть важную роль в обеспечении непрерывности производственного процесса и поддержании работоспособности оборудования, она представляет собой комплекс подразделений и служб, занимающихся ремонтом, обслуживанием и модернизацией основных фондов предприятия. Основные задачи включают своевременное выявление неисправностей и дефектов оборудования, планирование и организацию ремонтных работ, обеспечение необходимыми материалами и комплектующими, а также контроль качества выполненных работ. Централизованный принцип ремонта оборудования предполагает

сосредоточение всех ремонтных работ на одной данной РБ, это позволит обеспечить более высокий уровень специализации и качества ремонта.

1.2 Исходные данные на проектирование

Генплан предприятия показан на рисунке 1.

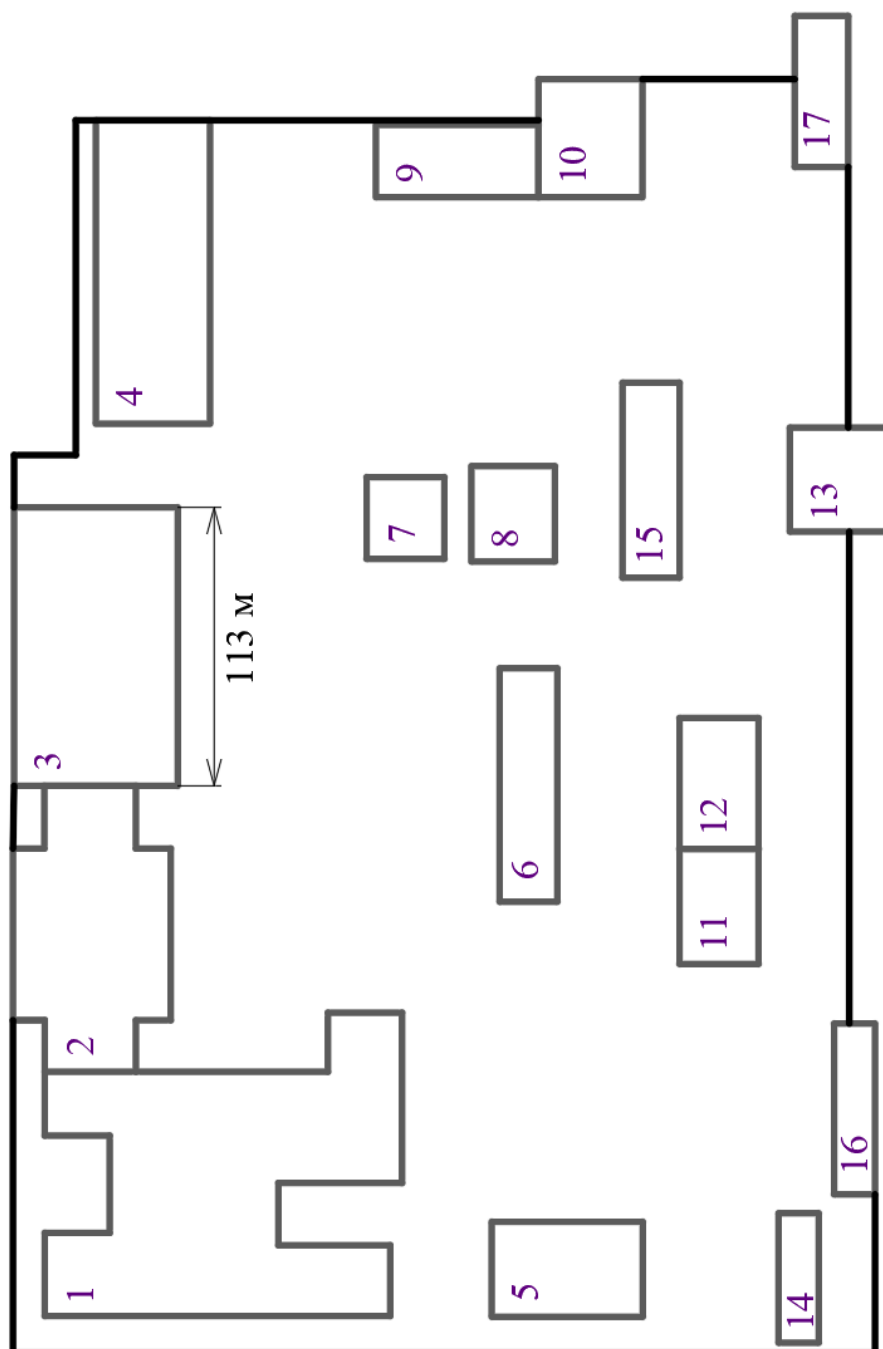


Рисунок 1 – Генплан предприятия

Производственные участки (ПУ), их нагрузки, средневзвешенные коэффициенты мощности и спроса нагрузок приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Производственные участки

Номер на генплане	Участки	$\Sigma P_{\text{ном}}$, кВт	$\cos\varphi$	K_c
1	Ремонтный цех № 1	2175	0,75	0,35
2	Ремонтный цех № 2	1990	0,78	0,3
3	Ремонтный цех № 3	1290	0,79	0,3
4	Ремонтный цех № 4	2380	0,72	0,35
5	Механический цех	400	0,62	0,5
6	Насосная 0,38 кВ	395	0,81	0,65
6	Насосная 10 кВ	2000	0,81	0,65
7	Цех ремонта электроники	295	0,69	0,4
8	Цех ремонта электродвигателей	232	0,61	0,3
9	Цех наладки и тестирования	590	0,69	0,5
10	Ремонтный цех № 5	3480	0,76	0,7
11	Ремонтный цех № 6	495	0,75	0,35
12	Ремонтный цех № 7	340	0,81	0,3
13	Административный корпус	200	0,9	0,5
14	Котельная	590	0,77	0,6
15	Склад	58	0,89	0,2
16	Компрессорная	435	0,81	0,7
17	Испытательный цех	98	0,84	0,5

Источник питания ГПП – подстанция (ПС) энергосистемы, питание ГПП будет выполнено воздушной линией (ВЛ) 110 кВ с проводами АС-70/11, длиной 8,7 км. Категории надёжности электроснабжения участков приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Требования к надёжности электроснабжения ПУ

Номер на генплане	Участки	Категория
1	Ремонтный цех № 1	2
2	Ремонтный цех № 2	2
3	Ремонтный цех № 3	2
4	Ремонтный цех № 4	2
5	Механический цех	2
6	Насосная 0,38 кВ	1
6	Насосная 10 кВ	1
7	Цех ремонта электроники	2
8	Цех ремонта электродвигателей	2
9	Цех наладки и тестирования	2
10	Ремонтный цех № 5	2
11	Ремонтный цех № 6	2
12	Ремонтный цех № 7	2
13	Административный корпус	3
14	Котельная	1
15	Склад	3
16	Компрессорная	1
17	Испытательный цех	2

Вывод.

Приведена характеристика предприятия, систематизированы исходные данные для разработки системы электроснабжения. На территории базы будет расположено 17 производственных участков, включая ремонтные цеха и другие вспомогательные здания.

2 Разработка системы электроснабжения предприятия

2.1 Определение электрических нагрузок

Расчёт электрических нагрузок предприятия – это важный процесс, который помогает определить оптимальное потребление электроэнергии и избежать перегрузок в электрической сети, включает анализ графиков нагрузки, определение расчётных мощностей и выбор оборудования. Учитываются различные факторы, такие как тип производства, количество и характеристики электрооборудования, режимы работы и графики нагрузки. На основе этих данных можно выбрать подходящее оборудование и оптимизировать систему электроснабжения предприятия, расчёт нагрузок также важен «для обеспечения надёжности и безопасности системы электроснабжения, он позволяет предотвратить перегрузки, короткие замыкания и другие аварийные ситуации, которые могут привести к сбоям в работе оборудования и даже к пожарам» [12]. Кроме того, расчёт нагрузок помогает сэкономить электроэнергию и снизить затраты на её потребление, что достигается за счёт оптимального распределения нагрузки между источниками питания и эффективного использования оборудования. В целом, данный расчет позволяет определить оптимальные параметры оборудования, предотвратить аварии и сэкономить электроэнергию.

«Для расчета электрических нагрузок производственных участков используется метод коэффициента спроса активной нагрузки. Формулы для расчета среднесменных активных, реактивных и полных мощностей по участкам:

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

где K_c – коэффициент спроса нагрузки;

$P_{ном}$ – номинальная нагрузка, кВт» [14].

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

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

Пример расчета, участок №1, по (1-3):

$$P_c = 0,35 \cdot 2175 = 761,25 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 761,25 \cdot 0,882 = 671,36 \text{ квар},$$

$$S_c = \sqrt{761,25^2 + 671,36^2} = 1015 \text{ кВА}.$$

Результаты расчетов сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Нагрузки предприятия

Цеха	$\Sigma P_{\text{ном}}$, кВт	$\operatorname{tg} \varphi$	K_c	Среднесменные нагрузки		
				P_c , кВт	Q_c , квар	S_c , кВА
Ремонтный цех № 1	2175	0,882	0,35	761,25	671,36	1015,00
Ремонтный цех № 2	1990	0,802	0,3	597	478,96	765,38
Ремонтный цех № 3	1290	0,776	0,3	387	300,34	489,87
Ремонтный цех № 4	2380	0,964	0,35	833	802,89	1156,94
Механический цех	400	1,265	0,5	200	253,10	322,58
Насосная 0,38 кВ	395	0,724	0,65	256,75	185,88	316,98
Насосная 10 кВ	2000	0,724	0,65	1300	0,00	1300,00
Цех ремонта электроники	295	1,049	0,4	118	123,78	171,01
Цех ремонта электродвигателей	232	1,299	0,3	69,6	90,41	114,10
Цех наладки и тестирования	590	1,049	0,5	295	309,45	427,54
Ремонтный цех № 5	3480	0,855	0,7	2436	2083,17	3205,26
Ремонтный цех № 6	495	0,882	0,35	173,25	152,79	231,00
Ремонтный цех № 7	340	0,724	0,3	102	73,85	125,93
Административный корпус	200	0,484	0,5	100	48,43	111,11

Продолжение таблицы 3

Цеха	$\Sigma P_{ном}$, кВт	$tg\varphi$	K_c	Среднесменные нагрузки		
				P_c , кВт	Q_c , квар	S_c , кВА
Котельная	590	0,829	0,6	354	293,33	459,74
Склад	58	0,512	0,2	11,6	5,94	13,03
Компрессорная	435	0,724	0,7	304,5	220,45	375,93
Испытательный цех	98	0,646	0,5	49	31,65	58,33
Итого	-	-	-	8347,95	6125,81	10354,41

«Нагрузка освещения рассчитывается методом удельной нагрузки. Расчетные активные и реактивные нагрузки освещения по участкам:

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

где P_0 – удельная мощность, Вт/м²;

K_{co} – коэффициент спроса освещения;

F – площадь здания, м².

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

Освещение обеспечивается современными светодиодными светильниками» [20].

«Светодиодное освещение (СДО) становится все более популярным в современном мире благодаря своим многочисленным преимуществам. Одним из ключевых аспектов является экономическая выгода, светодиодные лампы потребляют значительно меньше электроэнергии по сравнению с традиционными лампами накаливания и люминесцентными лампами» [6]. Это позволяет значительно снизить затраты на электроэнергию, что особенно важно для крупных промышленных предприятий и коммерческих организаций. Кроме того, светодиоды отличаются долговечностью, срок их

службы может достигать 100,000 часов, что в десятки раз превышает срок службы ламп накаливания. Это означает, что не придется часто менять осветительные приборы, что снижает эксплуатационные расходы. Еще одним важным преимуществом СДО является высокая степень безопасности. Светодиоды не содержат ртути, как люминесцентные и дуговортутные лампы, что делает их безопасными для окружающей среды и здоровья человека. Они также не требуют специальной утилизации, что значительно упрощает процесс их эксплуатации и обслуживания [6].

Для ПУ №1 нагрузки освещения, по (4,5):

$$P_{po} = 3,8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 \cdot 9256,1 = 29,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{po} = 29,9 \cdot 0,329 = 9,84 \text{ квар.}$$

С освещением, итого нагрузки ПУ №1:

$$P_p' = 761,25 + 29,9 = 791,15 \text{ кВт},$$

$$Q_p' = 671,36 + 9,84 = 681,20 \text{ квар},$$

$$S_p' = \sqrt{791,15^2 + 681,2^2} = 1044 \text{ кВА.}$$

Расчетные нагрузки предприятия сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетные нагрузки предприятия

Участки	Рр', кВт	Qp', квар	Sp', кВА
Ремонтный цех № 1	791,15	681,20	1044,00
Ремонтный цех № 2	617,33	485,65	785,46
Ремонтный цех № 3	410,92	308,21	513,66
Ремонтный цех № 4	851,19	808,87	1174,22

Продолжение таблицы 4

Участки	P_p' , кВт	Q_p' , квар	S_p' , кВА
Механический цех	207,54	255,58	329,23
Насосная 0,38 кВ	264,24	188,35	324,49
Насосная 10 кВ	1300,00	0,00	1300,00
Цех ремонта электроники	121,34	124,88	174,12
Цех ремонта электродвигателей	74,45	92,01	118,35
Цех наладки и тестирования	301,17	311,48	433,27
Ремонтный цех № 5	2442,44	2085,29	3211,54
Ремонтный цех № 6	178,03	154,36	235,63
Ремонтный цех № 7	107,92	75,80	131,88
Административный корпус	106,03	50,42	117,41
Котельная	356,59	294,19	462,28
Склад	13,99	6,73	15,52
Компрессорная	308,39	221,73	379,83
Испытательный цех	53,25	33,05	62,67
Итого по участкам	8505,95	6177,80	10512,68
Территория	24,70	8,13	26,00
Итого	8530,65	6185,92	10537,44

Для выбора места установки ГПП, согласно результатам данных расчетов, строится картограмма нагрузок.

2.2 Построение картограммы нагрузок, выбор места расположения ГПП

Картограмма электрических нагрузок предприятия представляет собой графическое изображение, которое помогает визуализировать распределение электрических мощностей по различным подразделениям и зонам объекта. Картограмма помогает в планировании и модернизации энергетической инфраструктуры, инженеры могут заранее определить, какие участки требуют

дополнительных мощностей, чтобы избежать перегрузок и обеспечить стабильную работу предприятия. Это особенно важно для крупных промышленных объектов, где энергопотребление может достигать значительных значений. Таким образом, картограмма электрических нагрузок предприятия является важным инструментом для повышения эффективности использования энергетических ресурсов и обеспечения надежной работы предприятия. «Она представляет собой размещённые по генеральному плану окружности, площади которых соответствуют расчётным нагрузкам цехов.

Радиус окружностей определяется как:

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

где S_p – расчетная 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 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 – число цехов, шт» [12].

«ГПП должна располагаться не в ЦЭН, а должна быть смещена в направлении от ЦЭН к источнику внешнего питания за территорию предприятия, чтобы обеспечить удобные подъездные пути и не мешать производственному процессу предприятия, исключить прохождение высоковольтной ЛЭП по территории предприятия» [3].

Расчет координат ЦЭН приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет координат ЦЭН

Участки	X_i , м	Y_i , м	S_p , кВА	$S_p \cdot X_i$, кВА	$S_p \cdot Y_i$, кВА
Ремонтный цех № 1	89,0	292,6	1044,00	92886	305524
Ремонтный цех № 2	191,2	337,5	785,46	150162	265094
Ремонтный цех № 3	305,1	335,3	513,66	156743	172228
Ремонтный цех № 4	455,9	311,8	1174,22	535306	366080
Механический цех	53,7	144,9	329,23	17672	47689
Насосная 0,38 кВ	249,3	161,0	324,49	80885	52253
Насосная 10 кВ	249,3	161,0	1300,00	324044	209338
Цех ремонта электроники	356,6	210,3	174,12	62095	36617
Цех ремонта электродвигателей	358,1	166,9	118,35	42381	19755
Цех наладки и тестирования	500,7	189,7	433,27	216955	82194
Ремонтный цех № 5	509,6	136,8	3211,54	1636467	439225
Ремонтный цех № 6	200,0	83,8	235,63	47126	19751
Ремонтный цех № 7	250,0	83,8	131,88	32970	11055
Административный корпус	372,1	35,3	117,41	43683	4144
Котельная	50,0	52,2	462,28	23114	24134
Склад	371,3	111,0	15,52	5764	1723
Компрессорная	118,4	29,4	379,83	44965	11171
Испытательный цех	528,7	42,6	62,67	33133	2673
Итого			10537,44	3546350	2070649
Координаты ЦЭН	X, м	Y, м	-	-	-
	336,5	166,5	-	-	-

Например, для ПУ №1, по (6,7):

$$R = \sqrt{\frac{1044}{0,5 \cdot 3,14}} = 25,79 \text{ м},$$

$$\alpha = 360 \cdot 25,79 / 1044 = 13,7^\circ.$$

Расчеты сведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет картограммы нагрузок

Участки	R, м	α	Soc, кВА
Ремонтный цех № 1	25,79	13,7	39,86
Ремонтный цех № 2	22,37	12,4	27,11
Ремонтный цех № 3	18,09	22,4	31,89
Ремонтный цех № 4	27,35	7,4	24,25
Механический цех	14,48	11,0	10,05
Насосная 0,38 кВ	14,38	11,1	9,98
Насосная 10 кВ	28,78	0,0	0,00
Цех ремонта электроники	10,53	9,2	4,45
Цех ремонта электродвигателей	8,68	19,7	6,46
Цех наладки и тестирования	16,61	6,8	8,22
Ремонтный цех № 5	45,23	1,0	8,59
Ремонтный цех № 6	12,25	9,7	6,37
Ремонтный цех № 7	9,17	21,6	7,90
Административный корпус	8,65	24,7	8,04
Котельная	17,16	2,7	3,45
Склад	3,14	73,8	3,18
Компрессорная	15,55	4,9	5,18
Испытательный цех	6,32	32,6	5,67

Картограмма нагрузок – на рисунке 2.

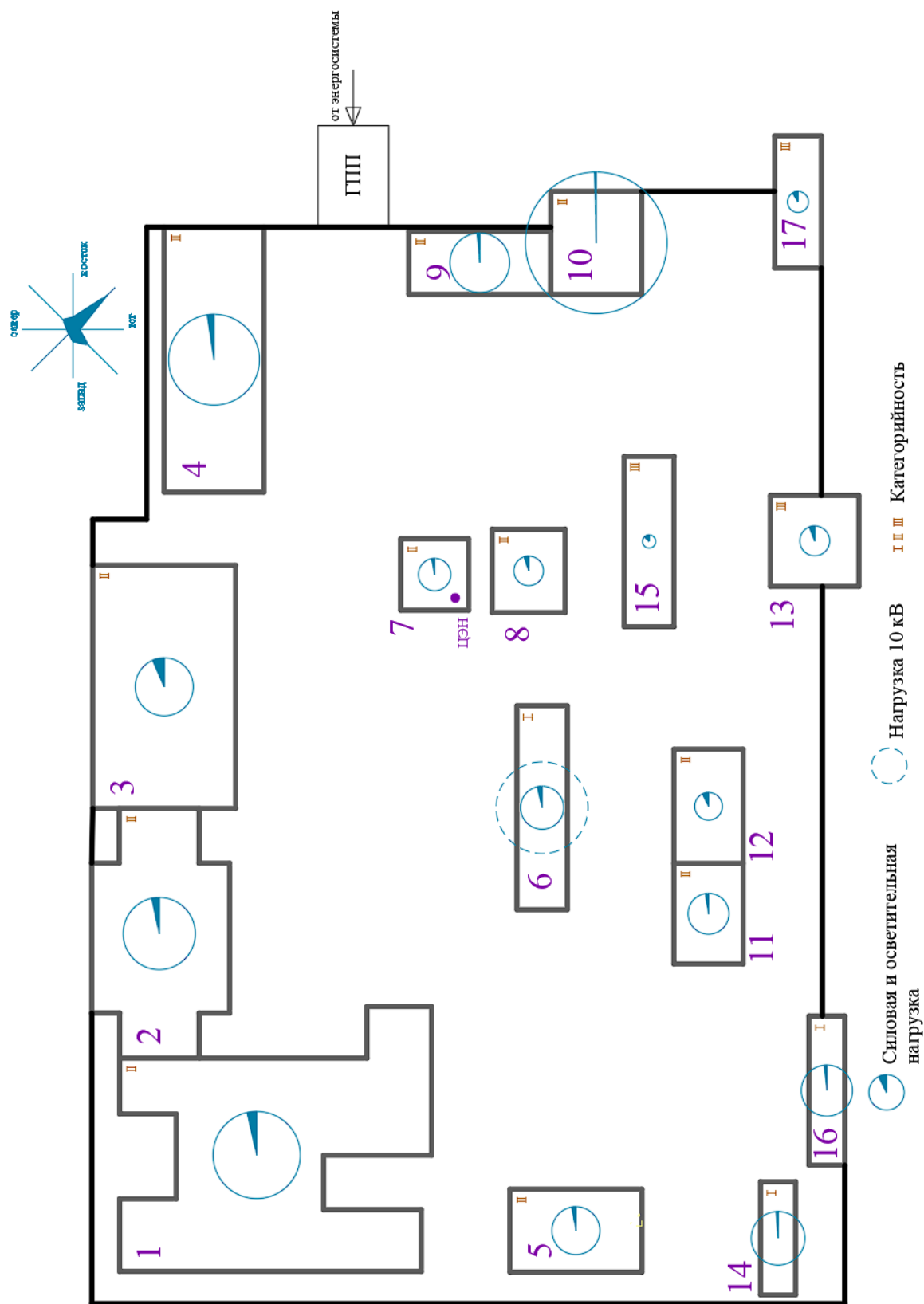


Рисунок 2 – Картограмма нагрузок

С учетом розы ветров и расположения источника питания, ГПП выносятся за территорию на северо-восток.

2.3 Выбор силовых трансформаторов цеховых подстанций

Выбор силовых трансформаторов «является важным этапом проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий. Правильный выбор числа и мощности трансформаторов обеспечивает надёжное и эффективное питание всех потребителей, учитывая требования надёжности электроснабжения и категорию приёмников. В нормальных условиях трансформаторы должны обеспечивать питание всех потребителей предприятия при их номинальной нагрузке, число трансформаторов на подстанции определяется требованиями надёжности электроснабжения. Наилучшим вариантом считается установка двух трансформаторов, обеспечивающих бесперебойное электроснабжение потребителей цеха любых категорий, однако, если в цехе установлены только приёмники II и III категории, однострансформаторные ТП могут быть более экономичными. Двухтрансформаторные ТП применяются при значительном числе потребителей II категории или наличии потребителей I категории, неравномерном суточном и годовом графике нагрузки предприятия, сезонном режиме работы и значительной разницей нагрузки в сменах. При выборе мощности трансформаторов следует учитывать режим работы приёмников и перспективное развитие предприятия» [12].

«Нагрузки производственных участков группируются по ТП 10/0,4 кВ с целью оптимального выбора трансформаторов по мощности, а также обеспечения минимальной суммарной длины линий распределительной сети. Если расчетная нагрузка участка составила менее 250 кВА, то целесообразно установить РП 0,4 кВ (одно- или двухсекционный), который будет питать от ближайшей ТП другого участка. Если в состав нагрузки ТП входят

потребители 1 и 2 категорий надежности электроснабжения, то на ТП устанавливается два силовых трансформатора (как два источника питания).

Оптимальная мощность силовых трансформаторов ТП:

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

где $\sum S_p$ – нагрузка потребителей, кВА;

β – нормативный коэффициент загрузки;

N – число трансформаторов, шт.

Допустимая к передаче в сеть 0,4 кВ величина реактивной мощности (РМ):

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

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

P_p – активная нагрузка, кВт.

Требуемая для компенсации со стороны 0,4 кВ РМ рассчитывается согласно выражению:

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

где Q_p – реактивная нагрузка, квар.

При полученном отрицательном значении $Q_{0,4}$, либо менее 50 квар, компенсация не требуется. Далее, в случае выбора установок КРМ, рассчитывается остаточное значение РМ согласно выражению» [15]:

$$Q_{HH} = Q_p - Q_{БК} \quad (12)$$

Для ТП-1 (зона охвата нагрузок – цех №1), по (9):

$$S_o = \frac{791,15}{0,7 \cdot 2} = 746 \text{ кВА}$$

«Устанавливается два энергоэффективных трансформатора ТМГ12-630/10» [12].

В современном мире энергетика стоит на пороге значительных изменений, и одним из ключевых направлений этой трансформации является переход к более энергоэффективным и экологически чистым технологиям. Одним из таких инновационных решений являются силовые трансформаторы типа ТМГ12, они представляют собой новое поколение оборудования, предназначенного для преобразования электроэнергии с минимальными потерями и минимальным воздействием на окружающую среду. Основное преимущество заключается в том, что использование современных материалов и технологий позволяет значительно снизить потери энергии в процессе преобразования, что делает эксплуатацию этих трансформаторов более экономически выгодной [4].

Внешний вид ТМГ12 показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Трансформатор ТМГ12

Немаловажным достоинством является и экологическая безопасность ТМГ12, они не содержат токсичных веществ и не требуют утилизации, что делает их использование более экологически чистым. Это особенно важно в условиях растущих экологических требований, предъявляемых к энергетическим объектам. Использование данных трансформаторов позволяет не только повысить энергоэффективность и снизить эксплуатационные расходы, но и внести вклад в охрану окружающей среды.

Выбор трансформаторов цеховых ТП сведен в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор трансформаторов ТП

Подстанции	Зона охвата, № цехов	So, кВА	St, кВА (ТМГ12)
ТП-1	1	746	1000
ТП-2	2	561	630
ТП-3	3	367	400
ТП-4	4	839	1000
ТП-5	5	235	250
ТП-6	6,7,8,13,15,освещ. терр.	547	630
ТП-9	9	309	400
ТП-10	10,17	2338	2500
ТП-14	14	330	400
ТП-16	16,11,12	533	630

Расчет КРМ на ТП-1, по (10,11):

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 791,15^2} = 1155,03 \text{ квар},$$

$$Q_{0,4} = 681,20 - 1155,03 = -474 \text{ квар}.$$

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

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

$$K_n = \frac{1044}{630} = 1,12 \leq 1,4.$$

Расчет КРМ на ТП и проверка трансформаторов по перегрузке приведены в таблице 8» [12].

Таблица 8 – Расчет КРМ на ТП и проверка трансформаторов по перегрузке

Подстанции	Q _{0,4} , квар	K _п
ТП-1	-474	1,12
ТП-2	-144	1,25
ТП-3	-72	1,28
ТП-4	-303	1,17
ТП-5	-35	1,32
ТП-6	-172	1,22
ТП-9	-161	1,10
ТП-10	-336	1,31
ТП-14	-138	1,16
ТП-16	-200	1,19

ТП выбираются комплектные 2КТПН-10/0,4.

«Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) являются базовым элементом системы энергопотребления и предназначены для приёма, преобразования и распределения электрической энергии» [12]. Они используются для электроснабжения различных объектов, включая промышленные, коммунальные и сельскохозяйственные предприятия. КТП состоят из силовых трансформаторов, распределительных устройств,

релейной защиты и автоматики, а также вспомогательных модулей. Существуют различные типы КТП, такие как киосковые, мачтовые, шкафные, столбовые и передвижные подстанции. Каждый тип имеет свои особенности и предназначен для определённых условий эксплуатации. Особенности конструкции КТП позволяют устанавливать их наружным или внутренним способом, обеспечивая удобство обслуживания и наблюдения за работой оборудования. Таким образом, комплектные трансформаторные подстанции играют важную роль в системе энергоснабжения промышленных объектов, обеспечивая надёжное и качественное электроснабжение различных потребителей.

2.4 Компенсация реактивной мощности, выбор силовых трансформаторов ГПП

Компенсация реактивной мощности (КРМ) является важным аспектом в работе современных промышленных предприятий, она позволяет стабилизировать напряжение в электрических сетях, снизить энергопотери и повысить общую эффективность производства [5]. В данном случае КРМ будет производиться централизованно на шинах 10 кВ ГПП.

«Для расчета нагрузки ГПП необходимо учесть потери в ТП 10/0,4 кВ. Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах:

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

где ΔP_{κ} – потери КЗ, кВт;

n – число трансформаторов, шт;

S_n – номинальная мощность, кВА;

ΔP_{xx} – потери ХХ, кВт.

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

где U_{κ} – напряжение КЗ, %;

I_{xx} – ток XX, %» [12].

Для ТП-1, по (14,15):

$$\Delta P_m = \frac{10,5}{2} \cdot \frac{791,1^2 + 681,2^2}{1000^2} + 2 \cdot 1,1 = 7,92 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{791,1^2 + 681,2^2}{1000^2} + \frac{2 \cdot 0,6}{100} \cdot 1000 = 41,97 \text{ квар}.$$

Нагрузка ТП с учетом потерь рассчитана 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
ТП-1	7,92	41,97	799,07	723,17
ТП-2	6,85	35,75	624,18	521,40
ТП-3	5,05	21,24	415,97	329,46
ТП-4	9,44	49,92	860,62	858,79
ТП-5	3,67	14,26	211,20	269,83
ТП-6	6,59	34,45	611,34	504,95
ТП-9	3,96	16,96	305,13	328,44
ТП-10	23,89	142,87	2519,58	2261,22
ТП-14	4,33	18,42	360,92	312,61
ТП-16	6,34	33,15	600,68	485,05
Итого	78,04	408,99	8608,69	6594,91

«Итоговая реактивная нагрузка ГПП:

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

где $\sum Q_{HH}$ – реактивная нагрузка, квар;

$\sum \Delta Q_m$ – потери РМ в трансформаторах, квар.

Итоговая активная нагрузка ГПП:

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

где $\sum P_p$ – активная нагрузка ТП, кВт;

$\sum \Delta P_m$ – потери активной мощности в трансформаторах, кВт» [12].

$$Q_{10} = 6185,92 + 408,99 = 6594,91 \text{ квар},$$

$$P_{сумм} = 8530,65 + 78,04 = 8608,69 \text{ кВт}.$$

«Требуемая для компенсации на каждой шине 10 кВ РМ:

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

где $Q_{сист}$, Q_c – РМ из энергосистемы и от СД, квар;

ΔQ_m – предварительные потери РМ в трансформаторах ГПП, квар.

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

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 активная мощность СД, кВт;

$\text{tg}\varphi_n$ – коэффициент РМ, по номинальному $\cos\varphi$;

η_n – КПД двигателя, о.е.» [12].

$$\Delta Q_m = \frac{10,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{8608,69^2 + 6594,91^2}{6300^2} + \frac{2 \cdot 0,7}{100} \cdot 6300 = 1155,41 \text{ квар},$$

$$Q_c = \frac{0,92 \cdot 2000 \cdot 0,75}{0,95} = 1452,63 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{ку}} / 2 = \frac{6594,91 + 1155,41 - 0,33 \cdot 8530,65 - 1452,63}{2} = 1741,3 \text{ квар}.$$

Устанавливается две конденсаторные батареи УККРМ-10,5-1750 по 1750 квар. Автоматическая компенсация реактивной мощности (АРКМ) позволит повысить энергоэффективность, одним из ключевых преимуществ использования АРКМ является снижение потерь энергии, что напрямую влияет на экономическую эффективность производства и устойчивость энергосистемы. Также установка данных конденсаторных батарей позволит:

- компенсировать реактивные токи, возникающие в процессе производства, такие как индуктивный и емкостный ток, без автоматической компенсации эти токи могут достигать значительных величин, что приводит к увеличению затрат на электроэнергию и снижению общей производительности предприятия;
- АРКМ позволяет быстро реагировать на изменения нагрузки и предотвращать перегрузки, что снижает риск аварий и отключений, это особенно важно для крупных промышленных объектов, где малейшие сбои могут привести к серьезным последствиям;
- АРКМ способствует улучшению качества электроэнергии, снижение реактивных токов уменьшает гармонические искажения, что улучшает стабильность и надежность работы электрооборудования, повышает долговечность и надежность работы электроприборов и систем, что также экономически выгодно для предприятия.

Устанавливаются силовые трансформаторы ТМН-6300/110, внешний вид приведен на рисунке 4.



Рисунок 4 – Трансформатор ТМН-6300/110

«Нагрузки после КРМ:

$$Q_{pk} = 6594,91 - 2 \cdot 1750 = 3094,91 \text{ квар},$$

$$P_{pk} = P_{сумм} = 8608,69 \text{ кВт.}$$

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 нагрузок.

$$S_p = \sqrt{(0,9 \cdot 8608,69)^2 + (0,9 \cdot 3094,91)^2} = 8233,3 \text{ кВА}$$

Послеаварийная перегрузка, по (13):

$$K_n = \frac{8233,3}{6300} = 1,31 < 1,4$$

Потери мощности в трансформаторах, по (14,15):

$$\Delta P_m = \frac{44}{2} \cdot \frac{7747,82^2 + 2785,42^2}{6300^2} + 2 \cdot 11,5 = 70,57 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = \frac{10,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{7747,82^2 + 2785,42^2}{6300^2} + \frac{2 \cdot 0,7}{100} \cdot 6300 = 1034,96 \text{ квар}.$$

Итого нагрузка ГПП по ВН» [13]:

$$S_p = \sqrt{(7747,82 + 70,57)^2 + (2785,42 + 1034,96)^2} = 8701,87 \text{ кВА}$$

Далее выбирается схема внутриводского электроснабжения.

2.5 Выбор схемы внутренней распределительной сети

«Выбор схемы внутренней распределительной сети (РС) на предприятии является важным этапом проектирования системы электроснабжения. При выборе схемы необходимо учитывать расположение цехов, кабинетов, категорию потребителей электроэнергии по надёжности, режимы работы оборудования и перспективы развития объекта. Существуют три основных вида распределительных сетей: магистральная, радиальная и смешанная» [12]. Магистральная сеть обеспечивает питание потребителей с распределением энергии по длине, преимуществами такой схемы являются меньший расход кабелей и лучшая загрузка линий, но на ней трудно найти место повреждения. Радиальная сеть осуществляет электроснабжение линиями без распределения энергии по длине, достоинствами этой схемы являются простота и отсутствие влияния аварийного отключения на других потребителей, но она требует

Для выбранной схемы внутреннего электроснабжения предприятия выбираются кабели и аппараты защиты линий.

Расчет для КЛ до ТП-3.

«Наибольший ток линии:

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

где S_p – нагрузка участка, кВА;

n – число цепей, шт.

Экономическое сечение жил:

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

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, А/мм²» [1].

$$I_p = \frac{2421,65}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 69,9 \text{ А},$$

$$I_{ав} = \frac{2421,65}{\sqrt{3} \cdot 10} = 139,8 \text{ А},$$

$$F_{эк} = \frac{69,9}{1,4} = 50 \text{ мм}^2.$$

С поправкой на аварийный ток выбирается кабель АПвП 3×70 мм²,
 $I_{дон} = 140 \text{ А}$ [18].

Кабель АПвП – это силовой кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена, предназначенный для распределения электроэнергии и подачи её на стационарную электрическую аппаратуру. Он разработан для использования в сетях с изолированной и заземлённой нейтралью напряжением до 10 кВ переменного тока при частоте до 50 Гц.

Преимущества кабеля АПвП:

- высокая устойчивость к внешним воздействиям, что обеспечивает длительный эксплуатационный ресурс не менее 30 лет.
- строгий контроль качества перед выпуском, включая тестирование на ускоренное старение.
- возможность прокладки в различных условиях: в грунте, по кабельным трассам любой конфигурации и на открытом воздухе после обработки противопожарным составом.
- широкий диапазон рабочих температур: от -60 до +50 °С.
- устойчивость к коррозии и механическим повреждениям благодаря использованию защитных оболочек.
- экологическая безопасность и отсутствие токсичных выделений при нормальных условиях эксплуатации.

В целом, кабель АПвП является надёжным и долговечным решением для передачи электроэнергии, обеспечивая стабильность и безопасность работы электрических систем. Выбор кабелей 10 кВ сведен в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор кабелей 10 кВ

Участок	I_p , А	$I_{ав}$, А	сечение жил, мм ²	$I_{доп}$, А
ГПП – ТП-3	69,9	139,8	70	140
ТП-3 – ТП-2	54,6	109,2	50	119
ТП-2 – ТП-1	31,1	62,2	25	77
ГПП--ТП-4	35,1	70,2	25	77
ГПП – ТП-6	22,9	45,8	16	64
ГПП – ТП-9	12,9	25,9	16	64
ГПП – ТП-10	97,7	195,5	120	204
ГПП – ТП-14	23,7	47,4	16	64
ТП-14--ТП-5	9,9	19,8	16	64
ГПП – ТП-16	22,3	44,6	16	64
ГПП – РУ-1	56,3	112,5	50	119

«Потери напряжения в линии:

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

где I_p – расчетный ток линии, А;

L – длина линии, км;

r_0 и x_0 – удельные сопротивления кабелей, Ом/км;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Согласно ПУЭ, потери напряжения не должны превышать 5 %» [3].

Для КЛ до ТП-3:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 139,8 \cdot 0,2 \cdot 100}{10000} (0,443 \cdot 0,878 + 0,09 \cdot 0,65) = 0,07 \% < 5 \%$$

Проверка КЛ 10 кВ сведена в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка КЛ 10 кВ

Участок	Фст, мм ²	го, Ом/км	хо, Ом/км	ΔU, %
ГПП – ТП-3	70	0,443	0,09	0,07
ТП-3 – ТП-2	50	0,63	0,09	0,34
ТП-2 – ТП-1	25	1,24	0,1	0,23
ГПП – ТП-4	25	1,24	0,1	0,09
ГПП – ТП-6	16	1,95	0,11	0,89
ГПП – ТП-9	16	1,95	0,11	0,03
ГПП – ТП-10	120	0,26	0,08	0,22
ГПП – ТП-14	16	1,95	0,11	1,75
ТП-14 – ТП-5	16	1,95	0,11	0,15
ГПП – ТП-16	16	1,95	0,11	0,79
ГПП – РУ-1	50	0,63	0,09	0,07

«Защита КЛ 10 кВ будет осуществляться микропроцессорными терминалами релейной защиты (РЗ).

Выбор кабеля 0,4 кВ до РП8.

Расчётный ток, по (22):

$$I_p = \frac{292,48}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 422,2 \text{ А}$$

Принимается кабель АВБШв 4×240 мм², $I_{доп} = 440 \text{ А}$.

Потери напряжения в КЛ, по (24):

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 422,2 \cdot 0,046 \cdot 100}{380} (0,129 \cdot 0,61 + 0) = 0,38 \% < 5 \%$$

Защита КЛ 0,4 кВ будет осуществляться автоматическими выключателями, выбор проводится по номинальному напряжению и максимальному току линий» [10].

Выбранный для низковольтной сети кабель АВБШв обладает рядом преимуществ:

- имеет высокую механическую прочность и стойкость к коррозии, что обеспечивает его долговечность и надёжность в эксплуатации.
- способен работать в широком диапазоне температур от -50 °С до +50 °С, что делает его пригодным для использования в различных климатических условиях.
- обладает высокой стойкостью к воздействию кислот, щелочей, масел и других агрессивных веществ, что позволяет использовать его в различных промышленных и производственных процессах.
- имеет двойную изоляцию, что обеспечивает защиту от поражения электрическим током и снижает риск возникновения пожаров.
- имеет гибкую конструкцию, что облегчает его прокладку и монтаж в различных условиях.

- имеет оптимальное соотношение цены и качества, что делает его доступным для широкого круга потребителей.

В целом, кабель АВБШв является надёжным и эффективным решением для передачи электрической энергии в различных отраслях промышленности и строительства [8].

Выбор кабелей 0,4 кВ и аппаратов защиты линий сведен в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор кабелей 0,4 кВ и аппаратов защиты линий

КЛ	I_p , А	Сечение АВБШв, мм^2	$I_{доп}$, А	ΔU , %	Марка авт. выключателя
ТП6-РП8	422,2	4×240	440	0,38	ВА-52-39 (500 А)
РП8-РП7	251,3	4×95	260	0,09	ВА-52-39 (320 А)
ТП6-РП15	191,9	4×70	220	1,29	ВА-52-39 (250 А)
РП15-РП13	169,5	4×50	180	1,22	ВА-52-39 (250 А)
ТП10-РП17	90,5	4×25	125	1,51	ВА-51-35 (100 А)
ТП16-РП11	530,5	2×(4×120)	600	0,22	ВА-52-39 (630 А)
РП11-РП12	190,4	4×70	220	0,67	ВА-52-39 (250 А)

Для выбора электрооборудования ГПП определяются токи КЗ.

2.7 Расчет токов короткого замыкания

«Расчёт токов КЗ в сети предприятия играет важную роль в обеспечении безопасности и надёжности работы электрической системы, он проводится с целью подбора аппаратуры, проверки электрической установки на термическую и электродинамическую устойчивость, а также проверки защитных устройств на чувствительность срабатывания» [3]. «Расчёт токов включает определение расчётной схемы сети, местоположения точек короткого замыкания и вида короткого замыкания» [12].

Схема электрической сети и схема замещения показаны на рисунке 6.

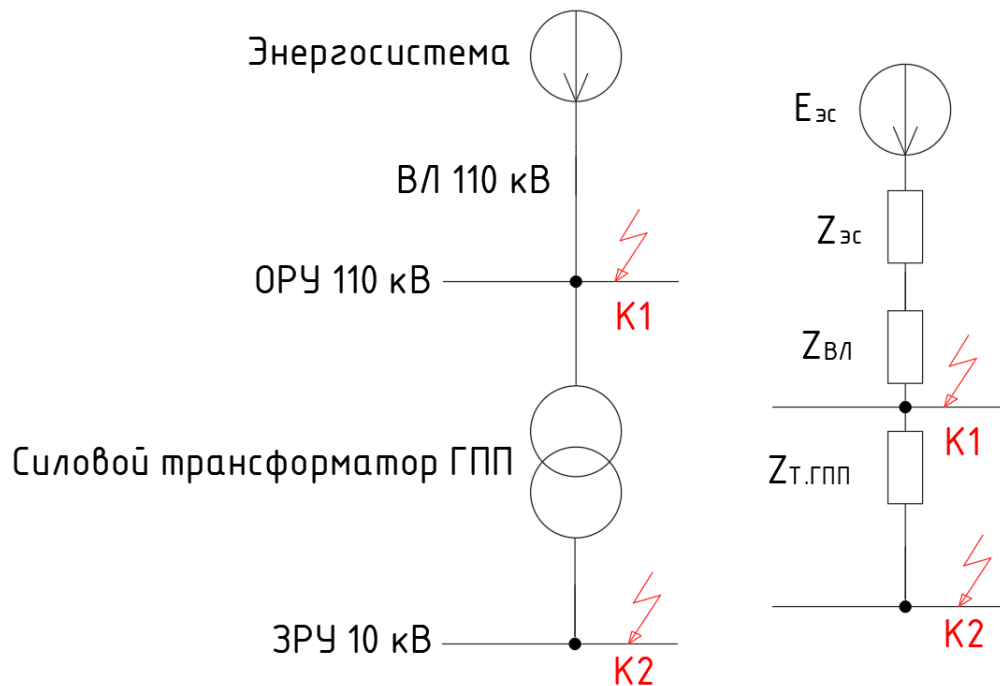


Рисунок 6 – Схема электрической сети и схема замещения

«Полное сопротивление цепи КЗ:

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

где $\sum r^o$, $\sum x^o$ – активное и индуктивное сопротивления цепи, 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 ВН, кВ;

S_n – номинальная мощность, кВА.

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

где ΔU_{κ} – потери напряжения КЗ, %» [12].

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

«Токи трехфазного и двухфазного КЗ:

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (29)$$

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

Ударный ток КЗ:

$$I_y = I_{\kappa 3}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2}, \quad (31)$$

где κ_y – ударный коэффициент.

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

где T_a – постоянная апериодической слагающей, с» [12].

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

Пример расчета токов КЗ на стороне 10 кВ ГПП (точка К2).

«Сопротивление энергосистемы:

$$X_c = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa.ЭС}}, \quad (34)$$

где $I_{\kappa.ЭС}$ – трехфазный ток КЗ в начале ВЛ 110 кВ, кА.

$$X_C = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 8,711} = 7622 \text{ мОм.}$$

Сопротивления трансформаторов ГПП:

$$R_m = \frac{44000 \cdot 115^2}{6300^2} \cdot (10,5 / 115)^2 = 122 \text{ мОм,}$$

$$Z_m = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 6,3^2} \cdot (10,5 / 115)^2 = 1838 \text{ мОм,}$$

$$X_m = \sqrt{1838^2 - 122^2} = 1833 \text{ мОм.}$$

Сопротивления ВЛ 110 кВ:

$$R_{вл} = 0,429 \cdot 8,7 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 15,6 \text{ мОм,}$$

$$X_{вл} = 0,444 \cdot 8,7 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 16,1 \text{ мОм.}$$

Эквивалентные сопротивления цепи» [12]:

$$\Sigma r = R_{вл} + R_{м.ГПП}, \quad (35)$$

$$\Sigma r = 15,6 + 122 = 138 \text{ мОм,}$$

$$\Sigma x = X_C + X_{вл} + X_{м.ГПП}, \quad (36)$$

$$\Sigma x = 7622 + 16,1 + 1833 = 9472 \text{ мОм,}$$

$$z = \sqrt{138^2 + 9472^2} = 9473 \text{ мОм.}$$

По формулам (29–33):

$$I'' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 9473} = 7,009 \text{ кА},$$

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,009 = 6,07 \text{ кА},$$

$$T_a = 9472 / (314 \cdot 138) = 0,2189,$$

$$\kappa_y = 1 + e^{\frac{0,01}{0,2189}} = 1,955,$$

$$I_y = 7,009 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,955 - 1)^2} = 11,782 \text{ кА}.$$

Для точки К1 расчет аналогичен. Результаты расчетов сведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов токов КЗ

Место КЗ	$I_{к}^{(3)}$, кА	I_y , кА	$I_{к}^{(2)}$, кА
Точка К2	7,009	11,782	6,070
Точка К1	8,693	14,992	7,528

«Согласно данным результатам расчетов выбирается электрооборудование ГПП» [13].

2.8 Выбор и проверка электрооборудования ГПП

«Высоковольтные выключатели (ВВ) – это коммутационные аппараты, предназначенные для оперативного отключения или включения электрического оборудования или отдельных цепей в составе энергетической системы» [13]. Они используются на электростанциях и подстанциях и должны соответствовать определённым требованиям: сравнительно невысокая стоимость, надёжность, безопасность, бесшумность, удобство обслуживания и простота монтажа. ВВ классифицируются по различным

признакам, таким как способ гашения дуги «(автопневматические, элегазовые, вакуумные, электромагнитные, автогазовые, масляные, воздушные), назначение (генераторные, сетевые, выключатели нагрузки, реклоузеры) и вид установки (встраиваемые, опорные, выкатные, подвесные, настенные)» [13]. Воздушные и элегазовые ВВ являются двумя основными типами, воздушные выключатели используют сжатый воздух для перемещения контактов и гашения дуги, в то время как элегазовые выключатели применяют автоматический пневматический механизм для дугогашения. В целом, ВВ играют важную роль в обеспечении надёжности и безопасности работы энергетических систем, а также в поддержании стабильности электроснабжения потребителей.

«Условия выбора выключателей:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ}, \quad (37)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ}, \quad (38)$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{\kappa}, \text{ кА}, \quad (39)$$

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

I_{κ} – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (40)$$

где $i_{пр.с}$ – сквозной ток КЗ, кА;

i_y – ударный ток КЗ, кА.

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_{\kappa}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (41)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_{κ} – тепловой импульс, кА²·с.

Условия выбора разъединителей» [9]:

$$U_{н.ап.} \geq U_{н.уст.}, \quad (42)$$

$$I_{н.ап.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (43)$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k, \quad (44)$$

$$i_{дин} \geq i_y. \quad (45)$$

Выбор коммутационных аппаратов сведен в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор коммутационных аппаратов

Параметры	ОРУ			ЗРУ	
	По расчету	ВРС-110/2500	РНДЗ-110/1000	По расчету	ВВ/TEL-10/630
U _{ном} , кВ	110	110	110	10	10
I _{ном} , А	43,7	2500	2000	475,4	630
I _{н.откл.} , кА	8,693	31,5	20	7,009	20
B _к , кА ² ·с	9,45	3600	1200	6,14	1200
i _{дин} , кА	14,992	40	40	11,782	20

Выбор ОПН.

Ограничители перенапряжений (ОПН) являются одним из ключевых элементов современной системы защиты электрических сетей, эти устройства предназначены для предотвращения перегрузок и коротких замыканий, которые могут привести к значительным повреждениям оборудования и даже к пожарам. Введение ОПН в эксплуатацию позволяет значительно повысить надежность и безопасность энергосистемы, а также снизить эксплуатационные расходы. Основной принцип работы ОПН заключается в том, что они быстро реагируют на резкие скачки напряжения и мгновенно отключают подачу электроэнергии при достижении критического уровня, это достигается за счет использования высоковольтных конденсаторов и

специальных полупроводниковых приборов, которые обладают высокой проводимостью и способны быстро разряжаться при возникновении перенапряжения. Важным преимуществом ОПН является их высокая эффективность и долговечность, эти устройства не требуют частого обслуживания и могут работать в течение длительного времени без значительных потерь в производительности. Кроме того, ОПН обладают высокой степенью автоматизации, что позволяет минимизировать участие человека в процессе эксплуатации и снизить риск ошибок.

«Для защиты оборудования ОРУ со стороны 110 кВ устанавливаются ОПН-110/88/10/450-У1. Со стороны 10 кВ устанавливаются ОПН-10/11,5-10/400-У1.

Выбор трансформаторов тока и напряжения.

Согласно напряжениям в местах установки и полученным расчетным токам выбираются трансформаторы тока (ТТ)» [13]: на фидерах 10 кВ: ТПЛК10-20..200/5; на вводах ЗРУ 10 кВ: ТПЛК10-500/5; на ОРУ 110 кВ: ТФНД-110 – 50/5.

Проверка ТТ в режиме КЗ:

– в ЗРУ 10 кВ:

По динамической стойкости: $i_{дин} = 74,5 \text{ кА} \geq i_{уд} = 12,8 \text{ кА}$.

По термической стойкости: $I_m^2 \cdot t_m = 2900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 7,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

– на ОРУ 110 кВ:

$$i_{дин} = 42 \text{ кА} \geq i_{уд} = 14,992 \text{ кА},$$

$$I_m^2 \cdot t_m = 3600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 9,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

«Условия выбора трансформаторов напряжения (ТН)» [13]:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}.$$

Принимаем ТН типа НАМИ-10-95.

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

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

ТТ и ТН проходят проверку.

«Выбор ячеек КРУ.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) представляют собой систему агрегатов, предназначенных для приёма и перераспределения электроэнергии, а также обеспечения питания электроустановок, отличаются своими малыми размерами и скоростью монтажа» [13].

Выбираются КРУ К-129/630 А, внешний вид – на рисунке 7.



Рисунок 7 – Ячейки КРУ

«Преимущества КРУ включают снижение трудозатрат и упрощение процесса монтажа, повышенную надёжность системы, возможность быстрого подключения дополнительных элементов и силовых кабелей, встроенную блокировку для защиты от ошибок обслуживающего персонала и

использование современных комплектующих, обеспечивающих долговечность, эффективность и простоту обслуживания» [13].

«Релейная защита трансформаторов ГПП и фидеров 10 кВ выполняется на терминалах Сириус-Т и Сириус-2Л-02 соответственно, внешний вид терминалов РЗ показан на рисунке 8.



Рисунок 8 – Терминалы релейной защиты

Проводится расчет уставок защит.

РЗ силовых трансформаторов.

Проверка ТТ производится по номинальному току, току намагничивания и по отстройке от переходных режимов.

Условие пригодности ТТ:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (46)$$

где $I_{НОМ.Т}$ – номинальный ток ВН, А;

$I_{НОМ.ТТ}$ – первичный ток ТТ, А» [7].

Для выбранных ТТ:

$$0,1 \cdot 33,07 < 50 < 2,5 \cdot 33,07 = 82,7 \text{ А},$$

$$0,1 \cdot 363,74 < 500 < 2,5 \cdot 363,74 = 909,4 \text{ А}.$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (47)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 10,5}{100} = 0,172 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.м.}}, \quad (48)$$

$$X_{\sigma} = \frac{121^2}{6,3} = 2324 \text{ Ом}$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (49)$$

где x_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км» [2].

$$X_{л} = 0,444 \cdot 8,7 = 3,863 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ приводится к базисным условиям:

$$X_{*,л} = 3,863 / 2324 = 0,0017 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (50)$$

где $K_1 = 1,1..1,15$ – коэффициент насыщения стали.

$$X_* = 0,0017 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,1905 \text{ о.е.},$$

$$X = 0,1905 \cdot 2324 = 442,791 \text{ Ом.}$$

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (51)$$

где A – смещение синусоиды потокосцепления» [11].

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 442,791} = 310,101 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{тг} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.тг}}, \quad (52)$$

$$K_{тг} = \frac{310,101}{\sqrt{2} \cdot 50} = 4,386 < 6,7.$$

Максимальная токовая защита (МТЗ).

«Максимальная токовая защита (МТЗ) – это вид релейной защиты, основанный на увеличении силы тока в защищаемой цепи при возникновении короткого замыкания. Этот тип защиты широко используется в электрических

сетях и является одним из самых распространённых, принцип действия аналогичен принципу действия токовой отсечки. Защита начинает работать при повышении силы тока в защищаемой сети, однако в отличие от токовой отсечки, МТЗ даёт сигнал на отключение не мгновенно, а с определённой задержкой, называемой выдержкой времени. Величина выдержки времени зависит от расположения защищаемого участка и может быть разной для разных участков сети» [2]. Существуют разные виды МТЗ, различающиеся по характеристикам и особенностям работы, например, «МТЗ с независимой от тока выдержкой времени имеет постоянную величину выдержки времени, а МТЗ с зависимой от тока выдержкой времени учитывает перегрузочную способность оборудования» [2]. Применение МТЗ позволяет обеспечить надёжную защиту электрических сетей от коротких замыканий и перегрузок, предотвращая серьёзные повреждения и аварии.

«Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (53)$$

где K_H , K_{C3} , K_B – коэффициенты надежности, самозапуска и возврата реле» [2].

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,16}{0,935} \cdot 33,07 = 45,127 \text{ А}$$

«Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (54)$$

где K_H – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата.

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 33,07 = 38,903 \text{ А}$$

РЗ фидеров 10 кВ.

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (55)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс}, \quad (56)$$

где $I_{р.макс}$ – расчетный ток КЛ, А.

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (57)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [7]:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (58)$$

«Защита от замыканий на землю (ЗНЗ). Ток срабатывания:

$$I_{C.3.} \geq k_{OTC} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (59)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (60)$$

где I_{CO} – ёмкостный ток кабеля, А/км;

L – длина КЛ, км» [7].

Для фидеров к ТП-3, по (55-60):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,07 = 0,35 \text{ кА},$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 139,814 = 194,095 \text{ А},$$

$$I_{CP} = 194,095 \cdot \frac{1}{150 / 5} = 6,47 \text{ А},$$

$$k_q = \frac{6070}{194,095} = 31,3 \geq 1,5,$$

$$I_C = 0,65 \cdot 0,2 = 0,13 \text{ А},$$

$$I_{C.3.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,13 = 0,082 \text{ А}.$$

«Автоматический ввод резерва питания (АВР) на шинах 10 кВ ГПП выполняется на терминале Сириус-АВР» [13].

Схема АВР приведена на рисунке 9.

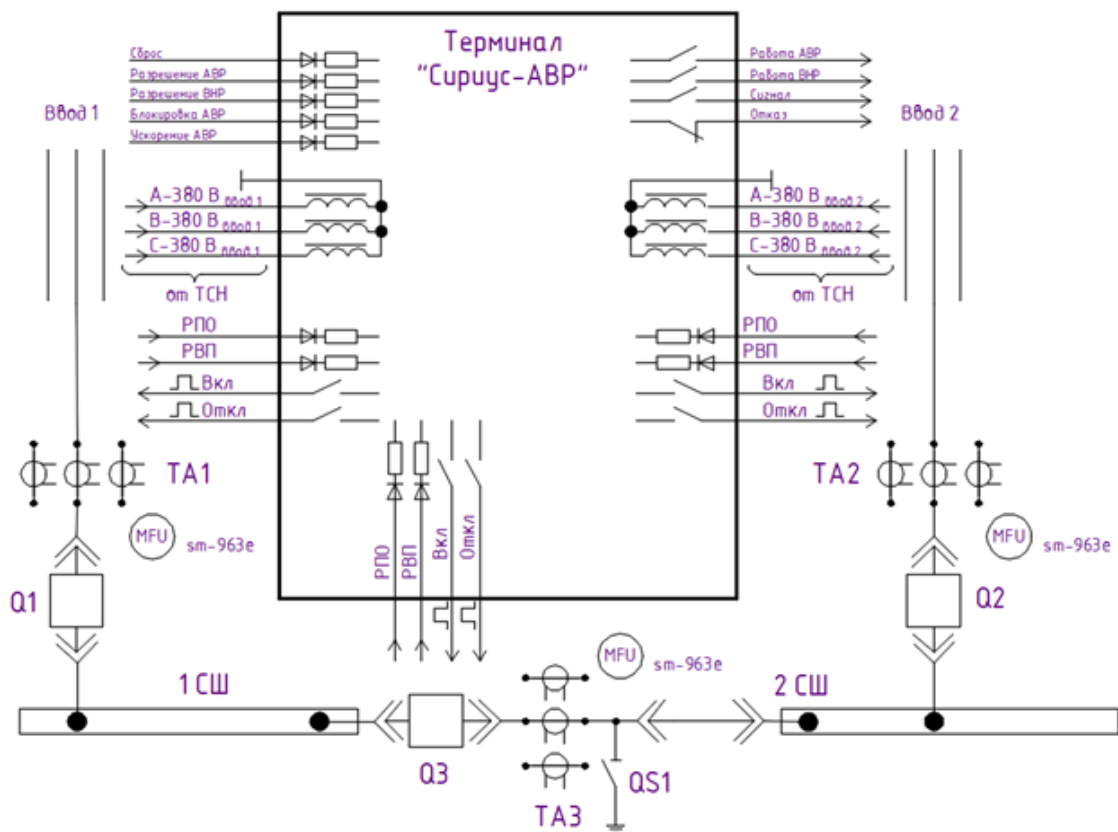


Рисунок 9 – Схема АВР

«Уставка АВР:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (61)$$

$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 10,5 = 4,2 \text{ кВ}$$

Вторая уставка АВР:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \quad (62)$$

$$U_{CP2} = 0,7 \cdot 10,5 = 7,35 \text{ кВ}$$

Первая уставка по времени:

$$t_{ABP1} = t_{CЗ.макс} + \Delta t, \quad (63)$$

где $t_{CЗ.макс}$ – максимальное время АВР, 9 с;

Δt – выдержка для селективности, с.

$$t_{ABP1} = 9 + 0,5 = 9,5 \text{ с}$$

Вторая уставка по времени:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (64)$$

где t_{CB} – время включения выключателя, с;

$t_{зан}$ – запас времени, 0,4 с» [2].

$$t_{ABP2} = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ с}$$

Микропроцессорные устройства релейной защиты (МПРЗ) обладают высокой скоростью обработки данных, способны мгновенно реагировать на изменения в электрической сети, что позволяет своевременно выявлять и локализовать повреждения. Это значительно снижает риск возникновения перегрузок и коротких замыканий, которые могут привести к серьезным последствиям. МПРЗ способна точно идентифицировать и классифицировать различные типы аварийных ситуаций, что позволяет быстро принимать обоснованные решения и предотвращать дальнейшее развитие аварии, это особенно важно в условиях быстрого изменения электрической нагрузки и условий эксплуатации оборудования.

Вывод.

Определены расчетные нагрузки производственных участков, рассчитаны рабочие и аварийные режимы электрической сети. Согласно результатам расчетов выбрано современное оборудование СЭС отечественного производства, что обеспечит надежное и безопасное электроснабжение потребителей.

Заключение

Предприятие увеличивает объемы производимых работ, ввиду чего возрастает износ производственного оборудования, строительной и иной техники, которые нуждаются в различных видах ремонта и наладке. В связи с этим, предприятие будет строить новую ремонтную базу, на которой будут расположены ремонтные и другие цеха, а также вспомогательные производственные участки. Для работы подавляющего большинства типов промышленного оборудования и функционирования базы в целом потребуется обеспечить ее надежное и качественное электроснабжение. Реализация предлагаемой СЭС ремонтной базы обеспечит ее ввод в эксплуатацию и эффективную работу. Нормальная деятельность предприятия и увеличение объемов выполняемых работ будут обеспечены.

Приведена характеристика предприятия, систематизированы исходные данные для разработки системы электроснабжения, на территории базы будет расположено 17 производственных участков, включая ремонтные цеха и другие вспомогательные здания. Определены расчетные нагрузки производственных участков, рассчитаны рабочие и аварийные режимы электрической сети. Согласно результатам расчетов выбрано современное оборудование СЭС отечественного производства, что обеспечит надежное и безопасное электроснабжение потребителей. Для электроснабжения цехов приняты к установке КТП с энергоэффективными силовыми трансформаторами марки ТМГ12. Для распределительной сети выбирается смешанная схема, как обеспечивающая наилучшие технико-эксплуатационные показатели при минимальных капиталовложениях. Кабельные линии на 10 кВ выполняются кабелем АПвБП и на 0,4 кВ кабелем АВБШв.

Предлагаемые современные технические решения и электрооборудование обеспечат надежное и энергоэффективное электроснабжение объекта, проект планируется к реализации.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2023. 415 с.
2. Бирюлин В.И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
3. Бирюлин В.И. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 204 с.
4. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
5. Голов Р. С. Управление энергосбережением на промышленном предприятии : монография. М. : Дашков и К, 2023. 458 с.
6. Головатый С. Е. Охрана окружающей среды и энергосбережение : учебное пособие. Минск : РИПО, 2021. 304 с.
7. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
8. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
9. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. М. : СОЛОН-Пресс, 2020. 538 с.
10. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
11. Куksин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
12. Куksин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.

13. Малафеев А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия : учебное пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 312 с.
14. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебное пособие. М. : Форум, 2022. 416 с.
15. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
16. Полуянович Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий. СПб. : Лань, 2023. 396 с.
17. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
18. Сибикин М. Ю. Справочник электрика по ремонту электрооборудования промышленных предприятий. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 262 с.
19. Фризен В. Э. Расчет и выбор электрооборудования низковольтных распределительных сетей промышленных предприятий : учебное пособие. – 2-е изд., испр. Екатеринбург : Изд-во Уральского ун-та, 2021. 194 с.
20. Шеховцов В. П. Осветительные установки промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 158 с.