

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 производства энергообеспечения
«Муравленковскнефть»

Студент

И.Р. Калимуллин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа: пояснительная записка содержит 64 с. 31 источников.

Ключевые слова: схема электроснабжения, электрооборудование, электроприемник, нагрузка, защита, ток, напряжение.

Цели работы заключается в проектировании схемы электроснабжения цехов «Муравленковскнефть».

Для достижения поставленной цели будут решены следующие задачи:

- сбор исходных данных по объекту исследования;
- изучения классификации трансформаторных подстанций;
- выбор типа трансформаторной подстанции для дальнейшего проектирования.

Объектом исследования в представленной работе схемы являются цеха «Муравленковскнефть».

Предмет исследования – электроснабжение цехов «Муравленковскнефть».

Отчет разделен на три девять разделов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. Общие сведения об объекте проектирования	5
2 Расчет ожидаемых электрических нагрузок	7
2.1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок производственных цехов	7
2.2 Картограмма нагрузок	11
3 Выбор трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности, выбор главной понизительной подстанции	14
4 Выбор и обоснование схемы электроснабжения	31
5 Расчет токов короткого замыкания	35
6 Расчет и выбор электрооборудования и проводников	41
6.1 Выбор силового электрооборудования, проводников и способа их прокладки	41
6.2 Схема учета электроэнергии	49
7 Расчет релейной защиты и автоматики	52
8 Расчет заземления зданий и сооружений объекта проектирования	56
9 Молниезащита здания производственного цеха	59
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	61
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	62

ВВЕДЕНИЕ

«Газпромнефть-Муравленко» — одно из подразделений «Газпром нефти», занимает второе место по уровню добычи среди всех добывающих предприятий компании.

«Газпромнефть-Муравленко» осваивает 15 месторождений, в том числе находящихся на поздней стадии разработки с естественно снижающейся отдачей углеводородного сырья. Ежемесячно предприятие добывает около 550 тысяч тонн нефти, 460 миллионов кубометров природного газа, 116 миллионов кубометров попутного нефтяного газа. Утилизация ПНГ на месторождениях предприятия в 2017 году составила 98,8 %. На некоторых промыслах данный показатель еще выше: например, на Еты-Пуровском утилизируется 99,2 % ПНГ, на Валынтойском — 98,8 %, на Вынгаяхинском — 97,1 %. Это стало возможным благодаря вводу в эксплуатацию Еты-Пуровской компрессорной станции.

2 августа 1985 года для ввода в разработку Муравленковского, Барсуковского и прилегающих месторождений было создано НГДУ (нефтегазодобывающее управление) «Муравленковскнефть». Его первым руководителем стал Александр Рашкевич — под его руководством началось интенсивное обустройство нефтяных месторождений.

Цели работы – проектирование схемы электроснабжения цехов «Муравленковскнефть».

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- сбор исходных данных по объекту исследования;
- изучения классификации трансформаторных подстанций;
- выбор типа трансформаторной подстанции для дальнейшего проектирования.

Объектом исследования в представленной работе схемы являются цеха «Муравленковскнефть». Предмет исследования – электроснабжение цехов «Муравленковскнефть». Отчет разделен на девять разделов.

1 Общие сведения об объекте проектирования

Сегодня «Газпромнефть-Муравленко» является крупным нефтегазовым предприятием России. По уровню добычи нефти и газа «Газпромнефть-Муравленко» занимает второе место среди подразделений «Газпромнефть».

Сведения об электрических нагрузках, степени надежности и среде производственных помещений представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сведения об электрических нагрузках, степени надежности и среде производственных помещений

Наименование объекта	Число смен	Категория ЭП	Среда	Установленная мощность, кВт
1 Контрольно-пропускной пункт	3	III	Нормальная	25
2 Столярная мастерская	1	III	Пожароопасная	60
3 Гараж	2	III	Нормальная	180
4 Скважина	1	III	Сырая	50
5 Административный блок	1	III	Нормальная	80
6 Узел связи	1	II	Нормальная	48
7 Котельная	3	II	Жаркая	180
8 Компрессорный цех 0,38 кВ 10,0 кВ АД 8× 4000 кВт	3	II	Нормальная	800 32000
9 Площадка пылеуловителей	3	II	Пыльная	130
10 Ремонтно-эксплуатационный блок	1	III	Нормальная	—
11 Склад	1	III	Пожароопасная	30
12 ГРС	3	II	Нормальная	36
13 Канализационно-насосная станция	1	II	Сырая	80

Основным потребителем электрической энергии является компрессорный цех, в котором находятся перекачивающие агрегаты и

вспомогательные системы. Вспомогательные системы предназначены для нормальной работы перекачивающих агрегатов и поддерживают нормальные условия труда для обслуживающего персонала. В зависимости от количества трубопроводов находится различное число компрессорных цехов.

Генплан предприятия «Муравленковскнефть» представлен на рисунке 1.

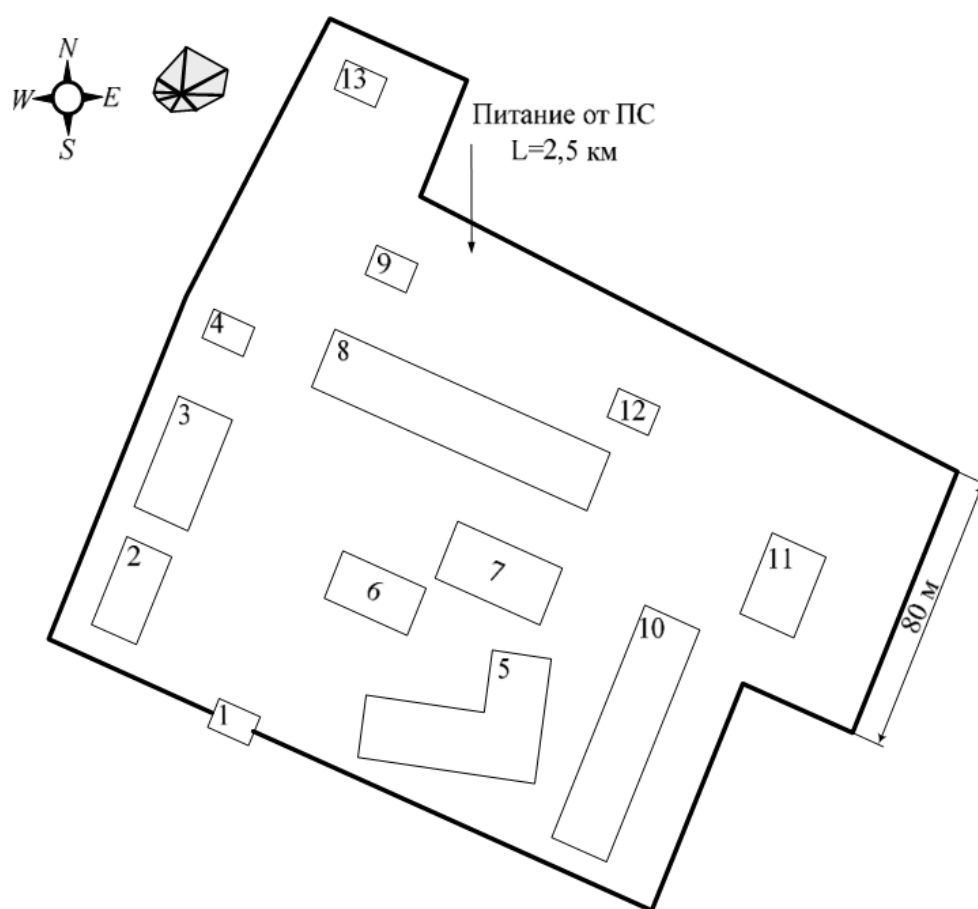


Рисунок 1 – Генплан предприятия «Муравленковскнефть»

2 Расчет ожидаемых электрических нагрузок

2.1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок производственных цехов

Расчет электрических нагрузок будет произведен на основании установленной мощности цехов предприятия и их коэффициента спроса [6].

Расчет электрических нагрузок определяется с помощью выражений [23]:

$$P_p = P_{уст} \cdot K_c \quad (1)$$

$$Q_p = P_p \cdot tg\varphi \quad (2)$$

где P_p , Q_p – суммарные активная и реактивная мощности электроприемников цеха;

K_c – коэффициент спроса объекта [23];

$tg\varphi$ – коэффициент мощности объекта.

Расчетная активная мощность групп объектов выше 1000 В определяется по вышеприведенным формулам и учитывается отдельно.

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчетная нагрузка предприятия

Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка						Суммарная нагрузка		
	$P_{уст}$, кВт	k_c	$\cos\phi$	$tg\phi$	P_p , кВт	Q_p , квар	F , м ²	$W_{уд}$, Вт/м ²	$P_{н.о.}$, кВт	$k_{с.о.}$	$P_{р.о.}$, кВт	$Q_{р.о.}$, квар	$P_p + P_{р.о.}$, кВт	$Q_p + Q_{р.о.}$, квар	S_p , кВА
Потребители электрической энергии низкого напряжения															
1. Контрольно-пропускной пункт	25,0	0,40	0,90	0,48	10,0	4,8	115	17,00	2,0	0,90	1,8	0,6	11,8	5,4	12,9
2. Столярная мастерская	60,0	0,55	0,85	0,62	33,0	20,5	379	15,00	5,7	0,85	4,8	1,6	37,8	22,0	43,8
3. Гараж	180,0	0,40	0,85	0,62	72,0	44,6	572	15,00	8,6	0,60	5,1	1,7	77,1	46,3	90,0
4. Скважина	50,0	0,40	0,75	0,88	20,0	17,6	115	14,00	1,6	0,95	1,5	0,5	21,5	18,1	28,2
5. АБК	80,0	0,55	0,80	0,75	44,0	33,0	1377	20,00	27,5	0,90	24,8	8,1	68,6	41,1	80,2
6. Узел связи	48,0	0,50	0,85	0,62	24,0	14,9	379	18,00	6,8	0,90	6,1	2,0	30,1	16,9	34,6
7. Котельная	180,0	0,65	0,70	1,02	117,0	119,4	572	15,00	8,6	0,95	8,2	2,7	125,2	122,0	174,8
8. Компрессорный цех	800,0	0,60	0,80	0,75	480,0	360,0	1535	15,00	23,0	0,95	21,9	7,2	501,9	367,2	621,9
9. Площадка пылеуловителей	130,0	0,50	0,80	0,75	65,0	48,8	115	14,00	1,6	0,95	1,5	0,5	66,5	49,3	82,8
10. Ремонтно-эксплуатационный цех	683,4	-	0,72	0,95	445,0	287,3	822	15,00	12,3	0,95	11,7	3,9	456,7	291,1	541,6
11. Склад	30,0	0,40	0,85	0,62	12,0	7,4	418	16,00	6,7	0,60	4,0	1,3	16,0	8,8	18,3
12. ГРС	36,0	0,50	0,75	0,88	18,0	15,9	115	15,00	1,7	0,95	1,6	0,5	19,6	16,4	25,6
13. Канализационно-насосная станция	80,0	0,60	0,75	0,88	48,0	42,3	115	15,00	1,7	0,95	1,6	0,5	49,6	42,9	65,6
Территория предприятия	-	-	-	-	-	-	43276	0,16	6,9	1,00	6,9	2,3	6,9	2,3	7,3
Итого по низковольтной нагрузке	2382,4	-	-	-	1388,0	1016,5	-	-	114,8	-	101,7	33,4	1489,6	1049,9	1822,4
Потребители электрической энергии высокого напряжения															
8. Компрессорный цех	32000,0	0,60	0,80	0,75	19200,0	14400,0	-	-	-	-	-	-	19200,0	14400,0	24000,0
Итого по высоковольтной нагрузке	32000,0	-	-	-	19200,0	14400,0	-	-	-	-	-	-	19200,0	14400,0	24000,0

Для примера произведем расчет для контрольно-пропускного пункта:

$$P_{уст} = 25,0 \text{ кВт}; k_c = 0,40; \cos \varphi = 0,90; \operatorname{tg} \varphi = 0,48.$$

Расчетная активная и реактивная мощности:

$$P_p = 0,40 \cdot 25,0 = 10,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 10,0 \cdot 0,48 = 4,8 \text{ (кВАр)}$$

Номинальная нагрузка осветительных приемников корпуса:

$$P_{н.о} = F \cdot W_{уд} \cdot 10^{-3} = 115 \cdot 0,017 = 2,0 \text{ (кВт)}$$

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха:

$$P_{p.о} = 0,90 \cdot 2,0 = 1,8 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p.о} = 1,8 \cdot 0,33 = 0,6 \text{ (кВАр)}$$

Полная максимальная мощность:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.о})^2 + (Q_p + Q_{p.о})^2} = \sqrt{(10,0 + 1,8)^2 + (4,8 + 0,6)^2} = 12,9 \text{ (кВА)}$$

Полная мощность нагрузки предприятия на шинах низкого напряжения за максимально нагруженную смену составляет:

$$S_p^H = \sqrt{(P_p^H + P_{p.o})^2 + (Q_p^H + Q_{p.o})^2} = \sqrt{(1388,0 + 101,7)^2 + (1016,5 + 33,4)^2} = 1822,4 \text{ (кВА)}$$

Произведем приближенный расчет потерь мощности цеховых трансформаторных подстанций с помощью выражений [2]:

$$\Delta P_{mp} = 0,02 \cdot S_p^H, \quad (3)$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,10 \cdot S_p^H, \quad (4)$$

$$\Delta P_l = 0,03 \cdot S_p^H, \quad (5)$$

где ΔP_{mp} – потери активной мощности в цеховых трансформаторах;
 ΔQ_{mp} – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах;
 ΔP_l – потери активной мощности в линии электроснабжения.

$$\Delta P_{mp} = 0,02 \cdot 1822,4 = 36,4 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,10 \cdot 1822,4 = 182,2 \text{ (кВАр)}$$

$$\Delta P_l = 0,03 \cdot 1822,4 = 54,7 \text{ (кВт)}$$

Итоговые значения мощностей:

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_p^H + \sum P_p^6) \cdot k_{p.m} + P_{p.o} + \Delta P_{mp} + \Delta P_l \quad (6)$$

$$Q_{p\Sigma} = (\sum Q_p^H + \sum Q_p^6) \cdot k_{p.m} + Q_{p.o} + \Delta Q_{mp} \quad (7)$$

$$P_{p\Sigma} = (1388,0 + 19200,0) \cdot 0,95 + 101,7 + 36,4 + 54,7 = 19751,4 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = (1016,5 + 14400,0) \cdot 0,95 + 33,4 + 182,2 = 14861,28 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{19751,4^2 + 14861,28^2} = 24717,92 \text{ (кВА)}$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ГПП по (3) и (4)

$$\Delta P_{тр.ГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 24717,92 = 494,36 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{тр.ГПП} = 0,10 \cdot S_{p\Sigma} = 0,10 \cdot 24717,92 = 2471,79 \text{ (кВАр)}$$

Определяем полную расчетную мощность предприятия со стороны высокого напряжения

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{тр.ГПП})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{тр.ГПП})^2} \quad (8)$$

$$S_p = \sqrt{(19751,4 + 494,36)^2 + (14861,28 + 2471,79)^2} = 26651,94 \text{ (кВА)}$$

2.2 Картограмма нагрузок

Для определения центра электрических нагрузок и места установки ГПП, на генплан предприятия необходимо нанести оси координат и определить значения x_i и y_i для каждого цеха.

Так, например, для КПП:

$$S_p = 12,9 \text{ кВА}; S_{p.o} = 1,9 \text{ кВА}; x = 46,6; y = 44,7.$$

Радиус окружности силовой нагрузки рассчитывается по формуле:

$$r = \sqrt{\frac{S_p}{\pi \cdot m}} \quad (9)$$

где $S_{p,i}$ – полная мощность цеха, кВа;

m – масштаб для построения круга нагрузки.

$$r = \sqrt{\frac{12,9}{3,14 \cdot 0,250}} = 4,1.(\text{мм})$$

Угол сектора нагрузки освещения корпуса

$$\alpha = \frac{360^0 \cdot S_{p.o}}{S_p} \quad (10)$$

$$\alpha = \frac{360^0 \cdot 1,9}{12,9} = 51,5.(\text{градус})$$

Тогда

$$S_p \cdot x = 12,9 \cdot 46,6 = 603,4.(\text{кВА} \cdot \text{мм})$$

$$S_p \cdot y = 12,9 \cdot 44,7 = 578,8.(\text{кВА} \cdot \text{мм})$$

Координаты центра электрических нагрузок предприятия

$$x_0 = \frac{\Sigma(S_{p,i} \cdot x_i)}{\Sigma S_{p,i}} \quad (11)$$

$$y_0 = \frac{\Sigma(S_{p,i} \cdot y_i)}{\Sigma S_{p,i}}$$

$$x_0 = \frac{2731147,5}{25820,0} = 105,78.(\text{мм}),$$

$$y_0 = \frac{2896400,5}{25820,0} = 112,18.(\text{мм}).$$

На рисунке 2 видно, что расчетный центр электрических нагрузок попал на территорию одного из цехов предприятия. По этой причине, место установки ГПП смещается в сторону центра питания. В таком случае, новые координаты центра электрических нагрузок:

$$x_0 = 113,3\text{мм}, y_0 = 137,0\text{мм}$$

Картограмма нагрузок приведена на рисунке 2.

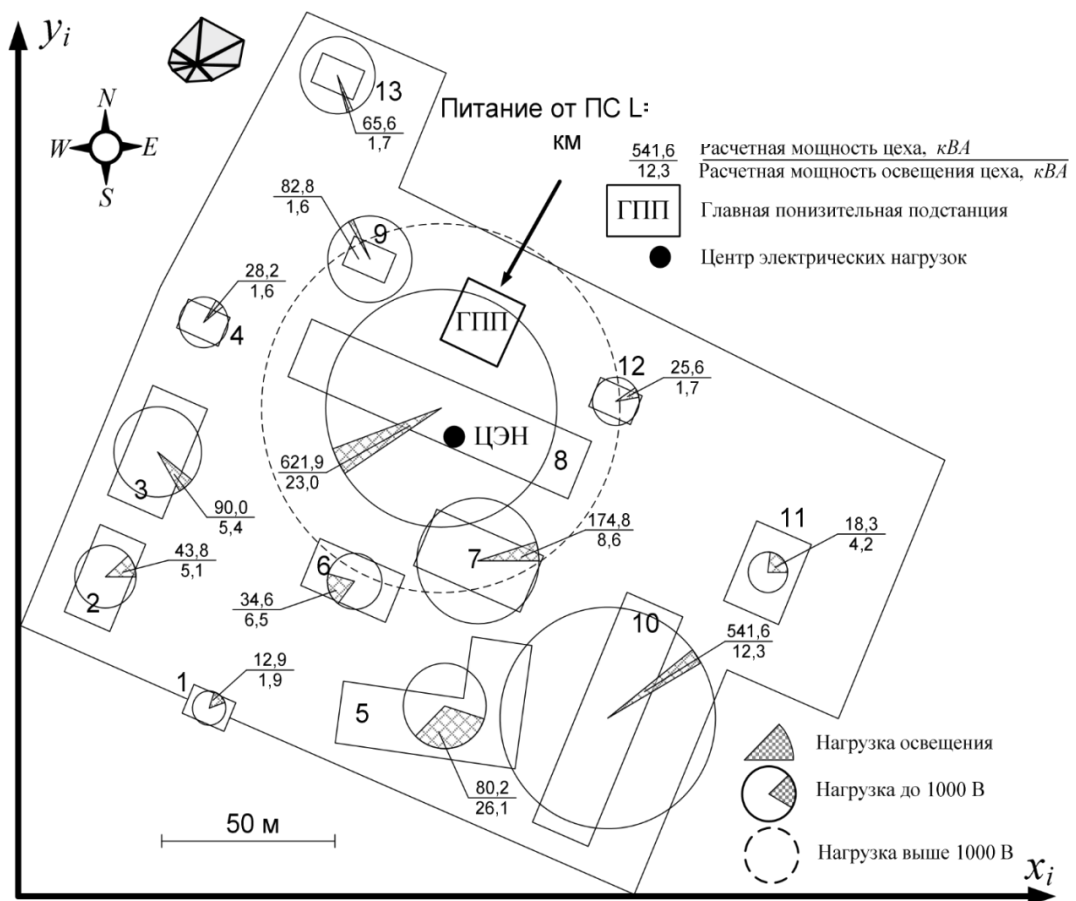


Рисунок 2 – Картограмма нагрузок

3 Выбор трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности, выбор главной понизительной подстанции

3.1 Выбор трансформаторных подстанций

При проектировании системы электроснабжения крупных промышленных предприятий, мощность цеховых трансформаторных подстанций определяется через плотность нагрузки. В таком случае, мощность силовых трансформаторов будет одинаковой.

Для начала необходимо произвести расчет удельной плотности нагрузки рассчитывается по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p^H}{F_u} \quad (12)$$

$$\sigma = \frac{1822,4}{6629,0} = 0,275.(\text{кВА}/\text{м}^2),$$

По полученным данным к установке принимаются силовые трансформаторы мощностью 630кВА.

Необходимое количество цеховых трансформаторов будет равно:

$$n_{mp.0} = \frac{\Sigma(P_p^H + P_{p.o})}{k_3 \cdot S_{ном.мп}} \quad (13)$$

$$n_{mp.0} = \frac{1489,6}{0,7 \cdot 630} = 3,38.(\text{шт.})$$

К установке принимаем 4 силовых трансформатора типа ТМ мощностью 630 кВА (таблица 3).

Таблица 3 – Силовой трансформатор ТМ-630/10

Тип	S _{ном} , МВА	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ	P _{хх} , кВт	Q _{хх} , кВАр	P _{кз} , кВт	Q _{кз} , кВАр	U _к , %	I _{хх} , %
ТМ-630/10	0,63	10,0	0,4	1,56	12,6	8,5	34,7	5,5	2,00

Активная нагрузка одного силового трансформатора будет равна:

$$P_1 = \frac{\Sigma(P_p^H + P_{p.o})}{n_{mp}} \quad (14)$$

$$P_1 = \frac{1489,6}{4} = 372,4.(\text{кВт})$$

Количество силовых трансформаторов для установки в зданиях и помещениях предприятия будет равно [11]:

$$n_{mp.i} = \frac{\Sigma(P_p^H + P_{p.o})}{P_1} \quad (15)$$

$$n_{mp.i} = \frac{11,8}{372,4} = 0,032.(\text{шт.})$$

При выборе места установки цеховых подстанций необходимо объединить нагрузку соседних цехов так, чтобы силовых трансформаторы были загружены оптимально, а количество силовых трансформаторов должно быть соизмеримо с расчетным.

Результаты расчетов приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов

Наименование объекта	Общая мощность, кВт	Кол-во трансформаторов, шт.
1 Контрольно-пропускной пункт	11,8	0,032
2 Столярная мастерская	37,8	0,102
3 Гараж	77,1	0,207
4 Скважина	21,5	0,058
5 Административный блок	68,8	0,185
6 Узел связи	30,1	0,081
7 Котельная	125,2	0,336
8 Компрессорный цех 0,38 кВ 10,0 кВ АД 8× 4000 кВт	501,9	1,348
9 Площадка пылеуловителей	66,5	0,179
10 Ремонтно-эксплуатационный блок	456,7	1,226
11 Склад	16,0	0,043
12 ГРС	19,6	0,053
13 Канализационно-насосная станция	49,6	0,133

В основании результатов расчетов электрических нагрузок предприятия на генплане производится расстановка трансформаторных подстанций (Таблица 5, рисунок 3).

Таблица 5 – Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

Наименование пункта питания и количество трансформаторов	Потребители энергии по генплану	Суммарная мощность, кВт	Место расположения на генплане
ТП-1 2 трансформатора	1, 2, 3, 4, 8, 9, 13	766,3	Цех №8
ТП-2 2 трансформатора	5, 6, 7, 10, 11, 12	716,4	ЦЕХ №10

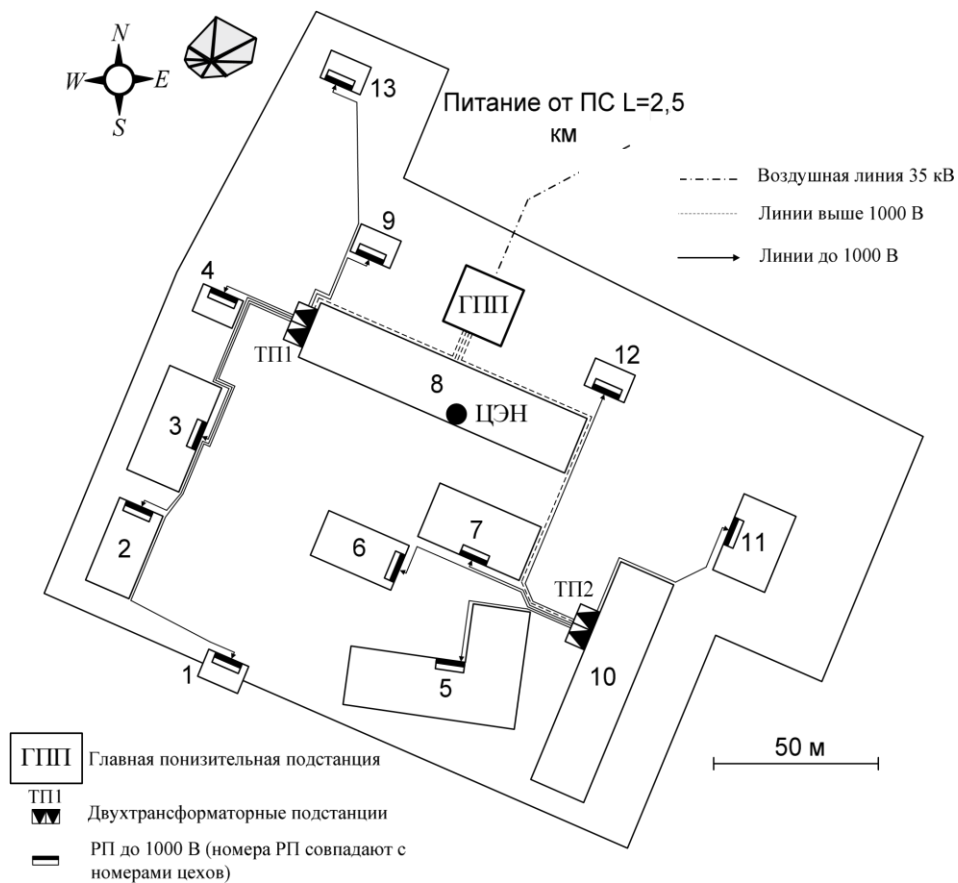


Рисунок 3 – Предварительное размещение трансформаторных подстанций

3.2 Выбор напряжения и мощности силовых трансформаторов ГПП

Электроснабжение осуществляется от подстанции 220/110/10кВ.

Для определения экономической целесообразности величины внешнего напряжения воспользуемся формулой Илларионова [12]:

$$U_{\text{рац.нест}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P_{\text{оц}}}}} \quad (16)$$

где $P_{\text{оц}}$ - мощность одной цепи.

l - расстояние от источника питания.

$$U_{\text{рац.нест}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3,4} + \frac{2500}{10,12}}} = 50,37(\text{кВ})$$

Рассчитаем приведенные затраты трех вариантов электроснабжения для определения варианта с минимальными затратами. В первом варианте рассматривается электроснабжение предприятия напряжением 10кВ без установки ГПП, во втором варианте номинальное напряжение питающей сети 110кВ. В приведенные затраты включают только составляющие, характерные для данного варианта номинального напряжения и не включаются одинаковые элементы для всех напряжений.

Вначале определим мощность трансформаторов ГПП с учетом известного суточного графика нагрузки рисунок 4.

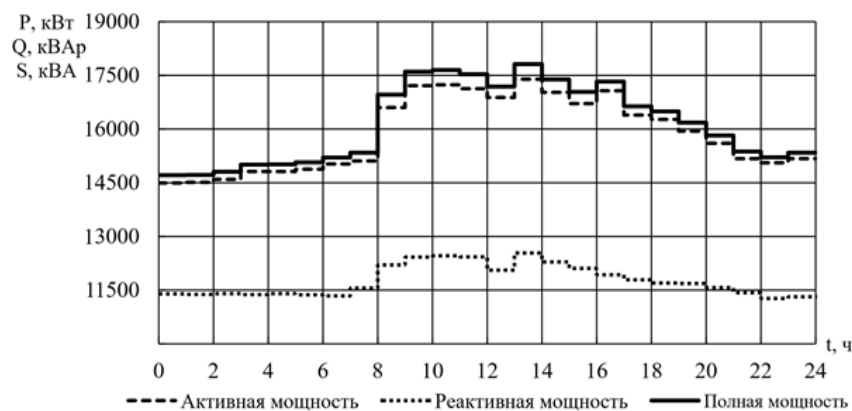


Рисунок 4 – Суточный график нагрузок

Исходя из суточного графика нагрузок, максимальная мощность :

$$S_{\text{макс}} = 17815,5(\text{кВА})$$

Исходя из суточного графика нагрузок, потреблением активной и реактивной мощности:

$$W = \sum P_i \cdot t_i = 323466,8(\text{кВт} \cdot \text{ч})$$

$$V = \sum Q_i \cdot t_i = 97701,1(\text{кВАр} \cdot \text{ч})$$

Среднесуточная нагрузка предприятия рассчитывается по формуле:

$$S_{cp} = \frac{\sqrt{W^2 + V^2}}{24} \quad (17)$$

$$S_{cp} = \frac{\sqrt{323466,8^2 + 97701,1^2}}{24} = 14074,25(\text{кВА})$$

На рисунке 5 представлен годовой график нагрузки по продолжительности, полученный из суточных графиков активной нагрузки.

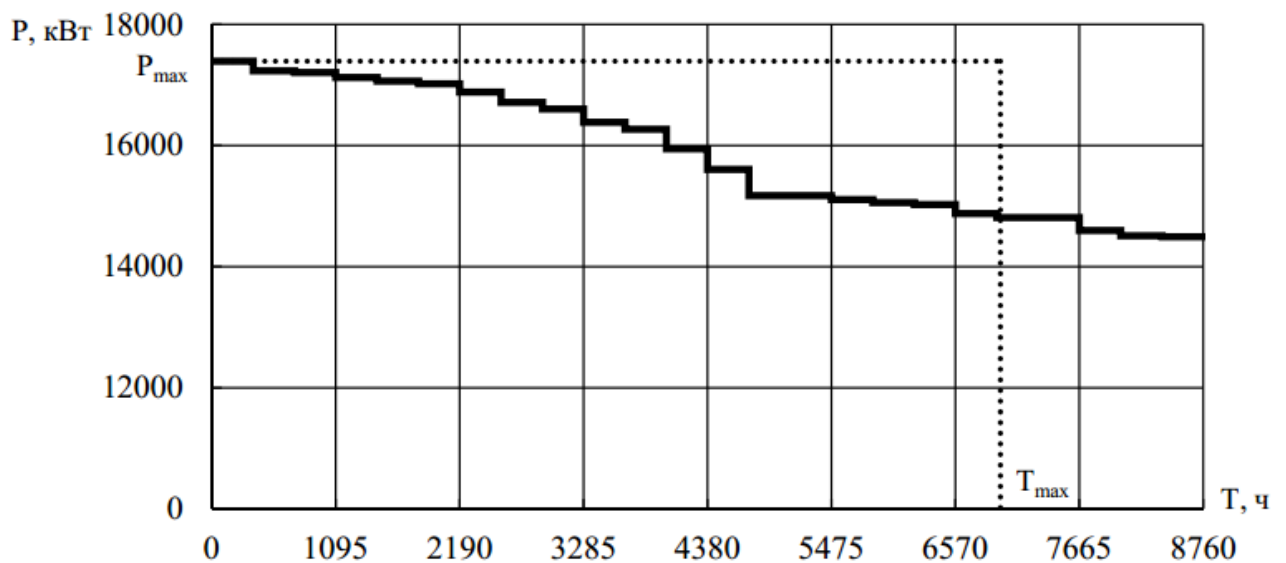


Рисунок 5 – Годовой график нагрузки

Годовое потребление электрической энергии:

$$W_{год} = 137604053,5(\text{кВт} \cdot \text{ч})$$

Максимальная нагрузка используется на протяжении числа часов [13]:

$$T_{\text{макс}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{макс}}} \quad (18)$$

$$T_{\text{макс}} = \frac{137604053,5}{19751,4} = 6966,8.(\text{ч})$$

Минимальные потери на протяжении числа часов:

$$\tau_{\text{макс}} = (0,124 + T_{\text{макс}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (19)$$

$$\tau_{\text{макс}} = (0,124 + 6966,8 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 5899,9.(\text{ч})$$

Силовые трансформаторы выбираются перегрузочной способности. Методика выбора основана на использовании продолжительности максимума нагрузки и коэффициента заполнения графика нагрузки [21]:

$$k_{\text{зан.гр}} = \frac{S_{\text{сп}}}{S_{\text{макс}}} \quad (20)$$

$$k_{\text{зан.гр}} = \frac{14074,25}{17815,5} = 0,79.(\text{ч})$$

На основании суточного графика нагрузки, продолжительность максимума нагрузки:

$$t_{\text{макс}} = 4\text{ч}$$

Кратность допустимой нагрузки трансформатора с учетом коэффициента заполнения графика и продолжительности максимума нагрузки [20]:

$$k_{\text{зан.зр}} = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном.тр}}} \quad (21)$$

$$k_{\text{зан.зр}} = \frac{17815,5}{16000} = 1,08$$

Необходимая мощность силовых трансформаторов рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{S_{\text{макс}}}{k_{\text{зан.зр}}} \quad (22)$$

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{17815,5}{1,08} = 16495,8.(\text{кВА})$$

Таким образом, в ГП принимаются силовые трансформаторы мощность 16 МВА.

Коэффициент загрузки силовых трансформаторов в обычном режиме ГПП рассчитывается по формуле [20]:

$$k_3 = \frac{S_{\text{макс}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} \quad (23)$$

$$k_3 = \frac{17815,5}{2 \cdot 16000} = 0,56$$

Коэффициент загрузки силовых трансформаторов в аварийном ГПП рассчитывается по формуле [20]:

$$k_{3.a} = \frac{17815,5}{16000} = 1,12$$

На основании расчетов можно сделать вывод, что выбранные силовые трансформаторы обеспечивают необходимую надежность предприятия в нормальном и аварийном режимах работы.

Главная понизительная подстанция сооружается при электроснабжении от линии 110 кВ или при электроснабжении от сети 10 кВ требуется установка только закрытого распределительного устройства. Произведем расчет питающих линий для всех вариантов электроснабжения.

Далее необходимо произвести расчет линии электроснабжения. Сечение проводов выбирается на основании расчетов экономической плотности тока. Для примера произведем расчет для напряжения 110кВ.

Расчетный ток на одну цепь [19]:

$$I_{расч.} = \frac{n_{тр} \cdot S_{тр.ГПП}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (24)$$

$$I_{расч.} = \frac{2 \cdot 16000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 83,98.(A)$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме [19]:

$$I_{расч.н/ав} = \frac{n_{тр} \cdot S_{тр.ГПП}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (25)$$

$$I_{расч.н/ав} = \frac{2 \cdot 16000}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 167,96.(A)$$

Экономическое сечение:

$$F_{эк} = \frac{I_{расч}}{j_{эк}} \quad (26)$$

где $j_{эк} = 1,0$ – нормированное значение экономической плотности тока с учетом числа часов использования максимальной нагрузки [15].

$$F_{эк} = \frac{I_{расч}}{j_{эк}} = \frac{83,98}{1} = 83,98.(\text{мм}^2)$$

Таким образом, из стандартного ряда сечений выбираем сталеалюминевый провод АС-95/16 (доп. ток 330 А).

Проверка сталеалюминевых проводов АС-95/16 по перегрузочной способности:

$$I_{расч.н/ав} = 1,3 \cdot I_{доп} \quad (27)$$

$$I_{расч.н/ав} = 1,3 \cdot 330 = 429.(\text{А})$$

Проверка выполняется.

Проверка сталеалюминевых проводов АС-95/16 по допустимой потере напряжения [14]:

$$L_{доп} < L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{доп} \cdot \frac{I_{доп}}{I_{расч}} \quad (28)$$

где $\Delta U_{доп} = 5\%$ – допустимое значение потери напряжения;

$L_{доп}$ – максимально допустимая длина питающей линии, км;

$L_{факт}$ – фактическая длина питающей линии, км;

$L_{\Delta U 1\%} = 6,40$ – длина линии при полной загрузке, на которой потеря напряжения равна 1%, [5].

$$L_{доп} < L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{доп} \cdot \frac{I_{доп}}{I_{расч}} = 6,40 \cdot 5 \cdot \frac{390}{83,98} = 148,61 > 3,4.(\text{км})$$

Расчеты остальных вариантов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор сечения питающих линий

U _{ном} , кВ	Тр-р	I _{расч} , А	I _{расч.п/ав} , А	F _{эк} , мм ²	Марка провода	I _{доп} , А	1,3I _{доп} , А	L _{доп} , км	L _{факт} , км
10	-	257,45	514,90	514,90	АС-600/72	1050	1365	17,7	3,4
110	ТРДН- 16000/110	83,98	167,96	83,98	АС-120/19	390	507	148,6	3,4

Капитальные затраты и эксплуатационные расходы:

$$Z_{ЛЭП} = E_{н.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} + C_{пот} + C_{ам} + C_{обсл} \quad (29)$$

где $K_{ЛЭП}$ – капитальные затраты на сооружение ЛЭП;

$C_{пот}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в линии;

$C_{ам}$ – стоимость амортизационных отчислений;

$C_{обсл}$ – отчисления на обслуживание ВЛЭП;

$E_{н.ЛЭП} = 0,152$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для линий электропередачи [5].

Капитальные затраты на сооружение линии 110 кВ:

$$K_{ЛЭП} = A \cdot L \cdot \gamma = 1495 \cdot 2,5 \cdot 3,4 = 12707,5. (\text{тыс.руб})$$

В таком случае, стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$\Delta P_l = \frac{S_P^2}{U^2} \cdot \kappa_3^2 \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n} = \frac{17815,5^2}{110^2} \cdot 0,215^2 \cdot \frac{0,249 \cdot 3,4}{1} = 1026,52. (\text{кВт})$$

$$C_{пот} = n_{ц} \cdot \Delta P_l \cdot \tau_{\text{макс}} \cdot \Delta C_{э} = 2 \cdot 1026,52 \cdot 5899,9 \cdot 2,02 = 24467,63. (\text{тыс.руб})$$

где k_3 – коэффициент загрузки линии по току;

ΔC_3 – стоимость одного кВт·ч электроэнергии.

Стоимость амортизационных отчислений:

$$C_{ам} = E_{ам.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} = 0,100 \cdot 12707,5 = 1270,75. (\text{тыс.руб})$$

где $E_{ам.ЛЭП}$ – нормы ежегодных отчислений на амортизацию линии [22].

Отчисления на обслуживание ЛЭП:

$$C_{обсл} = E_{обсл} \cdot K_{ЛЭП} = 0,008 \cdot 12707,5 = 101,66. (\text{тыс.руб})$$

где $E_{обсл.ЛЭП}$ – нормы ежегодных отчислений на обслуживание линии [20].

Суммарные приведенные затраты:

$$Z_{ЛЭП} = 0,152 \cdot 12707,5 + 52326,81 + 1270,75 + 101,66 = 55630,76. (\text{тыс.руб})$$

Расчет по другой линии сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Определение суммарных приведенных затрат на сооружение линии

$U_{ном}, \text{кВ}$	Марка провода	k_3	$K_{ЛЭП},$ тыс.руб	$C_{пот},$ тыс.руб	$C_{ам},$ тыс.руб	$C_{обсл},$ тыс.руб	$Z_{ЛЭП},$ тыс.руб
10	АС-600/72	0,245	11109,5	385041,47	1110,95	88,876	387929,94
110	АС-120/19	0,215	12707,5	24467,63	1270,75	101,66	55630,76

Затраты на установку силового оборудования определяются из выражения:

$$Z_{об} = E_{н.об} \cdot K_{тр} + C_{пот} + C_{ам} + C_{обсл}$$

где $K_{тр}$ – капитальные затраты на установку одного трансформатора;

$C_{пот}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии;

$C_{ам}$ – стоимость амортизационных отчислений;

$C_{обсл}$ – отчисления на обслуживание;

$E_{н.ЛЭП} = 0,193$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для оборудования схемы [4].

Капитальные затраты на установку открытой ПС:

$$K_{mp} = K \cdot n_{mp} \cdot \gamma = 62040 \cdot 2,5 = 155100. (\text{тыс.руб})$$

Таблица 8 – Параметры трансформатора

Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	P_{xx} , кВт	Q_{xx} , кВАр	$P_{кз}$, кВт	$Q_{кз}$, кВАр	U_k , %	I_{xx} , %
ТДН-16000/110	16000	115	11	19	112	85	864	10,5	0,7

Приведенные потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + \kappa_{эк} \cdot \Delta Q_{xx} = 19 + 0,07 \cdot 112 = 26,84. (\text{кВт});$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + \kappa_{эк} \cdot \Delta Q_{кз} = 85 + 0,07 \cdot 864 = 145,48. (\text{кВт})$$

где $\kappa_{эк} = 0,07$ – коэффициент, учитывающий потери мощности, связанные с производством и распределением 1 кВАр реактивной мощности, кВт/кВАр [22].

В таком случае, сумма годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$C_{пот} = n_{mp} \cdot (\Delta P'_{xx} \cdot T_{вкл} + \kappa_3 \cdot \Delta P'_{кз} \cdot \tau_{макс}) \cdot \Delta C_3 =$$

$$= 2 \cdot (26,84 \cdot 8760 + 0,56 \cdot 85 \cdot 5899,9) \cdot 2,02 = 2084,45. (\text{тыс.руб})$$

Амортизационные отчисления:

$$C_{ам} = E_{ам} \cdot K_{ЛЭП} = 0,067 \cdot 155100 = 10391,7. (\text{тыс.руб})$$

где $E_{ам}$ – нормы ежегодных отчислений на амортизацию оборудования ПС [4].

Затраты на обслуживание трансформаторов:

$$C_{обсл} = E_{обсл} \cdot K_{тр} = 0,059 \cdot 155100 = 9150,9. (\text{тыс.руб})$$

Суммарные приведенные затраты:

$$Z_{об} = 0,193 \cdot 155100 + 2084,45 + 10391,7 + 9150,9 = 51561,35. (\text{тыс.руб}).$$

Расчеты позволяют сделать вывод, что наиболее обоснованным будет вариант с подключением к сети 110кВ и установкой силовых трансформаторов мощностью 16000 кВА.

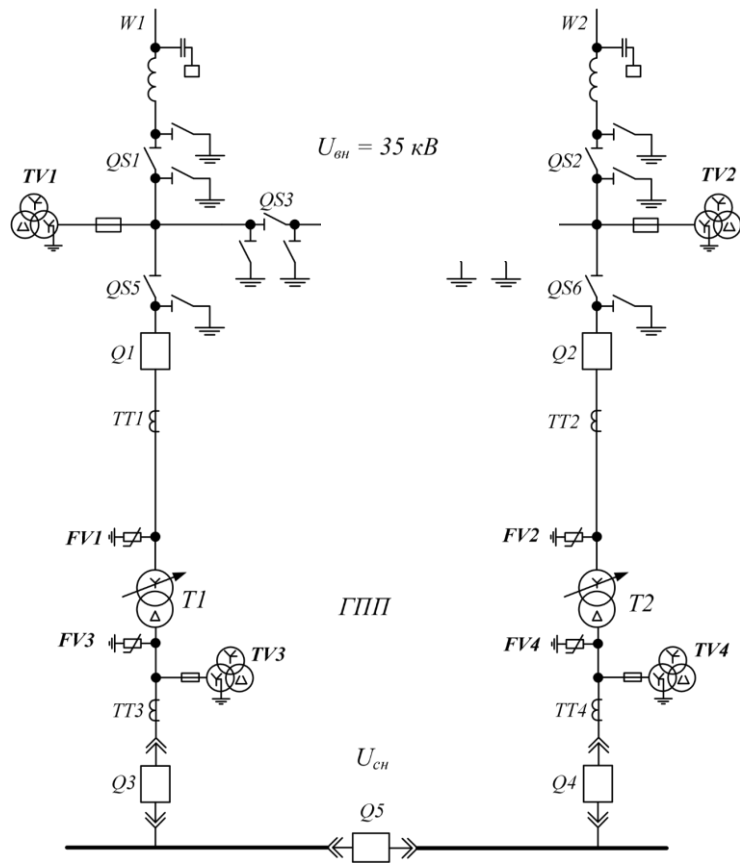


Рисунок 6 – Схема внешнего электроснабжения

3.3 Компенсация реактивной мощности

Для выбора установок компенсации реактивной мощности имеет значение количество силовых трансформаторов, наличие или отсутствие асинхронных или синхронных двигателей.

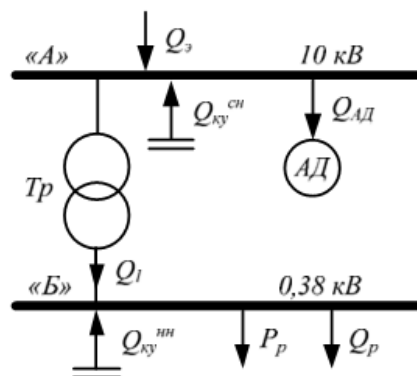


Рисунок 7 – Схема распределения реактивной мощности

На данном предприятии преобладает асинхронная высоковольтная нагрузка:

$$Q_{AD} = 14400.(\text{кВАр})$$

Максимальное значение реактивной мощности, которое может быть передано от шин выше 1000 В на шины до 1000 В:

$$\begin{aligned} Q_1 &= \sqrt{(N_{mp} \cdot k_3 \cdot S_{ном. mp})^2 - (P_p^H + P_{p.o})^2} = \\ &= \sqrt{(4 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 1489,6^2} = 944,8.(\text{кВАр}) \end{aligned}$$

Баланс реактивной мощности в узле А:

$$Q_A = Q_{\mathcal{D}} - Q_{AD} - Q_1 = 1774,1 - 14400 - 944,8 = -13570,7.(\text{кВАр})$$

Намечаем установку комплектных конденсаторных установок типа УК-10,5-1125-У1 напряжением 10,5 кВ и мощностью 675 квар [14].

Генерируемая установкой реактивная мощность:

$$Q_{KV} = \left(\frac{U^{CH}}{U_{ном. KV}} \right)^2 \cdot Q_{ном. KV} = \left(\frac{10}{10,5} \right)^2 \cdot 1125 = 1020,4.(\text{кВАр})$$

Количество установок компенсации реактивной мощности, уровня напряжения СН:

$$n_{KV. расч} = \frac{Q_{KV. расч}^{CH}}{Q_{KV}} = \frac{13570,7}{1020,4} = 14.(\text{шт})$$

Генерируемая установками реактивная мощность:

$$Q_{KV}^{ch} = Q_{KV} \cdot n_{KV} = 14 \cdot 1020,4 = 14285,6.(\text{кВАр})$$

Баланс реактивной мощности в узле «Б»:

$$Q_B = Q_1 - Q_{p.n.} = 1049,9 - 944,8 = 105,1.(\text{кВАр})$$

Намечаем установку комплектных конденсаторных установок типа УКБ-0,38-100-У3 напряжением 0,38 кВ и мощностью 1000 квар.

Значение реактивной мощности, генерируемой одной установкой компенсации реактивной мощности рассчитывается по формуле:

$$Q_{KV} = \left(\frac{U_{ном}^{нн}}{U_{ном.ку}} \right)^2 \cdot Q_{ном.KV} = \left(\frac{0,38}{0,38} \right)^2 \cdot 100 = 100.(\text{кВАр})$$

В таком случае, необходимое количество установок компенсации реактивной мощности до 1000 В:

$$n_{KV.расч} = \frac{Q_{KV.расч}^{нн}}{Q_{KV}} = \frac{105,1}{100} = 1,05.(\text{шт})$$

Принимаем к установке 2 штуки.

Суммарная генерируемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV} = Q_{KV}^{ch} + Q_{KV}^{нн} = 14285,6 + 200 = 14485,6.(\text{кВАр})$$

4 Выбор и обоснование схемы электроснабжения

Однолинейная схема электроснабжения приведена на рисунке 8.

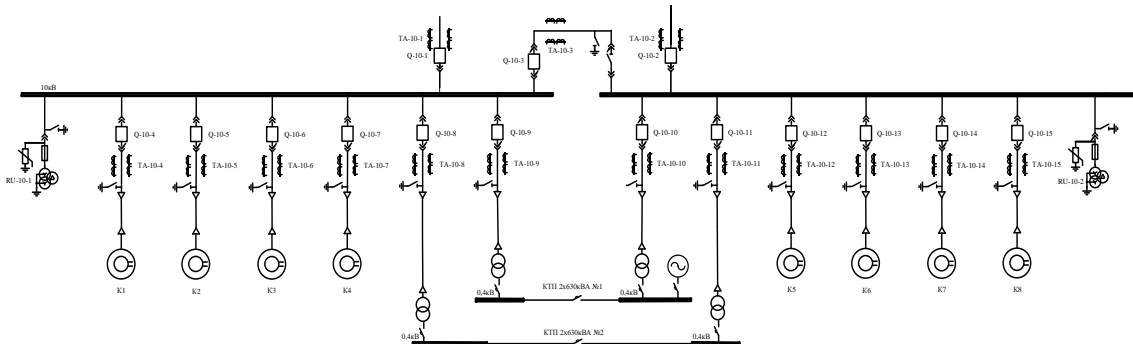


Рисунок 8 – Однолинейная схема электроснабжения

Произведем расчет кабельной линии от ЗРУ-10кВ до ТП1:

$$I_{расч} = \frac{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (30)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность цехового трансформатора;

$n_{тр}$ – количество трансформаторов;

$n_{ц}$ – количество цепей питающей линии.

$$I_{расч} = \frac{2 \cdot 630}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 36,4.(A)$$

В послеаварийном режиме расчетный ток будет равен:

$$I_{расч.п/ав} = \frac{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}}{(n_{ц} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}} = \frac{2 \cdot 630}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 72,7.(A)$$

Экономическое сечение при работе предприятия с $T_{\max} > 5000$ час/год и питании кабелями с алюминиевыми жилами определяется для экономической плотности тока $j_{\text{эк}} = 1,2$ А/мм² [9]:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{36,4}{1,2} = 30,3 \text{ мм}^2$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АВБбШв-3х35, $I_{\text{доп}} = 90$ А. Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме [20]:

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 90 = 90 (\text{А}) > I_{\text{расч}} = 36,4 (\text{А})$$

где $K_{\text{пр}} = 1,00$ – коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий по эстакадам;

$$1,3 \cdot I'_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 90 = 117 (\text{А}) > I_{\text{расч.н/ав}} = 72,7 (\text{А})$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверок. Оставляем ранее намеченный кабель.

Произведем расчет кабельной линии от ЗРУ-10кВ до АД:

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\cos \varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (31)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность электродвигателя.

$$I_{расч} = \frac{2000}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 144,51.(A)$$

С учетом работы предприятия $T_{max} > 5000$ час/год и экономической плотности тока $j_{эк} = 1,2$ А/мм² экономическое сечение питающей линии составит [9]:

$$F_{эк} = \frac{I_{расч}}{j_{эк}} = \frac{144,51}{1,2} = 120,42.(мм^2)$$

Предварительно выбираем кабель стандартного сечения 3x150 марки АВББШв ($I_{доп} = 235A$). Проверка кабеля по допустимой нагрузке с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме:

$$I'_{доп} = k_{пр} \cdot I_{доп} = 1 \cdot 235 = 235A > I_{расч} = 144,51A$$

Условие выполняется, кабель отвечает требованиям.

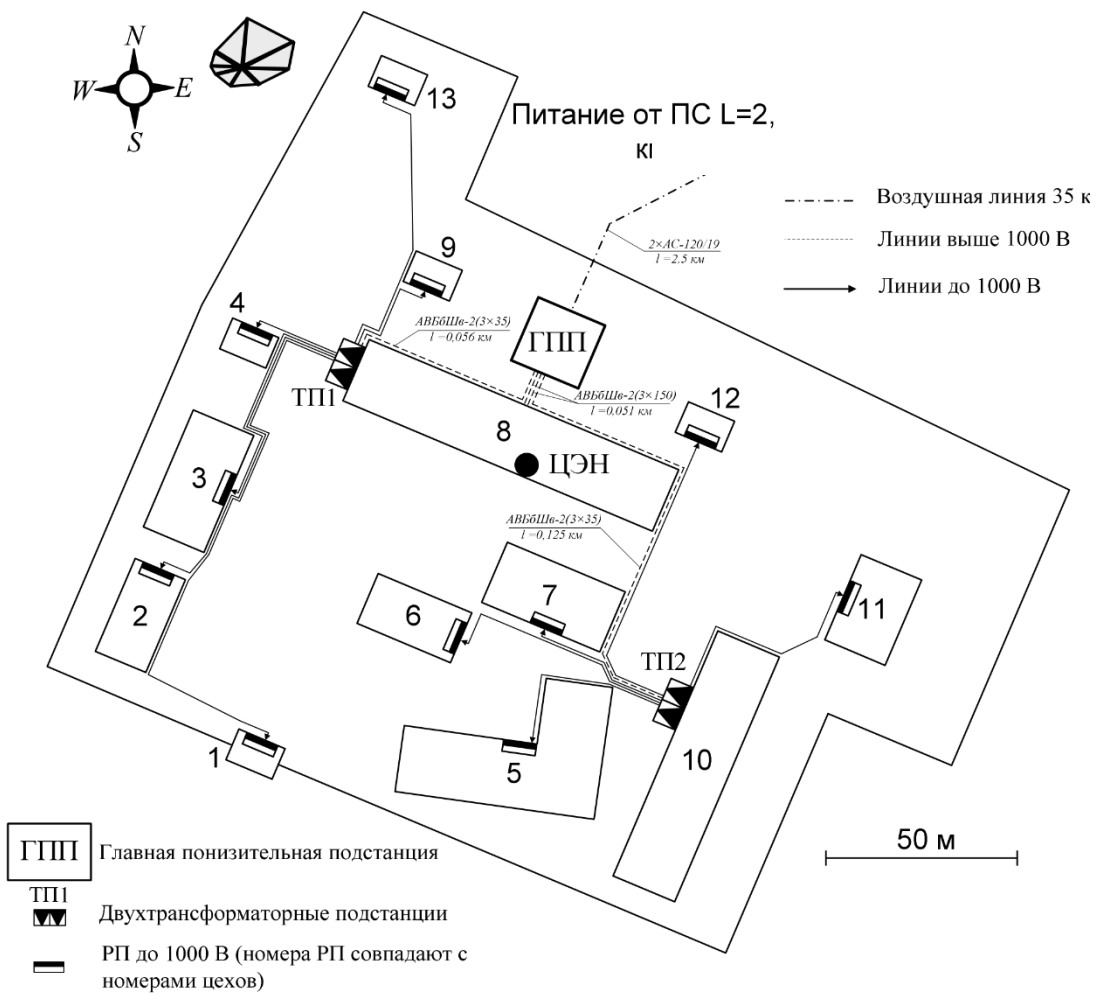


Рисунок 9 – Схема распределения электроэнергии по территории предприятия

5 Расчет токов короткого замыкания

Под термином «короткое замыкание» понимается нарушение нормального режима работы электроустановки, вызванное замыканием фаз на землю или замыканием фаз между собой. Во время короткого замыкания происходит многократное увеличение токов в поврежденных фазах, сопровождающееся резким снижением напряжения.

Расчеты токов короткого замыкания будет производиться в именованных единицах. Первым этапом расчета является составлением расчетной схемы и схемы замещения (рисунок 10). Намечают две расчетные точки для определения токов КЗ. Составляется схема замещения (рисунок 10).

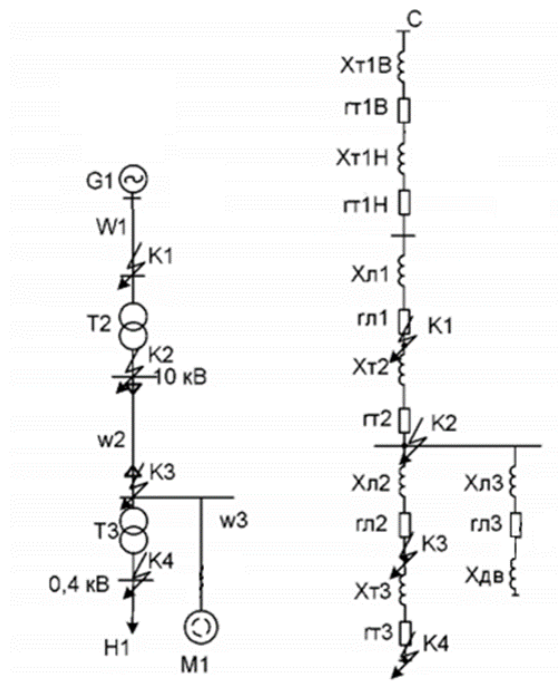


Рисунок 10 – Расчетная схема и схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Согласно данным энергоснабжающей организации, на шинах 110 кВ мощность короткого замыкания составляет 860 МВА.

Для расчета принимаем базисную мощность короткого замыкания 1000МВА, номинальное напряжение – 115 кВ.

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$x_{c*} = \frac{S_B}{S_{K3C}} \quad (32)$$

$$x_{c*} = \frac{1000}{3600} = 0,28.$$

Сопротивление ВЛ:

$$x_{л*} = \frac{x_o \cdot l \cdot S_B}{U_B^2} \quad (33)$$

$$x_{л*} = \frac{x_o \cdot l \cdot S_B}{U_B^2} = \frac{0,427 \cdot 3,4 \cdot 1000}{115^2} = 0,11.$$

Величина тока короткого замыкания в точке 1 в начальный момент времени равен:

$$I_{K1} = I_{П1} = I_{П0} = \frac{I_B}{x_{c*}}, \quad (34)$$

где $I_{П01}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,28} = 18,07.(\text{кА})$$

Величина тока короткого замыкания в точке 2:

$$I_{K2} = I_{II} = I_{II0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (x_{c*} + x_{l*})} \quad (35)$$

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,28 + 0,11)} = 12,89 \text{ (кА)}$$

Величина ударного тока короткого замыкания:

$$i_{y\partial(K1)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K1}, \quad (36)$$

где k_y - ударный коэффициент. Согласно [5] для точек КЗ 1 и 2 соответственно: $k_{y1}=1,72$, $k_{y2}=1,8$.

$$i_{y\partial(K2)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12,89 = 32,81 \text{ (кА)}.$$

Сопротивление трансформатора ГПП определяется по выражению

$$x_{m*} = \frac{U_{K3} \cdot S_B}{100 \cdot S_{н.м}} \quad (37)$$

$$x_{m*} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,56.$$

Необходимо определить сопротивление КЛ, по которым происходит питание электродвигателей:

$$x_{кл*} = x_{кл.уд} \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2}, \quad (38)$$

где $U_{CP2} = 10,5$ кВ – среднее напряжение КЛ;

$x_{кл0}$, $l_{кл}$ – удельное индуктивное сопротивление и длина КЛ.

$$x_{кл}^* = 0,208 \cdot 0,1 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,19.$$

Сопротивление электродвигателей равно:

$$x_{ад}^* = x'' \cdot \frac{S_B}{P_H / \cos \varphi}, \quad (39)$$

где x'' – сверхпереходная реактивность;

P_H – номинальная мощность электродвигателя;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности i -ого электродвигателя.

$$x_{ад}^* = 0,185 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{4000 / 0,89} = 41,16.$$

Сопротивление СД и питающих их КЛ, имеющих одинаковую мощность и подключенным к шинам 1 и 2:

$$x_{1*} = \frac{\sum_1^8 x_{АД} + \sum_1^8 x_{КЛ}}{8} \quad (40)$$

$$x_{1*} = \frac{8 \cdot 41,16 + 8 \cdot 0,19}{8} = 41,35$$

Определим ток короткого замыкания в точке КЗ.

Базисный ток короткого замыкания в точке КЗ находится по формуле:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP2}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 54,99. (\text{кА})$$

Начальные значения сверхпереходного тока для каждой ветви равны

$$I_C = \frac{E_C}{x_{C^*} + x_{L^*} + x_{M^*}} I_B = \frac{1}{0,28 + 0,11 + 6,56} \cdot 54,99 = 7,91.(\text{кА})$$

$$I_{AD} = \frac{E_C}{x_{a\partial^*} + x_{KЛ^*}} I_B = \frac{0,9}{41,35} \cdot 54,99 = 1,20.(\text{кА})$$

Таким образом, начальное значение тока КЗ в точке КЗ равно:

$$I_{K3} = I_{III} = I_{IIO} = I_C + I_{AD} = 7,91 + 1,20 = 9,11.(\text{кА})$$

Ударный ток КЗ в точке КЗ:

$$i_{y\partial(K3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 9,11 = 24,99.(\text{кА})$$

Сопротивление трансформатора ТМ-630/10 рассчитывается по формуле:

$$z_{TP} = \frac{U_{K3} \cdot S_B}{100 \cdot S_{н.м}} = \frac{5,5 \cdot 1000}{100 \cdot 0,63} = 87,3$$

Сопротивление линии к трансформатору ТМ-630/10:

$$z_{L^*} = \frac{l \cdot S_B}{U_B^2} \sqrt{(x_o^2 + r_o^2)} = \frac{0,125 \cdot 1000}{10,5^2} \sqrt{(0,890^2 + 0,095^2)} = 1,015$$

Определение базисного тока на стороне низкого напряжения:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP2}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0.4 \cdot 10^3} = 1445.09. (\text{кА})$$

Определим ток короткого замыкания в точке К4:

$$I_{K3.K4} = \frac{E_C}{x_{C*} + x_{L*} + x_{m*} + z_{mp} + z_{L*}} I_B =$$

$$= \frac{1}{0,28 + 0,11 + 6,56 + 87,3 + 1,015} \cdot 1445,09 = 15,17. (\text{кА})$$

6 Расчет и выбор электрооборудования и проводников

6.1 Выбор силового электрооборудования, проводников и способа их прокладки

Для установки на высокой стороне силового трансформатора ГПП выбираем выключатель типа ЛТВ 145D1/В.

Параметры выключателя:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}=110\text{кВ}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}}=3150\text{А}$;
- номинальный ток отключения $I_{\text{откл.ном}}=40\text{кА}$;
- ток электродинамической стойкости $I_{\text{дин}}=40\text{кА}$;
- пик тока электродинамической стойкости $i_{\text{дин}}=102\text{кА}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{тер}}=40\text{кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}}=3\text{с}$;
- полное время отключения $t_{\text{откл.в}}=0,04\text{с}$

Проверка выключателя:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{ном.уст}} ;$$

$$U_{\text{ном.выкл}} = 110(\text{кВ}) \geq U_{\text{ном.уст}} = 110(\text{кВ})$$

- по току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}} ;$$

$$I_{\text{ном}} = 3150(\text{А}) \geq I_{\text{макс}} = 117,71(\text{А})$$

- по отключающей способности:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п.т}} ;$$

$$I_{откл.ном} = 40(\text{кА}) \geq I_{н.т} = 18,2(\text{кА})$$

– по электродинамической стоимости:

$$I_{дин} \geq I_{н.0};$$

$$i_{дин} \geq i_{уд};$$

$$I_{дин} = 40(\text{кА}) \geq I_{н.0} = 18,2(\text{кА});$$

$$i_{дин} = 102(\text{кА}) \geq i_{уд} = 43,95(\text{кА});$$

– по термической стойкости:

$$B_{\kappa} = I_{н.0}^2 (t_{рз} + t_{откл.в} + T_A) = 18,2^2 \cdot (1,4 + 0,04 + 0,02) = 483,61(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40,0^2 \cdot 3 = 4800(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$$B_{\kappa} = 483,61(\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Выключатель удовлетворяет всем требованиям.

К установке намечаем разъединитель типа РДЗ-110/1000.

Параметры разъединителя:

– номинальное напряжение $U_{ном} = 110(\text{кВ})$;

– номинальный ток $I_{ном} = 1000\text{А}$;

– амплитуда предельного сквозного тока $I_{пр.с} = 80\text{кА}$;

– ток термической стойкости $I_{тер} = 31,5\text{кА}$;

– длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер} = 3\text{с}$.

Проверка разъединителя:

– по напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{ном.уст};$$

$$U_{\text{ном.выкл}} = 110(\text{кВ}) \geq U_{\text{ном.уст}} = 110(\text{кВ})$$

– по току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}} ;$$

$$I_{\text{ном}} = 1000\text{А} \geq I_{\text{макс}} = 117,71\text{А}$$

– по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_{\text{уд}} ;$$

$$i_{\text{дин}} = 80(\text{кА}) \geq i_{\text{уд}} = 43,95(\text{кА}) ;$$

– по термической стойкости:

$$B_{\kappa} = 483,61(\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2976,75(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Разъединитель удовлетворяет всем требованиям.

Дальнейший расчет сведем в таблицы 9 и 10.

Таблица 9 – Выбор коммутационного оборудования на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Выключатель	Разъединитель
Тип	ЛТВ 145D1/В	РДЗ-110/1000
$U_{\text{уст}}=110\text{кВ}$	$U_{\text{ном}}=110\text{кВ}$	$U_{\text{ном}}=110\text{кВ}$
$I_{\text{макс}}=117,71\text{А}$	$I_{\text{ном}}=3150\text{А}$	$I_{\text{ном}}=1000\text{А}$
$I_{\text{п,т}}=18,2\text{кА}$	$I_{\text{откл.ном}}=40\text{кА}$	-
$I_{\text{п,0}}=18,2\text{кА}$	$I_{\text{дин}}=40\text{кА}$	-
$i_{\text{уд}}=43,95\text{кА}$	$i_{\text{дин}}=102\text{кА}$	$i_{\text{пр.с}}=80\text{кА}$
$B_{\kappa}=483,61\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t=4800\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t=2976,75\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{п,0}}=9,11\text{кА}$	$I_{\text{дин}}=31,5\text{кА}$	
$i_{\text{уд}}=24,99\text{кА}$	$i_{\text{дин}}=80\text{кА}$	
$B_{\kappa}=100,39\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t=2976,75\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	

Таблица 10 – Выбор коммутационного оборудования на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Выключатель	Разъединитель
$U_{уст}=10\text{кВ}$	ВВ/TEL-10-31,5/1000(630)	Предусматривается комплектное распределительное устройство с выкатными элементами
Вводные выключатели: $I_{макс}=924,86\text{А}$	Для вводных выключателей $I_{ном}=1000\text{А};$ Остальные присоединения: $I_{ном}=630\text{А}.$	
$I_{п,t}=9,11\text{кА}$	$I_{откл.ном}=31,5\text{кА}$	
$I_{п,0}=9,11\text{кА}$	$I_{дин}=31,5\text{кА}$	
$i_{уд,5}=24,99\text{кА}$	$i_{дин}=80\text{кА}$	
$В_k=100,39\text{кА}^2\cdot\text{с}$	$I_{тер}^2\cdot t=2976,75\text{кА}^2\cdot\text{с}$	

Нагрузка трансформаторов тока ГПП на стороне 110 кВ и 10 кВ представлена в таблице 11 [1].

Таблица 11 – Нагрузка трансформаторов тока ГПП

Место установки	Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
			А	В	С
Сторона ВН трансформатора	Амперметр	Э-350	0,5	-	0,5
	Амперметр	Э-350	0,5	-	0,5
Итого:			1	-	1
Ячейка ввода ЗРУ-10кВ	Амперметр	Э-350	-	0,5	-
	Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
	Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	2,5	-	2,5
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	2,5	-	2,5
	Прибор контроля качества ЭЭ	Ресурс UF2	1,0	1,0	1,0
Итого:			7,0	1,5	7,0

По таблице 11 видно, что основная нагрузка трансформаторов тока ГПП на стороне 110 кВ и 10 кВ приходится на фазы А и С. Расчет будет проведен для этих фаз.

К установке принимается трансформатор тока типа TG-145N [8]:

- номинальное напряжение $U_{ном}=110\text{кВ};$
- номинальный ток $I_{ном}=200\text{А};$

- вторичный номинальный ток трансформатора тока $I_2=5\text{A}$;
- ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}}=63\text{кА}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{тер}}=15,0\text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}}=3\text{с}$;
- класс точности 0,5/10P/10P.

Проверка трансформатора тока ГПП на его соответствие требованиям:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} = 110(\text{кВ}) \leq U_{\text{ном}} = 110(\text{кВ})$$

- по току:

$$I_{\text{max}} = 117,71(\text{А}) \leq I_{\text{ном}} = 200(\text{А})$$

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

Суммарное сопротивление устройств, подключенных к трансформатору тока:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (41)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность потребляемая приборами (таблица 6.2).

$$r_{\text{приб}} = \frac{7}{5^2} = 0,28(\text{Ом})$$

Допустимое сопротивление проводников:

$$r_{np.\dot{d}on} = z_{2ном} - r_{приб} - r_k \quad (42)$$

где r_k – сопротивления контактов (0,05 Ом при двух-трех приборах; 0,1 Ом при большем количестве приборов) [8].

$$r_{np.\dot{d}on} = 1,2 - 0,28 - 0,10 = 0,82.(\text{Ом})$$

Для присоединения приборов к трансформаторам тока используем кабель с алюминиевыми жилами. Расчетное сечение кабеля где $\rho=0,0283$ Ом/мм² – удельное сопротивление алюминиевого провода [17]:

$$q_{расч} = \frac{\rho \cdot l_{np}}{r_{np}} \quad (43)$$

где $l_{np}=12$ м – длина провода [8].

$$q_{расч} = \frac{\rho \cdot l_{np}}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 12}{0,82} = 0,414.(\text{мм}^2)$$

Принимаем кабель марки АКРВГ сечением $q = 4$ мм² [8].

Тогда сопротивление кабеля:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{np}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 12}{4} = 0,085.(\text{Ом})$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

$$z_2 = r_2 = r_{\text{проб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,28 + 0,085 + 0,10 = 0,465(\text{Ом}) < Z_{2\text{ном}} = 1,2(\text{Ом})$$

Проверка трансформатора тока на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} = 43,95(\text{кА}) \leq i_{\text{пр.с}} = 63(\text{кА})$$

Проверка трансформатора тока на термическую стойкость:

$$B_{\text{к}} = 483,61(\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 675(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Трансформатор тока проходит по результатам проверок.

Трансформатор тока на низкой стороне трансформатора ГПП производится аналогично. Поэтому дальнейшие расчеты сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Выбор трансформаторов тока

Тип трансформаторов тока	Расчетные данные	Каталожные данные
Ячейка ввода ЗРУ-10кВ		
ТШЛ-10	$U_{\text{уст}}=10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}}=10\text{кВ}$
	$I_{\text{макс}}=1294,8\text{А}$	$I_{\text{ном}}=2000\text{А}$
	$B_{\text{к}}=100,39\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t=4800\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}}=43,95\text{кА}$	$i_{\text{дин}}=80\text{кА}$
	$r_2=0,225\text{Ом}$	$Z_{2\text{ном}}=0,800\text{Ом}$
Сторона ВН трансформатора		
TG-145N	$U_{\text{уст}}=110\text{кВ}$	$U_{\text{ном}}=110\text{кВ}$
	$I_{\text{макс}}=117,71\text{А}$	$I_{\text{ном}}=200\text{А}$
	$B_{\text{к}}=\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t=4800\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}}=43,95\text{кА}$	$i_{\text{дин}}=80\text{кА}$
	$r_2=0,225\text{Ом}$	$Z_{2\text{ном}}=0,800\text{Ом}$

Выбор трансформаторов напряжения на секции шин ЗРУ-10кВ.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа НТМИ-10

Параметры трансформатора напряжения:

– номинальное напряжение $U_{ном}=10$ кВ;

– номинальная мощность $S_{ном}=120$ В·А;

– класс точности 0,5.

Проверка трансформаторов напряжения:

– проверка трансформатора напряжения по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}:$$

$$U_{уст} = 10(\text{кВ}) \leq U_{ном} = 10(\text{кВ})$$

Таблица 13 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Место установки	Прибор	Тип	$S_{обм},$ ВА	$n_{обм}$	$\cos\phi$	$\sin\phi$	$n_{приб}$	Потр. мощность	
								P, Вт	Q, ВАр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сторона ВН трансформатора	Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2,0	0,0
	Вольтметр	Н-393	10,0	1	1	0	1	10,0	0,0
	Частотометр	Н-397	7,0	1	1	0	1	7,0	0,0
Итого:								19,0	0,0
Ячейка ввода ЗРУ-10кВ	Вольтметр	2,0	1	1	1	0	2	4,0	0,0
	Ваттметр	1,5	2	1	1	0	1	3,0	0,0
	Варметр	1,5	2	1	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик W	0,02	-	-			4	0,08	0,0
	Счетчик V	0,02	-	-			4	0,08	0,0
	ПККЭЭ	0,04	-	-	-	-	1	0,04	0,0
Итого:								10,20	0,0

– по вторичной нагрузке:

$$S_2 \leq S_{ном}$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,2^2 + 0^2} = 10,2(\text{ВА}) < S_{\text{ном}} = 120(\text{ВА})$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа СРВ 123.

Параметры трансформатора напряжения:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}=110$ кВ;
- номинальная мощность $S_{\text{ном}}=150$ В·А;
- класс точности 0,5.

Проверка трансформаторов напряжения:

- проверка трансформатора напряжения по напряжению установки $U_{\text{уст}}$
 $\leq U_{\text{ном}}$:

$$U_{\text{уст}} = 110(\text{кВ}) \leq U_{\text{ном}} = 110(\text{кВ});$$

- проверка трансформатора напряжения по вторичной нагрузке:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{19^2 + 0^2} = 19(\text{ВА}) < S_{\text{ном}} = 120(\text{ВА}).$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

6.2 Схема учета электроэнергии

Для учета электрической энергии большое значение имеет точность измерений. Главной задачей при этом является построение качественной и доступной системы учета электрической энергии на предприятии. В качестве решения этой проблемы применяются автоматизированные системы коммерческого учета электрической энергии – АСКУЭ, которые

представляют собой технические устройства, способные объединить комплекс информационно-измерительных систем, предназначенных для измерения, обработки, хранения и передачи информации об объемах потребляемой электрической энергии и другой необходимой информации.

АСКУЭ позволяет с большой точностью определить расход электрической энергии для определения ее стоимости в себестоимости производства продукции. Кроме того, АСКУЭ позволяет анализировать суточные графики потребления электрической энергии для устранения простоев и перегрузок, коррекции работы и повышения энергоэффективности предприятия.

Информационно-измерительная система контроля качества электрической энергии предназначена для регистрации, хранения и анализа параметров КЭ и дальнейшей передачи результатов в соответствующие службы предприятия.

Под АСКУЭ понимается открытая, многоуровневая система, выполняющая следующие задачи:

- регистрация параметров потребления ЭЭ;
- анализ и хранение результатов измерения параметров потребления ЭЭ;
- передача результатов в соответствующие службы предприятия с возможностью многопользовательского доступа (потребители ЭЭ, сетевая компания, энергосбытовая компания).

АСКУЭ состоит из двух уровней:

1. Информационно-измерительный уровень, основная задача которого заключается в регистрации параметров потребления ЭЭ и передаче этих данных на уровень сбора данных. С точки зрения аппаратной составляющей, информационно-измерительный уровень будет представлен следующими элементами:

- приборы учета ЭЭ;
- измерительные трансформаторы напряжения и тока;

– аппаратура для связи с уровнем сбора данных – модемы.

2. Уровень сбора данных. Для объектов, где точка контроля качества электрической энергии удалена от места сбора данных, целесообразно использовать устройство сбора и передачи данных. В тоже время, если точка учета электрической энергии находится в непосредственной близости от места сбора данных, целесообразно организовать прямую связь прибора учета и сервера. Это позволит снизить стоимость АСКУЭ.

Уровни АСКУЭ связаны средой передачи данных. Внутренние каналы связи реализованы через промышленный интерфейс RS-485, внешние каналы связи – Internet-канал передачи информации либо беспроводной GSM/GPRS-канал.

Схема учета электроэнергии представлена на рисунке 11.

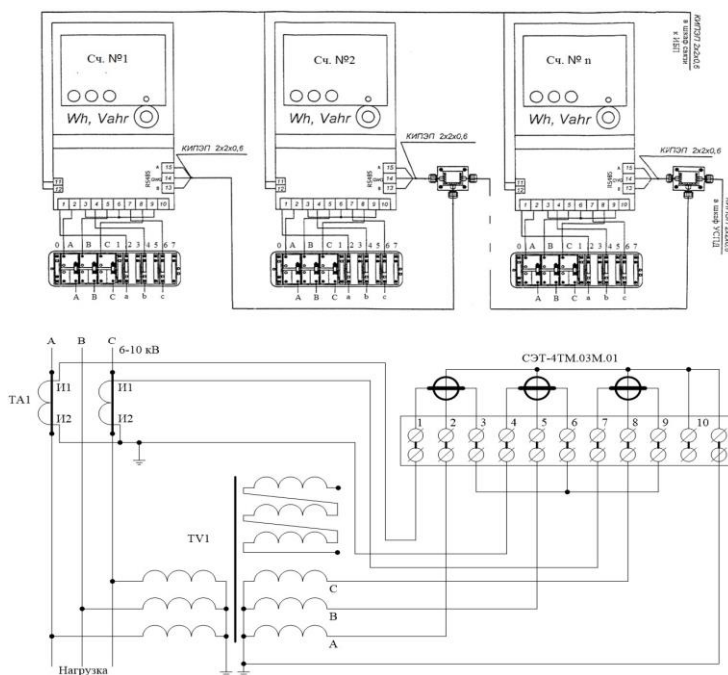


Рисунок 11 – Схема учета электроэнергии

7 Расчет релейной защиты и автоматики

Для обеспечения потребителей первой категории напряжением при исчезновении напряжения питающей сети к данному распределительному устройству через автоматический выключатель подключаем дизельную электростанцию. Низковольтное распределительное устройство оборудуем автоматическим вводом резерва с помощью реле контроля напряжения типа РНПП-302 и микропроцессорным устройством Zelio Logic со свободно программируемой логикой. Устройство АВР должно иметь следующие условия своей работы:

- отключение одного из вводов должно обеспечиваться при снижении напряжения на одной из секций шин РУ-0,4кВ с выдержкой времени 2 секунды;

- включение секционного выключателя происходит по факту отключения одного из вводных выключателей, тем самым обеспечивается блокировка АВР при отключении выключателя по токовой защите;

- запрещается отключение вводного выключателя при снижении напряжения на смежной секции шин;

- запуск ДЭС должен осуществляться при снижении напряжения до вводных выключателей на время более 10 секунд;

- включение автоматического выключателя «Ввод от ДЭС» происходит только после отключения двух вводных выключателей;

- при восстановлении напряжения на одном из вводов РУ-0,4кВ на время более 10 секунд должно обеспечивать работу автоматического восстановления схемы;

- при восстановлении схемы обеспечивается отключение автоматического выключателя «Ввод от ДЭС» после чего включается автоматический выключатель ввода.

Для обеспечения защиты трансформатора ТМ-630/10 к установке принимаем терминал релейной защиты типа Sepam 1000+ T40 с

трансформаторами тока ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации 75/5, трансформатор тока нулевой последовательности типа CSH-120 с коэффициентом трансформации 470/1. Трансформаторы тока соединяем в неполную звезду.

Произведем расчет токовой отсечки:

$$I_{C31} = k_{отс} \cdot I_{КЗ.макс.НН}^{(3)} \quad (44)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, для SEPAM равен 1,1–1,15, согласно рекомендаций Schneider Electric.

$$I_{C31} = 1,1 \cdot 606,8 = 667,48.(A)$$

$$I_{C32} = k_{отс} \cdot I_{ном} \cdot k_{бр} \quad (45)$$

где $K_{бр}=3-5$ коэффициент броска тока намагничивания, принимается $k_{бр}=5$, согласно рекомендаций Schneider Electric.

$$I_{C32} = 1,1 \cdot 36,42 \cdot 5 = 200,31.(A)$$

Уставки защиты для данного типа терминала выбираются в первичных значениях поэтому:

$$I_{CP} = 667,5.(A)$$

Проверим чувствительность защиты выбранной уставки:

$$K_{\chi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{КЗ.мин.К2}^3}{I_{cp}} \quad (46)$$

$$K_u = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{12890}{667,5} = 16,7 > 2$$

Чувствительность защиты обеспечивается.

Произведем расчет максимальной токовой защиты:

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сзп} \cdot I_{макс}}{k_v}, \quad (47)$$

где k_n – коэффициент надежности, для терминалов SEPAM принимается 1,1;
 k_v – коэффициент возврата, для терминалов SEPAM принимается 0,935;
 $k_{сзп}$ – коэффициент самозапуска электродвигателей обобщенной нагрузки;
 если двигателя не оборудованы устройством самозапуска, применяется 1,2÷1,3.

$$I_{CЗ} = \frac{1,1 \cdot 1,3 \cdot 1,4 \cdot 630}{0,935 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 77,97 \text{ (А)}$$

$$I_{CP} = 78 \text{ А}$$

Выдержку времени для данной защиты выбираем 500 мс.

Проверим чувствительность защиты выбранной уставки:

$$K_u = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{КЗ.мин.К4}^3}{I_{cp}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{638,74}{78} = 7,08 > 1,5$$

Чувствительность защиты обеспечивается.

Произведем расчет защиты от перегрузки:

$$I_{C3} = \frac{k_{отс} \cdot I_{ном}}{k_{\epsilon}} = \frac{1,1 \cdot 630}{0,935 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 42,84. (A)$$

$$I_{CP} = 43A$$

Для защиты от перегрузки выставляем время срабатывания 9 сек.
 Действие защиты на сигнал.

Произведем расчет защиты от однофазных замыканий на землю:

$$I_{C3} = k_{отс} \cdot I_{с.диф} \cdot k_{\epsilon p} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,05 = 0,09. (A)$$

$$I_{CP} = 1. (A)$$

Действие данной защиты выполняем на отключение с выдержкой времени 500 мс.

8 Расчет заземления зданий и сооружений объекта проектирования

Рабочим заземлением считается заземление, которое предназначено для создания рабочих условий работы электроустановки или электрооборудования.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть, [18]:

$$R_{\text{н}} \leq 0,5 \quad (48)$$

Далее рассчитывается удельный расчетный коэффициент сопротивления грунта:

$$\rho = \frac{\rho_1 \cdot \rho_2 \cdot L}{\rho_1 \cdot (L - H + t_{\text{полосы}}) + \rho_2 \cdot (H - t_{\text{полосы}})} \quad (49)$$

где ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя грунта;

ρ_2 – удельное сопротивление нижнего слоя грунта;

L – длина вертикального заземлителя;

H – толщина верхнего слоя грунта;

$t_{\text{полосы}}$ – глубина заложения горизонтального заземлителя.

$$\rho = \frac{50 \cdot 60 \cdot 3}{50 \cdot (3 - 2 + 0,7) + 60 \cdot (2 - 0,7)} = 55,2. (\text{Ом} \cdot \text{м})$$

Для расчета сопротивления вертикального заземлителя используется формула (50):

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot k_1}{L} \cdot \left(\log\left(\frac{2 \cdot L}{0,95 \cdot d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \log\left(\frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L}\right) \right) \quad (50)$$

где k_1 – климатический коэффициент для вертикальных электродов;

d – диаметр стержня;

t – расстояние от поверхности земли до середины заземлителя.

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 54,3 \cdot 1,65}{2,5} \cdot \left(\log\left(\frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,018}\right) + \frac{1}{2} \cdot \log\left(\frac{4 \cdot 2,45 + 3}{4 \cdot 2,45 - 3}\right) \right) = 29,8.(\text{Ом})$$

Количество вертикальных заземлителей находится по формуле:

$$n_{np} = \frac{r_B}{R_H \cdot \eta_B} \quad (51)$$

где η_B – коэффициент использования вертикальных заземлителей.

$$n_{np} = \frac{29,8}{0,5 \cdot 0,74} = 81.(\text{шт})$$

Для расчета сопротивления горизонтального заземлителя используется формула (52):

$$r_2 = \frac{0,366 \cdot 4 \cdot 50}{144 \cdot 0,52} \cdot \log\left(\frac{100^2}{0,04 \cdot 0,7}\right) = 7,8.(\text{Ом}) \quad (52)$$

где b – ширина стальной полосы;

l_r – длина горизонтально заземлителя;

k_2 – климатический коэффициент для горизонтальных электродов;

η_r – коэффициент использования горизонтальных электродов.

$$r_2 = \frac{0,366 \cdot 4 \cdot 50}{144 \cdot 0,52} \cdot \log\left(\frac{100^2}{0,04 \cdot 0,7}\right) = 7,8.(\text{Ом})$$

Суммарное сопротивление вертикальных заземлителей в таком случае составит:

$$R = \frac{0,5 \cdot 7,8}{7,8 \cdot 0,5} = 0,53.(\text{Ом}) \quad (53)$$

Количество вертикальных заземлителей с учётом соединительной полосы определяется по формуле:

$$n = \frac{r_B}{R \cdot \eta_B} \quad (54)$$
$$n = \frac{29,8}{0,53 \cdot 0,74} = 75.(\text{шт})$$

Таким образом, к установке принято 75 заземлителей. Длина горизонтального заземлителя составила 180 м. расстояние между вертикальными заземлителями – 2,4 м.

9 Молниезащита здания производственного цеха

Из-за возможности удара молнии в оборудование электроустановки возникает риск возгорания, взрыва оборудования. Пагубное влияние тока молнии на электрооборудование вызвано тепловым и электромагнитным воздействием на объекты электроустановки. Для защиты электроустановки от ударов молнии используются молниеотводы. Молниеотводы бывают различных типов: тросовые, стержневые, сетчатые и комбинированные.

Для защиты подстанции проведем расчет двойных стержневых молниеотводов.

Максимальная высота действия молниезащиты равна 16 м:

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad (55)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 16 = 13,6.(\text{м})$$

Радиус действия защиты на уровне земли рассчитывается по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (56)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 16) \cdot 16 = 17,1.(\text{м})$$

Радиус действия защиты над уровнем земли рассчитывается по формуле:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right) \quad (57)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 16) \cdot \left(16 - \frac{9,2}{0,85} \right) = 5,5.(\text{м})$$

Высота средней части молниеотвода рассчитывается по формуле, при $L_1 > h$, ($18\text{м} > 16\text{м}$):

$$h_{c1} = h_0 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l - h) \quad (58)$$

$$h_{c1} = 13,6 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 16) \cdot (18 - 16) = 13,3.(\text{м})$$

$$r_{c1} = r_0 = 17,1.(\text{м})$$

Радиус действия защиты на высоте r_x рассчитывается по формуле:

$$r_{cx1} = \frac{17,1 \cdot (13,3 - 9,2)}{13,3} = 5,2.(\text{м}) \quad (59)$$

$$r_{cx1} = \frac{17,1 \cdot (13,3 - 9,2)}{13,3} = 5,2.(\text{м})$$

Высота средней части молниеотвода рассчитывается по формуле, при $L_2 \leq h$, ($15\text{м} \leq 16\text{м}$):

$$h_{c2} = h_0 = 13,6.(\text{м})$$

Радиус действия защиты на уровне земли рассчитывается по формуле:

$$r_{c2} = r_0 = 17,1.(\text{м})$$

Радиус действия защиты на высоте r_x рассчитывается по формуле:

$$r_{cx2} = r_x = 5,5.(\text{м})$$

Количество молниеотводов примем равным 6.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате написания выпускной квалификационной работы предложено решение поставленной цели – проектирование схемы электроснабжения цехов «Муравленковскнефть», выбор оборудования.

На начальном этапе работы была проанализирована система электроснабжения объекта, произведен расчет электрических нагрузок, в соответствии с которыми были произведены все дальнейшие расчеты.

В результате расчета картограммы электрических нагрузок найден центр питания, а также выбрано расположение и количество трансформаторных подстанций. Для электроснабжения цехов «Муравленковскнефть» необходимо две трансформаторные подстанции по два силовых трансформатора мощностью 630 кВА в каждой. В центре питания – ГПП установлены два силовых трансформатора напряжением 110 кВ мощностью 16000 кВА.

Исходя из требований ПУЭ была разработана схема электроснабжения для данного объекта. Был произведен выбор электрооборудования, кабели, шины и провода, для подстанции. В работе приведены соответствующие расчеты и условия выбора. Для ГПП были выбраны выключатели типа LTV 145D1/B и разъединители типа РДЗ-110/1000. Учет потребляемой электрической энергии осуществляется при помощи приборов учета СЭТ-4ТМ.03М.01.

Также приводится выбор, описание и расчет релейной защиты и автоматики. Разработана схема релейной защиты по условиям селективности и надежности.

Таким образом, к установке принято 75 заземлителей. Длина горизонтального заземлителя составила 180 м. расстояние между вертикальными заземлителями – 2,4 м.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Акимова А.Н., Костеленец Н.Ф., Сентюрихин И.И. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования. Учебник для СПО – М: Мастерство, 2005 – 296 с.
2. Барченко Т.Н. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту/ Т.Н. Барченко, Р.И. Закиров - Томск, ТПИ, 2018.
3. Гаврилин А.И. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра/ А.И. Гаврилин, С.Г. Обухов, А.И. Озга - Томск, ТПУ, 2011.
4. Григорьев В.И., Киреева Э.А., Миронов В.А., Чохонелидзе А.Н. Электроснабжение и электрооборудование цехов. – М.: Энергоатомиздат, 2010
5. ГОСТ 12.1.038–82 Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [Текст]. – Введ. 01-07-1983. – М.: Изд-во стандартов, 2001.- 4 с.
6. ГОСТ 9920-89. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции [Текст]. – Введ. 30-06-1990. – М.: Изд-во стандартиформ, 2008. – 6 с.
7. Задания и методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Электроснабжение потребителей и режимы». Екатеринбург, ФГАОУ ВПО «Российский государственный профессионально-педагогический университет», 2012 – 39 с.
8. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: Учеб. пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Изд-во ТПУ, 2016.

9. Климова Г.Н. Специальные вопросы электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие/ Г.Н. Климова, А.В. Кабышев – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019.

10. Крючков И.П. и др. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособ. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1978.

11. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. пособ. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

12. Корнилов Ю.В., Крюков В.И. Обслуживание и ремонт электрооборудования промышленных предприятий. Учебник для НПО, М: Москва «Высшая школа», 1986.

13. Нестеренко В.М., Мысьянов А.М. Технология электромонтажных работ – Учебник для НПО М: ИРПО, ИЦ «Академия», 2006 – 593 с.

14. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособ. – ФОРУМ:ИНФРА-М, 2006.

15. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. Сибирское университетское издательство, 2011 г.

16. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. №328 н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»

17. РАО «ЕЭС России». Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110–750 кВ [Текст]. – Введ. 30-09-1999. – М.: Изд-во Эл-Проект, 2000. – 71 с.

18. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений [Текст]. – М.: Изд-во госэнергонадзор, 1995.

19. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок.

20. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение предприятий и установок нефтяной промышленности/ Ю.Д. Сибикин, В.А. Соколов, В.И.Яшков - М.: Недра, 2015. 271с

21. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2015.
22. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. /Под ред. И.А. Баумштейн, М.В. Хомяков. М.: Энергоатомиздат. 2015, 468с.
23. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. - 2-е издан., испр., М.: ФОРУМ-ИНФРА-М, 2017. 211с.
24. Epple, Dennis N. Petroleum discoveries and Government Policy/ Epple, Dennis N. — Cambridge.: - Massachusetts: —Ballinger, 1975.
25. Кит Y.Y. and Russel G. Thompson An Economic Model of New Crude Oil and Natural Gas Supplies in the Lower 48 States/ Kim Y.Y. and Russel G. Thompson - USA, Texas, Houston, 1977. —154 p.
26. Hagar Rick. Competition partial decontrol pose challenge to US natural gas industry// OilandGasJ.-1985.-N26.-P. 19-23.
27. ANSI/IEEE Std 1547-2003 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
28. Brown R.E., Hanson A.P., Willis H.L. Assessing the reliability of distribution networks. IEEE Computer Applications in Power Magazine. V. 14, №1, 2001. - PP. 44-49.
29. Kersting, W. Distribution System Modeling and Analysis, Boca Raton: CRC Press, 2002.
30. Kroposki, B.; Vaughn, A. DG Power Quality, Protection, and Reliability Case Studies Report, NREL/SR-560-34635. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. General Electric Corporate R&D, 2003.
31. Short, T.A. Electric Power Distribution Handbook. Boca Raton: CRC Press, 2004.