

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой ЭПП

Бакенов К.А. к.т.н., доцент

(И.О. ученая степень, звание)

Бакенов К.А. «18» 06 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Электроснабжение удаленного потребителя

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Баймаханов О.Д. ЭСи-10-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Теккеев С.М., к.т.н., ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Валеева Л.Ш., к.э.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Валеева Л.Ш. «10» июня 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Саматова М.Р., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Саматова М.Р. «11» июля 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Бакенов К.А.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Бакенов К.А. «11» июля 2014 г.
(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Озм « » 20 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Мивалев О.П., ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Мивалев О.П. «18» июля 2014 г.
(подпись)

Рецензент: Хамидуллин М.Х., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Хамидуллин М.Х. «18» 6 2014 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта
Студент Баймаханов Ситмас Даскалович
(фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Электроснабжение удаленного потребителя

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

Срок сдачи законченной работы «30» мая 2014 г.

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

Жилой сектор: $n_1 = 33$; $P_1 = 149$ кВт
Пром. сектор: $P_2 = 57$ кВт
Теплица $P_3 = 20$ кВт
Ферма: $P_4 = 47$ кВт
Освещение: $P_5 = 9$ кВт
Птичник: $P_{10} = 26$ кВт

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

Электроснабжение удаленного потребителя с помощью жернов ветра.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- 1) Генеральный план поселка
- 2) Однолинейная схема поселка
- 3) Однолинейная схема электрооборудования гальванического цеха
- 4) схема электрооборудования гальванического цеха

Рекомендуемая основная литература

1. С.И. Удалов Возобновляемые источники энергии. Учебник ИГТУ, 2007.
2. Кемелев, Я. Газовые электростанции и цет. 1989
3. Метод. указания для выполнения расчетов по охране труда

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Технологический	Валеева Л.Ш.	19.03 - 10.06.14	(ЛШ)
БЖД	Самодубова М.С.	20.04 - 11.06.14	(МС)

Аңдатпа

Дипломдық жұмыста алыста орналасқан тұтынушыны дәстүрлі емес энергия көзі арқылы электрмен қамтамасыз етуді қарастырдық. Ауыл келешекте өсу перспективасын ескере отырып, қуаты 150 кВт-тан екі жел қондырғысын және қуаты 200 кВт дизель электрстанциясын орналастырдық.

Аннотация

В дипломной работе была рассмотрена электроснабжение удаленного потребителя, с помощью возобновляемых источников энергии. Учитывая перспективу роста поселка, установили две ветреустановки по 150 кВт мощности каждый. Также поставили дизельную электростанцию, мощностью 200 кВт

Содержание

Перечень сокращений и обозначений	5
Введение	6
Исходные данные	7
1 Выбор мощности и количества ВЭУ	8
1.1 Расчёт электрической нагрузки проектируемого объекта	8
1.2 Ветроэнергетический расчёт	8
1.3 Выбор количества ветроэнергетических установок	14
1.4 Выбор режима работы ВЭУ и компоновки гондолы	15
1.5 Выбор места расположения ВЭУ	18
2 Компоновка распределительного устройства и расчёт защитно-коммутационной аппаратуры	20
2.1 Определение количества отходящих линий к потребителям	20
2.2 Расчёт плавких вставок предохранителей или уставок автоматов	21
2.3 Выбор магнитных пускателей и контакторов	23
3 Расчёт электропитающих сетей	26
3.1 Выбор типа линии и сечения проводов(жил) по нагреву	26
3.2 Выбор сечения проводов (жил) по потере напряжения	30
3.3 Проверка чувствительности плавких вставок и уставок автоматов при однофазном коротком замыкании	39
4 Конструктивное исполнение ЛЭП	48
5 Безопасность жизнедеятельности	53
5.1 Анализ условий труда диспетчерский пункт	53
5.2 Мероприятие по улучшению условий труда	53
5.3 Определение площади пожара при возгорании силового трансформатора ТДН-400/10	55
6 Экономическая часть	59
6.1 Бизнес план	59
6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции	62
6.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	64
Заключение	66
Список литературы	67

Перечень сокращений и обозначений

ДЭС - дизельная электростанция

ВЭУ - ветроэнергетическая установка

Введение

Ветроэнергетика — отрасль энергетики, специализирующаяся на преобразовании кинетической энергии воздушных масс в атмосфере в электрическую, механическую, тепловую или в любую другую форму энергии, удобную для использования в народном хозяйстве. Такое преобразование может осуществляться такими агрегатами, как ветрогенератор (для получения электрической энергии), ветряная мельница (для преобразования в механическую энергию), парус (для использования в транспорте) и другими.

Ветроэнергетика с ее современным техническим оснащением является вполне устоявшимся направлением энергетики. Большинство ветроустановок используется для производства электроэнергии – как в единой энергосистеме, так и в автономных режимах.

Одним из базовых условий при проектировании ветровых установок является обеспечение их защиты от разрушения крайне сильными случайными порывами ветра.

Во время проектирования электроснабжения поселка нужно выбрать ВЭУ мощностью, достаточной для покрытия графика нагрузки; питающие провода; предохранители и магнитные пускатели для каждого присоединения. Также н произвести компоновку гондолы и выбрать режим работы ветроколеса. Произвести конструктивное исполнение ЛЭП с учетом всех требований по безопасности.

Исходные данные

Жилой сектор:

Количество домов $n_1=33$

Мощность электроприемников не критичных к частоте: $P_1=149$ кВт

Промышленный сектор:

Мощность электроприемников не критичных к частоте: $P_3=57$ кВт

$\cos\varphi=0,76$

Теплица

Мощность электроприемников не критичных к частоте: $P_5=20$ кВт

$\cos\varphi=0,6$

Освещение поселка

$P_7=9$ кВт

$\cos\varphi=0,5$

Ферма

Мощность электроприемников не критичных к частоте: $P_8=47$ кВт

$\cos\varphi=0,82$

Птичник

Мощность электроприемников не критичных к частоте: $P_{10}=26$ кВт

$\cos\varphi=0,88$

Тип источника

Ветроэнергетическая установка, дизельный источник

Количество отходящих линий

$n_2=8$

1 Выбор мощности и количества ВЭУ

1.1 Расчет электрической нагрузки проектируемого объекта

Рассчитаю общую нагрузку:

$$P = (P_1 + P_3 + P_5 + P_7 + P_8 + P_{10}) \cdot 0,9 = 149 + 57 + 20 + 9 + 47 + 26 == 308 \text{ кВт}$$

)

P - мощность, потребляемая приемниками, кВт.

В данной работе для электроснабжения поселка использую два источника энергии: дизельная электростанция (ДЭС) и ветроэнергетическая установка (ВЭУ), работающие параллельно друг другу. В случае отсутствия ветра будет использоваться дизельная электростанция. При скорости ветра равной 8 м/с и более энергия вырабатывается ветроустановкой, а дизельная электростанция остановит свою работу.

Расчетное значение мощности дизельной установки примем равным половине суммарного потребления активной мощности поселком:

$$P_d = \frac{P_{\Sigma}}{2} = \frac{308}{2} = 154 \text{ кВт}$$

Дизельные установки выполняются на стандартный ряд мощностей: 25, 50, 75, 100, 125, 150, 200, 250, 400, 630 кВт. Округлив полученное значение до ближайшего большего стандартного, принимаем мощность дизельной установки равной 200 кВт.

1.2 Ветроэнергетический расчет

Для определения ожидаемой выработки электроэнергии в конкретном местоположении нужно иметь данные о распределении скорости ветра по градациям $f(u)$. Приняв во внимание переменность скорости ветра во времени, для получения максимально точных данных о периодичности, нужно иметь ряд наблюдений по флюгеру или анеморумбометру за период не менее чем 10 лет. Наблюдения за ветром имеют зависимость от степени защищенности метеостанции, которая и есть ее недостаток. Практически наблюдения за ветром на метеостанциях характеризуют условия ветрового режима на самой станции, а не того района, где предполагается устанавливать ВЭУ. Поэтому для того чтобы получить расчетные значения скорости ветра у земли лучше использовать данные радиозондовых измерений на различных высотах нижнего слоя атмосферы при условии их достоверности и репрезентативности. Преимущество такого подхода заключается в том, что здесь используются данные о скорости ветра на высотах, где влияние рельефа и прочих неоднородностей подстилающей поверхности незначительно.

Таблица 1.1- Технические данные ВЭУ

Марка	ВЭУ-150	ВЭУ-250
Наименьшая мощность	150 кВт	250 кВт
Количество лопастей	3 против ветра	3 против ветра
Высота оси	32 м	56 м
Минимальная рабочая скорость ветра	4 м/с	3 м/с
Максимальная рабочая скорость ветра	25 м/с	25 м/с

Таблица 1.2-Зависимости мощности ВЭУ от скорости ветра

<i>m/c</i>	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт
ВЭУ-150	0	2,4	13,4	30,4	49,3	70,9	93,9	116,3	136,7	153,9	164,5	168,0
ВЭУ-250	4	7	12	25	45	70	100	140	170	200	230	250
<i>m/c</i>	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ВЭУ-150	167,4	165,1	162,4	160,9	160,4	160,0	160,0	160,0	160,	160,0	160,0	
ВЭУ-250	260	255	225	210	180	185	187	175	180	190	195	

Таблица 1.3-Среднемесячная скорость ветра для заданной области (Анадырь)

Месяц	U_i , м/с
Январь	11,2
Февраль	10,2
Март	7,6
Апрель	4,3
Май	6,2
Июнь	6,2
Июль	5,8
Август	6,7
Сентябрь	6,4
Октябрь	8,0
Ноябрь	9,3
Декабрь	9,9

Средняя годовая скорость ветра принимается равной 7,65 м/с.

Таблица 1.4- Коэффициент возрастания скорости ветра с высотой в нижнем 100-метровом слое атмосферы. Ровная открытая местность

Сезон	10	20	40	60	80	100	m
Зима	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,50	0,17
Весна	1	1,17	1,36	1,50	1,59	1,66	0,22
Лето	1	1,18	1,40	1,55	1,67	1,76	0,24
Осень	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,50	0,17
Год	1	1,15	1,32	1,44	1,53	1,60	0,20

Для расчета выработки энергии ВЭУ в конкретном пункте на заданной высоте необходимо в значение скорости ветра на уровне флюгера ввести поправку на уменьшение $\bar{u}(z)$, приведя ее к высоте оси ветроколеса, с учетом рельефа и климатических условий местности.

На основе степенного закона ветра рассчитывается средняя скорость ветра, приведенная к высоте оси ветроколеса.

$$\bar{U}_{\text{оси}} = U_{\text{флюг}} \cdot \left(\frac{H_{\text{оси}}}{H_{\text{ф}}} \right)^m \quad (1.1)$$

$U_{\text{флюг}} = 7,7$ м/с - среднегодовая скорость на высоте флюгера;

$H_{\text{оси}}$ – высота оси ветроустановки;

$H_{\text{ф}} = 11$ м – высота флюгера;

$m = 0,2$ – сезонный показатель.

ВЭУ-150

$$\bar{U}_{\text{оси}} = 7,7 \cdot \left(\frac{32}{11}\right)^{0,2} = 9,533 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Среднеквадратическое отклонение скорости:

$$\sigma = 0,5 \cdot \bar{U}_{\text{оси}} = 0,5 \cdot 9,533 = 4,767$$

ВЭУ-250

$$\bar{U}_{\text{оси}} = 7,7 \cdot \left(\frac{56}{11}\right)^{0,2} = 10,662 \text{ м/с}$$

Среднеквадратическое отклонение скорости:

$$\sigma = 0,5 \cdot \bar{U}_{\text{оси}} = 0,5 \cdot 10,662 = 5,331$$

Определим годовую выработку электроэнергии ВЭУ-150.

Таблица 1.5- Определение годовой выработки электроэнергии ВЭУ-150

U_i	$\bar{U}_{\text{оси}}$	Z_i	$\sigma \cdot f(u)_i$	$f(U_0)$	T_i	$W_{\text{годВЭУ1}}$	P_i
0	9,533	-2	0,03	0,006294	55,134795	0	0
1	9,533	-1,7902	0,04	0,008392	73,51306	0	0
2	9,533	-1,5804	0,11	0,023078	202,16091	0	0
3	9,533	-1,37061	0,2	0,04196	367,5653	0	0
4	9,533	-1,16081	0,32	0,067135	588,10448	1411,4508	2,4
5	9,533	-0,95101	0,41	0,086017	753,50886	10097,019	13,4
6	9,533	-0,74121	0,43	0,090213	790,26539	24024,068	30,4
7	9,533	-0,53142	0,41	0,086017	753,50886	37147,987	49,3
8	9,533	-0,32162	0,37	0,077625	679,9958	48211,703	70,9
9	9,533	-0,11182	0,3	0,062939	551,34795	51771,572	93,9
10	9,533	0,097975	0,27	0,056645	496,21315	57709,59	116,3
11	9,533	0,307773	0,25	0,052449	459,45662	62807,721	136,7
12	9,533	0,517571	0,23	0,048253	422,70009	65053,545	153,9
13	9,533	0,727368	0,21	0,044057	385,94356	63487,716	164,5
14	9,533	0,937166	0,2	0,04196	367,5653	61750,97	168
15	9,533	1,146963	0,19	0,039862	349,18703	58453,91	167,4
16	9,533	1,356761	0,17	0,035666	312,43042	51582,262	165,1
17	9,533	1,566558	0,16	0,033568	294,05216	47754,071	162,4

18	9,533	1,776356	0,14	0,029372	257,29564	41398,868	160,9
19	9,533	1,986153	0,11	0,023078	202,16086	32426,602	160,4
20	9,533	2,195951	0,08	0,016784	147,02608	23524,173	160
21	9,533	2,405748	0,05	0,01049	91,8913	14702,608	160
22	9,533	2,615546	0,02	0,004196	36,75652	5881,0432	160
23	9,533	2,825344	0,01	0,002098	18,37826	2940,5216	160
24	9,533	3,035141	0	0	0	0	160
25	9,533	3,035141	0	0	0	0	160
Всего					8656,1624	762137,4	

где $Z_i = \frac{U_i - \bar{U}_{\text{осн}}}{\sigma}$ – отклонение централизованной функции;

$F(u_0)$ – функция распределения от скорости;

$f(U_0) = \frac{\sigma \cdot f(u)}{\sigma}$ – закон распределения скорости в относительных единицах;

$\sigma \cdot f(U)$ определим по рис.2;

$T_i = f(U_0) \cdot 8760$ – время существования ветра с определенной скоростью;

$W_{\text{годВЭУ}} = \sum_0^{25} P_i \cdot t_i$ – годовая выработка электроэнергии, кВт*ч.

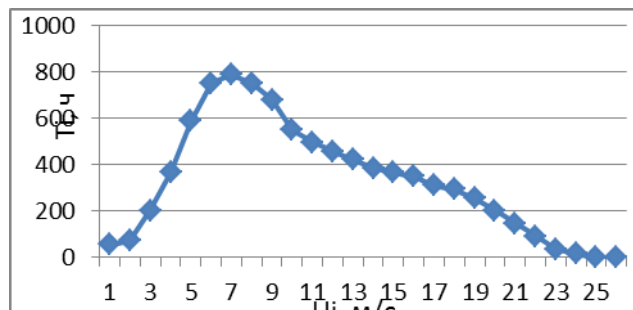


Рисунок 1.1-Распределение скорости ветра для ВЭУ-150

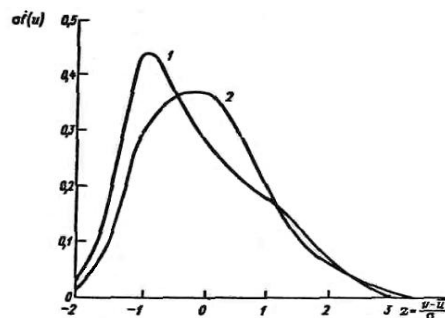


Рисунок 1.2-Распределение скорости ветра в безразмерных координатах

Определим годовую выработку электроэнергии ВЭУ-250.

Таблица 1.6- Определение годовой выработки электроэнергии ВЭУ-250

U_i	$\bar{U}_{\text{юси}}$	Z_i	$\sigma * f(u)_i$	$f(U_0)$	T_i	$W_{\text{годВЭУ1}}$	P_i
0	10,662	-2	0,03	0,005627	49,29657	0	0
1	10,662	-1,81242	0,045	0,008441	73,94485	0	0
2	10,662	-1,62484	0,1	0,018758	164,3219	0	0
3	10,662	-1,43725	0,16	0,030013	262,915	1051,66	4
4	10,662	-1,24967	0,22	0,041268	361,5082	2530,557	7
5	10,662	-1,06209	0,33	0,061902	542,2622	6507,147	12
6	10,662	-0,87451	0,43	0,08066	706,5841	17664,6	25
7	10,662	-0,68693	0,428	0,080285	703,2977	31648,4	45
8	10,662	-0,49934	0,41	0,076909	673,7198	47160,38	70
9	10,662	-0,31176	0,37	0,069405	607,991	60799,1	100
10	10,662	-0,12418	0,34	0,063778	558,6944	78217,22	140
11	10,662	0,063403	0,32	0,060026	525,8301	89391,11	170
12	10,662	0,250985	0,29	0,054399	476,5335	95306,7	200
13	10,662	0,438567	0,275	0,051585	451,8852	103933,6	230
14	10,662	0,626149	0,23	0,043144	377,9403	94485,09	250
15	10,662	0,813731	0,22	0,041268	361,5082	93992,12	260
16	10,662	1,001313	0,19	0,035641	312,2116	79613,96	255
17	10,662	1,188895	0,18	0,033765	295,7794	66550,37	225
18	10,662	1,376477	0,17	0,031889	279,3472	58662,92	210
19	10,662	1,564059	0,16	0,030013	262,915	47324,71	180
20	10,662	1,751641	0,14	0,026261	230,0507	42559,37	185
21	10,662	1,939223	0,12	0,02251	197,1863	36873,83	187
22	10,662	2,126805	0,08	0,015007	131,4575	23005,07	175
23	10,662	2,314388	0,05	0,009379	82,16095	14788,97	180
24	10,662	2,50197	0,04	0,007503	65,72876	12488,46	190
25	10,662	2,50197	0,04	0,007503	65,72876	12817,11	195
Всего					8689,342	1117372	

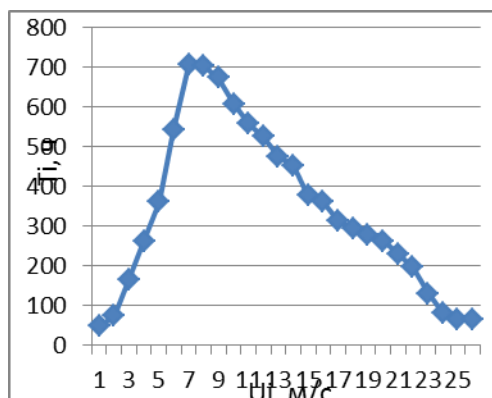


Рисунок 1.3-Распределение скорости ветра для ВЭУ-250

Зная график энергопотребления в % и суммарную мощность поселка, определим потребляемую мощность в кВт в зимний и летний период:

Таблица 1.7-Значения мощности в зимний и летний период

Зима, %	Лето, %	Зима, кВт	Лето, кВт	P_{max}
30	20	94,77	63,18	315,9
30	20	94,77	63,18	315,9
30	20	94,77	63,18	315,9
30	20	94,77	63,18	315,9
100	85	315,9	268,515	315,9
100	85	315,9	268,515	315,9
80	70	252,72	221,13	315,9
80	85	252,72	268,515	315,9
40	85	126,36	268,515	315,9
40	70	126,36	221,13	315,9
30	70	94,77	221,13	315,9
30	70	94,77	221,13	315,9

Энергия, потребляемая потребителем:

$$W_{\text{год,потр}} = \left(\sum_0^{24} P_{i,з} \cdot t_{i,з} \right) \cdot 215 + \left(\sum_0^{24} P_{i,л} \cdot t_{i,л} \right) \cdot 150,$$

где $n_z=215$ - количество зимних дней; $n_l=150$ - количество летних дней.

$$W_{\text{год,потр}} = (94,77 \cdot 8 + 315,9 \cdot 4 + 252,72 \cdot 4 + 126,36 \cdot 4 + 94,77 \cdot 4) \cdot 215 + \\ + (63,18 \cdot 8 + 268,515 \cdot 4 + 221,13 \cdot 2 + 268,515 \cdot 4 + 221,13 \cdot 6) \cdot 150 = \\ = 1505,579 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

1.3 Выбор количества ветроэнергетических установок

Зная потребляемую и вырабатываемую энергию, найдем количество ветроустановок для обеспечения электроснабжения поселка из условия:

$$W_{\text{год,потр}} \leq W_{\text{год,ВЭУ1}} \cdot n_1 + W_{\text{год,ВЭУ2}} \cdot n_2 \leq 1,1 \cdot W_{\text{год,потр}}, \quad (1.2)$$

где n – количество ВЭУ.

$$W_{\text{год,ВЭУ1}} = 762137,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч (ВЭУ-150)}$$

$$W_{\text{год,ВЭУ2}} = 1117372 \text{ кВт} \cdot \text{ч (ВЭУ-250)}$$

$$1,1 \cdot 1505,579 = 1656,137 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Таким образом, принимаем к установке 2 ВЭУ-150.

$$\text{Энергия, выработанная ВЭУ: } 2 \cdot 762,137 = 1524,274 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Тогда при питании потребителя двумя ВЭУ-150 превышение генерации над потреблением составляет 1,23 %.

1.4 Выбор режима работы ВЭУ и компоновки гондолы

Ветроколесо обтекается практически безграничным потоком воздуха, поэтому здесь нет возможности отвести прошедший через ветроколесо воздух

за пределы огибающего потока, и это определенным образом ограничивает эффективность ветроустановок. Наиболее существенное ограничение связано с тем, что «отработанный» воздушный поток должен покинуть окрестности ветроколеса, не создавая помех набегающему потоку.

Практика показывает, что для n -лопастного колеса оптимальная быстроходность равна:

$$Z_0 \approx \frac{4\pi}{n} \quad (1.11)$$

Для трехлопастного колеса:

$$Z_0 \approx \frac{4\pi}{3} = 4,187$$

Одним из наиболее ценных результатов является критерий Глауэрта, связывающий максимальное значение коэффициента мощности C_p (характеризует эффективность использования ветрогенератором энергии воздушного потока, проходящего через ометаемую ветроколесом площадь) с быстроходностью Z .

По рисунку 1.1 определяем C_p . $C_p=0,35$.

При $C_p=0,35$ параметр a принадлежит диапазону $0 < a < 0,5$, что соответствует нормальному режиму работы ветроколеса.

Скорость вращения ветроколеса намного ниже, чем скорость вращения ротора генератора. По этой причине скорость ветроколеса в большинстве ВЭУ увеличивается с помощью повышающего редуктора. Система может быть с фиксированной или переменной скоростью.

Выбираем систему с переменной скоростью. Скорость асинхронной машины может регулироваться изменением сопротивления ротора или подведением внешнего напряжения с частотой, соответствующей желательному скольжению.

Достоинства ветроколес с переменной скоростью вращения:

- более высокая эффективность ротора, следовательно, более высокая выработка энергии за год;
- низкий переходный вращающий момент;
- меньше шестерен, следовательно, недорогой редуктор;
- нет необходимости в механической системе демпфирования, так как электрическая система может обеспечить демпфирование, если потребуется;
- нет проблем с синхронизацией;
- жесткий электрический контроль может уменьшить отклонение напряжения в системе.

Компоновку гондолы выбираем исходя из типа генератора. Так как генератор асинхронный, то выбираем базовую компоновку гондолы Klatt-генератор.

Klatt-генератор - это модификация базовой модели асинхронного генератора с фазным ротором. В компоновке Klatt-генератор существует магнитная РЕ- подсистема, в состав которой входят следующие элементы:

- силовая электроника, датчики и электронная аппаратура управления во вращающейся и неподвижной частях высокочастотного трансформатора;
- высокочастотный вращающийся трансформатор, находящийся на одном валу с асинхронным генератором.

Благодаря связи асинхронного генератора с вращающимся трансформатором и модуляции сигнала возможно преобразование мощности в обмотке ротора и передача её в обмотку статора и в сеть через повышающий трансформатор. Частота на выходе асинхронного генератора поддерживается за счёт управления потоком мощности скольжения. Чтобы на выходе была постоянная частота 50 Гц, нужно искусственно подать ток определённой частоты, соответствующий скольжению, с помощью блока силовой электроники.

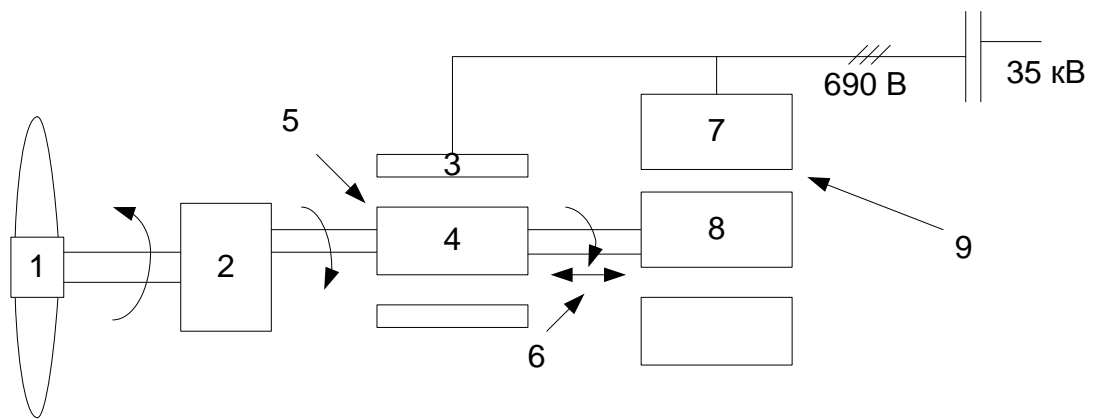


Рисунок 1.4-Функциональная блок-схема компоновки ВЭУ с дифференциально-вращающимся трансформатором на основе асинхронного генератора с фазным ротором: 1 – ветроколесо, 2 – ветроколесо; 3 – трёхступенчатый редуктор; 4 – статор; 5 – ротор с трёхфазной обмоткой; 6 – асинхронный двигатель с фазным ротором; 7 – поток мощности ротор – ротор; 8 – статор вращающегося дифференциального трансформатора с встроенным в него блоком силовой электроники; 9 – ротор вращающегося дифференциального трансформатора с встроенным в него блоком силовой электроники; 10 – трансформация высокочастотного сигнала через воздушный зазор дифференциально – вращающегося трансформатора.

Асинхронный генератор потребляет из сети реактивную мощность. Поэтому асинхронный генератор может работать только на сеть, к которой подключены такие электрические машины и устройства (синхронные генераторы, компенсаторы, конденсаторы), которые могут являться источниками реактивной мощности.

Рассчитаем реактивную мощность генератора, используемого в двух ветроустановках ВЭУ-150:

$$Q_{Г} = P_{Г} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 300 \cdot 0,75 = 225 \text{ кВАр}$$

Суммарная реактивная мощность нагрузки:

$$\begin{aligned} Q_{\Sigma \text{нагр}} &= P_{\Sigma \text{нагр}} \cdot \operatorname{tg} \varphi = \\ &= 57 \cdot 0,855 + 20 \cdot 1,33 + 9 \cdot 1,73 + 47 \cdot 0,698 + 26 \cdot 0,539 \\ &= 137,785 \text{ кВАр} \end{aligned}$$

Суммарная реактивная мощность:

$$Q_{\Sigma} = 225 + 137,785 = 362,785 \text{ кВАр}$$

Принимаем к установке конденсаторную установку КРМ-0,4-400-50. Данная установка предназначена для компенсации реактивной мощности путем регулирования $\cos \varphi$, с шагом регулирования 50 кВАр, Q=400 кВАр.

1.5 Выбор места расположения ВЭУ

При выборе расположения источников энергии необходимо учитывать экологические последствия от их работы.

Для исключения влияния помех на работу телевизионных, радиотехнических и др. систем рекомендуется следующие минимальные расстояния между ВЭУ и объектами:

- радио- и телепередатчики	6000 м;
- системы навигации	500 м;
- телеприемники	100-800 м;
- аэропорты	4000-6000 м.

Также кроме этого при работе ВЭУ возникают низкочастотные колебания, которые при работе ВЭУ в диапазоне частот 380 - 480 об/мин создают звуковые шумы мощностью 50 - 70 дБ днем и 40 дБ ночью на расстоянии 150-200 метров от ВЭУ.

Дизельная установка при работе выбрасывает в окружающую среду загрязняющие вещества, которые выделяются при сжигании топлива, следовательно дизельную установку также необходимо удалить на некоторое расстояние от жилых объектов.

Принимая во внимание все вышеперечисленные факторы располагаем ветроэнергетические установки на окраине жилого поселка. Дизельная электростанция может находиться в одном помещении с распределительным устройством, но вследствие того, что при работе дизельной электростанции создается шум и присутствует вибрация, располагаем дизельную установку

рядом с распределительным устройством в отдельном помещении, но на общем фундаменте. Взаимное расположение всех комплексов поселка и источников энергии показано на рисунке 5.

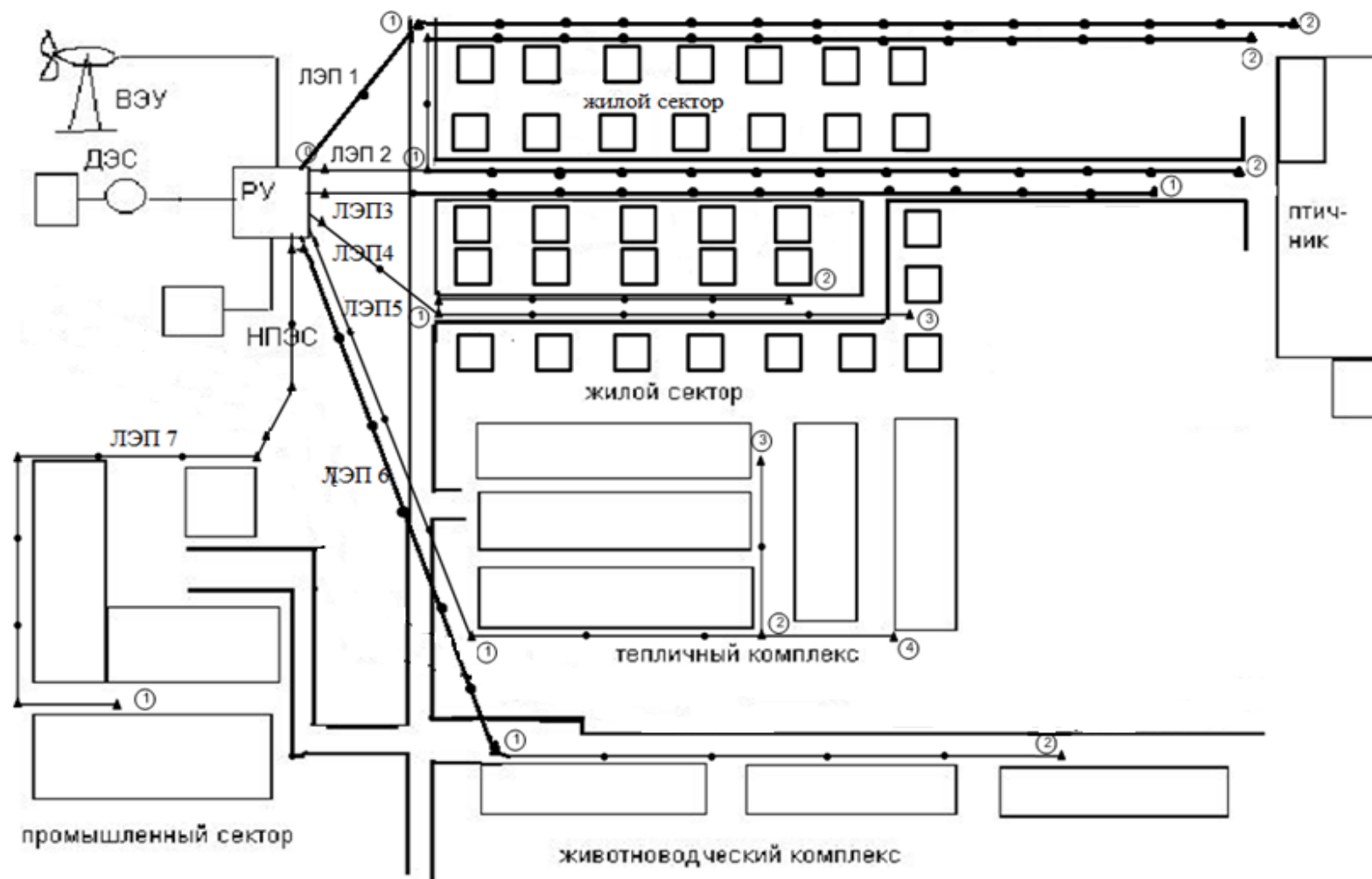


Рисунок 1.5 – Расположение комплексов поселка и источников энергии

2 Компоновка распределительного устройства и расчет защитно-коммутационной аппаратуры

2.1 Определение количества отходящих линий к потребителям

Распределим линии по характерным электроприемникам:

Первое присоединение обеспечивает электроэнергией птичник: ЛЭП 1 мощностью 26 кВт.

Второе присоединение обеспечивает электроэнергией 14 дома жилого сектора: ЛЭП 2 мощностью 63 кВт.

Третье присоединение обеспечивают электроэнергией 6 домов жилого сектора: ЛЭП 3 мощностью 27 кВт.

Четвертое присоединение обеспечивают электроэнергией 13 домов жилого сектора: ЛЭП 4 мощностью 58,5 кВт

Пятое присоединение запитывает тепличный комплекс: ЛЭП 5 мощностью 20 кВт.

Шестое присоединение запитывает животноводческий комплекс: ЛЭП 6 мощностью 47 кВт.

Седьмое присоединение запитывает промышленный сектор: ЛЭП 7 мощностью 57 кВт.

Восьмое присоединение обеспечивает освещение мощностью 9 кВт.

Девятое присоединение – резерв

Принципиальная схема электроснабжения поселка представлена на рисунке 2.1.

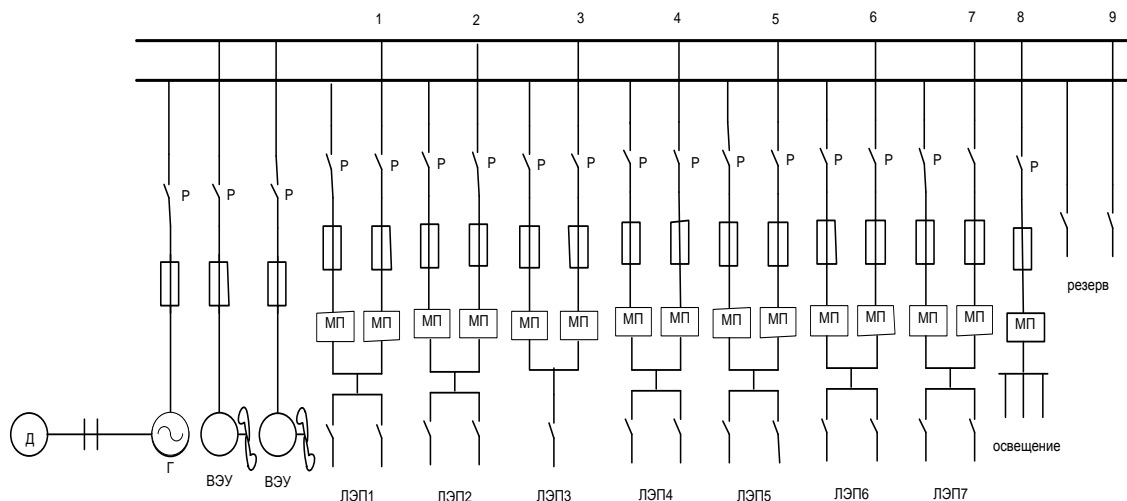


Рисунок 2.1-Принципиальная схема электроснабжения

2.2 Расчет плавких вставок предохранителей или уставок автоматов

Ввиду отсутствия информации о характере потребителей, за исключением их номинальной мощности, производим выбор предохранителей по условию защиты потребителей с нечастыми пусками и непродолжительными пусковыми периодами (2 - 2.5 сек.) (например, бытовые вентиляторы, поливочные насосы и т.д.).

Выбор по нагреву нормальными рабочими токами:

$$I_p \leq I_{п.в.} \quad (2.1)$$

$I_{п.в.}$ — ток плавкой вставки, А.

Выберем плавкий предохранитель для дизельной электростанции:

$$I_p = \frac{P_d}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 303,868 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ППН-37 400 А, $I_{п.в.} = 400 \text{ А}$ [4].

Выберем плавкий предохранитель для каждой ветроэнергетической установки.

Для ВЭУ-13-150:

$$I_p = \frac{P_{\text{вэу}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 227,901 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ППН-37 400 А, $I_{\text{п.в.}} = 400 \text{ А}$.

Такие предохранители нужно установить на каждую ветроустановку.

Выбираем предохранители для присоединений.

Выбираем предохранитель ППН-33 100 А, $I_{\text{пв}} = 32 \text{ А}$.

Выбираем предохранитель для первого присоединения:

$$I_p = \frac{S_{10}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{26^2 + (26 \cdot \text{tg}\varphi_{10})^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 44,875 \text{ А}$$

$$I_{\text{п.в.}} = 1,3 \cdot 44,875 = 58,338 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ППН-33 100 А, $I_{\text{п.в.}} = 63 \text{ А}$.

Выбираем предохранитель для второго присоединения:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{96}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 145,857 \text{ А}$$

$$I_{\text{п.в.}} = 1,3 \cdot 145,857 = 189,614 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ППН-35 200 А, $I_{\text{п.в.}} = 200 \text{ А}$.

Выбираем предохранитель для третьего присоединения:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{39}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 59,254 \text{ А}$$

$$I_{\text{п.в.}} = 1,3 \cdot 59,254 = 77,03 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ППН-33 100 А, $I_{\text{п.в.}} = 100 \text{ А}$.

Выбираем предохранитель для четвертого присоединения:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{57}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 86,603 \text{ А}$$

$$I_{\text{п.в.}} = 1,3 \cdot 86,603 = 112,584 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ППН-33 160 А, $I_{\text{п.в.}} = 125 \text{ А}$.

Выбираем предохранитель для пятого присоединения:

$$I_p = \frac{S_5}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{20^2 + (20 \cdot 1,333)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 50,637 \text{ А}$$

$$I_{п.в.} = 1,3 \cdot 50,637 = 65,828 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ППН-33 100 А, $I_{п.в.} = 80 \text{ А}$.

Выбираем предохранитель для шестого присоединения:

$$I_p = \frac{S_8}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{47^2 + (47 \cdot tg\varphi_8)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 87,084 \text{ А}$$

$$I_{п.в.} = 1,3 \cdot 87,084 = 113,209 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ППН-33 160 А, $I_{п.в.} = 125 \text{ А}$.

Выбираем предохранитель для седьмого присоединения:

$$I_p = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{57^2 + (57 \cdot tg\varphi_8)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 113,942 \text{ А}$$

$$I_{п.в.} = 1,3 \cdot 113,942 = 148,125 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ППН-33 160 А, $I_{п.в.} = 160 \text{ А}$.

Выбираем предохранитель для восьмого присоединения:

$$I_p = \frac{S_7}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{9^2 + (9 \cdot tg\varphi_7)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 27,348 \text{ А}$$

$$I_{п.в.} = 1,3 \cdot 27,348 = 35,552 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ППН-33 100 А, $I_{п.в.} = 40 \text{ А}$.

Сведем расчет в таблицу 2.1

Таблица 2.1 Выбор предохранителей и их плавких вставок

Номер присоединения	I_p	$I_p \cdot 1,3$	$I_{пв}$	Тип предохранителя	Р, кВт S, кВА
ДЭС	303,868	-	400	ППН-37	200 кВт
1 (ЛЭП1)	44,875	58,338	63	ППН-33	29,536
2 (ЛЭП2)	145,857	189,61	200	ППН-35	96 кВт
3 (ЛЭП3)	59,254	77,03	100	ППН-33	39 кВт
4 (ЛЭП4)	86,603	112,58	125	ППН-33	57
5 (ЛЭП5)	50,637	65,828	80	ППН-33	33,328

6 (ЛЭП6)	87,084	113,20 9	125	ППН-33	57,317
7 (ЛЭП7)	113,942	148,12 5	160	ППН-33	74,994
8 (освещение)	27,348	35,552	40	ППН-33	18
ВЭУ-13-150	227,901	-	400	ППН-37	150(2шт) кВт

2.3. Выбор магнитных пускателей

Выбор магнитных пускателей производим по номинальному току линий, в которой он установлен, к тому же номинальный ток увеличенный на 10 - 15 % должен попадать в пределы регулирования тока несрабатывания теплового реле магнитного пускателя.

Выбор производится по двум условиям:

по току магнитного пускателя

$$I_{мп} \geq I_p \cdot K_z \quad (2.2)$$

по току теплового реле

$$I_{тр} \geq I_p \cdot K_z, \quad (2.3)$$

где $K_z = 1,1$ коэффициент запаса.

Выберем магнитный пускатель для первого присоединения ($I_p = 44,875$ А):

$$I_{мп} \geq 44,875 \cdot 1,1 = 49,363 \text{ А}$$

Выбираем номинальный ток теплового реле 50 А, тип теплового реле РТЛ 2059 с магнитным пускателем ПМЛ-4220 ($I_{ном} = 63$ А) и пределами

регулирования тока несрабатывания 47-64 А. Полученный ток попадает в эти пределы [5].

Выберем магнитный пускатель для второго присоединения
($I_p = 145,857 \text{ A}$)

$$I_{\text{мп}} \geq 145,857 \cdot 1,1 = 160,443 \text{ A}$$

Выбираем номинальный ток теплового реле 165 А, тип теплового реле РТЭ20 с магнитным пускателем ПМ-12-200 ($I_{\text{ном}}=200 \text{ A}$) и пределами регулирования тока несрабатывания 130-195 А. Полученный ток попадает в эти пределы.

Выберем магнитный пускатель для третьего присоединения
($I_p=59,254 \text{ A}$):

$$I_{\text{мп}} \geq 59,254 \cdot 1,1 = 65,179 \text{ A}$$

Выбираем номинальный ток теплового реле 70 А, тип теплового реле РТЭ20 с магнитным пускателем ПМ-12-80 ($I_{\text{ном}}=80 \text{ A}$) и пределами регулирования тока несрабатывания 63-84 А. Полученный ток попадает в эти пределы.

Выберем магнитный пускатель для четвертого присоединения
($I_p=86,603 \text{ A}$):

$$I_{\text{мп}} \geq 86,603 \cdot 1,1 = 95,263 \text{ A}$$

Выбираем номинальный ток теплового реле 100 А, тип теплового реле РТЭ20 с магнитным пускателем ПМ-12-100 ($I_{\text{ном}}=100 \text{ A}$) и пределами регулирования тока несрабатывания 85-115 А. Полученный ток попадает в эти пределы.

Выберем магнитный пускатель для пятого присоединения ($I_p=50,637 \text{ A}$):

$$I_{\text{мп}} \geq 50,637 \cdot 1,1 = 55,7 \text{ A}$$

Выбираем номинальный ток теплового реле 60 А, тип теплового реле РТЛ 2059 с магнитным пускателем ПМЛ 4210 ($I_{\text{ном}}=63 \text{ A}$) и пределами

регулирования тока несрабатывания 47-64 А. Полученный ток попадает в эти пределы.

Выберем магнитный пускатель для шестого присоединения

$(I_p=87,084 \text{ A})$:

$$I_{мп} \geq 87,084 \cdot 1,1 = 95,792 \text{ A}$$

Выбираем номинальный ток теплового реле 100 А, тип теплового реле РТЭ20 с магнитным пускателем ПМ-12-100 ($I_{ном}=100 \text{ A}$) и пределами регулирования тока несрабатывания 85-115 А. Полученный ток попадает в эти пределы.

Выберем магнитный пускатель для седьмого присоединения

$(I_p=113,942 \text{ A})$:

$$I_{мп} \geq 113,942 \cdot 1,1 = 124,9 \text{ A}$$

Выбираем номинальный ток теплового реле 130 А, тип теплового реле РТЭ20 с магнитным пускателем ПМ-12-125 ($I_{ном}=125 \text{ A}$) и пределами регулирования тока несрабатывания 115-150 А. Полученный ток попадает в эти пределы.

Выберем магнитный пускатель для восьмого присоединения

$(I_p=27,348 \text{ A})$:

$$I_{мп} \geq 27,348 \cdot 1,1 = 30,083 \text{ A}$$

Выбираем номинальный ток теплового реле 35 А, тип теплового реле РТЛ 2055 с магнитным пускателем ПМЛ-3610 ($I_{ном}=40 \text{ A}$) и пределами регулирования тока несрабатывания 30-41 А. Полученный ток попадает в эти пределы. Сведем расчет в таблицу 2.2

Таблица 2.2-Выбор типа магнитных пускателей

Номер присоединения	$I_p, \text{ A}$	$I_p \cdot 1,1, \text{ A}$	Тип магнитного пускателя	Номинальный ток пускателя, А	Пределы регулирования тока, А
1 (ЛЭП1)	44,875	49,363	ПМЛ-4220	63	29,536
2 (ЛЭП2)	145,857	160,433	ПМ-12-200	200	69 кВт

3 (ЛЭП3)	59,254	65,179	ПМ-12-80	80	27 кВт
4 (ЛЭП4)	86,603	95,263	ПМ-12-100	100	58,5
5 (ЛЭП5)	50,637	55,7	ПМЛ-4210	63	33,328
6 (ЛЭП6)	87,084	95,792	ПМ-12-100	100	57,317
7 (ЛЭП7)	113,942	124,9	ПМ-12-125	125	74,994
8 (освещение)	27,348	30,083	ПМЛ-3610	40	18

3 Расчет электропитающих сетей

3.1 Выбор типа линии и сечения проводов (жил) по нагреву

Питание поселка будет осуществляться воздушными самонесущими изолированными проводами 0,4 кВ (СИП 2).

Выбор линии от ВЭУ до РУ

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{р}} \quad (3.1)$$

Мощность, вырабатываемая тремя ВЭУ равна $P=300$ кВт, две ВЭУ вырабатывают мощность по 150 кВт. Рассчитаем длительно допустимый ток для каждой ВЭУ.

Для ВЭУ-150:

$$I_{\text{р}} = \frac{P_{\text{вэу}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 227,901 \text{ А}$$

Таким образом, от ВЭУ-13-150 будет отходить одна линия на ж/б опорах. На ж/б опоры могут использоваться провода сечением до СИП-2 3x120+95.

Для линии от ВЭУ-150 выбираем провод СИП-2 3x70+1x70, $I_{\text{дд}}=240$ А [6].

Со стороны ВЭУ в РУ устанавливаем распределительные панели.

Распределительные силовые шкафы серии ШРС предназначены для приема и распределения электрической энергии. Шкафы рассчитаны на

номинальный ток до 630 А и номинальное напряжение до 400 В трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц в сетях с глухо заземленной нейтралью, а также для защиты силовых и осветительных линий при перегрузках и коротких замыканиях. Такой шкаф имеет одну вводную линию, и 5 или 8 отводящих линий.

Рассчитаем ток распределительного шкафа:

Для ВЭУ-150:

$$I_{\text{ршк}} = \frac{P_{\text{вэу}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 227,901 \text{ А}$$

Выбираю распределительный шкаф ШРС1-26У3. Номинальный ток ШРС1-26У3 400 А. Такой шкаф имеет 5 отходящих линий. В таком шкафе по желанию заказчика, ввод / вывод кабелей может осуществляться и сверху через специальные сальники. В данном случае кабель заменяется на СИП и линии к распределительному шкафу подходят без помощи кабельных вводов. Так как шкаф имеет всего одну вводную линии, устанавливаем два одинаковых шкафа, на линии от каждой ветроустановки.

Проверка предохранителей:

$$I_{\text{пл.вс}} = 1,3 \cdot 227,901 = 296,271$$

296,271 < 400 А → предохранитель подходит.

Для первого присоединения (ЛЭП 1), $S=29,536 \text{ кВт}$:

$$I_{\text{дд1}} = \frac{29,536}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 44,875 \text{ А}$$

По полученному длительно допустимому току выбираем провод СИП-2 3x16+1x25 с несущими жилами 16 мм². Длительно допустимый ток для этого сечения равен 100 А.

100 > 44,875 А следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Для второго присоединения (ЛЭП 2), участок 0-1, $P=96 \text{ кВт}$:

$$I_{\text{дд2}} = \frac{96}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 145,857 \text{ А}$$

По полученному длительно допустимому току выбираем провод СИП-2 3x50+1x50. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 195 А.

$195 > 145,857 \text{ А}$ следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Для второго присоединения (ЛЭП 2), участок 1-2, участок 1-3, $P=48 \text{ кВт}$:

$$I_{\text{дд}2} = \frac{48}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 72,928 \text{ А}$$

По полученному длительно допустимому току выбираем провод СИП-2 3x25+1x50. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 130 А.

$130 > 72,928 \text{ А}$ следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Для третьего присоединения (ЛЭП 3), $P=39 \text{ кВт}$:

$$I_{\text{дд}3} = \frac{39}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 59,254 \text{ А}$$

По полученному длительно допустимому току выбираем провод СИП-2 3x25+1x35. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 100 А.

$130 > 59,254 \text{ А}$ следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Для четвертого присоединения (ЛЭП 4), $P=57 \text{ кВт}$ (участок 0-1):

$$I_{\text{дд}4} = \frac{57}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 86,603 \text{ А}$$

По полученному длительно допустимому току выбираем провод СИП-2 3x25+1x35. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 130 А.

$130 > 86,603 \text{ А}$ следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Для четвертого присоединения (ЛЭП 4), $P=26,2 \text{ кВт}$ (участок 1-2):

$$I_{\text{дд}4} = \frac{26,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 39,8 \text{ А}$$

По полученному длительно допустимому току выбираем провод СИП-2 3x25+1x35. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 130 А.

$130 > 39,8 \text{ А}$ следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Для четвертого присоединения (ЛЭП 4), $P=30,548 \text{ кВт}$ (участок 1-3):

$$I_{\text{дд4}} = \frac{30,548}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 46,413 \text{ А}$$

По полученному длительно допустимому току выбираем провод СИП-2 3x25+1x35. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 130 А.

$130 > 46,413 \text{ А}$ следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Для пятого присоединения (ЛЭП 5), $S=33,328 \text{ кВА}$ (участок 0-1):

$$I_{\text{дд5}} = \frac{33,328}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 50,637 \text{ А}$$

По полученному длительно допустимому току выбираем провод СИП-2 3x35+1x50. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 100 А.

$100 > 50,637 \text{ А}$ следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Для пятого присоединения (ЛЭП 5), $S=16,664 \text{ кВА}$ (уч. 1-2, уч. 1-3):

$$I_{\text{дд5}} = \frac{16,664}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 25,348 \text{ А}$$

По полученному длительно допустимому току выбираем провод СИП-2 3x16+1x25. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 100 А.

$100 > 25,348 \text{ А}$ следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Для шестого присоединения (ЛЭП 6), $S=57,317 \text{ кВА}$:

$$I_{\text{дд6}} = \frac{57,317}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 87,084 \text{ А}$$

По полученному длительно допустимому току выбираем провод СИП-2 3x25+1x35. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 130 А.

130 > 87,084 А следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Для седьмого присоединения (ЛЭП 7), $S=74,994$ кВА:

$$I_{дд7} = \frac{74,994}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 113,942 \text{ А}$$

По полученному длительно допустимому току выбираем провод СИП-2 3х35+1х50. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 160 А.

160 > 113,942 А следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Для восьмого присоединения (освещение), $S=18$ кВА:

$$I_{дд8} = \frac{18}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 27,348 \text{ А}$$

По полученному длительно допустимому току выбираем провод СИП-2х16. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 100 А.

100 > 27,348 А следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Нагрузка жилого сектора разделена на 3 фидера. Осветительную нагрузку проектируем, исходя из условия, что на каждой опоре должен находиться один источник освещения. Если часть опор расположена на одной улице по разным сторонам, то в этой части поселка источник освещения проектируем через одну опору с каждой стороны улицы в шахматном порядке. Тогда, на первом фидере всего опор 28, из них на 18 опорах находятся источники освещения. На втором фидере всего опор 13, из них на 6 опорах находятся источники освещения. На третьем фидере всего 13 опор, из них на 6 опорах находятся источники освещения. Всего 30 опор, на которых будут находиться источники освещения. Примем лампы по 300 Вт. Тогда суммарная нагрузка освещения будет равна 9 кВт. Сведем результаты расчета в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Выбор сечения проводов ЛЭП

Номер ЛЭП	P, кВт; S,кВА	I _p , А	I _{дд} , А	Марка провода
2xВЭУ-13-150	150 кВт	227,901	240	СИП-2 3x70+1x35
ЛЭП 1	29,536	44,875	100	СИП-2 3X16+1x25
ЛЭП 2 (участок 0-1)	36 кВт	145,857	195	СИП-2 3x50+1x50
ЛЭП 2 (участок 1-2, 1-3)	48 кВт	72,928	130	СИП-2 3x25+1x35
ЛЭП 3	27 кВт	59,254	130	СИП-2 3x25+1x35
ЛЭП 4 (участок 0-1)	58,5 кВт	86,603	130	СИП-2 3x25+1x35
ЛЭП 4 (участок 1-2)	26,184 кВт	39,8	130	СИП-2 3x25+1x35
ЛЭП 4 (участок 1-3)	30,548 кВт	46,413	130	СИП-2 3x25+1x35
ЛЭП 5 (участок 0-1)	33,328	50,637	160	СИП-2 3x35+1x50
ЛЭП 5 (участок 1-2, 1-3)	16,664	25,348	100	СИП-2 3x16+1x25
ЛЭП 6	57,317	87,084	130	СИП-2 3x25+1x35
ЛЭП 7	74,994	113,942	160	СИП-2 3x35+1x50
Освещение	18	27,348	100	СИП-2 2x16

3.2 Выбор сечения проводов (жил) по потере напряжения

Сечения проводников должны удовлетворять условию, чтобы суммарная потеря напряжения по линии от источника питания к потребителю не превышала допустимой величины $\Delta U_{\text{доп}}$, которая принимается равной $\pm 5\%$. Суммарная потеря напряжения в процентах от номинального равна:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_i \quad (3.2)$$

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i}{U_{\text{ном}}}, \quad (3.3)$$

где P_i , Q_i – реактивная и активная мощность, передаваемая по i – ой линии, кВт, квар;

R_i , X_i – активное и индуктивное сопротивление i – ой линии, Ом

Если суммарная потеря напряжения до потребителя превышает допустимое значение, необходимо увеличивать сечение линии.

Линия от ВЭУ

Примем допущение, что длина линий от всех ВЭУ одинакова и равна 0,2 км.

Для ВЭУ-150:

$$R_0=0,443 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 0,443 \cdot 0,2 = 0,0886 \text{ Ом},$$

$$\Delta U\%_{\text{ВЭУ13}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рВЭУ}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 227,901 \cdot 0,0886}{380} \cdot 100 = 9,203$$

Потеря напряжения в линии превышает допустимое значение, следовательно, для линий ВЭУ принимаем к установке провод большего сечения СИП-2 3x120+1x95. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 300 А.

$$R_0=0,253 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 0,253 \cdot 0,2 = 0,0506 \text{ Ом}$$

$$\Delta U\%_{\text{ВЭУ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рВЭУ}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 227,901 \cdot 0,0506}{380} \cdot 100 = 5,26 \%$$

Так как потери напряжения в линии от ВЭУ до РУ при максимально возможном сечении все равно превышает допустимое значение, то энергию от ВЭУ будем передавать по двум параллельным линиям на ж/б опорах. На каждой линии будет 3 фазных и один нулевой провод. Тогда потери напряжения:

$$\Delta U\%_{\text{ВЭУ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рВЭУ}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 227,901 \cdot 0,0506}{2 \cdot 380} \cdot 100 = 2,6 \%$$

Данное сечение подходит, следовательно выбираем сечение СИП-2 3x120+1x95.

Для расчета потери напряжения в линии, разобьем фидера на участки (для наглядности расчета).

Потери напряжения для ЛЭП 1

$$\text{Длина линии } 0,39 \text{ км. } R_0=1,91 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 1,91 \cdot 0,39 = 0,745 \text{ Ом},$$

$$\Delta U\%_{\text{лэп1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рлэп1}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,875 \cdot 0,745}{380} \cdot 100 = 15 \%$$

Потеря напряжения в линии превышает допустимое значение, следовательно, для линий ВЭУ принимаем к установке провод большего сечения СИП-2 3x50+1x70. Длительно допустимый ток равен 195 А.

$$R_0 = 0,443 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 0,443 \cdot 0,39 = 0,17 \text{ Ом}$$

$$\Delta U\%_{\text{лэп1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{лэп1}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,875 \cdot 0,17}{380} \cdot 100 = 3,5 \%$$

Данное сечение подходит, следовательно выбираем сечение СИП-2 3x70+1x70.

$$\Delta U\Delta\%_{\text{лэп1}} = \Delta U\%_{\text{лэп1}} + \Delta U\%_{\text{вэу}} = 3,5 + 2,6 = 6,1 \%$$

Потеря напряжения в линии не превышает допустимого значения (10%), следовательно оставляем выбранное сечение провода.

Потери напряжения для ЛЭП 2

Участок 0-1:

Длина участка 0,05 км. $R_0 = 0,641$ Ом/км,
 $R_{\text{л}} = 0,641 \cdot 0,05 = 0,032$ Ом,

$$\Delta U\%_{\text{лэп20-1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рлэп2}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 145,857 \cdot 0,032}{380} \cdot 100 = 2,1 \%$$

Потеря напряжения в линии на участке 0-1 не превышает допустимое значение, следовательно, для ЛЭП 2 (уч. 0-1) принимаем к установке провод СИП-2 3x50+1x70. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 195 А.

Участок 1-2:

Длина участка 0,36 км. $R_0 = 1,2$ Ом/км, $R_{\text{л}} = 1,2 \cdot 0,36 = 0,432$ Ом,

$$\Delta U\%_{\text{лэп2 1-2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рлэп2}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 72,928 \cdot 0,432}{380} \cdot 100 = 14 \%$$

Потеря напряжения в линии превышает допустимое значение, следовательно, для ЛЭП 2 (уч. 1-2) принимаем к установке провод большего сечения СИП-2 3x95+1x70. Длительно допустимый ток равен 300 А.

$$R_0=0,32 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 0,36 \cdot 0,32 = 0,1152 \text{ Ом}$$

$$\Delta U\%_{\text{лэп2 1-2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рлэп2}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 72,928 \cdot 0,1152}{380} \cdot 100 = 3,8 \%$$

Данное сечение подходит, следовательно выбираем сечение СИП-2 3x95+1x70.

Участок 1-3:

$$\text{Длина участка } 0,45 \text{ км. } R_0=1,2 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 1,2 \cdot 0,45 = 0,492 \text{ Ом},$$

$$\Delta U\%_{\text{лэп2 1-3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рлэп2}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 72,928 \cdot 0,492}{380} \cdot 100 = 16 \%$$

Потеря напряжения в линии превышает допустимое значение, следовательно, для ЛЭП 2 (участок 1-3) принимаем к установке провод большего сечения СИП-2 3x95+1x70. Длительно допустимый ток равен 300 А.

$$R_0=0,32 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 0,45 \cdot 0,32 = 0,144 \text{ Ом},$$

$$\Delta U\%_{\text{лэп2 1-3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рлэп2}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 72,928 \cdot 0,144}{380} \cdot 100 = 4,7 \%$$

Данное сечение подходит, следовательно выбираем сечение СИП-2 3x95+1x95.

$$\Delta U\%_{\text{лэп2}} = \Delta U\%_{\text{лэп20-1}} + \Delta U\%_{\text{лэп2 1-2}} + \Delta U\%_{\text{ВЗУ}} = 2,1 + 3,8 + 2,6 = 8,5 \%$$

$$\Delta U\Delta\%_{\text{лэп2}} = \Delta U\%_{\text{лэп20-1}} + \Delta U\%_{\text{лэп2 1-3}} + \Delta U\%_{\text{ВЗУ}} = 2,1 + 4,7 + 2,6 = 9,4 \%$$

Потеря напряжения в линии не превышает допустимого значения (10%), следовательно оставляем выбранные сечения провода.

Потери напряжения для ЛЭП 3

$$\text{Длина линии } 0,39 \text{ км. } R_0=1,2 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 1,2 \cdot 0,39 = 0,468 \text{ Ом},$$

$$\Delta U\%_{\text{лэп3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рлэп3}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 59,254 \cdot 0,468}{380} \cdot 100 = 12 \%$$

Потеря напряжения в линии превышает допустимое значение, следовательно, для ЛЭП 3 принимаем к установке провод большего сечения СИП-2 3x70+1x70. Длительно допустимый ток равен 240 А.

$$R_0=0,443 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 0,39 \cdot 0,443 = 0,17 \text{ Ом},$$

$$\Delta U\%_{\text{лэп3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рлэп3}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 59,254 \cdot 0,17}{380} \cdot 100 = 4,5 \%$$

Данное сечение подходит, следовательно выбираем сечение СИП-2 3x70+1x70.

$$\Delta U\Delta\%_{\text{лэп2}} = \Delta U\%_{\text{лэп3}} + \Delta U\%_{\text{взу}} = 4,5 + 2,6 = 7,1 \%$$

Потеря напряжения в линии не превышает допустимого значения (10%), следовательно оставляем выбранное сечение провода.

Потери напряжения для ЛЭП 4

Участок 0-1:

$$\text{Длина участка } 0,07 \text{ км. } R_0=1,2 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 1,2 \cdot 0,07 = 0,084 \text{ Ом},$$

$$\Delta U\%_{\text{лэп4 } 0-1} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рлэп0-1}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 86,603 \cdot 0,084}{380} \cdot 100 = 3,3 \%$$

Потеря напряжения в линии на участке 0-1 не превышает допустимое значение, следовательно, для ЛЭП 4 (участок 0-1) принимаем к установке провод СИП-2 3x25+1x54,6. Длительно допустимый ток равен 130 А.

Участок 1-2:

$$\text{Длина участка } 0,12 \text{ км. } R_0=1,2 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 1,2 \cdot 0,12 = 0,144 \text{ Ом},$$

$$\Delta U\%_{\text{лэп4 } 1-2} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рлэп1-2}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 39,8 \cdot 0,144}{380} \cdot 100 = 2,6 \%$$

Потеря напряжения в линии на участке 1-2 не превышает допустимое значение, следовательно, для ЛЭП 4 (уч. 1-2) принимаем к установке провод СИП-2 3x25+1x54,6. Длительно допустимый ток для этого сечения равен 130А.

Участок 1-3:

$$\text{Длина участка } 0,16 \text{ км. } R_0=1,2 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 1,2 \cdot 0,16 = 0,192 \text{ Ом},$$

$$\Delta U\%_{\text{ЛЭП4 } 1-3} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рЛЭП1-3}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 46,413 \cdot 0,192}{380} \cdot 100 = 4 \%$$

Потеря напряжения в линии на участке 1-2 не превышает допустимое значение, следовательно, для ЛЭП 4 (участок 1-2) принимаем к установке провод СИП-2 3х25+1х54,6. Длительно допустимый ток равен 130 А.

$$\Delta U\%_{\text{ЛЭП4}} = \Delta U\%_{\text{ЛЭП40-1}} + \Delta U\%_{\text{ЛЭП4 } 1-2} + \Delta U\%_{\text{ВЗУ}} = 3,3 + 2,6 + 2,6 = 8,5 \%$$

$$\Delta U\Delta\%_{\text{ЛЭП2}} = \Delta U\%_{\text{ЛЭП20-1}} + \Delta U\%_{\text{ЛЭП2 } 1-3} + \Delta U\%_{\text{ВЗУ}} = 3,3 + 4 + 2,6 = 9,9 \%$$

Потери напряжения для ЛЭП 5

Участок 0-1:

Длина участка 0,23 км. $R_0=0,868$ Ом/км,
 $R_{\text{л}} = 0,868 \cdot 0,23 = 0,199$ Ом,

$$\Delta U\%_{\text{ЛЭП50-1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рЛЭП5}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 50,637 \cdot 0,199}{380} \cdot 100 = 4,6 \%$$

Потеря напряжения в линии на участке 0-1 не превышает допустимое значение, следовательно, для ЛЭП 5 (участок 0-1) принимаем к установке провод СИП-2 3х35+1х50. Длительно допустимый ток равен 160 А.

Участок 1-2:

Длина участка 0,04 км. $R_0=1,91$ Ом/км, $R_{\text{л}} = 1,91 \cdot 0,04 = 0,076$ Ом,

$$\Delta U\%_{\text{ЛЭП2 } 1-2} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рЛЭП2}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 25,348 \cdot 0,076}{380} \cdot 100 = 0,88 \%$$

Потеря напряжения в линии на участке 1-2 не превышает допустимое значение, следовательно, для ЛЭП 5 (участок 1-2) принимаем к установке провод СИП-2 3х16+1х25. Длительно допустимый ток равен 100 А.

Участок 1-3:

Длина участка 0,06 км. $R_0=1,91$ Ом/км, $R_{\text{л}} = 1,91 \cdot 0,06 = 0,115$ Ом,

$$\Delta U\%_{\text{ЛЭП2 } 1-3} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рЛЭП2}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 25,348 \cdot 0,115}{380} \cdot 100 = 1,3 \%$$

Потеря напряжения в линии на участке 1-3 не превышает допустимое значение, следовательно, для ЛЭП 5 (уч. 1-3) принимаем к установке провод СИП-2 3x16+1x25. Длительно допустимый ток равен 100 А.

$$\Delta U\%_{\text{ЛЭП5}} = \Delta U\%_{\text{ЛЭП5 } 0-1} + \Delta U\%_{\text{ЛЭП5 } 1-2} + \Delta U\%_{\text{ВЗУ}} = 4,6 + 0,88 + 2,6 = 8,08 \%$$

$$\Delta U\Delta\%_{\text{ЛЭП5}} = \Delta U\%_{\text{ЛЭП5 } 0-1} + \Delta U\%_{\text{ЛЭП5 } 1-3} + \Delta U\%_{\text{ВЗУ}} = 4,6 + 1,3 + 2,6 = 8,5 \%$$

Потеря напряжения в линии не превышает допустимого значения (10%), следовательно оставляем выбранные сечения провода.

Потери напряжения для ЛЭП 6

Длина линии 0,41 км. $R_0=1,2$ Ом/км, $R_{\text{л}} = 1,2 \cdot 0,41 = 0,492$ Ом,

$$\Delta U\%_{\text{ЛЭП6}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рЛЭП6}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 87,084 \cdot 0,492}{380} \cdot 100 = 19,5 \%$$

Потеря напряжения в линии превышает допустимое значение, следовательно, для ЛЭП 3 принимаем к установке провод большего сечения СИП-2 3x95+1x70. Длительно допустимый ток равен 300 А.

$R_0=0,32$ Ом/км, $R_{\text{л}} = 0,32 \cdot 0,41 = 0,13$ Ом,

$$\Delta U\%_{\text{ЛЭП3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рЛЭП3}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 87,084 \cdot 0,13}{380} \cdot 100 = 5 \%$$

Данное сечение подходит, следовательно выбираем сечение СИП-2 3x95+1x70.

$$\Delta U\%_{\text{ЛЭП6}} = \Delta U\%_{\text{ЛЭП6}} + \Delta U\%_{\text{ВЗУ}} = 5 + 2,6 = 7,6 \%$$

Потеря напряжения в линии не превышает допустимого значения (10%), следовательно оставляем выбранное сечение провода.

Потери напряжения для ЛЭП 7

Длина линии 0,28 км. $R_0=0,868$ Ом/км, $R_{\text{л}} = 0,868 \cdot 0,28 = 0,24$ Ом,

$$\Delta U\%_{\text{ЛЭП7}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рЛЭП7}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 113,942 \cdot 0,24}{380} \cdot 100 = 12 \%$$

Потеря напряжения в линии превышает допустимое значение, следовательно, для ЛЭП 3 принимаем к установке провод большего сечения СИП-2 3x95+1x70. Длительно допустимый ток равен 300 А.

$$R_0=0,32 \text{ Ом/км}, \quad R_{\text{л}} = 0,32 \cdot 0,28 = 0,0896 \text{ Ом},$$

$$\Delta U\%_{\text{ЛЭП3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рлэп3}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 113,942 \cdot 0,0896}{380} \cdot 100 = 4,6 \%$$

Данное сечение подходит, следовательно выбираем сечение СИП-2 3x95+1x70.

$$\Delta U\%_{\text{ЛЭП7}} = \Delta U\%_{\text{ЛЭП7}} + \Delta U\%_{\text{ВЗУ}} = 4,6 + 2,6 = 7,2 \%$$

Потеря напряжения в линии не превышает допустимого значения (10%), следовательно оставляем выбранное сечение провода.

Потери напряжения для линии освещения:

Освещение линии первого фидера:

В этой части поселка располагается 18 опор, на которых находятся источники освещения. Лампы по 300 Вт.

Длина участка 0-1 равна 0,05 км (S=10,79 кВА)

Длина участка 1-2=0,36 км (S=4,19 кВА)

Длина участка 1-3=0,45 км (S=6,59 кВА)

$$R_0 (16 \text{ мм}^2)=1,91 \text{ Ом/км},$$

Ток на участке 0-1:

$$I_{0-1} = \frac{S_{\text{осв1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10,79}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 16,39 \text{ А} \quad I_{1-2} = \frac{S_{\text{осв1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4,19}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 6,37 \text{ А}$$

$$I_{1-3} = I_{0-1} - I_{1-2} = 16,39 - 6,37 = 10,016 \text{ А}$$

$$\Delta U\%_{0-1} = \frac{I_{0-1} \cdot R_0 \cdot L_{0-1}}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 16,39 \cdot 1,91 \cdot 0,05}{380} \cdot 100 = 0,71 \%$$

$$\Delta U\%_{1-2} = \frac{I_{1-2} \cdot R_0 \cdot L_{1-2}}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6,37 \cdot 1,91 \cdot 0,36}{380} \cdot 100 = 2 \%$$

$$\Delta U\%_{1-3} = \frac{I_{1-3} \cdot R_0 \cdot L_{1-3}}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,016 \cdot 1,91 \cdot 0,45}{380} \cdot 100 = 3,9 \%$$

$$\Delta U\%_{\text{л2осв}} = \Delta U\%_{0-1} + \Delta U\%_{1-2} + \Delta U\%_{\text{ВЗУ}} = 0,71 + 2 + 2,6 = 5,31 \%$$

$$\Delta U\%_{\text{л2осв}} = \Delta U\%_{0-1} + \Delta U\%_{1-3} + \Delta U\%_{\text{ВЗУ}} = 0,71 + 3,9 + 2,6 = 7,21 \%$$

Напряжение не превышает 10%, следовательно, для освещения ЛЭП2 оставляем провод СИП-2 2х16.

Освещение линии второго фидера:

В этой части поселка располагается 6 опор, на которых находятся источники освещения. Лампы по 300 Вт.

Длина участка 0-1 равна 0,39 км (S=3,596 кВА)

$$R_0 (16 \text{ мм}^2) = 1,91 \text{ Ом/км},$$

Ток на участке 0-1:

$$I_{0-1} = \frac{S_{\text{осв2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3,596}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 5,46 \text{ А}$$

$$\Delta U\%_{0-1} = \frac{I_{0-1} \cdot R_0 \cdot L_{0-1}}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,46 \cdot 1,91 \cdot 0,39}{380} \cdot 100 = 1,85 \%$$

$$\Delta U\%_{\text{л3осв}} = \Delta U\%_{0-1} + \Delta U\%_{\text{ВЗУ}} = 1,85 + 2,6 = 4,45 \%$$

Напряжение не превышает 10%, следовательно, для освещения ЛЭП3 оставляем провод СИП-2 2х16.

Освещение линии третьего фидера:

В этой части поселка располагается 6 опор, на которых находятся источники освещения. Лампы по 300 Вт.

Длина участка 0-1 равна 0,07 км (S=3,596 кВА)

Длина участка 1-2=0,12 км (S=1,798 кВА)

Длина участка 1-3=0,16 км (S=1,798 кВА)

$$R_0 (16 \text{ мм}^2) = 1,91 \text{ Ом/км},$$

Ток на участке 0-1:

$$I_{0-1} = \frac{S_{\text{осв3}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3,596}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 5,46 \text{ А}$$

$$I_{1-2} = \frac{S_{\text{осв3}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,798}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2,73 \text{ А}$$

$$I_{1-3} = I_{0-1} - I_{1-2} = 5,46 - 2,73 = 2,73 \text{ A}$$

$$\Delta U\%_{0-1} = \frac{I_{0-1} \cdot R_0 \cdot L_{0-1}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,46 \cdot 1,91 \cdot 0,07}{380} \cdot 100 = 0,33 \%$$

$$\Delta U\%_{1-2} = \frac{I_{1-2} \cdot R_0 \cdot L_{1-2}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2,73 \cdot 1,91 \cdot 0,12}{380} \cdot 100 = 0,29 \%$$

$$\Delta U\%_{1-3} = \frac{I_{1-3} \cdot R_0 \cdot L_{1-3}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2,73 \cdot 1,91 \cdot 0,16}{380} \cdot 100 = 0,38 \%$$

$$\Delta U\%_{\text{л3осв}} = \Delta U\%_{0-1} + \Delta U\%_{1-2} + \Delta U\%_{\text{ВЭУ}} = 0,33 + 0,29 + 2,6 = 3,22 \%$$

$$\Delta U\%_{\text{л3осв}} = \Delta U\%_{0-1} + \Delta U\%_{1-3} + \Delta U\%_{\text{ВЭУ}} = 0,33 + 0,38 + 2,6 = 3,31 \%$$

Напряжение не превышает 10%, следовательно, для освещения ЛЭП2 оставляем провод СИП-2 2х16.

Выбранные сечения проводов по условию потери напряжения сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2-Выбор сечений проводов по потере напряжения

Номер ЛЭП	Длина линии, км	Ip, А	R ₀ , Ом/км	ΔU%	Идд, А	Марка провода
ВЭУ	0,2	227,901/2	0,253/2	2,6	340	2хСИП-2 3х120+1х95
ЛЭП 1	0,39	44,875	0,443	3,5	240	СИП-2 3х70+1х70
ЛЭП 2 (уч. 0-1)	0,05	145,857	0,641	2,1	195	СИП-2 3х50+1х70
ЛЭП 2 (уч. 1-2)	0,36	72,928	0,32	3,8	300	СИП-2 3х95+1х95
ЛЭП 2 (уч. 1-3)	0,45	72,928	0,32	4,7	300	СИП-2 3х95+1х95
ЛЭП 3	0,39	59,254	0,443	4,5	240	СИП-2 3х70+1х70
ЛЭП 4 (уч.0-1)	0,07	86,603	1,2	3,3	130	СИП-2 3х25+1х54,6
ЛЭП 4 (уч. 1-2)	0,12	39,8	1,2	2,6	130	СИП-2 3х25+1х54,6
ЛЭП 4 (уч. 1-3)	0,16	46,413	1,2	4	130	СИП-2 3х25+1х54,6
ЛЭП 5 (уч. 0-1)	0,23	50,637	0,868	4,6	160	СИП-2 3х35+1х50
ЛЭП 5 (уч. 1-2)	0,04	25,348	1,91	0,88	100	СИП-2 3х16+1х25
ЛЭП 5 (уч.1-3)	0,06	25,348	1,91	1,3	100	СИП-2 3х16+1х25
ЛЭП 6	0,41	87,084	0,32	5	300	СИП-2 3х95+1х70
ЛЭП 7	0,28	113,942	0,32	4,6	300	СИП-2 3х95+1х70
Освещение						
ЛЭП 2 (уч. 0-1)	0,05	16,39	1,91	0,71	100	СИП-2 2х16
ЛЭП 2 (уч.1-2)	0,36	6,37	1,91	2	100	СИП-2 2х16
ЛЭП 2 (уч.1-3)	0,45	10,016	1,91	3,9	100	СИП-2 2х16
ЛЭП 3	0,39	5,46	1,91	1,85	100	СИП-2 2х16
ЛЭП 4 (уч. 0-1)	0,07	5,46	1,91	0,33	100	СИП-2 2х16

ЛЭП 4 (уч. 1-2)	0,12	2,73	1,91	0,29	100	СИП-2 2x16
ЛЭП 4 (уч. 1-3)	0,16	2,73	1,91	0,38	100	СИП-2 2x16

3.3 Проверка чувствительности плавких вставок и уставок автоматов при однофазном коротком замыкании

В соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ), в электрических сетях напряжением до 1000 В при коротком однофазном замыкании защитные аппараты должны надежно обеспечивать отключение. Для наиболее удаленных электроприемников рекомендуется осуществлять выборочную проверку расчетом сопротивлений цепи фаза-ноль.

В сетях напряжением до 1000 В для проверки обеспечения отключения замыканий между фазами и нулевыми проводами ток однофазного короткого замыкания определяют приближенно по формуле

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{Z_{пфо}} \quad (3.3)$$

где U_{ϕ} - фазное напряжение сети, В; $Z_{пфо}$ - полное сопротивление петли фаза-ноль до наиболее удаленной точки сети, Ом.

Для проверки предохранителей на чувствительность рассчитаем ток КЗ

$$I_{ср.пл.вс} < I_{окз}$$

где $I_{ср.пл.вс}$ – ток срабатывания плавкой вставки ОКЗ (защита линий 0,4 кВ при ОКЗ должна срабатывать не более чем за 5 секунд, т.е длительность ОКЗ должна быть не более 5 секунд). Далее для всех предохранителей токи $I_{ср.пл.вс}$ взяты при ОКЗ длительностью 5 секунд – рассматриваем самый «тяжелый» случай.

Полное сопротивление линии вычисляем как: $Z_{лф-0} = R_{0(ф-0)} \cdot L_{л}$

Рассчитаем однофазное короткое замыкание в конце линий ветроустановки:

$$X_0 = 0,15 \cdot X_d''$$

где $X_d'' \approx 0,2$, $\rightarrow X_0 = 0,15 \cdot 0,2 = 0,03$ о.е.

Определим сопротивление нулевой последовательности для электроустановок (ВЭУ), расположенных параллельно: $P_\Sigma = 300$ кВт, $U_H = 400$ В, $\cos\phi = 0,9$

$$Z_{r0} = \frac{X_0 \cdot U_H^2 \cdot \cos\phi}{P_\Sigma \cdot 10^3} = \frac{0,03 \cdot 400^2 \cdot 0,9}{300 \cdot 10^3} = 0,0144 \text{ Ом}$$

Определим ток ОКЗ в каждом присоединении.

Расчет для ВЭУ:

$$R_\phi = 0,253 \text{ Ом/км}; R_{\text{нул.пр}} = 0,363 \text{ Ом/км}; L_\phi = 0,2 \text{ км}$$

Так как энергия передается от ВЭУ по двум параллельным линиям, то в этом случае сопротивление равно:

$$Z_{\text{лф-0}} = \frac{(R_\phi + R_{\text{нул.пр}}) \cdot L_\phi}{2} = \frac{(0,253 + 0,363) \cdot 0,2}{2} = 0,0616 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{пф0}} = Z_{\text{лф-0}} + Z_{r0} = 0,0616 + 0,0144 = 0,076 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_\phi}{Z_{\text{пф0}}} = \frac{220}{0,076} = 2894,74 \text{ А}$$

ППН-37, 400 А – предохранитель срабатывает при токе ОКЗ 1000 А (время-токовая характеристика приведена на рис. 7). $1800 < 2894,74$ А, защита чувствительна к току ОКЗ.

Расчет для ЛЭП 1:

$$R_\phi = 0,443 \text{ Ом/км}; R_{\text{нул.пр}} = 0,493 \text{ Ом/км}; L_\phi = 0,39 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0}} = (R_\phi + R_{\text{нул.пр}}) \cdot L_\phi = (0,443 + 0,493) \cdot 0,39 = 0,365 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_\phi}{Z_{\text{лф-0}}} = \frac{220}{0,365} = 602,74 \text{ А}$$

ППН-33, 63А – предохранитель срабатывает при токе ОКЗ 200 А. $200 < 602,74$ А, защита чувствительна к току ОКЗ.

Расчет для ЛЭП 2:

$$\text{Уч. 0-1: } R_{\phi01} = 0,641 \text{ Ом/км}; R_{\text{нул.пр01}} = 0,493 \text{ Ом/км}; L_{\phi01} = 0,05 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(01)}} = (R_{\phi01} + R_{\text{нул.пр01}}) \cdot L_{\phi01} = (0,641 + 0,493) \cdot 0,05 = 0,057 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-2: } R_{\phi 12} = 0,32 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр12}} = 0,363 \text{ Ом/км; } L_{\text{л12}} = 0,36 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(12)}} = (R_{\phi 12} + R_{\text{нул.пр12}}) \cdot L_{\text{л12}} = (0,32 + 0,363) \cdot 0,36 = 0,24 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-3: } R_{\phi 13} = 0,32 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр13}} = 0,363 \text{ Ом/км; } L_{\text{л13}} = 0,45 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(13)}} = (R_{\phi 13} + R_{\text{нул.пр13}}) \cdot L_{\text{л13}} = (0,32 + 0,363) \cdot 0,45 = 0,31 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{п02}} = Z_{\text{лф-0(01)}} + Z_{\text{лф-0(12)}} = 0,057 + 0,24 = 0,296 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{п03}} = Z_{\text{лф-0(01)}} + Z_{\text{лф-0(13)}} = 0,057 + 0,31 = 0,37 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз02}} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{п02}}} = \frac{220}{0,296} = 743,2 \text{ А}$$

$$I_{\text{кз03}} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{п03}}} = \frac{220}{0,37} = 594,6 \text{ А}$$

ППН-33, 200А – предохранитель срабатывает при токе ОКЗ 730 А

На участке 0-2: $730 < 743,2 \text{ А}$, защита чувствительна к току ОКЗ.

На участке 0-3: $730 > 594,6 \text{ А}$, защита не чувствительна к току ОКЗ.

Следовательно на участке 1-3 ЛЭП 2 необходимо выбрать провод с большим сечением СИП-2 3x120+1x95, на участке 0-1 СИП-2 3x120+1x95. Тогда:

$$\text{Уч. 0-1: } R_{\phi 01} = 0,253 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр01}} = 0,363 \text{ Ом/км; } L_{\text{л01}} = 0,05 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(01)}} = (R_{\phi 01} + R_{\text{нул.пр01}}) \cdot L_{\text{л01}} = (0,253 + 0,363) \cdot 0,05 = 0,03 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-3: } R_{\phi 13} = 0,253 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр13}} = 0,363 \text{ Ом/км; } L_{\text{л13}} = 0,45 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(13)}} = (R_{\phi 13} + R_{\text{нул.пр13}}) \cdot L_{\text{л13}} = (0,253 + 0,363) \cdot 0,45 = 0,26 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{п02}} = Z_{\text{лф-0(01)}} + Z_{\text{лф-0(12)}} = 0,03 + 0,24 = 0,27 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{п03}} = Z_{\text{лф-0(01)}} + Z_{\text{лф-0(13)}} = 0,03 + 0,26 = 0,29 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз02}} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{п02}}} = \frac{220}{0,27} = 814,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{кз03}} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{п03}}} = \frac{220}{0,29} = 760,6 \text{ А}$$

ППН-33, 200А – предохранитель срабатывает при токе ОКЗ 730 А

$730 < 814,8 \text{ А}$, защита чувствительна к току ОКЗ.

$730 < 760,6 \text{ А}$, защита чувствительна к току ОКЗ.

Расчет для ЛЭП 3:

$$R_{\phi} = 0,443 \text{ Ом/км}; R_{\text{нул.пр}} = 0,493 \text{ Ом/км}; L_{\text{л}} = 0,39 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0}} = (R_{\phi} + R_{\text{нул.пр}}) \cdot L_{\text{л}} = (0,443 + 0,493) \cdot 0,39 = 0,365 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{пф0}}} = \frac{220}{0,365} = 602,74 \text{ А}$$

ППН-33, 100 А – предохранитель срабатывает при токе ОКЗ 300 А
 $300 < 602,74 \text{ А}$, защита чувствительна к току ОКЗ.

Расчет для ЛЭП 4:

$$\text{Уч. 0-1: } R_{\phi 01} = 1,2 \text{ Ом/км}; R_{\text{нул.пр}01} = 0,63 \text{ Ом/км}; L_{\text{л}01} = 0,07 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(01)}} = (R_{\phi 01} + R_{\text{нул.пр}01}) \cdot L_{\text{л}01} = (1,2 + 0,63) \cdot 0,07 = 0,12 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-2: } R_{\phi 12} = 1,2 \text{ Ом/км}; R_{\text{нул.пр}12} = 0,63 \text{ Ом/км}; L_{\text{л}12} = 0,12 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(12)}} = (R_{\phi 12} + R_{\text{нул.пр}12}) \cdot L_{\text{л}12} = (1,2 + 0,63) \cdot 0,12 = 0,21 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-3: } R_{\phi 13} = 1,2 \text{ Ом/км}; R_{\text{нул.пр}13} = 0,63 \text{ Ом/км}; L_{\text{л}13} = 0,16 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(13)}} = (R_{\phi 13} + R_{\text{нул.пр}13}) \cdot L_{\text{л}13} = (1,2 + 0,63) \cdot 0,16 = 0,29 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{п02}} = Z_{\text{лф-0(01)}} + Z_{\text{лф-0(12)}} = 0,12 + 0,21 = 0,33 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{п03}} = Z_{\text{лф-0(01)}} + Z_{\text{лф-0(13)}} = 0,12 + 0,29 = 0,41 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз02}} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{п02}}} = \frac{220}{0,33} = 666,7 \text{ А}$$

$$I_{\text{кз03}} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{п03}}} = \frac{220}{0,41} = 536,59 \text{ А}$$

ППН-33, 125 А – предохранитель срабатывает при токе ОКЗ 600 А

На участке 0-2: $600 < 666,7 \text{ А}$, защита чувствительна к току ОКЗ.

На участке 0-3: $600 > 511,63 \text{ А}$, защита не чувствительна к току ОКЗ.

Следовательно на участке ЛЭП 4 1-3 необходимо выбрать провод с большим сечением СИП-2 3x35+1x54,6. Тогда:

$$R_{\phi 13} = 0,868 \text{ Ом/км}; R_{\text{нул.пр}13} = 0,63 \text{ Ом/км}; L_{\text{л}13} = 0,16 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(13)}} = (R_{\phi 13} + R_{\text{нул.пр}13}) \cdot L_{\text{л}13} = (0,868 + 0,63) \cdot 0,16 = 0,23 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{п03}} = Z_{\text{лф-0(01)}} + Z_{\text{лф-0(13)}} = 0,13 + 0,23 = 0,36 \text{ Ом}$$

$$I_{кз02} = \frac{U_{\phi}}{Z_{п02}} = \frac{220}{0,36} = 615 \text{ А}$$

600 < 615 А, защита чувствительна к току ОКЗ.

Расчет для ЛЭП 5:

$$\text{Уч. 0-1: } R_{\phi01} = 0,868 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр}01} = 0,72 \text{ Ом/км; } L_{л01} = 0,23 \text{ км}$$

$$Z_{л\phi-0(01)} = (R_{\phi01} + R_{\text{нул.пр}01}) \cdot L_{л01} = (0,868 + 0,72) \cdot 0,23 = 0,36 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-2: } R_{\phi12} = 1,91 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр}12} = 1,38 \text{ Ом/км; } L_{л12} = 0,04 \text{ км}$$

$$Z_{л\phi-0(12)} = (R_{\phi12} + R_{\text{нул.пр}12}) \cdot L_{л12} = (1,91 + 1,38) \cdot 0,04 = 0,13 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-3: } R_{\phi13} = 1,91 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр}13} = 1,38 \text{ Ом/км; } L_{л13} = 0,06 \text{ км}$$

$$Z_{л\phi-0(13)} = (R_{\phi13} + R_{\text{нул.пр}13}) \cdot L_{л13} = (1,91 + 1,38) \cdot 0,06 = 0,19 \text{ Ом}$$

$$Z_{п02} = Z_{л\phi-0(01)} + Z_{л\phi-0(12)} = 0,36 + 0,13 = 0,49 \text{ Ом}$$

$$Z_{п03} = Z_{л\phi-0(01)} + Z_{л\phi-0(13)} = 0,36 + 0,19 = 0,55 \text{ Ом}$$

$$I_{кз02} = \frac{U_{\phi}}{Z_{п02}} = \frac{220}{0,49} = 448,98 \text{ А}$$

$$I_{кз03} = \frac{U_{\phi}}{Z_{п03}} = \frac{220}{0,55} = 400 \text{ А}$$

ППН-33, 80 А – предохранитель срабатывает при токе ОКЗ 330 А

330 < 448,98 А, защита чувствительна к току ОКЗ.

330 < 400 А, защита чувствительна к току ОКЗ.

Расчет для ЛЭП 6:

$$R_{\phi} = 0,32 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр}} = 0,493 \text{ Ом/км; } L_{л} = 0,41 \text{ км}$$

$$Z_{л\phi-0} = (R_{\phi} + R_{\text{нул.пр}}) \cdot L_{л} = (0,32 + 0,493) \cdot 0,41 = 0,333 \text{ Ом}$$

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{Z_{п\phi0}} = \frac{220}{0,333} = 660,01 \text{ А}$$

ППН-33, 125 А – предохранитель срабатывает при токе ОКЗ 600 А

600 < 660,01 А, защита чувствительна к току ОКЗ.

Расчет для ЛЭП 7:

$$R_{\phi} = 0,32 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр}} = 0,493 \text{ Ом/км; } L_{л} = 0,28 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0}} = (R_{\phi} + R_{\text{нул.пр}}) \cdot L_{\text{л}} = (0,32 + 0,493) \cdot 0,28 = 0,227 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{пф0}}} = \frac{220}{0,227} = 966,44 \text{ А}$$

ППН-33, 160 А – предохранитель срабатывает при токе ОКЗ 750 А
 $750 < 966,44 \text{ А}$, защита чувствительна к току ОКЗ.

Расчет для ЛЭП 2 (освещение):

$$\text{Уч. 0-1: } R_{\phi 01} = 1,91 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр01}} = 2,6 \text{ Ом/км; } L_{\text{л01}} = 0,05 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(01)}} = (R_{\phi 01} + R_{\text{нул.пр01}}) \cdot L_{\text{л01}} = (1,91 + 2,6) \cdot 0,05 = 0,22 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-2: } R_{\phi 12} = 1,91 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр12}} = 2,6 \text{ Ом/км; } L_{\text{л12}} = 0,36 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(12)}} = (R_{\phi 12} + R_{\text{нул.пр12}}) \cdot L_{\text{л12}} = (1,91 + 2,6) \cdot 0,36 = 1,6 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-3: } R_{\phi 13} = 1,91 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр13}} = 2,6 \text{ Ом/км; } L_{\text{л13}} = 0,45 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(13)}} = (R_{\phi 13} + R_{\text{нул.пр13}}) \cdot L_{\text{л13}} = (1,91 + 2,6) \cdot 0,45 = 2,03 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{п02}} = Z_{\text{лф-0(01)}} + Z_{\text{лф-0(12)}} = 0,22 + 1,6 = 1,82 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{п03}} = Z_{\text{лф-0(01)}} + Z_{\text{лф-0(13)}} = 0,22 + 2,03 = 2,25 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз02}} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{п02}}} = \frac{220}{1,82} = 120,88 \text{ А; } I_{\text{кз03}} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{п03}}} = \frac{220}{2,25} = 97,78 \text{ А}$$

ППН-33, 40 А – предохранитель срабатывает при токе ОКЗ 130 А
 $150 > 120,88 \text{ А}$, защита не чувствительна к току ОКЗ.

$150 > 97,78 \text{ А}$, защита не чувствительна к току ОКЗ.

Так как защита не чувствительна к току необходимо выбрать провод с большим сечением СИП-2 2x25. Тогда:

$$\text{Уч. 0-1: } R_{\phi 01} = 1,2 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр01}} = 1,38 \text{ Ом/км; } L_{\text{л01}} = 0,05 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(01)}} = (R_{\phi 01} + R_{\text{нул.пр01}}) \cdot L_{\text{л01}} = (1,2 + 1,38) \cdot 0,05 = 0,13 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-2: } R_{\phi 12} = 1,2 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр12}} = 1,38 \text{ Ом/км; } L_{\text{л12}} = 0,36 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(12)}} = (R_{\phi 12} + R_{\text{нул.пр12}}) \cdot L_{\text{л12}} = (1,2 + 1,38) \cdot 0,36 = 0,92 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-3: } R_{\phi 13} = 1,2 \text{ Ом/км; } R_{\text{нул.пр13}} = 1,38 \text{ Ом/км; } L_{\text{л13}} = 0,45 \text{ км}$$

$$Z_{\text{лф-0(13)}} = (R_{\phi 13} + R_{\text{нул.пр13}}) \cdot L_{\text{л13}} = (1,2 + 1,38) \cdot 0,45 = 1,16 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{п02}} = Z_{\text{лф-0(01)}} + Z_{\text{лф-0(12)}} = 0,13 + 0,92 = 1,05 \text{ Ом}$$

$$Z_{п03} = Z_{лф-0(01)} + Z_{лф-0(13)} = 0,13 + 1,16 = 1,29 \text{ Ом}$$

$$I_{кз02} = \frac{U_{\phi}}{Z_{п02}} = \frac{220}{1,05} = 210 \text{ А}; I_{кз03} = \frac{U_{\phi}}{Z_{п02}} = \frac{220}{1,29} = 170,54 \text{ А}$$

150 < 210 А, защита чувствительна к току ОКЗ.

150 < 170,54 А, защита чувствительна к току ОКЗ.

Расчет для ЛЭП 3 (освещение):

$$R_{\phi} = 1,2 \text{ Ом/км}; R_{нул.пр} = 1,38 \text{ Ом/км}; L_{л} = 0,39 \text{ км}$$

$$Z_{лф-0} = (R_{\phi} + R_{нул.пр}) \cdot L_{л} = (1,2 + 1,38) \cdot 0,39 = 1,0062 \text{ Ом}$$

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{Z_{пф0}} = \frac{220}{1,0062} = 218,6 \text{ А}$$

ППН-33, 40 А – предохранитель срабатывает при токе ОКЗ 150 А

150 < 218,6 А, защита чувствительна к току ОКЗ.

Расчет для ЛЭП 4 (освещение):

$$\text{Уч. 0-1: } R_{\phi01} = 1,2 \text{ Ом/км}; R_{нул.пр01} = 1,38 \text{ Ом/км}; L_{л01} = 0,07 \text{ км}$$

$$Z_{лф-0(01)} = (R_{\phi01} + R_{нул.пр01}) \cdot L_{л01} = (1,2 + 1,38) \cdot 0,07 = 0,18 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-2: } R_{\phi12} = 1,2 \text{ Ом/км}; R_{нул.пр12} = 1,38 \text{ Ом/км}; L_{л12} = 0,12 \text{ км}$$

$$Z_{лф-0(12)} = (R_{\phi12} + R_{нул.пр12}) \cdot L_{л12} = (1,2 + 1,38) \cdot 0,12 = 0,31 \text{ Ом}$$

$$\text{Уч. 1-3: } R_{\phi13} = 1,2 \text{ Ом/км}; R_{нул.пр13} = 1,38 \text{ Ом/км}; L_{л13} = 0,16 \text{ км}$$

$$Z_{лф-0(13)} = (R_{\phi13} + R_{нул.пр13}) \cdot L_{л13} = (1,2 + 1,38) \cdot 0,16 = 0,41 \text{ Ом}$$

$$Z_{п02} = Z_{лф-0(01)} + Z_{лф-0(12)} = 0,18 + 0,31 = 0,49 \text{ Ом}$$

$$Z_{п03} = Z_{лф-0(01)} + Z_{лф-0(13)} = 0,18 + 0,41 = 0,59 \text{ Ом}$$

$$I_{кз02} = \frac{U_{\phi}}{Z_{п02}} = \frac{220}{0,49} = 448,9 \text{ А}; I_{кз03} = \frac{U_{\phi}}{Z_{п02}} = \frac{220}{0,59} = 372,88 \text{ А}$$

150 < 448,9 А, защита чувствительна к току ОКЗ.

150 < 372,88 А, защита чувствительна к току ОКЗ.

Сведем результаты расчетов в табл.12.

Таблица 3.3 Результат расчета токов однофазного короткого замыкания

Номер ЛЭП	Юкз, А	I _{ср.пл.вс} , А	Ипл.вс, А	Длина линии,	R _{0ф} , Ом/км	R _{0ноль} , Ом/км	Марка провода
-----------	--------	---------------------------	-----------	--------------	-------------------------	----------------------------	---------------

				кМ			
ВЭУ	2894,7	1800	400	0,2	0,253/2	0,363/2	2 СИП-2 3x120+1x95
ЛЭП 1	432,18	200	63	0,39	0,443	0,493	СИП-2 3x70+1x70
ЛЭП 2 (уч. 0-1)	I ₀₂ =814,8	730	200	0,05	0,253	0,363	СИП-2 3x120+1x95
ЛЭП 2 (уч. 1-2)	I ₀₃ =760,6	730	200	0,36	0,32	0,363	СИП-2 3x95+1x95
ЛЭП 2 (уч. 1-3)	-	730	200	0,45	0,253	0,363	СИП-2 3x120+1x95
ЛЭП 3	602,74	300	100	0,39	0,443	0,493	СИП-2 3x70+1x70
ЛЭП 4 (уч. 0-1)	I ₀₂ =666,7	600	125	0,07	1,2	0,63	СИП-2 3x25+1x54,6
ЛЭП 4 (уч. 1-2)	I ₀₃ =615	600	125	0,12	1,2	0,63	СИП-2 3x25+1x54,6
ЛЭП 4 (уч. 1-3)	-	600	125	0,16	0,868	0,63	СИП-2 3x35+1x54,6
ЛЭП 5 (уч. 0-1)	I ₀₂ =448,98	330	80	0,23	0,868	0,72	СИП-2 3x35+1x50
ЛЭП 5 (уч. 1-2)	I ₀₃ =400	330	80	0,04	1,91	1,38	СИП-2 3x16+1x25
ЛЭП 5 (уч. 1-3)	-	330	80	0,06	1,91	1,38	СИП-2 3x16+1x25
ЛЭП 6	660,01	600	125	0,41	0,32	0,493	СИП-2 3x95+1x70
ЛЭП 7	966,44	750	160	0,28	0,32	0,493	СИП-2 3x95+1x70
Освещение							
ЛЭП 2 (уч. 0-1)	I ₀₂ =210	150	40	0,05	1,2	1,38	СИП-2 2x25
ЛЭП 2 (уч. 1-2)	I ₀₃ =170,54	150	40	0,36	1,2	1,38	СИП-2 2x25
ЛЭП 2 (уч. 1-3)	-	150	40	0,45	1,2	1,38	СИП-2 2x25
ЛЭП 3	218,6	150	40	0,39	1,2	1,38	СИП-2 2x25
ЛЭП 4 (уч. 0-1)	I ₀₂ =448,9	150	40	0,07	1,2	1,38	СИП-2 2x25
ЛЭП 4 (уч. 1-2)	I ₀₃ =372,88	150	40	0,12	1,2	1,38	СИП-2 2x25
ЛЭП 4 (уч. 1-3)	-	150	40	0,16	1,2	1,38	СИП-2 2x25

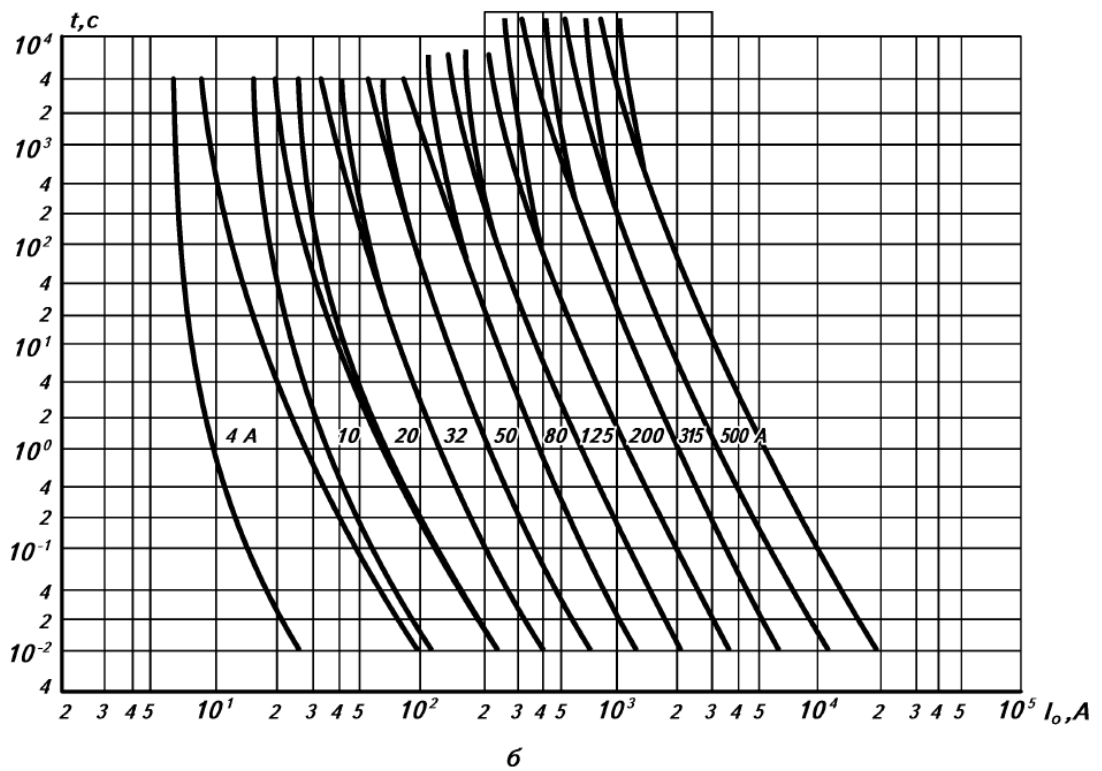
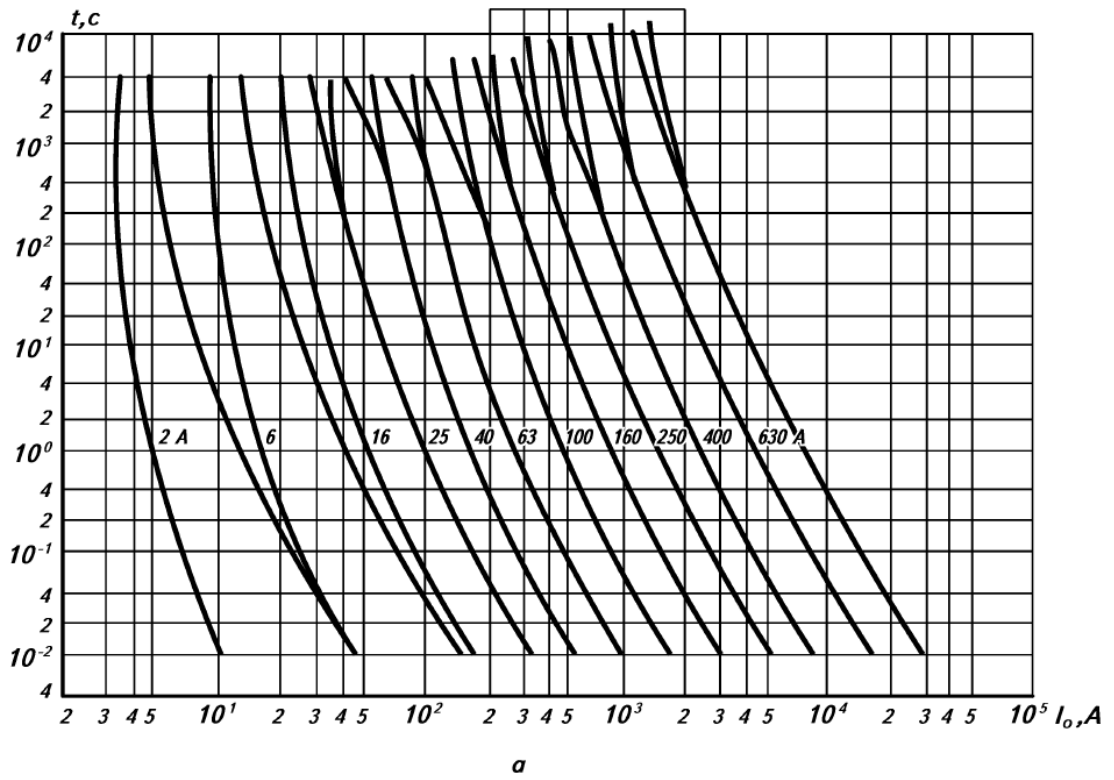


Рисунок 3.1-Время-токовая характеристика предохранителей ППН

4 Конструктивное исполнение ЛЭП

Для питания поселка были выбраны самонесущие изолированные провода на железобетонных опорах. Провода СИП состоят из трех алюминиевых изолированных фазных проводов, скрученных вокруг изолированного нулевого провода. Изоляция выполнена из сшитого полиэтилена.

Входы в здания, въезды во дворы. Опоры должны размещаться таким образом, чтобы не затруднять движение транспорта и пешеходов.

Глухие стены зданий. СИП-2 при необходимости можно прокладывать по стенам зданий и кроном деревьев.

Крыши. Допускается прохождение ВЛ над крышами жилых и не жилых помещений. Ввод СИПа в здания, как жилые так и не жилые осуществляется особым образом.

Автомобильные 1 и 2 категории и ж/д дороги. При пересечении должны выполняться требования, предъявляемые к ВЛ до 1000 В: для изолированных проводов вертикальное расстояние от поверхности земли до провода не менее 5 м.

В работе применяются опоры: анкерные, промежуточные, угловые, концевые, ответвительные.

Промежуточные опоры поддерживают провода на прямых участках линий и составляют около 80% всех опор. Анкерные опоры устанавливаются через определенное число пролетов. Они имеют жесткое закрепление проводов. Угловые опоры служат для изменения направления, концевые опоры устанавливают в начале и в конце линии. Ответвительные опоры устанавливаются на ответвлениях.

Опоры прямые промежуточные, а также анкерные, рассчитанные на небольшую разность тяжений проводов в смежных пролетах, выполняют одностоечными. А опоры, воспринимающие полное тяжение проводов или сумму тяжений в смежных пролетах, выполняют с подкосами,

устанавливаемыми со стороны тяжений проводов или их равнодействующей, или с оттяжками, которые устанавливают со стороны, противоположной подкосу. Подкосы и их крепления в грунте работают на сжатие, оттяжки на растяжение, а их крепление в грунте на выравнивание. Все типы опор в обычных грунтах закрепляют без устройства специальных фундаментов.

Линии выполнены на железобетонных опорах стойки типа СВ-95-3,6 и СВ-105-3,6. Вид опор представлен на рисунке 8.

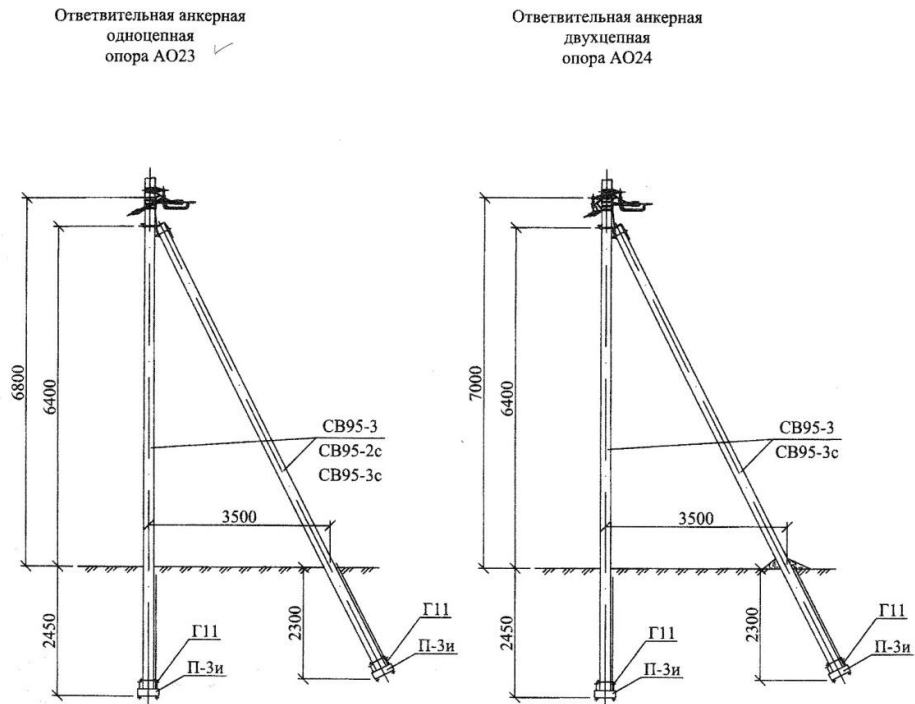


Рисунок 4.1-Ответвительные анкерные опоры

Опоры отличаются одна от другой креплением проводов, которое определяется типом опоры.

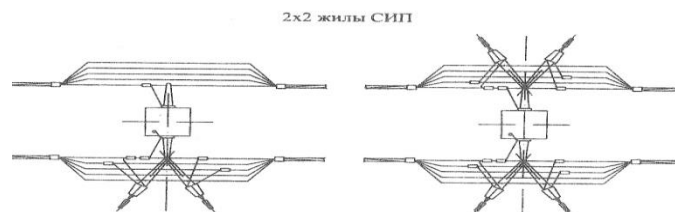
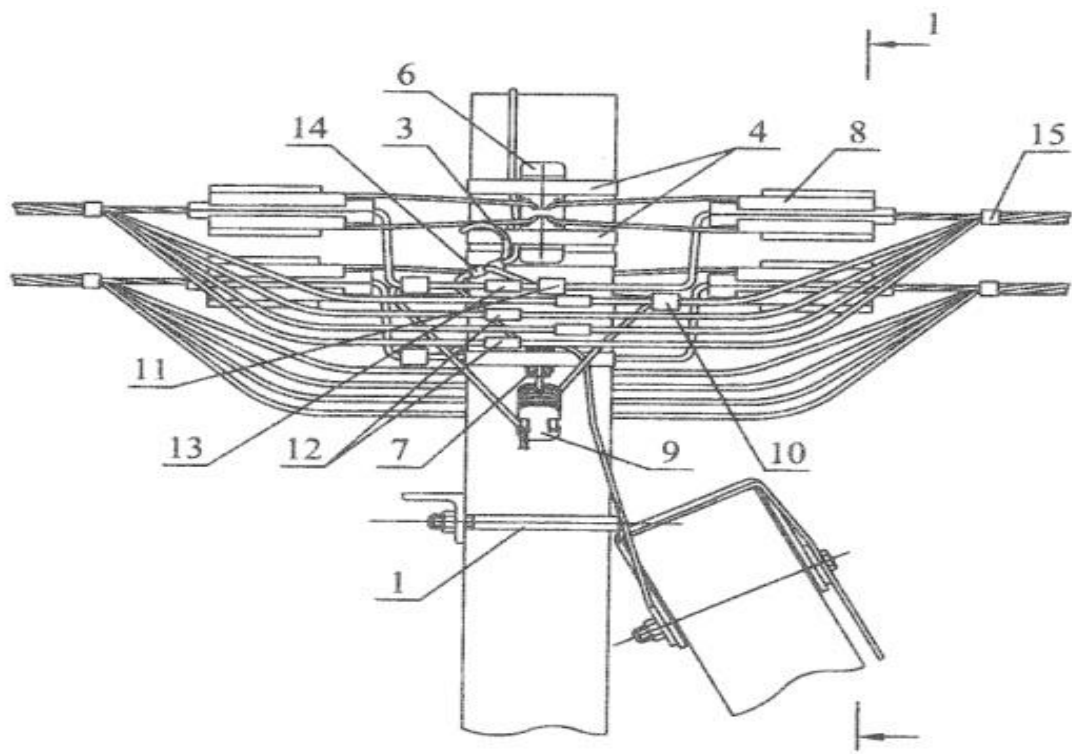


Рисунок 4.2-Крепление и ответвление к вводам зданий на промежуточных опорах П24



Ответвления к вводам в здания в /
проводов СИП .

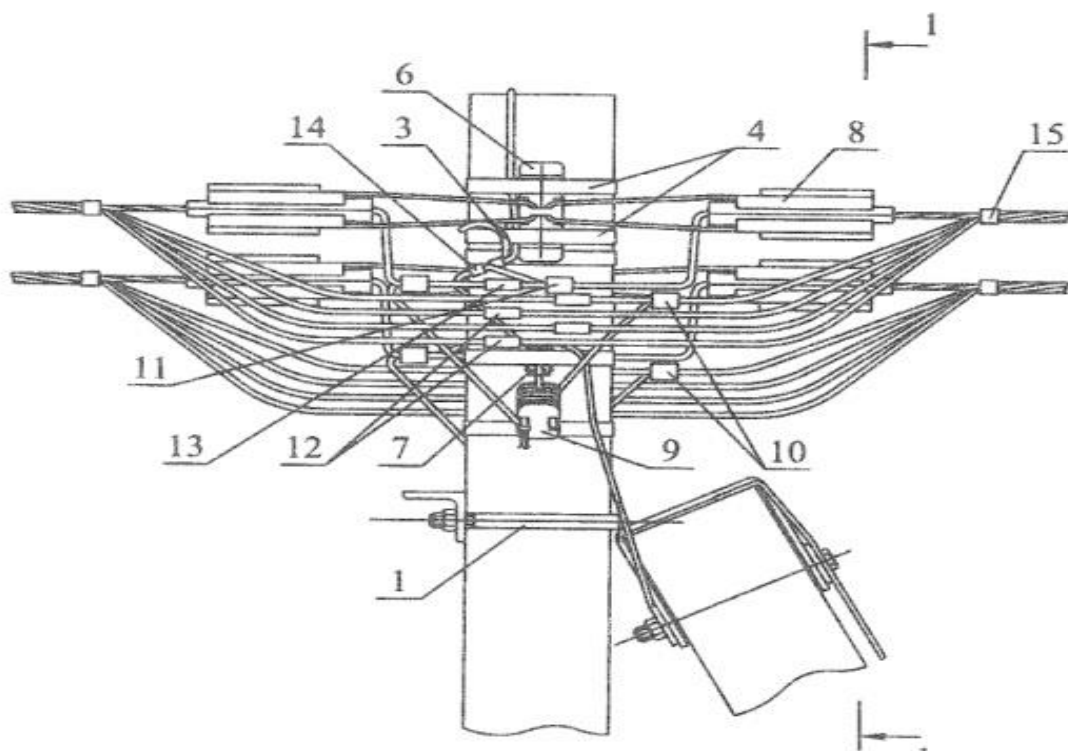


Рисунок 4.3-Крепление и ответвление к вводам зданий на анкерных опорах А24

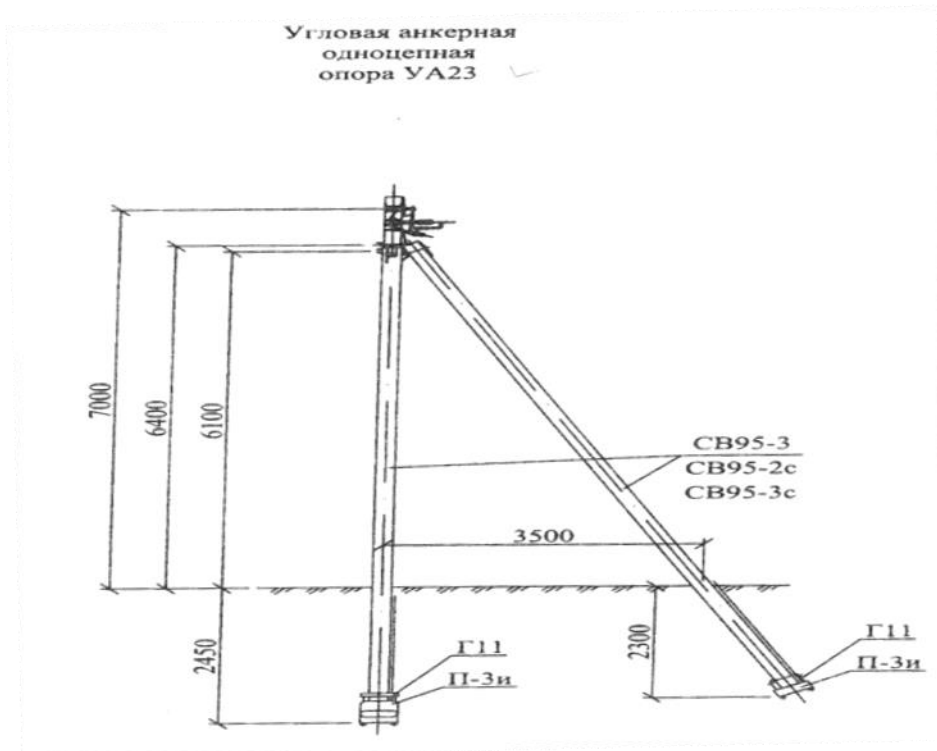
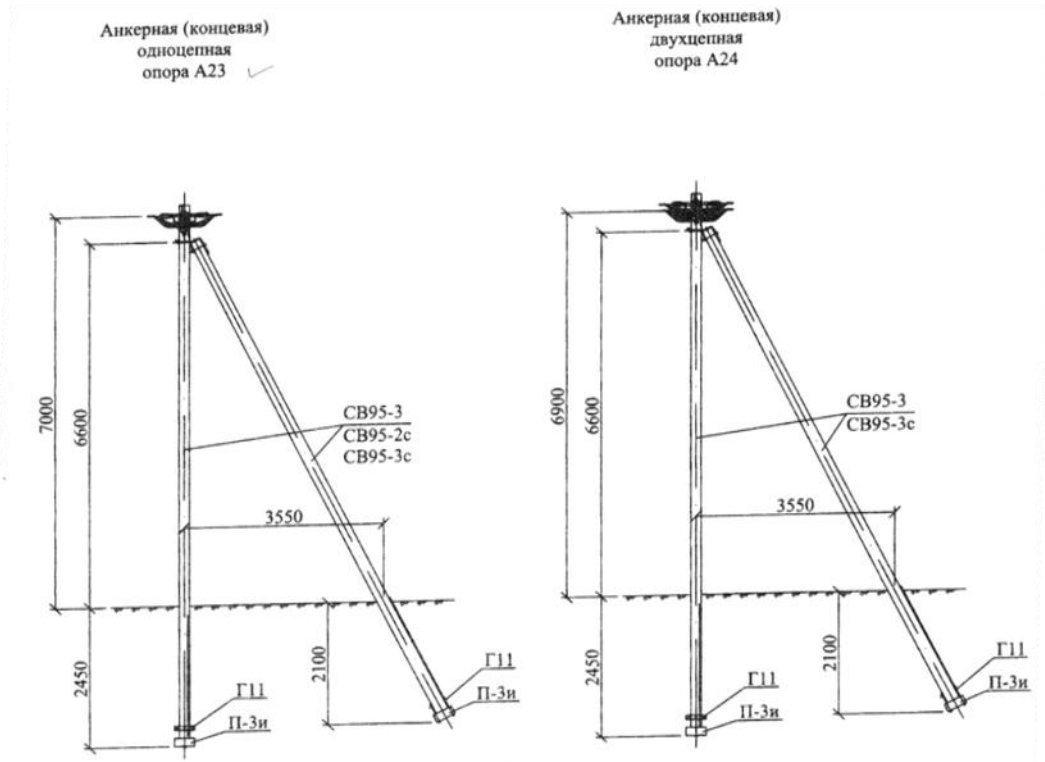


Рисунок 4.4-Типы опор, применяемые на линиях с СИП

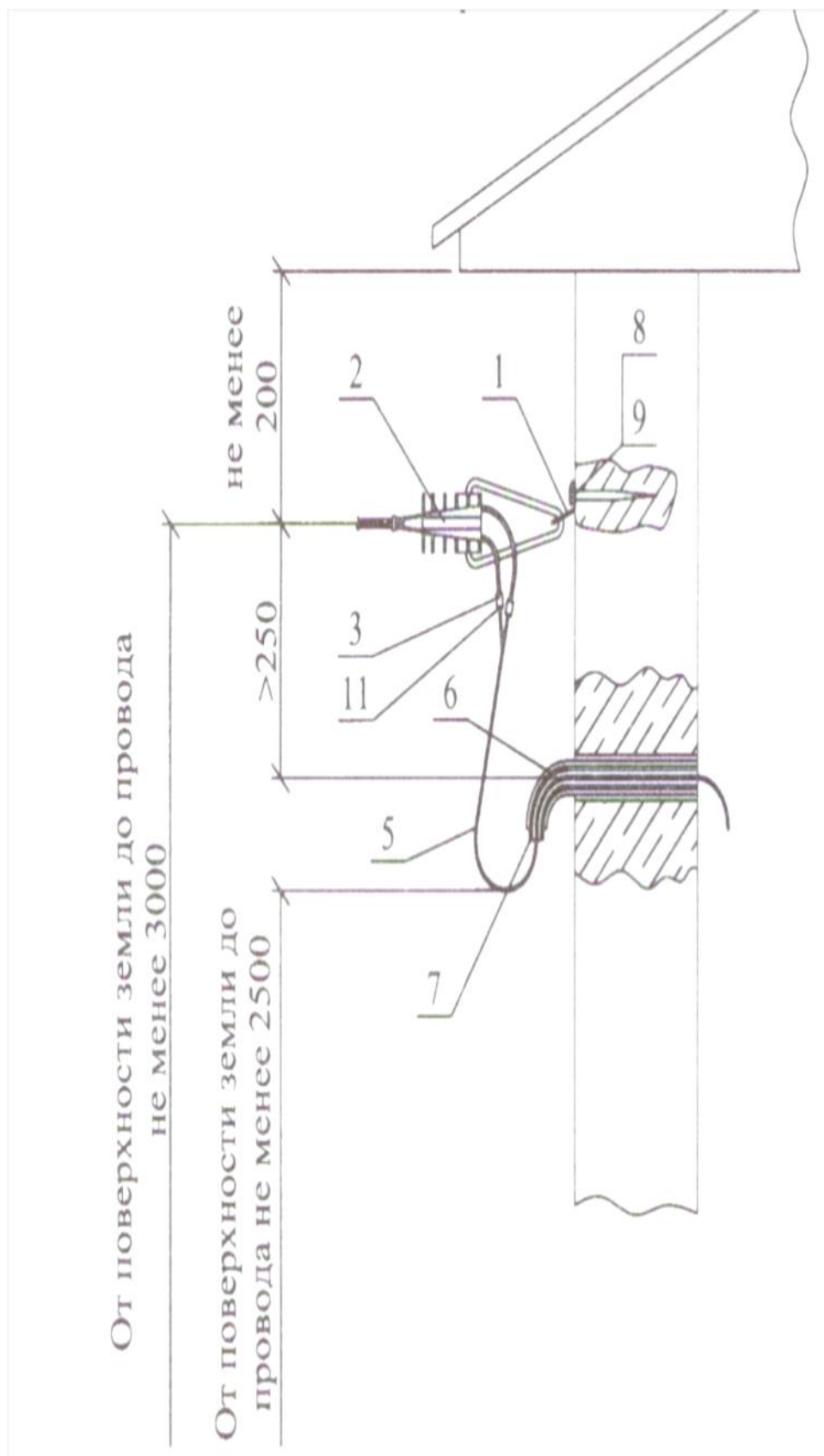


Рисунок 4.5-Ввод в здание СИП

5 Безопасность жизнедеятельности

5.1 Анализ условий труда диспетчерский пункт

Помещение диспетчерский пункт: длина - 14 м, ширина - 10 м, высота - 4 м. В помещении находятся шкафы РЗиА, ЩСН-0,4 кВ, диспетчерский пульт, 1 компьютер и постоянно работает 1 человек.

Обслуживающий персонал работает в две смены.

1. Нормы освещенности помещения приняты согласно СНиП РК.
2. Напряжение сети рабочего освещения 380/220 В (фаза-ноль).
3. В качестве источника искусственного освещения выбраны светильники с люминесцентными лампами.

Для создания благоприятных условий труда рассчитано естественное освещение, искусственное освещение $E = 300$ лк, что удовлетворяет нормам освещенности.

Климатические условия на рабочем месте оператора соответствует следующим санитарно-гигиеническим нормам:

- температура окружающей среды - от 21 до 25 °С (в холодный период года), от 23 до 25 °С (в теплый период года);
- атмосферное давление - от 630 до 800 мм рт. ст.;
- относительная влажность - 40-60 %, но не более 75 %;
- скорость движения воздуха - не более 0,1 м/с (в холодный период года), 0,1-0,2 м/с (в теплый период года).

Уровень шума на рабочем месте при выполнении оператором основной работы на ПК не должен превышать 50 дБА

Воздействие указанных неблагоприятных факторов приводит к снижению работоспособности, вызываемое развивающимся утомлением. Появление и развитие утомления связано с изменениями, возникающими в процессе работы в центральной нервной системе, с тормозными процессами в коре головного мозга.

При конструировании рабочего места создаются следующие условия: достаточное рабочее пространство для работающего человека, зрительные и слуховые связи между работающим человеком и оборудованием, а также между людьми в процессе выполнения общей трудовой задачи.

5.2 Мероприятие по улучшению условия труда

Для искусственного освещения помещений следует использовать люминесцентные лампы, у которых высокая световая отдача (до 80 лм/Вт и более), продолжительный срок службы (до 10000 ч), малая яркость

светящейся поверхности, близкий к естественному, спектральный состав излучаемого света, что обеспечивает хорошую цветопередачу. Вместе с тем учитываем и недостатки этих ламп: высокая пульсация светового потока, необходимость применения специальной пускорегулирующей аппаратуры, сложность их утилизации из-за наличия в лампах паров ртути.

Для помещений, в которых предусматривается общее равномерное освещение горизонтальных поверхностей, освещение рассчитывают методом коэффициента использования светового потока.

Рассчитаем общее освещение зала панелей релейной защиты подстанции длиной 14 м, шириной 10 м, высотой 4 м. Разряд зрительной работы IV, в. Нормируемая освещенность равна 300 лк.

Определим количество люминесцентных ламп типа НВХ 250М со световым потоком $F_{\lambda} = 13000$ лм

Таблица 5.2-Тип светильника

Тип помещения	Трансформаторная подстанция
Тип светильника	НВХ 250М
Цоколь	E40
Тип лампы	Osram HQL 250W E40
Коэф. использования, %	60
Cosφ	0,85
Световой поток, лм	13000

Мощность 65 Вт, $W = 12,8$ Вт/м²

Коэффициент отражении потолка, стен, пола: $\rho_{пот} = 70\%$, $\rho_{ст} = 50\%$, $\rho_{пол} = 30\%$ [3].

Для того что бы найти количество необходимых светильников используем формулу:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{F \cdot \eta}, \quad (5.1)$$

где $E = 300$ лк – нормируемая освещенность;

$K_z = 1,5$ – коэффициент запаса при искусственном освещении;

$S = 140$ м² – освещаемая площадь;

$Z = 1,1$ – коэффициент неравномерности освещения;

$F = 13000$ лм – световой поток лампы;

η – коэффициент использования светового потока;

1) Освещаемая площадь: $S = 150 \text{ м}^2$.

2) Расчетная высота подвеса находится из выражения:

$$h = H - h_{\text{р.п}} = 4 - 1,2 = 2,8 \text{ м},$$

где H – высота помещения;

$h_{\text{р.п}}$ – высота рабочей поверхности;

3) Определим индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{15 \cdot 10}{2,8 \cdot (14 + 10)} = 2,23.$$

4) $\eta = 65\%$ – коэффициент использования светового потока.

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{F \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 150 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{13000 \cdot 0,65} = 9 \text{ шт.}$$

Расположим светильники в пять рядов по длине.

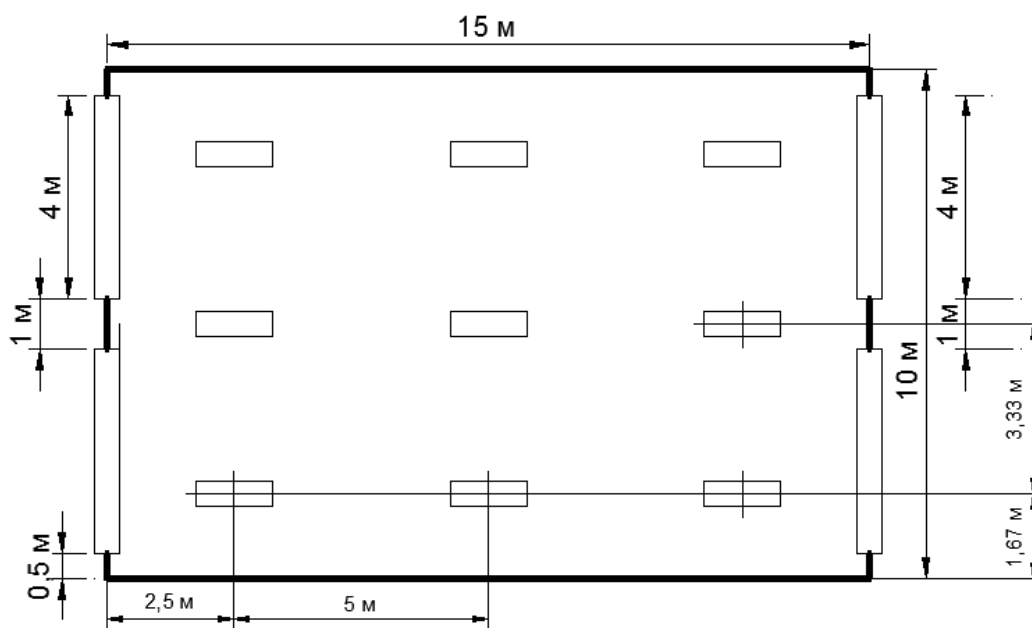


Рисунок 5.1- Схема люминесцентных ламп в диспетчерском помещении подстанции

5.3 Определение площади пожара при возгорании силового трансформатора ТДН – 400/10

Пожарная опасность маслонаполненной электрической аппаратуры
Сухие трансформаторы менее пожароопасны, чем масляные: в них горючим материалом является лишь твердая изоляция (бумажно-

бакелитовые цилиндры, бумажная и хлопчатобумажная изоляция обмоток, пропитанных лаками, и т. д.).

Пожарная опасность трансформаторов с масляным охлаждением значительно увеличивается из-за большого количества в них трансформаторного масла.

Значительно увеличивает пожарную опасность старение масла, сильно снимающее его изолирующие свойства, т. е. способствующее пробоям изоляции, который может привести к образованию в масле мощных искр и дуг.

При повреждениях или возникновении электрической дуги масло, нагреваясь, подвергается термическому разложению (крекингу) на газообразные составляющие. В таких случаях из масла выделяются метан, водород, этилен, ацетилен и др.

Эти газы в смеси с воздухом образуют взрывоопасные смеси, которые могут взорваться под действием электрических дуг или мощных электрических искр; электрические дуги вызывают также науглероживание масла.

Причины загораний электродвигателей, генераторов и трансформаторов

1. Перегрев от коротких замыканий в обмотках в результате межвиткового пробоя электроизоляции:

- в одной обмотке повышенным напряжением;
- в месте образования микротрещин как заводского брака;
- от старения;
- от воздействия влаги или агрессивной среды;
- от воздействия локального внешнего или внутреннего перегрева;
- от механического повреждения.

2. Перегрев от коротких замыканий на корпус в результате пробоя электроизоляции обмоток:

- повышенным напряжением;
- от старения электроизоляции;
- пробоя электроизоляции обмоток на корпус от механического повреждения электроизоляции;
- от воздействия влаги или агрессивной среды;
- от внешнего или внутреннего перегрева.

3. Перегрев от токовой перегрузки обмоток возможен в результате:

- завышения механической нагрузки на валу;
- работы трехфазного двигателя на двух фазах;
- торможения ротора в подшипниках от механического износа и отсутствия смазки;
- повышенного напряжения питания;
- длительной непрерывной работы под максимальной нагрузкой;
- нарушения вентиляции (охлаждения);

- завышенной частоты включения под нагрузку и выключения;
- завышенной частоты реверсирования электродвигателей;
- нарушение режима пуска (отсутствие пусковых гасящих сопротивлений).

4. Перегрев от искрения в контактных кольцах и коллекторе в результате:

- износа контактных колец, коллектора и щеток, приводящего к ослаблению контактов;
- загрязнения, окисления контактных колец, коллектора;
- механического повреждения контактных колец, коллектора и щеток;
- нарушения мест установки токоъемных элементов на коллекторе;
- перегрузки на валу (для электродвигателей);¹
- токовой перегрузки в цепи генератора;
- замыкания пластин коллектора из-за образования токопроводящих мостиков на угольной и медной пыли.

Расчёт площади пожара.

Исходные данные:

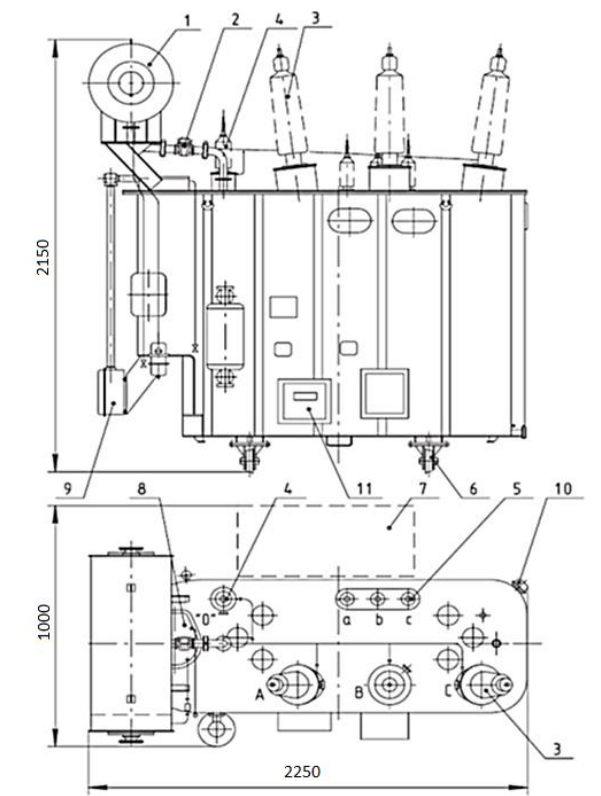


Рисунок 5.3 - Трансформатор типа ТДН 400/10

Полный объём масла (V) = 4,8375 м³.

$$q_i = 0,85 \cdot 10^3 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Определим количество горючего вещества на единицу площади:

$$q_{M1} = \frac{q_i}{S} \text{ кг} \cdot \text{м}^{-2} \quad (5.2)$$

где S – площадь трансформатора, принимаем $S = 2,25 \cdot 1 = 2,25 \text{ м}^2$.

$$q_{M1} = \frac{0,85 \cdot 10^3}{2,25} = 377,78 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-2}$$

Количество приведённой пожарной нагрузки найдём по формуле:

$$q_1 = q_{M1} \cdot \frac{Q_{H1}^p}{13,8} \quad (5.3)$$

где Q_{H1}^p - теплота сгорания i - го материала, принимаем $13,4 \text{ МДж} \cdot \text{кг}^{-1}$.

$$q_1 = 377,78 \cdot \frac{13,4}{13,8} = 366,83 \text{ МДж} \cdot \text{кг}^{-1}.$$

Вычислим продолжительность начальной стадии пожара по формуле ($V < 3 \cdot 10^3 \text{ м}^3$):

$$t_{H.C.П.} = 0,94 \cdot 10^{-2} \cdot t_{H.C.П.}^{np} \cdot \left(\frac{1}{\varphi_{cp} \cdot Q_{HCP}^p \cdot u^2} \right)^{\frac{1}{3}}; \quad (5.4)$$

где $t_{H.C.П.}^{np}$ - продолжительность начальной стадии пожара, принимаем $6 \cdot 10^2 \text{ с}$.

φ_{cp} - средняя скорость выгорания пожарной нагрузки в начальной стадии пожара, определяем по формуле:

$$\varphi_{cp} = \frac{\sum q_{Mi} \cdot \varphi_i}{\sum q_{Mi}}, \text{ кг} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{с}^{-1}; \quad (5.5)$$

где φ_i - скорость выгорания в начальной стадии пожара;

$$\varphi_{cp} = \frac{377,78 \cdot 0,0055}{377,78} = 0,0055 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{с}^{-1};$$

Q_{HCP}^p - средняя теплота сгорания пожарной нагрузки, вычисляем по формуле:

$$Q_{HCP}^p = \frac{\sum q_{Mi} \cdot Q_{Hi}^p}{\sum q_{Mi}}, \text{ МДж} \cdot \text{кг}^{-1} \quad (5.6)$$

$$Q_{HCP}^p = \frac{377,78 \cdot 13,4}{377,78} = 13,4 \text{ МДж} \cdot \text{кг}^{-1};$$

u – линейная скорость распространения пламени, принимаем $1,33 \text{ м} \cdot \text{с}^{-1}$.

$$t_{H.C.П.} = 0,94 \cdot 10^{-2} \cdot 6 \cdot 10^2 \cdot \left(\frac{1}{0,0055 \cdot 13,4 \cdot 1,33^2 \cdot 10^{-2}} \right)^{\frac{1}{3}} = 239,638.$$

Площадь пожара вычисляем по формуле:

$$F_{П} = \left(\frac{t_i}{t_{H.C.П.}} \right)^2 \cdot S, \text{ м}^2 \quad (5.7)$$

где t_i – время локализации пожара, принимаем 20 минут (=1200 с);

S – площадь, занимаемая пожарной нагрузкой;

$$F_{II} = \left(\frac{1200}{239,638}\right)^2 \cdot 2.25 = 56.42 \text{ м}^2.$$

Вывод: из расчётов видно что, данный трансформатор подходит по площади пожаротушения для установки на ОРУ нашей подстанции.

6 Экономическая часть

6.1 Бизнес план

Резюме

Ветроустановка предназначена для реализации электроэнергии в Восточно-Казахстанской области со стороны 10 и 0,4 кВ.

Для строительства ветроустановки, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается ТОО «Олжас». Данное ТОО «Олжас» будет выполнять следующие функции: операции по торгово – закупочным и подготовительным функциям, организация и ведение торговых операций, оптовых и розничных, осуществление внешнеэкономической деятельности.

В состав ветроустановки входят два трансформатора напряжением 10/0,4 кВ мощностью 4000 кВА, открытые распределительные устройства (ОРУ) 0,4 кВ.

Капиталовложения в подстанцию: 164,522 млн. тенге

Срок окупаемости подстанции: 8 лет.

Анализ рынка сбыта

Ветроустановка расположена в Восточно-Казахстанской области, и предназначена для снабжения электроэнергией сельской местности. Потребителями ветроустановки являются такие крупные предприятия как: крестьянское хозяйство «Айдарбаево», завод по переработке сельскохозяйственных продуктов, ТОО «ОБИС», ТОО «Артель компани»; ЗАО «Голд продукт», больница ФАП, «Химченко» кормоцех, новая больница в селе Акжар, также школы, административные здания, коммунально-бытовые потребители.

В связи с развитием и расширением предприятий, строительством новых объектов выявляется дефицит в электроснабжении потребителей, которые питаются от ветроустановки.

Все стоимостные показатели в финансово-экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, приняты

в тенге. Объектом экономического анализа является оборудование ветроустановки.

Тарифы на электроэнергию

Для стоимостной оценки результата реализации ветроустановки используются действующий тариф на электроэнергию для Восточно-Казахстанской области 15,45 тенге за 1 кВтч электроэнергии.

Тариф складывается из сквозных составляющих: производство электроэнергии на ветроустановке, ее транспортировка по высоковольтным сетям АО «KEGOC» и сетям Восточно-Казахстанской области. Кроме этих затрат, есть ещё затраты энергоснабжающей организации, необходимые для осуществления своей деятельности.

План производства

В соответствии со строительными нормами срок реконструкции ветроустановки принят равным 12 месяцам.

Годовой объём передаваемой электроэнергии ветроустановки составляет около 356,25 млн. кВт·ч. Объём передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 8000 кВА, коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,9$, коэффициента загрузки $K_z = 0,7$ и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 4500 часов.

Организационная структура управления производством проектируемого энергообъекта принята цеховая. Ремонт части оборудования, арматуры и токопроводов выполняется силами персонала подстанции, включаемого в штатное расписание. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

Строительство и эксплуатация рассматриваемых энергообъектов осуществляется за счет привлечения собственных средств организации и заемного капитала потенциальных инвесторов.

Проект производства работ на сореконструкцию ветроустановки разрабатывается на основе следующих исходных материалов:

- утвержденного проектного задания;
- рабочих чертежей и смет;
- проекта организации строительства (ПОС);
- директивных сроков строительства;
- планов комплектования изделиями, конструкциями, материалами;
- данных о наличии машин и механизмов;

- данных о рабочих кадрах и организационной структуре строительства;
- принятой в проекте транспортной схемы;
- метеорологических, почвенно-грунтовых и гидрологических условий строительства;
- типовых технологических карт;
- схем комплексной механизации отдельных процессов;
- типовых монтажных приспособлений и оснастки;
- исполнительных схем прохождения подземных коммуникаций для реконструируемых подстанций (кабели, заземления, маслостоки, водопровод, канализация).

Структура предприятия



Рис. 30.1. Примерная организационная структура предприятия «Теплосеть»

Юридический план

Строительство и эксплуатация рассматриваемых энергообъектов осуществляется за счет привлечения собственных средств организации и заемного капитала потенциальных инвесторов.

100% акций подстанции принадлежат ТОО «Олжас».

Схема выплаты процентов за кредит принимаем из расчета 6 % годовых, начиная с первого года эксплуатации. Кредит на реконструкцию ветроустановки предоставляет АО «Сбербанк». Сроком кредитования 10 лет.

Экологическая информация

Есикский район один из крупнейших районов Восточно-Казахстанской области. Сейсмичность района составляет ниже 6,0 баллов (СНиП РК 2.03-30-2006). Климат на территории района резко континентальный. Среднемесячная температура в январе составляет -7...-8 градусов. Толщина стенки гололеда для Есикского района по гололеду – 15 мм. Средние температуры в июле составляют +22...+24 градуса

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм. Подстанция предназначена для передачи электроэнергии. Территорию под площадку подстанции при первоначальном строительстве выбрали с учетом минимального ущерба окружающей среде. Площадка подстанции удалена от жилой застройки и рассчитанные уровни шума, издаваемого работающими трансформаторами, менее допустимых 45 децибел, специальные мероприятия по защите от шума трансформаторов не предусматривается.

6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции

Определение капитальных вложений в реконструкцию подстанции

Капитальные затраты на реконструкцию ветроустановки состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы.

Капитальные вложения в ветроустановку ($K_{пст}$) зависят от многих факторов и разделены на две составляющие:

- затраты по оборудованию;
- постоянная часть затрат – $K_{пост}$.

Таким образом, капитальные затраты по подстанции

$$K_{пст} = K_{об} + K_{пост}, \quad (6.1)$$

Определение капитальных вложений в реконструкцию ветроустановки и её монтаж приводится в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Капиталовложение в объект

РУ или оборудование	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования, млн.тенге.	Общая стоимость, млн.тенге.
Трансформаторы	2	20,813	41,626

Выключатель 10 кВ	2	0,78	1,56
Выключатель 0,4 кВ	8	0.36	2,88
Разъединители	20	0,087	1,73
ОПН 10 кВ	2	0,045	0,090
ОПН 0,4 кВ	6	0,00759	0,046
Ветроустановка	1	25	25
Трансформаторы напряжения и тока	2; 2	0,21; 0,087	0,42; 0,17
Постоянные затраты			90
Итого			164,522

Общие капитальные вложения в ветроустановку составляют:

$$K_{\text{пст}} = K_{\text{об}} + K_{\text{пост}}, \quad (6.2)$$

$$K_{\text{пст}} = 74,522 + 90 = 164,522 \text{ млн. тенге.}$$

Определение ежегодных издержек на эксплуатацию ветроустановки

Издержки на эксплуатацию ветроустановки связаны с затратами на ремонтные отчисления, оплату труда с отчислениями, на амортизационные отчисления.

$$I = I_a + I_{\text{зн}} + I_{\text{об/рем}} + I_{\text{пост}} + I_{\text{с.н}} \quad (6.3)$$

Ежегодные издержки на амортизацию, тенге/год.

$$I_{\text{ам}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} \cdot K_{\text{пст}} \quad (6.4)$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ - нормы отчислений на амортизацию, принимаем норму амортизационных отчислений равным 17%, исходя из ускоренной амортизации, соответствующей бухгалтерскому учету;

$I_{\text{об/рем}}$ - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год;

$K_{\text{ЭС}}$ - стоимость оборудования подстанции, млн.тенге.

$$I_{\text{ам}} = \frac{17}{100} \cdot 164,522 = 27,97 \text{ млн.тенге/год.}$$

Издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год:

$$I_{обл/рем} = \frac{\alpha_{обл/рем}}{100} \cdot K_{пост}, \quad (6.5)$$

где $\alpha_{обл/рем}$ - нормы отчислений на обслуживание ветроустановки и ремонты, принимаем равной 3 % .

$$I_{обл/рем} = \frac{3}{100} \cdot 164,522 = 4,93 \text{ млн.тенге/год}$$

Издержки на постоянные затраты:

$$I_{пост} = \frac{\alpha_{пост}}{100} \cdot K_{пост} \quad (6.6)$$

где $\alpha_{обл/рем}$ - коэффициент постоянных затрат, принимаемый 6,5%.

$$I_{пост} = \frac{6,5}{100} \cdot 90 = 5,85 \text{ млн.тенге/год}$$

Издержки на оплату труда с отчислениями:

$$I_{з.п} = \sum(H_i \cdot ЗП_i) \cdot t \quad (6.7)$$

где H_i - число рабочих i -го разряда в бригаде;

$ЗП_i$ - зарплата работников i -го разряда, млн.тенге;

t - срок строительства, месяц.

В состав обслуживающего персонала входит два наладчик IV разряда с заработной платой 75000 тенге.

$$I_{з.п} = 150000 \cdot 12 = 1,8 \text{ млн.тенге}$$

Издержки на социальный налог:

$$I_{с.н} = 11\%(I_{з.п} - 10\% \cdot I_{з.п}) \quad (7.8)$$

$$I_{с.н} = 0,11(1,8 - 0,1 \cdot 1,8) = 0,17 \text{ млн.тенге}$$

Общие издержки на ветроустановку:

$$I = 27,97 + 4,93 + 5,85 + 1,8 + 0,17 = 40,72 \text{ млн.тенге}$$

6.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

ЧПС "Чистая приведенная стоимость"

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+r)^t} - I_c \quad (6.9)$$

где I_c – инвестиции в данный проект, млн. тенге,

r – ставка дисконтирования, $r = 6\%$ (банковская ставка, рассчитанная на развитие сельского хозяйства)

n – время реализации проекта, год.

CF – денежный поток, равный $I_{ам} = 27,97 \text{ млн.тенге/год}$.

Лучшим инвестиционным проектом, по данному методу, будет считаться тот у которого:

$\text{ЧПС} > 0$ и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость.

$\text{ЧПС} = 0$, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов.

$\text{ЧПС} < 0$, то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается.

Приметается, что CF не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 7.3.

Таблица 6.3 – Расчет ЧПС

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^n$	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-164,522	1	-164,52
1	27,97	0,94	-138,14
2	27,97	0,89	-113,24
3	27,97	0,84	-89,76
4	27,97	0,79	-67,60

5	27,97	0,75	-46,70
6	27,97	0,7	-26,98
7	27,97	0,66	-8,38
8	27,97	0,62	9,17

Расчет ведется до первого положительного значения ЧПС. ЧПС больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составил около 8 лет.

Технико-экономическое обоснование реконструкции ветроустановки с введением современных трансформаторов и оборудования, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 164,522 млн. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 8 лет, т.е. строительство подстанции является экономически целесообразным.

Заключение

Для электроснабжения поселка, т.е. для покрытия суточных графиков нагрузки, установлены две ветроустановки мощностью по 150 кВт в совокупности с дизельной электростанцией, мощностью 200 кВт. Данный вариант учитывает и перспективу роста поселка.

Питание поселка осуществляется по 7 отходящим линиям, при этом восьмая линия находится в резерве. Для каждой линии выбраны соответствующие предохранители и магнитные пускатели. Также для каждой линии выбраны самонесущие изолированные провода СИП. Все провода выбраны с учетом допустимой потери напряжения и длительно допустимого тока.

Провода СИП расположены на железобетонных опорах. Размещение опор выполнено с учетом всех требований по безопасности.

Список литературы

1. С.Н. Удалов Возобновляемые источники энергии.- «Учебники НГТУ», Новосибирск, 2007
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций:Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - М.: Энергоатомиздат, 1989
3. Справочник по расчету электрических сетей/ И.Ф.Шаповалов. – Киев: Будивельник, 1986
4. Методическое пособие для выполнения расчетов по охране труда в дипломных проектах. Н. Новгород, 2000. 67 с.
5. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. -6-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 824 с.
6. Санатова Т.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работ.
7. Двоскин Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств. Москва: Энергия, 1974. – 222 с.
8. <http://www.kegoc.kz/>.
9. З.А. Кашкарова, Ф.Р. Жандаулетова,Т.М. Унгарова, С.Е Мананбаева Методические указания к выполнению лабораторных работ по охране труда.
10. Шумозащитные ограждения автотрансформаторов напряжением 220–330 кВ 9750 ТМ 1979 г. Киевский филиал УкрОЭнергосетьпроект.