

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)
Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ МУП «Мирнинские городские электросети»

Студент

Н.С. Воропай

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2020

Аннотация

В выпускной квалификационной работе (ВКР) рассматриваются мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6–10 кВ МУП «Мирнинские городские электросети».

В процессе выполнения проекта систематизированы и проанализированы характеристики действующих сетей 6–10 кВ; проведен анализ оборудования действующих сетей 6–10 кВ; разработаны мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ; выбрано новое электрооборудование сетей 6 – 10 кВ; рассчитаны потери электроэнергии в действующих сетях 6–10 кВ и после внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии; проведена оценка экономического эффекта от мероприятий по снижению потерь электроэнергии; рассмотрены вопросы безопасности и охраны труда.

Выпускная квалификационная работа состоит из 49 страниц, 11 рисунков, 14 таблиц, 23 источников, 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1. Анализ действующих сетей 6–10 кВ.....	6
1.1 Общая характеристика действующих сетей 6–10 кВ.....	6
1.2 Анализ оборудования действующих сетей 6–10 кВ.....	8
2. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ	11
2.1 Автоматическая компенсация реактивной мощности на ТП	11
2.2 Применение энергоэффективных силовых трансформаторов силовых трансформаторов и выбор ТП 6(10)/0,4 кВ	13
2.3 Замена неизолированных проводов ВЛ на СИП.....	17
2.4 Подключение сети 6(10) кВ к АСКУЭ.....	23
3. Оценка технико-экономического эффекта от мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ	25
3.1 Расчет потерь электроэнергии в действующих сетях 6–10 кВ.....	25
3.2 Расчет потерь электроэнергии в сетях 6–10 кВ после внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии	28
3.3 Оценка экономического эффекта от мероприятий по снижению потерь электроэнергии	30
4. Безопасность и охрана труда.....	34
4.1 Общие требования по охране труда при монтаже и эксплуатации сетей 6–10 кВ	34
4.2 Защита ВЛ с СИП от перенапряжений	35
4.3 Расчет контура заземления подстанций 6(10)/0,4 кВ	40
Заключение	46
Список используемых источников.....	48

Введение

В настоящее время питающие и распределительные сети 6–10 кВ играют ключевую роль в передаче электроэнергии до подстанций 6(10)/0,4 кВ, обеспечивающих электроснабжение объектов городской, сельскохозяйственной и промышленной инфраструктуры. Обеспечение надежности, энергоэффективности и электробезопасности питающих и распределительных сетей 6–10 кВ занимает представляется собой важнейшую цель при их проектировании, обслуживании, эксплуатации, модернизации и реконструкции. В то же время до сих пор значительная часть сетей 6–10 кВ используется с технологически устаревшим электрооборудованием и устаревшими технологическими решениями.

Актуальность темы ВКР заключается в том, что проблема потерь электроэнергии в распределительных сетях 6 – 10 кВ любых объектов, в том числе объектов городской инфраструктуры, является одной из наиболее важных как на этапе проектирования, так и при проведении реконструкции и модернизации данных распределительных сетей. Снижение потерь электроэнергии позволяет снизить затраты на возмещение потерь электроэнергии, а также, в некоторых случаях, избежать необходимости применения более дорогого электротехнического оборудования (например, более мощных силовых трансформаторов или повышенных сечений проводчиков) ввиду увеличения полезно передаваемой мощности.

Объектом исследования являются сети 6–10 кВ МУП «Мирнинские городские электросети».

Предметами исследования являются мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6–10 кВ МУП «Мирнинские городские электросети».

Цель работы заключается в разработке мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6–10 кВ МУП «Мирнинские городские электросети» с учетом современных требований энергоэффективности.

Задачи:

- 1) Систематизировать и проанализировать характеристики действующих сетей 6–10 кВ;
- 2) Провести анализ оборудования действующих сетей 6–10 кВ;
- 3) Разработать мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ;
- 4) Выбрать новое электрооборудование сетей 6 – 10 кВ;
- 5) Рассчитать потери электроэнергии в действующих сетях 6–10 кВ;
- 6) Рассчитать потери электроэнергии после внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии;
- 7) Провести оценку экономического эффекта от мероприятий по снижению потерь электроэнергии;
- 8) Рассмотреть вопросы безопасности и охраны труда.

Практическая значимость работы заключается в том, что согласно данному проекту возможно провести мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6–10 кВ МУП «Мирнинские городские электросети», что позволит снизить затраты на возмещение потерь электроэнергии.

Технико-экономическая целесообразность работы обусловлена тем, что после внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии сократятся и связанные с ними экономические убытки, также повысится надежность и безопасность сетей 6–10 кВ.

Теоретическая и методологическая основа работы заключается в анализе современной литературы и методик проектирования и расчета питающих и распределительных сетей 6–10 кВ. Расчеты и иллюстрации производятся с применением компьютерных программ Word 2007, Excel 2007, AutoCAD 2018.

1 Анализ действующих сетей 6–10 кВ

1.1 Общая характеристика действующих сетей 6–10 кВ

МУП «Мирнинские городские электросети» (далее МГЭС) было образовано на основании Постановления мэра г. Мирный от 07 июня 2002 года № 331 «О создании МУП «Мирнинские городские электросети».

Основные виды деятельности предприятия:

- передача и распределение электроэнергии потребителям г. Мирный;
- эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт электротехнического оборудования объектов в ведении предприятия.

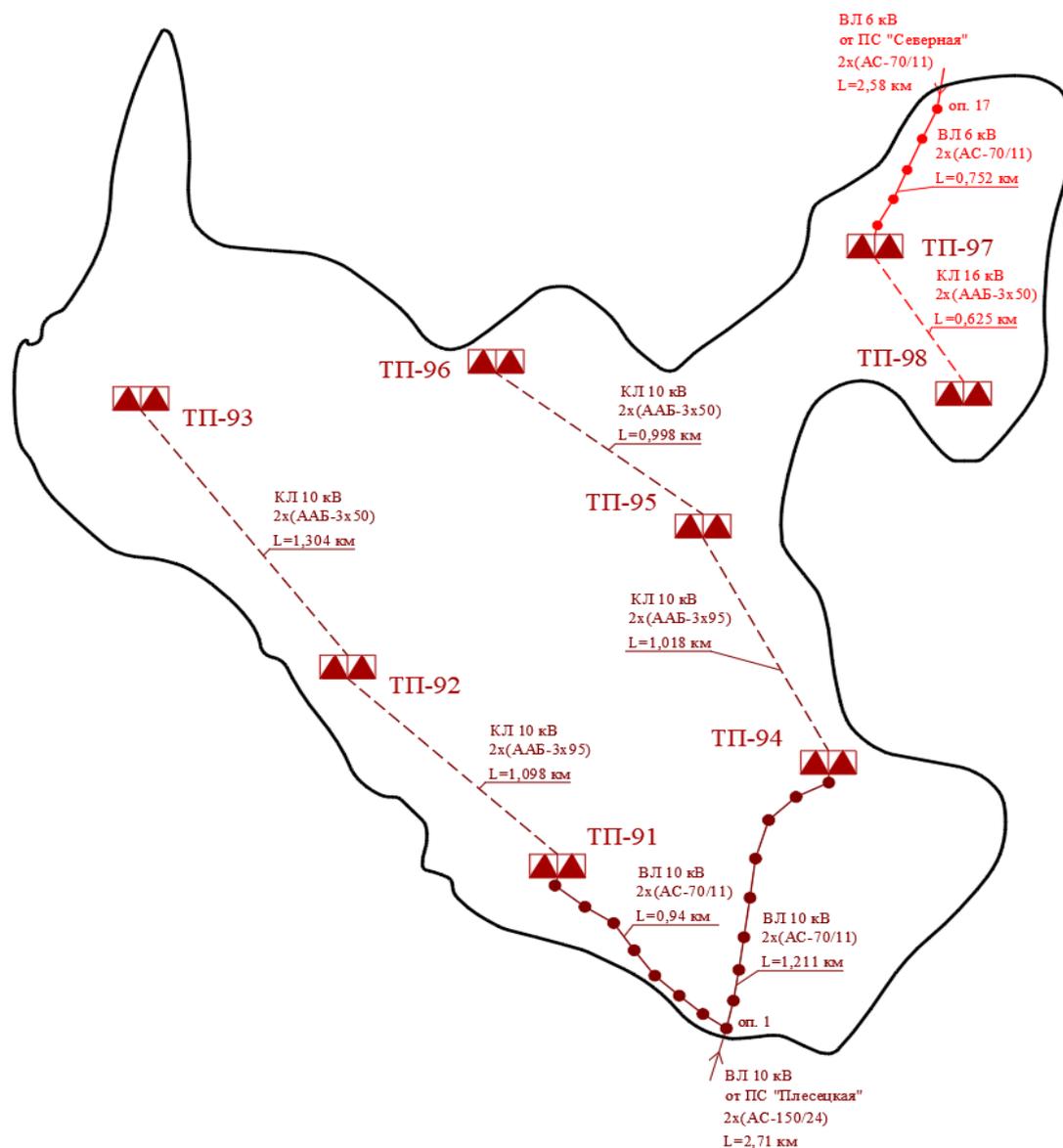
В действующих сетях 6–10 кВ МУП МГЭС используются кабельно-воздушные ЛЭП. Питание сетей 6 кВ осуществляется от ПС «Северная» 110/6 кВ, по двухцепной ВЛ 6 кВ длиной 2,58 км, марка проводов АС-70/11. В состав сетей 6 кВ входят две подстанции 6/0,4 кВ: ТП-97 и ТП-98. Ввод в ТП-97 осуществляется по ВЛ 6 кВ, далее от ТП-97 по КЛ 6 кВ запитывается ТП-98 [14].

Питание сетей 10 кВ осуществляется от ПС «Плесецкая» 110/10 кВ, по двухцепной ВЛ 10 кВ длиной 2,71 км, марка проводов АС-150/24. В состав сетей 10 кВ входят шесть подстанций 10/0,4 кВ: ТП-91.ТП-96. Ввода в ТП-91 и ТП-94 осуществляется по ВЛ 10 кВ, далее от ТП-91 по КЛ 10 кВ запитываются ТП-92 и ТП-93. От ТП-94 по КЛ 10 кВ запитываются ТП-95 и ТП-96 [14].

Потребители электроэнергии МУП МГЭС относятся к 1,2 и 3 категориям надежности электроснабжения, следовательно, используются двухтрансформаторные ТП, согласно требованиям ПУЭ [13].

Питание потребителей электроэнергии МУП МГЭС осуществляется от данных ТП по воздушным и кабельным линиям 0,4 кВ.

Схема действующих сетей 6–10 кВ показана на рисунке 1.1.



Рисунок

1.1– Схема действующих сетей 6–10 кВ

В настоящее время компенсация реактивной мощности в сети 6–10 кВ осуществляется на шинах 6 и 10 кВ ПС «Северная» и ПС «Плещеецкая» соответственно, что обуславливает повышенные потери электроэнергии непосредственно в сети 6–10 кВ МУП МГЭС. Учет электроэнергии производится на стороне 0,4 кВ, используется АСКУЭ от АО «Концерн Энергомера».

Среднегодовые расчетные мощности действующих ТП 6(10)/0,4 кВ, а также номинальные мощности силовых трансформаторов и коэффициента мощности нагрузки потребителей представлены в таблице 1.1 [14].

Таблица 1.1– Параметры работы действующих ТП 6(10)/0,4 кВ

№ТП	n тр.	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	S.т, кВА	cos φ
ТП-91	2	1023,35	508,60	1142,77	1250	0,896
ТП-92	2	852,79	442,26	960,65	1000	0,888
ТП-93	2	710,66	384,57	808,04	630	0,879
ТП-94	2	907,82	452,61	1014,39	1250	0,895
ТП-95	2	756,52	393,57	852,77	630	0,887
ТП-96	2	630,43	342,24	717,34	630	0,879
ТП-97	2	795,38	365,82	875,47	1000	0,909
ТП-98	2	662,82	318,10	735,20	630	0,902

Параметры работы действующих ВЛ 6(10) кВ представлены в таблице 1.2 [14].

Таблица 1.2– Параметры работы действующих ВЛ 6(10) кВ

Участок	N	Sm, кВА	Ip, А	Iав, А	Сечение АС, мм ²	Идоп., А	L, м
ввод ВЛ 10 кВ	2	5631,4	162,56	325,13	150/24	450	2710
оп.1--ТП-91	2	2981,9	86,08	172,16	70/11	265	940
оп.1--ТП-94	2	2649,5	76,48	152,97	70/11	265	1211
ввод ВЛ 6 кВ	2	1646,4	79,21	158,43	70/11	265	2580
оп.17--ТП-97	2	1646,4	79,21	158,43	70/11	265	752

1.2 Анализ оборудования действующих сетей 6–10 кВ

Проведем анализ оборудования действующих сетей 6–10 кВ МУП МГЭС на остаточный ресурс. Остаточным ресурсом называют запас возможной наработки оборудования после момента контроля его технического состояния (или ремонта), в течение которого обеспечивается соответствие требованиям НТД всех его основных технико-эксплуатационных показателей и показателей безопасности. Остаточный ресурс (в процентах) всего установленного оборудования определяем по формуле [2]:

$$T_{\text{ост}} = \frac{T_{\text{ном}} - T_{\text{факт}}}{T_{\text{ном}}} \cdot 100, \%, \quad (1.1)$$

где $T_{\text{ном}}$ – номинальный ресурс оборудования согласно паспорту, лет;

$T_{\text{факт}}$ – фактический ресурс оборудования на данный момент, лет.

Ведомость основного оборудования действующих сетей 6–10 кВ МУП МГЭС и остаточный ресурс представлены в таблице 1.3. Например, для силовых трансформаторов ТП 6(10)/0,4 кВ остаточный ресурс составит:

$$T_{\text{ост}} = \frac{25 - 29}{25} \cdot 100 = -16 \%,$$

Так как расчетное значение отрицательно, то остаточный ресурс отсутствует. Для остального оборудования расчеты аналогичны и сведены в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Анализ электрооборудования на остаточный ресурс

Принадлежность	Диспетчерское наименование	Марка	Год ввода в работу	Срок службы, лет		Остаточный ресурс, $T_{\text{ост}}$ %
				$T_{\text{ном}}$	$T_{\text{факт}}$	
ТП 6(10)/0,4 кВ	ТМ-630..1250/6(10)	ТМ-630..1250/6(10)/0,4-У1	1991	25	29	отсутствует
	РВ-10	РВ-10-630-У1	1997	25	23	8,00
	ВМП-10	ВМП-10-630-У1	1991	25	29	отсутствует
	ТПЛ-10	ТПЛ-10-50/5-У1	1997	25	23	8,00
	ТШЛ-0,66	ТШЛ-0,66-1500/5-У1	1997	25	23	8,00
	А-3796	А-3796-У1	1991	25	29	отсутствует
	А-2066	А-2066-У1	1991	25	29	отсутствует
КЛ 6(10) кВ	ААБ 6(10) кВ	Кабель ААБ 6(10) кВ	2014	30	6	80,00
ВЛ 6(10) кВ	АС 6(10) кВ	Провод АС 6(10) кВ	1991	30	29	3,33
	Опоры 6(10) кВ	Опоры СВ-110	1997	25	23	8,00

Если остаточный ресурс меньше 30%, требуется замена оборудования вследствие износа [2]. Проанализировав данные таблицы 1.3 делаем вывод, что за время эксплуатации электротехническое оборудование ТП 6(10)/0,4 кВ

и ВЛ 6(10) кВ выработало свой ресурс.

Исходя из проведенного анализа действующих сетей 6–10 кВ МУП МГЭС, предполагаем следующие мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ:

- необходимо установить автоматические компенсирующие устройства для компенсации реактивной мощности непосредственно на ТП 6(10)/0,4 кВ;
- требуется выбрать новые КТПН 6(10)/0,4 кВ с современными энергоэффективными силовыми трансформаторами;
- необходимо заменить неизолированные провода АС воздушных линий 6–10 кВ на провода СИП;
- требуется установка на ТП пунктов коммерческого учета электроэнергии 6(10) кВ для точного мониторинга и устранения потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ, минимизации хищений электроэнергии.

2 Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ

2.1 Автоматическая компенсация реактивной мощности на ТП

Компенсация реактивной мощности производится до нормативного значения коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,95$ [5]. Требуемая мощность компенсирующих устройств определяется по формуле:

$$Q_{к.у.} = \alpha \cdot P_p \cdot (\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi_k), \text{ квар}, \quad (2.1)$$

где α – коэффициент учитывающий повышение $\cos \varphi$ естественным способом, принимается $\alpha = 0,9$;

P_p – активная расчетная мощность нагрузки, кВт;

$\operatorname{tg}\varphi$ – тангенс угла φ до компенсации;

$\operatorname{tg}\varphi_k = 0,33$ – нормативный тангенс угла φ после компенсации (соответствует нормативному значению $\cos \varphi = 0,95$).

В качестве примера рассчитаем компенсацию реактивной мощности на ТП-91. Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{к.у.} = 0,9 \cdot 1023,35 \cdot (0,497 - 0,33) = 153,81 \text{ квар}.$$

Принимаем две автоматические конденсаторные установки АУКРМ-Е-0,4-77,5 по одной на секцию шин 0,4 кВ РУНН КТПН. Далее определяется фактическое значение $\operatorname{tg}\varphi$ и $\cos \varphi$ с учетом установленных КУ.

Расчет компенсации реактивной мощности для остальных ТП 6(10)/0,4 кВ сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет компенсации реактивной мощности

№ТП	Рр, кВт	Qр, квар	cos φ	tg φ	Qк.у., кВар	Qбк, кВар	Рр.к., кВт	Qр.к., квар	Sp.к., кВА
ТП-91	1023,35	508,60	0,896	0,497	153,81	155	1023,35	353,60	1082,72
ТП-92	852,79	442,26	0,888	0,519	144,76	145	852,79	297,26	903,12
ТП-93	710,66	384,57	0,879	0,541	135,05	135	710,66	249,57	753,21
ТП-94	907,82	452,61	0,895	0,499	137,73	140	907,82	312,61	960,14
ТП-95	756,52	393,57	0,887	0,520	129,53	130	756,52	263,57	801,12
ТП-96	630,43	342,24	0,879	0,543	120,78	120	630,43	222,24	668,46
ТП-97	795,38	365,82	0,909	0,460	93,01	95	795,38	270,82	840,22
ТП-98	662,82	318,10	0,902	0,480	89,44	90	662,82	228,10	700,97

Исходя из данных таблицы 2.1 очевидно, что после компенсации реактивной мощности, ее значения в сети 6–10 кВ значительно уменьшились, следовательно, уменьшатся и потери электроэнергии.

Установка компенсации реактивной мощности автоматическая (АУКРМ) управляется специальным микропроцессорным регулятором реактивной мощности и существенно улучшает параметры электросети (в частности, $\cos \varphi$), отслеживая в режиме реального времени коэффициент мощности и корректируя его путём подключения или отключения батарей конденсаторов. Исключается возможность перекомпенсации и снижаются потери электроэнергии.

Внешний вид автоматической конденсаторной установки АУКРМ-Е (серия «эконом», для обеспечения максимальной энергоэффективности сети) показан на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Внешний вид автоматической конденсаторной установки АУКРМ-Е

2.2 Применение энергоэффективных силовых трансформаторов силовых трансформаторов и выбор ТП 6(10)/0,4 кВ

Как оговаривалось раньше, электроприемники МУП МГЭС относятся к 1, 2 и 3 категориям надежности электроснабжения [14]. Согласно требованиям ПУЭ по питанию потребителей первой и второй категории, принимаем число трансформаторов на ТП равное двум [13].

Проведем анализ мощности действующих силовых трансформаторов по условию обеспечения их оптимальной загрузки. Требуемая оптимальная мощность трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_T \geq K_{з.н.} \cdot S_{р.к.}, \text{ кВА}, \quad (2.2)$$

где $K_{з.н.}$ – нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов для двухтрансформаторной подстанции, согласно ГОСТ 14209-85, $K_{з.н.} = 0,7$;

$S_{р.к.}$ – расчетная мощность потребителей с учетом компенсации реактивной мощности, кВА.

Приведем пример расчета для ТП-91. Требуемая оптимальная мощность трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_T \geq 0,7 \cdot 1082,72 = 773,37 \text{ кВА}.$$

На данный момент установлены трансформаторы ТМ с избыточной мощностью 1250 кВА, что обуславливает повышенные потери электроэнергии в них. Выбираем два современных энергоэффективных трансформатора ТМГ12-1000, проверяем их по коэффициенту загрузки в аварийном режиме:

$$K_{з.ав.} = \frac{S_{р.к.}}{S_T}, \quad (2.3)$$

где S_T – номинальная мощность силового трансформатора, кВА.

$$K_{з.ав.} = \frac{1082,72}{1000} = 1,08.$$

В аварийном режиме перегрузка составляет 8 %, что меньше допустимого согласно ПУЭ значения 40 % [13].

Проверку силовых трансформаторов по условию обеспечения их оптимальной загрузки для остальных ТП 6(10)/0,4 сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Проверка силовых трансформаторов по условию обеспечения их оптимальной загрузки

№ТП	В тр	n тр.	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	Sp.т, кВА	S.т, кВА	Kз	Kп
ТП-91	0,7	2	1023,35	353,60	1082,72	773,37	1000	0,54	1,08
ТП-92	0,7	2	852,79	297,26	903,12	645,08	1000	0,45	0,90
ТП-93	0,7	2	710,66	249,57	753,21	538,01	630	0,60	1,20
ТП-94	0,7	2	907,82	312,61	960,14	685,81	1000	0,48	0,96
ТП-95	0,7	2	756,52	263,57	801,12	572,23	630	0,64	1,27
ТП-96	0,7	2	630,43	222,24	668,46	477,47	630	0,53	1,06
ТП-97	0,7	2	795,38	270,82	840,22	600,16	630	0,67	1,33
ТП-98	0,7	2	662,82	228,10	700,97	500,69	630	0,56	1,11

Итого по результатам проверки действующих силовых трансформаторов по условию обеспечения их оптимальной загрузки, выбираем на ТП-91, ТП-94 и ТП-97 трансформаторы меньшей мощности (1000, 1000 и 630 кВА соответственно). Выбираем современные энергоэффективные трансформаторы ТМГ12. Это позволит сократить потери электроэнергии в сети 6–10 кВ.

Исходя из проведенных ранее расчетов, требуется выбрать комплектную трансформаторную подстанцию наружной установки на напряжение 6(10)/0,4 кВ с силовыми трансформаторами мощностью 630 кВА.

Выбираем подстанции серии 2КТПН-ПК 630..1250/6(10)/0,4 с ячейками КСО- 208 в РУ-10 кВ и ячейками ЩО-70-1 в РУ-0,4 кВ. Это современный, доступный по цене, удобный для монтажа,

энергоэффективный и электробезопасный вариант. Компоновка ТП серии 2КТПН-ПК 630/10/0,4 показана на рисунке 2.2.

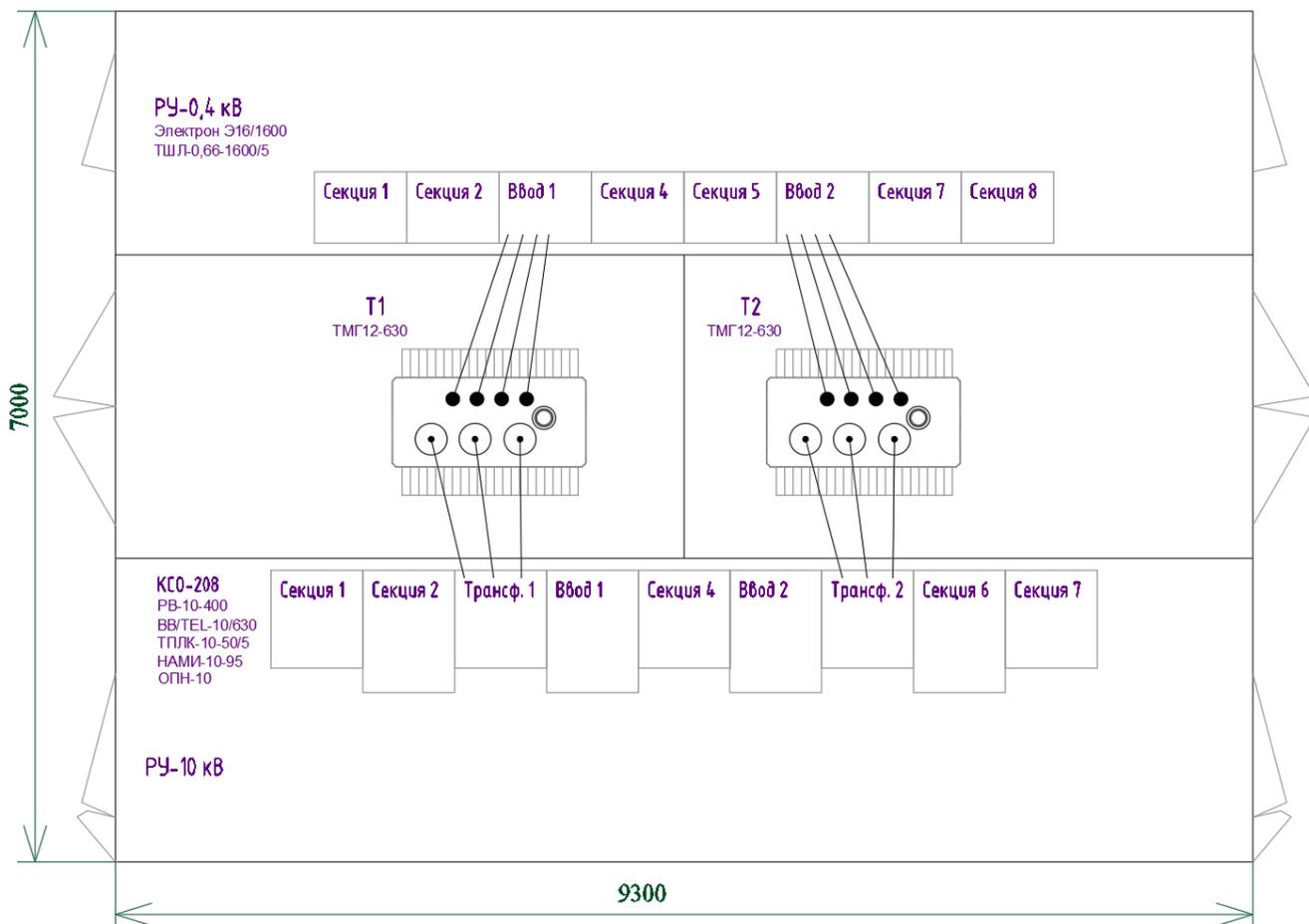


Рисунок 2.2 – Компоновка ТП серии 2КТПН-ПК 630/10/0,4

Комплектные трансформаторные подстанции 2КТПН-ПК 10/0,4 с коридорами обслуживания в металлической оболочке, мощностью 100-2500 кВА предназначены для приема электрической энергии трехфазного переменного тока частоты 50 Гц напряжением 6 или 10 кВ, преобразования в электрическую энергию 0,4 кВ и снабжения ею потребителей. Подстанции с коридорами обслуживания предназначены для энергоснабжения промышленных объектов, жилых комплексов, общественных зданий, населенных пунктов, сельскохозяйственных предприятий, стройплощадок, кустов скважин газовых и нефтяных месторождений. Подстанция КТПН имеет двери с каждой обслуживаемой стороны. Все двери подстанции

снабжены внутренними реечными замками и петлями под навесной замок. Для вентиляции и охлаждения блоков трансформаторов в дверях имеются жалюзи, исключающие попадание осадков в корпус подстанции.

Данная подстанция является комплектной, в стандартный комплект входит следующее электрооборудование:

- вакуумные выключатели серии ВВ/TEL – 10/630;
- разъединители серии РВ-10-400;
- опорные изоляторы ИОЭЛ-10;
- трансформаторы тока ТПЛК-10 - 50/5 - 0,5; контрольный кабель КВВГнг-LS-5*2,5 мм²;
- трансформаторы напряжения НАМИ-10-95;
- ограничители перенапряжения серии ОПН-10;
- предохранители ПКТ-103/50;
- автоматические выключатели Электрон Э16/1600;
- трансформаторы тока ТШЛ-0,66 - 1500/5.

Установка силовых трансформаторов осуществляется после размещения КТПН на месте установки.

Данный тип КТПН также предусматривает возможность установки пунктов коммерческого учета электроэнергии 6(10) кВ для точного мониторинга и устранения потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ.

2.3 Замена неизолированных проводов ВЛ на СИП

В последние десятилетия широкое распространение в городских распределительных сетях получили воздушные линии (ВЛ) электропередачи со скрученными в жгут изолированными проводами (ВЛИ) из алюминия и алюминиевых сплавов. Такие линии существенно отличаются от традиционных с неизолированными проводами как по конструкции их основных элементов, монтажу проводов, условиям эксплуатации, так и по капитальным вложениям и расходам на эксплуатацию.

Применение СИП обеспечивает следующие преимущества:

- уменьшение падения напряжения и потерь электрической энергии в линиях вследствие снижения индуктивного сопротивления;
- возможность уменьшения провесов проводов;
- снижение материалоемкости конструкций;
- сохранение электроснабжения при случайных повреждениях опор ВЛИ (полимерное покрытие СИП при этом, как правило, не нарушается) во время контакта СИП с внешними объектами (стволами и ветвями деревьев) или при «набросах» и д.т.;
- исключение материальных затрат, связанных с последствиями схлестывания неизолированных проводов и регулировки их натяжения, которые имеют место на традиционных ВЛ;
- сведение к минимуму не учитываемого отбора мощности (хищения электрической энергии) с линии за счет невозможности несанкционированного присоединения нагрузки к ВЛИ;
- снижение пожароопасности за счет исключения искрообразования, которым обычно сопровождаются любое схлестывание неизолированных проводов на ВЛ;
- повышение травмобезопасности за счет полимерного покрытия проводников.

Перечисленные преимущества обуславливают исходную техническую подготовленность ВЛИ для проведения их технического обслуживания и ремонта под напряжением без перерыва электроснабжения потребителей, а также возможности расположения их в зонах отдыха, парках и зеленых массивах.

Для сети 6–10 кВ МУП МГЭС выбираем изолированные провода марки СИП – 3, которая предназначена для напряжений 6 – 35 кВ. Такой провод имеет одну жилу с экструдированной полимерной пленкой, задача которой не обеспечить должный уровень изоляции провода, а снизить вероятность коротких замыканий.

То есть, сама по себе такая изоляции не гарантирует отсутствие короткого замыкания при сближении с другим проводом или заземленной частью, а только снижает такую вероятность. Внешний вид провода типа СИП-3 показан на рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 – Внешний вид провода типа СИП-3

Сеть ВЛ 6–10 кВ выполняется проводами марки СИП-3 на железобетонных опорах СВ 110. Монтаж производится в соответствии с ГОСТ 31946-2012 «Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи». Выбор сечений проводов СИП-3 производится по длительно допустимому току [1].

Рассмотрим пример выбора сечения СИП-3 для питающей линии 10 кВ (ввод ВЛ 10 кВ). Вначале требуется рассчитать нагрузки линий 6–10 кВ с учетом установки АУКРМ и энергоэффективных силовых трансформаторов ТМГ12.

Сведем параметры силовых трансформаторов ТМГ12 в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Параметры силовых трансформаторов ТМГ12

№ ТП	n	Сном.тр, кВА	Марка т-ров	$I_{xx}, \%$	$U_{кз}, \%$	$\Delta P_{xx}, \text{Вт}$	$\Delta P_{кз}, \text{Вт}$
ТП-91	2	1000	ТМГ12-1000/10	0,6	5,5	1100	10500
ТП-92	2	1000	ТМГ12-1000/10	0,6	5,5	1100	10500
ТП-93	2	630	ТМГ12-630/10	0,7	5,5	800	6750
ТП-94	2	1000	ТМГ12-1000/10	0,6	5,5	1100	10500
ТП-95	2	630	ТМГ12-630/10	0,7	5,5	800	6750

Продолжение таблицы 2.3

№ ТП	n	Сном.тр, кВА	Марка т-ров	I _{хх} , %	U _{кз} , %	ΔP _{хх} , Вт	ΔP _{кз} , Вт
ТП-96	2	630	ТМГ12-630/10	0,7	5,5	800	6750
ТП-97	2	630	ТМГ12-630/6	0,7	5,5	750	6500
ТП-98	2	630	ТМГ12-630/6	0,7	5,5	750	6500

Приведем пример расчета потерь в трансформаторах ТП-91.

Потери активной мощности в трансформаторах ТП определяются:

$$\Delta P_m = \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + n \cdot \Delta P_{xx} \quad (2.4)$$

где ΔP_{κ} - потери короткого замыкания(паспортная величина), кВт;

n - число трансформаторов, шт;

S_n - номинальная мощность трансформатора, кВА;

ΔP_{xx} - потери холостого хода (паспортная величина), кВт.

$$\Delta P_m = \frac{10,5}{2} \cdot \frac{1023,35^2 + 353,6^2}{1000^2} + 2 \cdot 1,1 = 3,74 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ТП определяются:

$$\Delta Q_m = \frac{U_{\kappa}}{n \cdot 100} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + \frac{n \cdot I_{xx}}{100} \cdot S_n \quad (2.5)$$

где U_{κ} - напряжение короткого замыкания(паспортная величина), %;

I_{xx} - ток холостого хода(паспортная величина), %.

$$\Delta Q_m = \frac{5,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1023,35^2 + 353,6^2}{1000^2} + \frac{2 \cdot 0,6}{100} \cdot 1000 = 44,24 \text{ квар}$$

Потери активной электроэнергии в силовых трансформаторах ТП определяются по формуле [7]:

$$\Delta \mathcal{E}_{a.T} = 8760 \cdot n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \beta^2 \cdot \tau \quad (2.6)$$

где n – число трансформаторов, шт.;

ΔP_{xx} - потери холостого хода (паспортная величина), кВт;

ΔP_{κ} - потери короткого замыкания (паспортная величина), кВт;

β - коэффициент загрузки трансформатора;

τ - годовое время часов максимума нагрузки, ч/год (согласно проектной документации [16]).

Потери реактивной электроэнергии в силовых трансформаторах ТП определяются по формуле [7]:

$$\Delta \mathcal{E}_{p.T} = \frac{S_{ном} \cdot n}{100} \cdot (I_{xx} \cdot 8760 + U_{\kappa} \cdot \beta^2 \cdot \tau) \quad (2.7)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

I_{xx} - ток холостого хода (паспортная величина), %;

U_{κ} - напряжение короткого замыкания (паспортная величина), %.

Для трансформаторов ТП-91:

$$\Delta \mathcal{E}_{a.T} = 8760 \cdot 2 \cdot 1,1 + \frac{1}{2} \cdot 10,5 \cdot 0,54^2 \cdot 3245 = 19279,802 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{p.T} = \frac{1000 \cdot 2}{100} \cdot (0,6 \cdot 8760 + 5,5 \cdot 0,54^2 \cdot 3245) = 48361,997 \text{ квар} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

Для остальных ТП расчет аналогичен и сведен в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 - Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах ТМГ12

№ ТП	Кз	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_p + \Delta P$, кВт	$Q_p + \Delta Q$, квар	S'_p , кВА	$\Delta \text{Э.т.}$, кВт*ч/год	$\Delta \text{Эр.т.}$, квар*ч/год
ТП-91	0,54	3,74	44,24	1027,09	397,84	1101,4	19279,802	48361,997
ТП-92	0,45	3,27	34,43	856,06	331,69	918,1	21334,306	45143,392
ТП-93	0,60	2,81	33,58	713,47	283,16	767,6	15234,783	32236,800
ТП-94	0,48	3,41	37,35	911,23	349,96	976,1	22852,174	48355,200
ТП-95	0,64	2,96	36,83	759,48	300,41	816,7	15234,783	32236,800
ТП-96	0,53	2,55	28,32	632,98	250,56	680,8	15996,522	33848,640
ТП-97	0,67	2,95	39,64	798,33	310,46	856,6	20947,826	44325,600
ТП-98	0,56	2,51	30,27	665,32	258,37	713,7	14936,013	31604,603
Σ		24,2	284,7	6364,0	2482,4	6831,0	145816,2	316113,0

Итого передаваемая мощность для участка для питающей линии 10 кВ (ввод ВЛ 10 кВ) с учетом установки АУКРМ и энергоэффективных силовых трансформаторов ТМГ12, а также с учетом потерь в трансформаторах составит 5260,7 кВА.

Максимальный рабочий ток линии [15]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \text{ А}, \quad (2.8)$$

где S_p – итоговая передаваемая расчетная мощность, кВА;

U_n – номинальное напряжение линии, кВ;

n – число цепей, шт.

$$I_p = \frac{5260,7}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 151,86 \text{ А},$$

Экономическое сечение провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2, \quad (2.9)$$

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

$$F_{\text{эк}} = \frac{151,86}{1,1} = 138,06 \text{ мм}^2,$$

Аварийный ток линии равен:

$$I_p = \frac{5260,7}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 303,73 \text{ А},$$

Принимаем провод СИП-3 сечением 150 мм². Допустимый ток для данного провода равен 380 А [16].

Для остальных линий сети 6–10 кВ расчет аналогичен, результаты сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 - Выбор проводов СИП в сети 6–10 кВ

Участок	N	Sм, кВА	Ip, А	Iав, А	Fэк, мм ²	Сечение СИП-3, мм ²	Iдоп., А
ввод ВЛ 10 кВ	2	5260,7	151,86	303,73	138,06	150	380
оп.1--ТП-91	2	2787,1	80,46	160,91	73,14	70	240
оп.1--ТП-94	2	2473,6	71,41	142,81	64,92	70	240
ввод ВЛ 6 кВ	2	1570,3	75,55	151,10	68,68	70	240
оп.17--ТП-97	2	1570,3	75,55	151,10	68,68	70	240

2.4 Подключение сети 6(10) кВ к АСКУЭ

Назначение современной АСКУЭ состоит в осуществлении автоматизированного коммерческого учета и контроля параметров электроэнергии и энергопотребления. Также ведется непрерывный мониторинг процесса энергопотребления, формируются необходимые отчетные документы. Вся информация передается в центры сбора и обработки информации.

Для сбора, обработки и хранения информации используется оборудование АО «Концерн Энергомера» на котором установлено ПО сEnergo 4.7.

Цели создания системы АСКУЭ:

- 1) Измерение количества потребленной электрической энергии за определенный учетный период;
- 2) Мониторинг и контроль режимов электропотребления;
- 3) Минимизация потерь и возможности хищений электроэнергии;
- 4) Обеспечение максимальной эффективности использования энергоресурсов.

По своей структуре АИИСКУЭ города включает три уровня [14]:

- 1) Уровень приборов учета на границах раздела с поставщиками электроэнергии;
- 2) Балансовые приборы учета, установленные на РП и ТП;
- 3) Уровень приборов учета на границах раздела с потребителями э/э.



Рисунок 2.4 – Внешний вид ПКУ-ENRG-6(10)-200-У1

Для подключения сети 6(10) кВ к АСКУЭ города принимаем к установке на КТПН 6(10)/0,4 кВ пункты коммерческого учета (ПКУ) электроэнергии ПКУ-ENRG-6(10)-200-У1 производства АО «Концерн Энергомера» для точного мониторинга и устранения потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ, минимизации хищений электроэнергии. Внешний вид ПКУ-ENRG-6(10)-200-У1 показан на рисунке 2.4.

3 Оценка технико-экономического эффекта от мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ

3.1 Расчет потерь электроэнергии в действующих сетях 6–10 кВ

Произведем расчет потерь электроэнергии в действующих сетях 6–10 кВ МУП МГЭС. Приведем пример расчета потерь в трансформаторах ТП-91.

Потери активной мощности в трансформаторах ТП определяются по формуле (2.4):

$$\Delta P_m = \frac{14,35}{2} \cdot \frac{1023,35^2 + 508,6^2}{1250^2} + 2 \cdot 1,5 = 4,35 \text{ кВт}$$

Потери активной мощности в трансформаторах ТП определяются по формуле (2.5):

$$\Delta Q_m = \frac{6}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1023,35^2 + 508,6^2}{1250^2} + \frac{2 \cdot 0,7}{100} \cdot 1250 = 48,84 \text{ квар}$$

Потери активной электроэнергии в силовых трансформаторах ТП определяются по формуле (2.6):

$$\Delta \mathcal{E}_{a.T} = 8760 \cdot 2 \cdot 1,5 + \frac{1}{2} \cdot 14,35 \cdot 0,43^2 \cdot 3245 = 26283,694 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

Потери реактивной электроэнергии в силовых трансформаторах ТП определяются по формуле (2.7):

$$\Delta \mathcal{E}_{p.T} = \frac{1250 \cdot 2}{100} \cdot (0,7 \cdot 8760 + 6,0 \cdot 0,43^2 \cdot 3245) = 60452,497 \text{ квар} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

Для остальных ТП расчет аналогичен и сведен в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах действующих сетей 6–10 кВ

№ ТП	Кз	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_p + \Delta P$, кВт	$Q_p + \Delta Q$, квар	S'_p , кВА	$\Delta Э_{a.т.}$, кВт*ч/год	$\Delta Э_{р.т.}$, квар*ч/год
ТП-91	0,43	4,35	48,84	1027,70	557,44	1169,1	26283,694	60452,497
ТП-92	0,45	3,90	39,38	856,69	481,64	982,8	24534,452	56429,240
ТП-93	0,60	3,36	38,58	714,02	423,16	830,0	17520,000	40296,000
ТП-94	0,38	4,06	42,20	911,88	494,81	1037,5	26280,000	60444,000
ТП-95	0,64	3,54	41,82	760,05	435,40	875,9	17520,000	40296,000
ТП-96	0,53	3,07	32,54	633,50	374,78	736,1	18396,000	42310,800
ТП-97	0,42	2,90	35,08	798,28	400,90	893,3	24090,000	55407,000
ТП-98	0,56	3,13	33,67	665,95	351,78	753,1	17176,415	39505,754
Σ		28,3	312,1	6368,1	3519,9	7276,1	171800,6	395141,3

Активное сопротивление линии ВЛ (КЛ) находится по формуле

$$R = \frac{r_0 \cdot L}{n}, \quad (3.1)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление провода (кабеля), Ом/км;

L – длина трассы линии, км;

n – число цепей линий, шт.

Индуктивное сопротивление линии ВЛ (КЛ) находится по формуле

$$X = \frac{x_0 \cdot L}{n}, \quad (3.2)$$

где x_0 – удельное активное сопротивление провода (кабеля), Ом/км;

Приведем пример расчета потерь для питающей ВЛ 10 кВ (ввод ВЛ 10 кВ). Максимальный рабочий ток линии, по формуле (2.8):

$$I_p = \frac{5631,4}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 162,56 \text{ А,}$$

Активное сопротивление линии, по формуле (3.1):

$$R = \frac{0,198 \cdot 2,71}{2} = 0,268 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление линии, по формуле (3.2):

$$X = \frac{0,414 \cdot 2,71}{2} = 0,561 \text{ Ом}$$

Потери активной электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_a = 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot \tau, \quad (3.3)$$

где τ - годовое время часов максимума нагрузки, ч/год (согласно проектной документации [14]). .

$$\Delta \mathcal{E}_a = 3 \cdot 162,56^2 \cdot 0,268 \cdot 2971 = 63194,55 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Потери реактивной электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_p = 3 \cdot I_p^2 \cdot X \cdot \tau, \quad (3.4)$$

$$\Delta \mathcal{E}_p = 3 \cdot 162,56^2 \cdot 0,414 \cdot 2971 = 132134,06 \text{ квар} \cdot \text{ч/год.}$$

Потери электроэнергии в остальных линиях рассчитываются аналогично, результаты сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Расчет потерь электроэнергии в линиях действующих сетей 6–10 кВ

Участок	S_m , кВА	I_p , А	Сечение АС (ААБ для КЛ), мм ²	r_0 , Ом/ км	x_0 , Ом/ км	L, м	R, Ом	X, Ом	τ , ч/год	$\Delta \mathcal{E}_a$, кВт*ч /год	$\Delta \mathcal{E}_p$, квар*ч/год
ввод ВЛ 10 кВ	5631,4	162,56	150/24	0,198	0,414	2710	0,268	0,561	2971	63194,55	132134,06
оп.1--ТП-91	2981,9	86,08	70/11	0,429	0,421	940	0,202	0,198	2745	12305,83	12076,35
оп.1--ТП-94	2649,5	76,48	70/11	0,429	0,421	1211	0,260	0,255	2646	12066,86	11841,83
ввод ВЛ 6 кВ	1646,4	79,21	70/11	0,429	0,421	2580	0,553	0,543	2841	29596,95	29045,02
оп.17--ТП-97	1646,4	79,21	70/11	0,429	0,421	752	0,161	0,158	2756	8370,81	8214,71
ТП-91--ТП-92	1812,8	52,33	95	0,326	0,083	1098	0,179	0,046	2681	3942,05	1003,65
ТП-92--ТП-93	830,0	23,96	50	0,620	0,090	1304	0,404	0,059	2574	1791,98	260,13
ТП-94--ТП-95	1913,4	55,24	95	0,326	0,083	1018	0,166	0,042	2655	4032,30	1026,63
ТП-95--ТП-96	736,1	21,25	50	0,620	0,090	998	0,309	0,045	2614	1095,37	159,01
ТП-97--ТП-98	753,1	36,24	50	0,620	0,083	625	0,194	0,026	2614	1995,01	267,07
Σ										138391,70	196028,46

3.2 Расчет потерь электроэнергии в сетях 6–10 кВ после внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии

При сравнении потерь электроэнергии необходимо учитывать следующее:

- провода СИП имеют меньшее индуктивное сопротивление по сравнению с незащищенными проводами;
- при использовании СИП длина линии уменьшается, в среднем, на 1,5% за счет меньшего провеса проводов;

- согласно проекту проведена установка АУКРМ на ТП 6(10)/0,4 кВ, выбраны энергоэффективные силовые трансформаторы серии ТМГ12.

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах ТМГ12 проведен ранее в таблице 2.3.

Приведем пример расчета потерь для питающей ВЛ 10 кВ (ввод ВЛ 10 кВ). Максимальный рабочий ток линии, по формуле (2.7):

$$I_p = \frac{5260,7}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 151,86 \text{ А,}$$

Активное сопротивление линии, по формуле (3.1):

$$R = \frac{0,265 \cdot 2,6694}{2} = 0,354 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление линии, по формуле (3.2):

$$X = \frac{0,0719 \cdot 2,6694}{2} = 0,096 \text{ Ом}$$

Потери активной электроэнергии определяются по формуле (3.3):

$$\Delta \mathcal{E}_a = 3 \cdot 151,86^2 \cdot 0,354 \cdot 2971 = 60586,79 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Потери реактивной электроэнергии определяются по формуле (3.4):

$$\Delta \mathcal{E}_p = 3 \cdot 151,86^2 \cdot 0,096 \cdot 2971 = 19726,14 \text{ квар} \cdot \text{ч/год.}$$

Потери электроэнергии в остальных линиях рассчитываются аналогично, результаты сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 - Расчет потерь электроэнергии в линиях сетей 6–10 кВ после внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Участок	S_m , кВА	I_p , А	Сечение СИП-3 (ААБ для КЛ), мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	L, м	R_0 , Ом	X_0 , Ом	τ , ч/год	$\Delta \mathcal{E}_a$, кВт*ч/год	$\Delta \mathcal{E}_p$, квар*ч/год
ввод ВЛ 10 кВ	5260,7	151,86	150	0,265	0,0719	2669,4	0,354	0,096	2971	60586,79	19726,14
оп.1--ТП-91	2787,1	80,46	70	0,568	0,0781	926,1	0,263	0,036	2745	11683,49	1927,78
оп.1--ТП-94	2473,6	71,41	70	0,568	0,0781	1193,3	0,339	0,047	2646	11431,22	1886,15
ввод ВЛ 6 кВ	1570,3	75,55	70	0,568	0,0781	2541,3	0,722	0,099	2841	29259,38	4827,80
оп.17--ТП-97	1570,3	75,55	70	0,568	0,0781	740,9	0,210	0,029	2756	8275,33	1365,43
ТП-91--ТП-92	1685,7	48,66	95	0,326	0,083	1098	0,179	0,046	2681	2840,49	867,83
ТП-92--ТП-93	767,6	22,16	50	0,620	0,090	1304	0,404	0,059	2574	1277,26	222,49
ТП-94--ТП-95	1792,9	51,76	95	0,326	0,083	1018	0,166	0,042	2655	2950,19	901,35
ТП-95--ТП-96	680,8	19,65	50	0,620	0,090	998	0,309	0,045	2614	780,83	136,02
ТП-97--ТП-98	713,7	34,34	50	0,620	0,083	625	0,194	0,026	2614	1493,04	239,85
Σ										130578,02	32100,83

Очевидно, что предлагаемый комплекс мероприятий позволяет незначительно снизить потери активной электроэнергии и в несколько раз – потери реактивной электроэнергии.

3.3 Оценка экономического эффекта от мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Ранее были посчитаны потери электроэнергии в действующих сетях 6–10 кВ МУП МГЭС, а также после внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии. Сведем результаты расчетов в итоговую таблицу 3.4.

Таблица 3.4 - Сравнение потерь электроэнергии в действующих сетях 6–10 кВ МУП МГЭС и после внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Показатели/ участок	Потери акт. эн. в действ. сетях 6–10 кВ, кВт*ч /год	Потери акт. эн. после внедр. меропр., кВт*ч /год	Потери реакт. эн. в действ. сетях 6–10 кВ, квар*ч /год	Потери реакт. эн. после внедр. меропр., квар*ч /год	ΔE_a , кВт*ч /год	ΔE_a , %	ΔE_r , квар*ч /год	ΔE_r , %
ТП 6(10)/0,4 кВ	171800,6	145816,2	395141,3	316113,03	25984,35	17,8	79028,26	25,0
ВЛ 10 кВ	87567,2	83701,5	156052,2	23540,07	3865,74	4,6	132512,1 7	562,9
ВЛ 6 кВ	37967,8	37534,7	37259,7	6193,23	433,04	1,2	31066,50	501,6
КЛ 10 кВ	10861,7	7848,8	2449,4	2127,68	3012,94	38,4	321,73	15,1
КЛ 6 кВ	1995,0	1493,0	267,1	239,85	501,97	33,6	27,22	11,4
Σ	310192,3	276394,2	591169,8	348213,9	33798,04	12,2	242955,8 9	69,8

Исходя из анализа данных таблицы 3.4, очевидно, что предлагаемый комплекс мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ МУП МГЭС является достаточно эффективным. Предполагается снижение потерь активной энергии на 33798,04 кВт*ч/год (или на 12,2 %) и снижение потерь реактивной энергии на 242955,89 квар*ч/год (или на 69,8 %). Это достигается благодаря компенсации реактивной мощности на ТП 6(10) кВ, снижению потерь электроэнергии в энергоэффективных силовых трансформаторах, а также малому индуктивному сопротивлению проводов СИП.

Наименование, количество, и стоимость оборудования для внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ МУП МГЭС представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Определение сметной стоимости проекта внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ МУП МГЭС

Наименование оборудования	Кол-во, шт (км)	Стоимость ед., тыс. руб.	∑ стоимость, тыс. руб.
2КТПН-ПК 1000-10/0,4	3	1092,50	3277,500
2КТПН-ПК 630-10/0,4	3	723,51	2170,530
2КТПН-ПК 630-6/0,4	2	663,77	1327,541
АУКРМ-Е-0,4-77,5	2	105,65	211,300
АУКРМ-Е-0,4-72,5	2	101,59	203,173
АУКРМ-Е-0,4-67,5	2	97,68	195,359
АУКРМ-Е-0,4-70	2	99,59	199,189
АУКРМ-Е-0,4-65	2	94,83	189,669
АУКРМ-Е-0,4-60	2	88,63	177,260
АУКРМ-Е-0,4-47,5	2	70,90	141,808
АУКРМ-Е-0,4-45	2	68,84	137,678
ПКУ-ENRG-6(10)-200	16	75,20	1203,200
Опора СВ-110	21	14,8	310,800
СИП-3-1x150 мм ²	16,02	0,148	2370,383
СИП-3-1x70 мм ²	17,16	0,054	926,737
Итого стоимость основных средств			13042,128
расходы на монтажные комплекты и доп. материалы 10 %			1304,213
транспортные расходы 5%			652,106
стоимость монтажных работ 20%			2608,426
накладные расходы 8% от монтажных работ			208,674
плановые накопления 87% от монтажных работ			2269,330
Итого стоимость			20084,877

Согласно статистическим данным, подключение сети 6–10 кВ к системе АСКУЭ, в среднем, позволяет, увеличить уровень оплаты на 7,9 % [9]. В 2019 г. оплата за электроэнергию составила 160125,63 тыс.руб [14].

Рассчитаем ожидаемый экономический эффект от подключения сети 6–10 кВ к системе АСКУЭ ЗАТО Мирный:

$$\mathcal{E} = 0,079 \cdot 95605,67 = 7552,848 \text{ т.руб./год}$$

Оптовая стоимость электроэнергии для МУП «Мирнинские городские электросети» составляет 3,91 руб/кВт*ч. Потребленная реактивная электроэнергия оценивается в 15 % от стоимости потребленной активной

электроэнергии. Таким образом, ожидаемая чистая прибыль ввиду снижения потерь активной электроэнергии в сетях 6–10 кВ:

$$C_a = 33798,04 \cdot 3,91 = 132,15 \text{ т.руб./год}$$

Ожидаемая чистая прибыль ввиду снижения потерь реактивной электроэнергии в сетях 6–10 кВ:

$$C_p = 242955,89 \cdot 3,91 \cdot 0,15 = 189,992 \text{ т.руб./год}$$

Суммарная ожидаемая чистая прибыль составит:

$$\Sigma C = 7552,848 + 132,15 + 189,992 = 7874,99 \text{ т.руб./год}$$

Тогда срок окупаемости проекта внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ МУП МГЭС составит:

$$T_{ок} = K / C \tag{3.5}$$

где K – суммарные капиталовложения в проект, тыс.руб.

$$T_{ок} = 20084,877 / 7874,99 = 2,55 \text{ года}$$

В итоге ожидаемый срок окупаемости проекта внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ МУП МГЭС составил 2,55 года при капиталовложениях 20084,877 тыс.руб. и суммарной ожидаемой чистой прибыли 7874,99 тыс.руб./год.

4 Безопасность и охрана труда

4.1 Общие требования по охране труда при монтаже и эксплуатации сетей 6–10 кВ

К самостоятельной работе в качестве электромонтажника по монтажу электрического распределительного оборудования допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и не имеющие противопоказания к работе; инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний по вопросам охраны труда; инструктаж по пожарной безопасности, профессиональную подготовку, а также имеющие удостоверение на допуск к работам в электроустановках и группу по электробезопасности не ниже III. Электромонтажник до назначения на самостоятельную работу, а также при перерыве в работе в качестве электротехнического персонала обязан пройти производственное обучение. Электромонтажник обязан использовать и правильно применять выданные ему на предприятии средства индивидуальной защиты (далее – СИЗ) в соответствии с условиями и характером выполняемой работы. Средства индивидуальной защиты показаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1– Средства индивидуальной защиты

Наименование СИЗ	Маркировка	Срок носки
Костюм хлопчатобумажный (халат хлопчатобумажный)	ЗМи	12
Ботинки кожаные	Ми	12
Галоши диэлектрические	Эн	Дежурные
Перчатки диэлектрические	Эн	Дежурные
Перчатки трикотажные	Ми	До износа
Очки защитные	ЗП	До износа
Зимой на наружных работах и при работе в неотапливаемых помещениях дополнительно:		
Костюм для защиты от пониженных температур из хлопчатобумажной ткани	Тн	36
Сапоги кирзовые утепленные на резиновой подошве	СлТн20	24
Перчатки зимние двупалые	Тн	До износа

СИЗ должны периодически испытываться и иметь клеймо с указанием даты испытания. Пользоваться защитными средствами, не прошедшими установленных испытаний или с истекшим сроком испытания, запрещается.

При эксплуатации электроустановок и электрических сетей должны соблюдаться правила безопасности. Система мероприятий по электробезопасности распространяется на весь персонал, занятый в обслуживании данных устройств (монтажники, ремонтники, сотрудники оперативного сектора и др.). Недопустимо выполнять распоряжения, которые противоречат правилам и представляют угрозу безопасности для персонала. Электроинструмент, машины и механизмы подлежат испытаниям в установленном порядке и согласно утверждённым срокам проверки.



Рисунок 4.1 – Предупреждающие плакаты, которые необходимы при монтаже, ремонте и осмотре электроустановок и электрических сетей

4.2 Защита ВЛ с СИП от перенапряжений

Применение СИП обеспечивает высокий уровень надежности, электробезопасности и снижение потерь реактивной мощности ввиду малого индуктивного сопротивления провода СИП. В то же время, ВЛ с изолированными проводами особенно требовательны к защите от перенапряжений.

В целом, потребность в защите ВЛ от перенапряжения возникла сразу появления первых воздушных линий. Однако, до начала массового внедрения провода СИП в конструкции ВЛ, вся защита от перенапряжения сводилась к установке нелинейных элементов (вентильных разрядников, ОПН) на фидерах питающей подстанции(ПС). Причем это делалось, в основном, для защиты оборудования ПС, а не элементов воздушной линии. Однако, характер протекания перенапряжения в ВЛ с СИП отличен от такового в ВЛ с неизолированными проводами, и без должной защиты, ВЛ будет повреждена.

Проанализируем процесс перенапряжения для ВЛ с неизолированным проводом. При попадании молнии в фазный провод (прямым или косвенным) перенапряжение начинает перемещение вдоль линии. На ближайшей опоре перенапряжение импульсно перекрывается на заземленную часть опоры и переходит в силовую дугу. Под воздействием электродинамической силы, дуга смещается по проводу и, в конечном счете, затухает, т. к. восстанавливающееся напряжение в момент перехода тока через «0» неспособно заново зажечь дугу в воздушном промежутке (рис. 4.2).

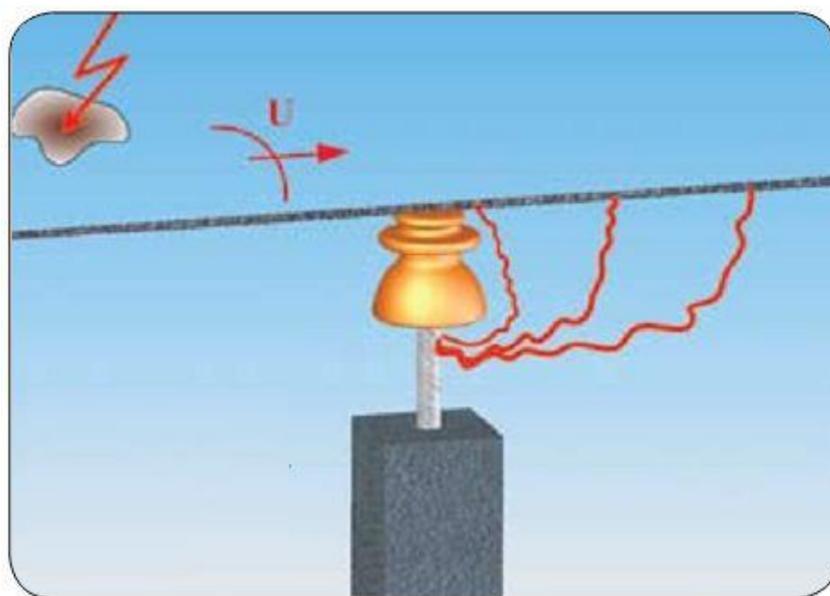


Рисунок 4.2 – Процесс горения дуги при перенапряжении на ВЛ, выполненной неизолированным проводом

Если же ВЛ выполнена изолированным проводом, то характер перенапряжения иной. После первого пробоя на заземленную часть опоры силовая дуга, ввиду наличия изоляции, не перемещается вдоль линии, а горит в одной точке, что в итоге приводит к быстрому перегоранию провода (рис. 4.3).

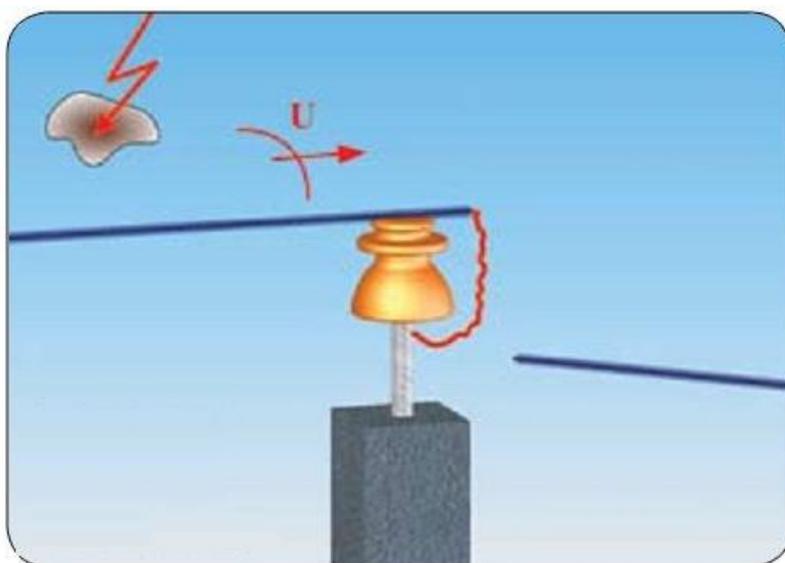


Рисунок 4.3 – Процесс горения дуги при пробое изоляции на ВЛ, выполненной СИП

Таким образом, в данном случае, наличие изоляции накладывает особые требования к выполнению защиты от перенапряжений, иначе не избежать аварийных ситуаций со всеми вытекающими последствиями.

Наиболее современным и эффективным способом защиты ВЛ с СИП от перенапряжений является длинно-искровой разрядник (РДИ) (рисунок 4.4).



Рисунок 4.4 – Защита ВЛ с СИП от перенапряжений с помощью длинно-искрового разрядника(РДИ)

В данном случае изолированный металлический стержень крепится одним концом на заземленную часть опоры, а другим, с металлической трубкой, закрепляется фиксатором рядом с прокалывающим зажимом СИП. Между зажимом и трубкой формируется воздушный промежуток. Ключевой особенностью РДИ является отсутствие дугового разряда, т.к. при пробое воздушного промежутка развивается скользящий разряд по поверхности изоляции. Изменение длины разряда определяет назначение РДИ – либо для защиты от ПУМ, либо для защиты от индуктированных перенапряжений. Разрядный элемент РДИ, имеет длину, в несколько раз превышающую длину импульсного перекрытия защищаемой изоляции. Конструкция разрядника обеспечивают более низкое разрядное напряжение по сравнению с таковым для защищаемой изоляции. Еще одна важная особенность РДИ – это то, что токи протекают вне аппарата, что гарантирует его сохранность при самых различных перенапряжениях.

В целом, необходимо отметить, что ни один отдельный защитный аппарат не может одновременно быть эффективным при перенапряжениях, вызванным прямыми ударами молнии в провод и индуктированными, что объясняется значительным количеством отводимой энергии. В случае малой

энергоемкости наступает тепловой пробой, при большой – резко возрастают габариты и масса, а также увеличивается время срабатывания аппарата. Следовательно, эффективная защита ВЛ от перенапряжений должна обеспечивать комплексом взаимодополняющих способов.

В заключение отметим особенности установки рассмотренных выше защитных аппаратов на ВЛ. Будем иметь в виду, что основными режимами нейтрали ВЛ 6-10 кВ являются изолированная или компенсированная, поэтому токи однофазного замыкания на землю, при перенапряжениях, легко гасятся любым защитным аппаратом. Однако, при 2-фазных и 3-фазных перекрытиях, для защиты изоляции ВЛ, требуется располагать защитные аппараты параллельно изоляторам, с последовательным чередованием фаз. При таком способе на первой опоре аппарат устанавливается на фазу «А», на второй – на фазу «В», на третьей – на фазу «С», на четвертой – снова на фазу «А». В этом случае, перенапряжение протекает через удвоенное сопротивление заземления опоры, что снижает ток и создает меньшие нагрузки на защитный аппарат. Для защиты от ПУМ требуется устанавливать защитные аппараты параллельно изоляторам на каждой фазе каждой опоры, либо (как в случае с ОПН) использовать грозозащитный трос.

Согласно ПУЭ необходимо выполнять и защиту подходов ВЛ 6-10 кВ к ПС установкой защитных аппаратов (РДИ, ОПН, либо ОПН в сочетании с искровым промежутком) на расстоянии 200-300 м. от ПС. Аппараты устанавливаются на каждую фазу и служат для среза фронта волны перенапряжения. Также предъявляются повышенные требования к качеству опор и сопротивлению их заземлителя на подходе ВЛ к ПС. Схема комплексной защиты ВЛ 6–10 кВ и ТП 6(10)/0,4 кВ от перенапряжений представлена на рисунке 4.5.

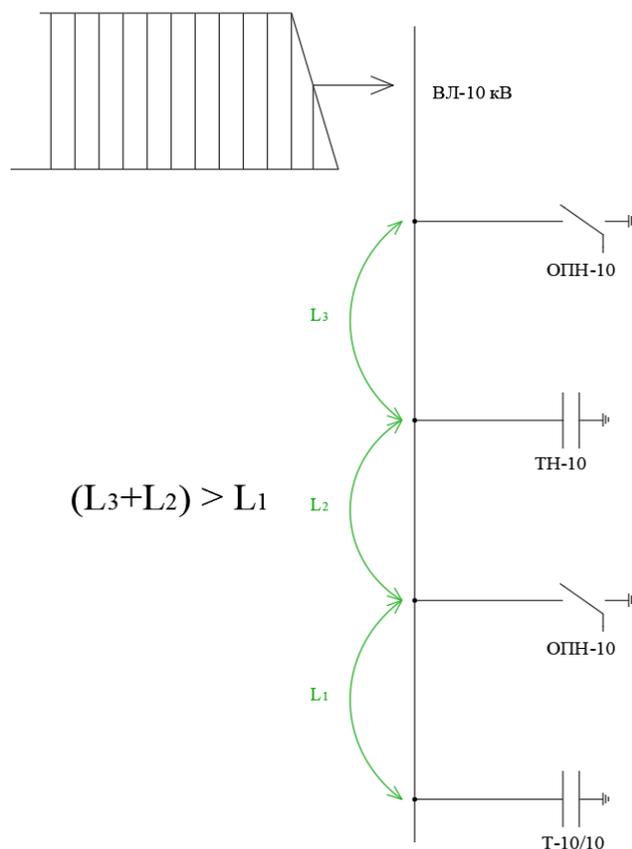


Рисунок 4.5 – Схема комплексной защиты ВЛ 6–10 кВ и ТП 6(10)/0,4 кВ от перенапряжений

4.3 Расчет контура заземления подстанций 6(10)/0,4 кВ

Намечаем расположение вертикальных электродов по контуру. Минимальное допустимое сопротивление со стороны 0,4 кВ $R_3=4$ Ом, согласно ПУЭ [13]. Удельное сопротивление грунта ρ_p (Ом·м) с учетом коэффициента сезонности определяется по формуле:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (4.1)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта (суглинок), Ом·м;

K_c - коэффициент сезонности.

Для вертикальных электродов:

$$\rho_{pв} = 100 \cdot 1,7 = 170 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Для горизонтальных электродов:

$$\rho_{pг} = 100 \cdot 4,5 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Используем контурное заземление.

Характеристики заземляющего устройства сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристики заземляющего устройства

Параметры вертикального электрода (сталь угловая)		Параметры горизонтального электрода (сталь полосовая)	Расположение вертикальных электродов
Длина l, м	Размер b, мм	Сечение полосы, мм ²	
3	50	50x5	верхний конец ниже уровня земли на 0,8 м

Сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя $R_{овэ}$ (Ом) определяется по формуле:

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pв}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (4.2)$$

где l – длина вертикального электрода, м;

d – диаметр (для угловой стали приведенный диаметр) вертикального электрода, м;

t – расстояние от поверхности до центра вертикального электрода, м.

Приведенный диаметр вертикального электрода d (м) из угловой стали определяется по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (4.3)$$

где b – ширина уголка, м.

Рассчитываем сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м}$$

$$R_{\text{овз}} = \frac{170}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 60,962 \text{ Ом}$$

Расчетное число вертикальных электродов определяется по формуле:

$$n' = R_{\text{овз}} / R_n \quad (4.4)$$

где $R_n = 4$ Ом – требуемое сопротивление искусственного заземлителя.

$$n' = 60,962 / 4 = 15,2$$

Полученное число округляем до ближайшего большего значения $n=16$ шт.

Длина горизонтальной полосы определяется по формуле:

$$l_z = 1,05 \cdot a \cdot n \quad (4.5)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, м;

n – количество вертикальных электродов, шт.

$$a = l_{\text{пер}} / n \quad (4.6)$$

где $l_{\text{пер}}$ – периметр здания ТП, м.

Периметр здания:

$$l_{пер} = 2 \cdot (7 + 9,3) = 32,6 \text{ м}$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = 32,6 / 16 = 2,04 \text{ м}$$

Длина горизонтальной полосы:

$$l_2 = 1,05 \cdot 2,04 \cdot 16 = 34,27 \text{ м}$$

Определяем сопротивление растеканию горизонтальных электродов $R_{гэ}$ (Ом) по формуле:

$$R_{гэ} = \frac{\rho_{рз}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (4.7)$$

где l - длина горизонтального электрода, м;

d – диаметр (для полосовой стали расчетный диаметр) электрода, м;

t - расстояние от поверхности до центра горизонтального электрода, м.

Расчетный диаметр горизонтального электрода d (м) из стальной полосы $50 \cdot 5$ мм определяется по формуле:

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (4.8)$$

где b – ширина полосы, м.

Рассчитываем сопротивление растеканию для горизонтального заземлителя.

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м}$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м}$$

$$R_{\text{эз}} = \frac{450}{2 \cdot 3,14 \cdot 189} \cdot \ln \left(\frac{189^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 5,05 \text{ Ом}$$

Рассчитаем эквивалентное сопротивление группового заземлителя:

$$R_{\text{сп}} = \frac{R_{\text{овз}} \cdot R_{\text{эз}}}{R_{\text{овз}} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{\text{эз}} \cdot \eta_2} \quad (4.9)$$

где η_6 - коэффициент использования вертикальных электродов;

η_2 - коэффициент использования горизонтальных электродов.

$$R_{\text{сп}} = \frac{60,962 \cdot 5,05}{60,962 \cdot 0,74 \cdot 16 + 5,05 \cdot 0,48} = 3,457 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление группового заземлителя меньше допустимого согласно ПУЭ значения 4 Ом, т.е. удовлетворяет требованиям.

В итоге контур заземления состоит из 16 вертикальных электродов длиной 3 м из угловой стали 50х50 мм, расстояние между вертикальными электродами 2,04 м; верхний конец ниже уровня земли; на глубине 0,8 м вертикальные электроды соединены горизонтальной стальной полосой 50х5 мм. Схема контура заземления ТП показана на рисунке 4.6.

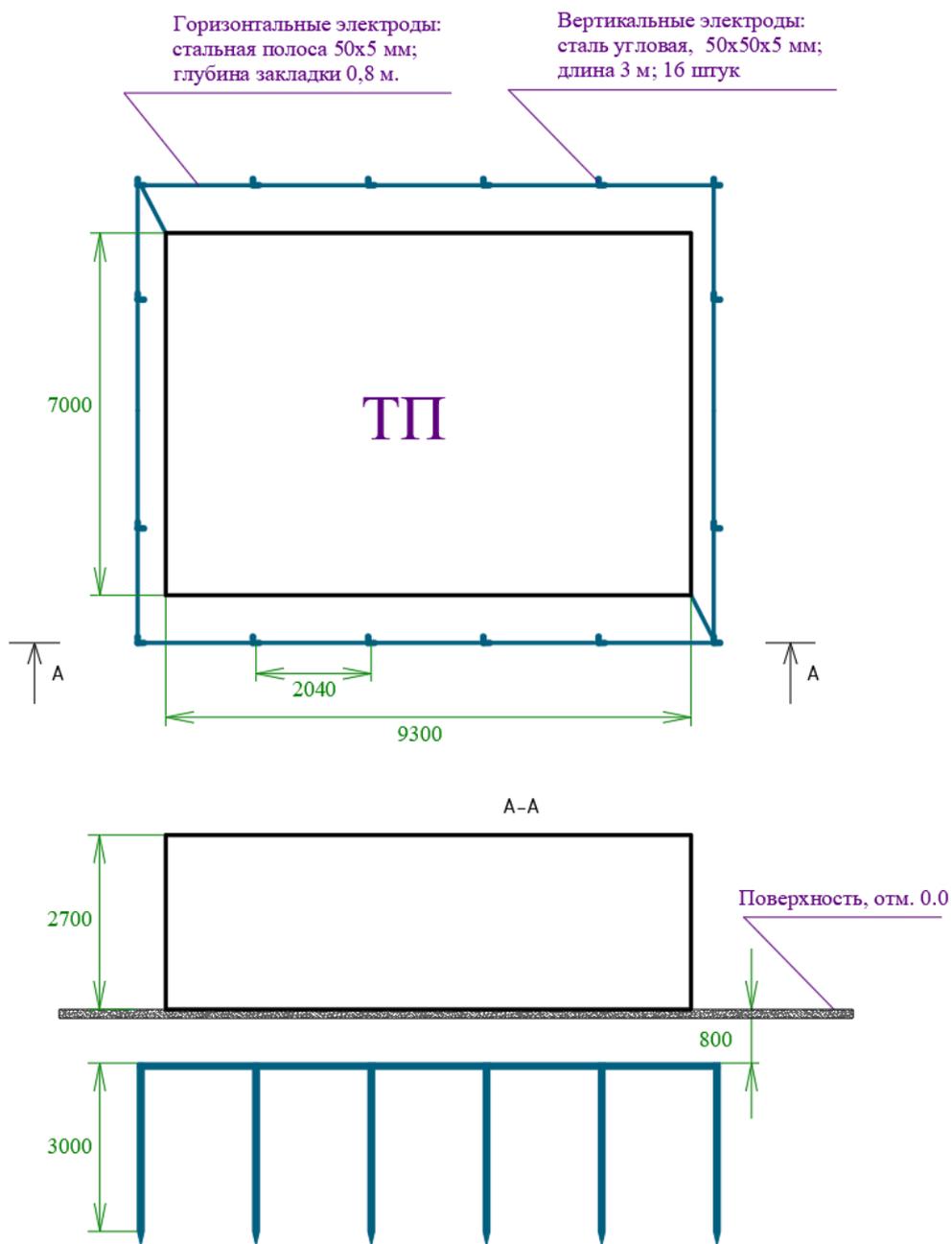


Рисунок 4.6 – Схема контура заземления ТП

Заключение

В ходе выполнения ВКР была произведена разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ МУП «Мирнинские городские электросети». Выполнены следующие задачи:

- систематизированы и проанализированы характеристики действующих сетей 6–10 кВ;
- проведен анализ оборудования действующих сетей 6–10 кВ;
- разработаны мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ;
- выбрано новое электрооборудование сетей 6 – 10 кВ;
- рассчитаны потери электроэнергии в действующих сетях 6–10 кВ;
- рассчитаны потери электроэнергии после внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии;
- проведена оценка экономического эффекта от мероприятий по снижению потерь электроэнергии;
- рассмотрены вопросы безопасности и охраны труда.

Исходя из проведенного анализа действующих сетей 6–10 кВ МУП МГЭС, предполагаем следующие мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ:

– необходимо установить автоматические компенсирующие устройства для компенсации реактивной мощности непосредственно на ТП 6(10)/0,4 кВ. Для этого рассчитана компенсация реактивной мощности и выбраны установки серии АУКРМ-Е-0,4;

– требуется выбрать новые КТПН 6(10)/0,4 кВ с современными энергоэффективными силовыми трансформаторами. Выбраны подстанции серии 2КТПН-ПК 630..1250/6(10)/0,4 с ячейками КСО- 208 в РУ-10 кВ и ячейками ЩО-70-1 в РУ-0,4 кВ. Это современный, доступный по цене, удобный для монтажа, энергоэффективный и электробезопасный вариант. Выбраны энергоэффективные силовые трансформаторы серии ТМГ12;

– необходимо заменить неизолированные провода АС воздушных линий 6–10 кВ на провода СИП. Сеть ВЛ 6–10 кВ выполняется проводами марки СИП-3 на железобетонных опорах СВ 110. Монтаж производится в соответствии с ГОСТ 31946-2012 «Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи». Выбор сечений проводов СИП-3 производится по длительно допустимому току;

– требуется установка на ТП пунктов коммерческого учета электроэнергии 6(10) кВ для точного мониторинга и устранения потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ, минимизации хищений электроэнергии. Для подключения сети 6(10) кВ к АСКУЭ города принимаем к установке на КТПН 6(10)/0,4 кВ пункты коммерческого учета (ПКУ) электроэнергии ПКУ-ENRG-10-200-У1 производства АО «Концерн Энергомера».

Исходя из проведенных расчетов, очевидно, что предлагаемый комплекс мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ МУП МГЭС является достаточно эффективным. Предполагается снижение потерь активной энергии на 33798,04 кВт*ч/год (или на 12,2 %) и снижение потерь реактивной энергии на 242955,89 квар*ч/год (или на 69,8 %). Это достигается благодаря компенсации реактивной мощности на ТП 6(10) кВ, снижению потерь электроэнергии в энергоэффективных силовых трансформаторах, а также малому индуктивному сопротивлению проводов СИП.

В итоге ожидаемый срок окупаемости проекта внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ МУП МГЭС составил 2,55 года при капиталовложениях 20084,877 тыс.руб. и суммарной ожидаемой чистой прибыли 7874,99 тыс.руб./год.

Внедрение разработанных мероприятий по снижению потерь электроэнергии согласно данному проекту позволит сократить потери электроэнергии и связанные с ними экономические убытки, также повысится надежность и безопасность сетей 6–10 кВ.

Список используемых источников

1. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. 416 с.
2. Гуревич Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабиков. М.: Торус Пресс, 2015. 408 с.
3. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. М.: Энергоатомиздат, 2015. 240 с.
4. Кнорринг Т.М. Справочная книга для проектирования электроосвещения. СПб.: Энергия, 2018. 573 с.
5. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. М.: ИЦ Академия, 2017. 320 с.
6. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. СПб.: Лань, 2016. 192 с.
7. Копылов И.П. Справочник по электрическим машинам. М.: Энергоатомиздат, 2016. 337 с.
8. Кудрин Б.И., Прокопчик В.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Минск: Высшая школа, 2018. 352 с.
9. Можяева С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие. СПб.: Издательство «Лань», 2017. 208 с.
10. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. М.: Энергопромиздат, 2016. 376 с.
11. Полуянович Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий / Н.К. Полуянович. М.: Лань, 2017. 400 с.

12. Почаевец В.С. Электрические подстанции: учеб. Для техникумов ж.-д. трансп. М.: Энергоатомиздат, 2016. 512 с.
13. Правила устройства электроустановок, издание 7. М.: Энергия, 2019. 648 с.
14. Проектная документация «Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ МУП «Мирнинские городские электросети»». Мирный, 2019. 68 с.
15. Свириденко Э. А. Основы электротехники и электроснабжения / Э.А. Свириденко, Ф.Г. Китунович. М.: Техноперспектива, 2016. 436 с.
16. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. М. Энергоатомиздат, 2018. 553 с.
17. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. М.: РадиоСофт, 2017. 328 с.
18. Строилова Н.А. Организация, планирование и управление энергетикой: Методические указания. Чита. ЧитПИ, 2015. 30 с.
19. Твердохлебов К.И. Рекомендации выбору проектных решений при разработке подстанций 10...500 кВ.: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. Хабаровск, 2016. 205 с.
20. Федоров А.А., Каменова В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 2017. 330 с.
21. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. М.: Лань, 2016. 480 с.
22. Яхонтова О. Электроснабжение и электропотребление в строительстве: Учебное пособие / О. Яхонтова, Л. Валенкевич, Я. Рутгайзер. СПб.: Лань, 2017. 512 с.
23. Школа электрика. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 25.03.2020).