

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы электроснабжения дачного посёлка Тобук в  
Алданском районе республики Саха (Якутия)

Исполнитель  
студент группы 742-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Е. Шкурин

Руководитель  
профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по безопасно-  
сти и экологичности  
доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Шкурина Александра Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения дачного посёлка Тобук в Алданском районе республики Саха (Якутия)

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 21.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: характеристика проектируемого дачного посёлка, карта дачного посёлка

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика проектируемого дачного посёлка, расчёт электрических нагрузок, выбор и расчёт схем внешнего и внутреннего электроснабжения дачного посёлка, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка высоковольтной аппаратуры и проводов, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.)

Генплан дачного посёлка, вводно-распределительные устройства жилых домов, схема сети 6 кВ дачного посёлка, трансформаторная подстанция 6/0,4 кВ (2х400), однолинейная схема РП-6 кВ, релейная защита.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 20.04.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Мясоедов, профессор

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 131 стр., 21 рисунок, 51 таблиц, 15 источников, 4 листа графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ, РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данном дипломном проекте в систематизированном виде рассмотрены основные вопросы рационального выполнения СЭС дачного посёлка: определение расчётных электрических нагрузок; надёжность электроснабжения потребителей; технико-экономические характеристики отдельных элементов системы; определение оптимальных параметров этих элементов (рациональной схемы электрических сетей, выбор величины напряжения и др.). В основу дипломного проекта положены ГОСТы, действующие "Правила (ПУЭ, ПТЭ, ПТБ и др.), ведомственные технические условия и другие официальные материалы. Используются также отдельные сведения, содержащиеся в справочных изданиях.

В процессе выполнения работы будет решен значительный объем вопросов в частности определены нагрузки на КТП по которым в дальнейшем будет выбрано все основное оборудование. Указанное оборудование в последствии будет проверено на воздействие оков короткого замыкания и не-нормальных режимов работы

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика проектируемого дачного посёлка	9
2 Расчёт электрических нагрузок	11
2.1 Определение расчётных нагрузок жилых домов	11
2.2 Определение расчётных нагрузок общественных зданий и сооружений	13
2.3 Графики электрических нагрузок дачного посёлка	14
2.4 Расчёт сетей наружного освещения	18
3 Выбор и расчёт схем внешнего и внутреннего электроснабжения дачного посёлка	25
3.1 Выбор экономически целесообразной системы электроснабжения	26
3.2 Выбор схем построения электрических сетей	28
3.3 Выбор месторасположения трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 6/0,4 кВ	30
3.4 Определение электрических нагрузок распределительных сетей 0,4 кВ	33
3.5 Выбор числа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ	35
3.6 Расчёт потерь мощности в трансформаторах ТП	36
3.7 Определение электрических нагрузок сети 6 кВ	38
3.8 Выбор сечения кабельных линий электрических сетей напряжением до 1000 В	39
3.9 Выбор сечения кабельных линий электрических сетей напряжением 6 кВ	43
4 Расчёт токов короткого замыкания	46
4.1 Расчёт тока трёхфазного короткого замыкания на стороне 6 кВ	46
4.2 Расчёт токов о трёхфазного короткого замыкания в сети 0,4 кВ	51
4.3. Расчёт токов однофазного короткого замыкания сети 0,4 кВ	54
5 Выбор и проверка высоковольтной аппаратуры и проводов	57

5.1	Выбор и проверка оборудования на стороне 6 кВ	57
5.1.1	Выбор жёстких шин и кабелей	57
5.1.2	Выбор камер	61
5.1.3	Выбор и проверка разъединителей	62
5.1.4	Проверка выключателей нагрузки	64
5.1.5	Проверка предохранителей и выбор плавких вставок	65
5.2	Выбор оборудования на стороне 0,4 кВ	67
5.2.1	Выбор шин	67
5.2.2	Выбор распределительных панелей	67
5.3	Выбор аппаратов на вводно-распределительном устройстве (ВРУ)	69
6	Расчет технико-экономических показателей	72
6.1	Определение потребности предприятия в электроэнергии	72
6.2	Организация и планирование технического обслуживания и ремонта электрооборудования и сетей предприятия	72
6.3	Определение фонда времени работы электрооборудования и бюджета рабочего времени	76
6.4	Расчет штатной численности	78
6.5	Расчет фонда оплаты труда	80
6.6	Расчет себестоимости услуг электрохозяйства	82
6.7	Определение себестоимости услуг электрохозяйства	85
6.8	Технико-экономическое обоснование мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии	87
6.9	Замена трансформатора с низким коэффициентом загрузки на трансформатор меньшей мощности	96
6.10	Отключение малозагруженных трансформаторов и перевод их в резерв с перераспределением нагрузки	100
6.11	Резервирование питания на низкой стороне трансформатора	102
6.12	Компенсация реактивной мощности	106
7	Безопасность и экологичность	112

7.1 Безопасность	112
7.1.1 Общие требования по безопасности работ	112
7.1.2 Защитное заземление	114
7.1.4 Устройство заземления	114
7.1.5 Нормирование параметров защитного заземления	127
7.1.6 Расчёт заземления трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ	119
7.2 Экологичность	123
7.3 Чрезвычайные ситуации	125
Заключение	129
Список литературы	130

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – подстанция;

РЗ - релейная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока;

ТП – трансформаторная подстанция;

## ВВЕДЕНИЕ

Для питания потребителей, расположенных за чертой городов, создаются специальные системы электрических сетей, которые по сравнению с электрическими сетями энергетических систем имеют свои характерные особенности. Такие сети образуют специфические системы электроснабжения (СЭС) дачных, коттеджных посёлков.

Повышение электровооружённости труда во всех производственных и бытовых процессах, направленных на улучшение труда на производстве и жизненных условий быта, требует разработки новых путей планирования и проектирования СЭС, позволяющих снизить капитальные и эксплуатационные расходы и одновременно обеспечить высокую надёжность электроснабжения и экономию энергетических ресурсов.



## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО РАЙОНА

В данном дипломном проекте приведён подробный расчёт схемы электроснабжения дачного посёлка Тобук. Дачный посёлок Тобук входит в состав энергосистемы Алданского района и расположен в его северной части. К северной и северно-западной стороне территории дачного посёлка примыкает река Алдан, с западной – горный массив который покрыт хвойным лесом. На востоке посёлок граничит с техногенными отвалами, оставленные после прохождения драги.

Проектируемый участок площадью 40,25 га занимает юго-восточные склоны сопки. Крутизна склонов значительна, средние величины уклонов составляют 18-20%, на отдельных участках до 25%. Максимальные отметки посёлку 64 м, минимальные 40 м.

Значительную часть участка занимает лес. Наиболее ценные породы деревьев сосредоточены вдоль оврага на стыке реки Алдан и пересохшей протоки. В проекте предусмотрены мероприятия по сохранению этого зелёного участка.

На территории дачного посёлка проходят две высоковольтные линии электропередач обе ликвидируются. Одна из них пострадала в паводок 1998 года и не соответствует техническим условиям из-за повреждения ледоходом, вторая линия уязвима при подтоплении рекой Алдан.

В поселке основную нагрузку несут одноэтажные жилые дома, которые составляют примерно 65%, остальные – 35% составляют общественные здания и сооружения.

Практически все потребители электрической энергии в дачном посёлке Тобук относятся ко второй категории надёжности. Допустимое время перерывов в электроснабжении таких электроприёмников определяется временем включения резервного источника, действиями дежурного персонала или выездной бригады электромонтеров. Ко второй категории надёжности в посёлке относятся жилые дома с электроплитами; насосная станция; торговые предприятия с площадью залов 250-200 м<sup>2</sup>; пило-рама, геологическая партия, база старателей «Алдголд».

Таблица 1.1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Величина
Район по ветру	I
Максимальный скоростной напор, (Н/м <sup>2</sup> )	500
Максимальная скорость ветра, (м/с)	29
Район по гололеду	II
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см <sup>3</sup> ), (мм)	15
Температура воздуха высшая, (град С)	+34
Температура воздуха низшая, (град С)	-51
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	-8,5
Число грозных часов	26
Степень загрязнения атмосферы	I

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Определение расчётных нагрузок жилых зданий

Расчётную активную нагрузку квартир, приведенную к выводу жилого здания, линии или к шинам напряжением 0,38 кВ трансформаторной подстанции, определяется по формуле:

$$P_{\text{КВ}} = P_{\text{КВ.уд.}} \cdot n, \quad (2.1)$$

где  $P_{\text{КВ.уд.}}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников (зданий), кВт/квартира, согласно [1],  $n$  – число квартир.

Мощность лифтовых установок  $P_{\text{Р.л.}}$ , кВт, определяется по формуле:

$$P_{\text{Р.л.}} = K_{\text{С.}}' \cdot \sum P_{\text{Ni}}, \quad (2.2)$$

где  $K_{\text{С.}}'$  коэффициент спроса, согласно [2];

$N$  – количество лифтовых установок (в расчетах не учитываем);

$P_{\text{Ni}}$  – установленная мощность электродвигателя насоса, кВт.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников)  $P_{\text{Р.ж.д.}}$ , кВт, определяется по формуле

$$P_{\text{Р.ж.д.}} = P_{\text{КВ.}} + K_{\text{У}} \cdot P_{\text{Р.л.}}, \quad (2.3)$$

где  $P_{\text{КВ.}}$  – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$K_{\text{У}}$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9).

Расчетная реактивная нагрузка жилого дома, кВар, определяется по формуле:

$$Q_{Р.Ж.Д.} = P_{Р.КВ.} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{КВ.} + K_{У.} \cdot P_{Р.Л.} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{С.}, \quad (2.4)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{КВ.}$  - расчетный коэффициент мощности для квартир с электрическими плитами, принимаемый равным 0,9;

$\operatorname{tg}\varphi_{С.}$  – расчетный коэффициент мощности лифтовых установок, принимаемый согласно [2].

Полная нагрузка жилого дома, кВА, равна:

$$S_{Р.Ж.Д.} = \sqrt{P_{Р.Ж.Д.}^2 + Q_{Р.Ж.Д.}^2} \quad (2.5)$$

При этом коэффициент мощности для квартир с электроплитами  $\cos\varphi=0,98$ , для лифтов -0,65.

Рассчитаем нагрузку группы жилых домов на участке с номером на генплане 14. Количество условных квартир 400, с площадью менее 70 м<sup>2</sup>. Этажность домов - 2. В домах установлены водооткачивающие насосы с электроприводом с мощностью 8 кВт. Определяем расчётную нагрузку квартир, подключённых к первому вводу

$$P_{КВ} = 1,27 \cdot 400 = 508, \text{ кВт.}$$

где  $P_{КВ.уд.} = 1,27$  кВт/квартиру, принято согласно [1] (интерполяцией);

n - число условных квартир на вводе, n=400 квартир.

Определяем мощность насосных установок на первом вводе

$$P_{Р.Л.} = 0,5 \cdot 10 \cdot 8 = 40, \text{ кВт.}$$

Определяем расчетную электрическую нагрузку квартир и силовых электроприёмников

$$P_{Р.Ж.Д.} = P_{КВ} + K_{У.} \cdot P_{Р.Л.} = 508 + 0,9 \cdot 40 = 544, \text{ кВт.}$$

Расчётная реактивная нагрузка жилых домов

$$Q_{Р.Ж.Д.} = 508 \cdot 0,203 + 0,9 \cdot 40 \cdot 1,169 = 145,242, \text{ кВар.}$$

Полная нагрузка жилых домов определяется

$$S_{P.ж.д.} = \sqrt{544^2 + 145,242^2} = 563,055, \text{ кВА.}$$

Расчётные нагрузки остальных зданий приведены в таблице 2.1.

## 2.2. Расчёт расчётных нагрузок общественных зданий и сооружений

Ориентировочные расчёты электрических нагрузок общественных зданий выполняются по укрупнённым удельным электрическим нагрузкам.

Ориентировочная активная мощность общественных зданий определяется по формуле:

$$P_p = P_{уд} \cdot m, \quad (2.6)$$

где  $P_{уд}$  - удельная расчётная активная нагрузка общественного здания или коммунального предприятия, кВт/место или кВт/м<sup>2</sup>, или кВт/рабочее место, принимается согласно [1];

$m$  - количество обслуживаемых мест, или площадь торгового зала, или количество рабочих мест.

Полная мощность общественного здания:

$$S_p = P_{уд} \cdot n / \cos\varphi \quad (2.7)$$

где  $\cos\varphi$  - коэффициент мощности общественного здания, принимается из [1].

Определим полную расчетную электрическую нагрузку производственной базы на 330 рабочих мест с пищеблоком. Из [1] принимаем, что удельная нагрузка составляет 0,46 кВт на 1 место, а коэффициент мощности 0,97.

Ориентировочная активная мощность производственной базы:

$$P_p = 0,46 \cdot 330 = 151,8, \text{ кВт}$$

Тогда ориентировочная полная мощность производственной базы составит:

$$S_p = 0,46 \cdot 330 / 0,97 = 156,495, \text{ кВА}$$

Остальные расчёты электрических нагрузок общественных зданий приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Расчёт нагрузок жилых зданий

Номер на генплане	Количество насосов	n	R <sub>уд.кв</sub> , кВт/кв	R <sub>кв</sub> , кВт	K <sub>с</sub>	R <sub>л</sub> , кВт	R <sub>л</sub> , кВт	R <sub>р.ж.д.</sub> , кВт	Q <sub>р.ж.д.</sub> , квар	S <sub>р.ж.д.</sub> , кВА
11-32										
Сумма	6	240	1,34	321,6	0,65	8	31,2	349,68	98,133	363,189
12-13										
Сумма	4	160	1,42	227,2	0,7	8	22,4	247,36	69,705	256,994
15,16,17										
Сумма	3	120	1,47	176,4	0,8	8	19,2	193,68	56,022	201,619
14										
Сумма	10	400	1,27	508	0,5	8	40	544	145,24	563,055

### 2.3 Графики электрических нагрузок дачного посёлка

Графики нагрузок дают представление о характере изменения во времени электрических нагрузок. По продолжительности они бывают суточными и годовыми.

Графики нагрузок дачного посёлка в целом дают возможность определить потребление активной энергии потребителями дачного посёлка, правильно выбрать силовые трансформаторы и питающие линии.

По графикам планируется текущий и капитальный ремонт элементов системы электроснабжения, определяют потребность в топливе для станций на какой-либо период, определяют необходимое количество и суммарную мощность рабочих агрегатов станции в различные часы суток.

Таблица 2.2 – Расчёт нагрузок общественных зданий и сооружений

Номер на генплане	Этажность	Наименование здания	Количество мест или площадь в м <sup>2</sup>	P <sub>РАСЧ</sub> , кВт	P <sub>ОСВ</sub> , кВт	P, кВт	cosφ	S, кВА
39	1	Овощной магазин	677	15,9	16,06 5	31,965	0,8	36,301
58,59	1	Хозяйственный сарай	-	-		0,2	1	0,200
52	-	Опорная усилительная подстанция	-	-	-	30	0,75	40
55,56	1	Геологическая партия	-	7,3 4,9	-	12,2	0,95 0,83	13,463
30,31	2	Производственная база	330	0,46	-	151,8	0,97	156,49 5
38	1	Хлебно-кондитерский магазин	629,5	11	15,47	26,47	0,85	29,023
48	-	Центральная станция водоотливных установок	504	258,2	6,545	264,745	0,85	310,46 5
37	2	Пилорама	-	118,2	-	118,2	0,9	131,33 3
26	3	Метеостанция	1266	0,25	-	316,5	0,95	333,15 8
29	-	Теплица	537,9	6	9,4	15,4	0,85	16,838

В справочнике [3] приведены суточные (зимний и летний) графики электрических нагрузок некоторых характерных городских потребителей.

Суточные графики используют для построения годового графика по продолжительности. Можно условно принять продолжительность зимнего периода 200 дней, летнего – 165. По оси ординат годового графика по продолжительности в соответствующем масштабе откладывают нагрузки в кВт от P<sub>МАКС.</sub> до P<sub>МИН.</sub>, а по оси абсцисс – часы года от 0 до 8760 (24 · 365= 8760).

Площадь годового графика выражает количество потребленной электроэнергии за год в кВт·ч.

По данным графика определяют число часов использования максимальной нагрузки, ч.,

$$T_M = (200 \sum P_{zi} + 165 \sum P_{li}) / P_{\text{МАКС.З}}, \quad (2.8)$$

где  $P_{zi}$  – нагрузка  $i$  –го числа в декабре, кВт;

$P_{li}$  – нагрузка  $i$  –го числа в июне, кВт;

$P_{\text{МАКС.З}}$  – максимальная нагрузка в зимний период, кВт.

Время максимальных потерь:

$$t_M = (0,124 + T_M \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (2.9)$$

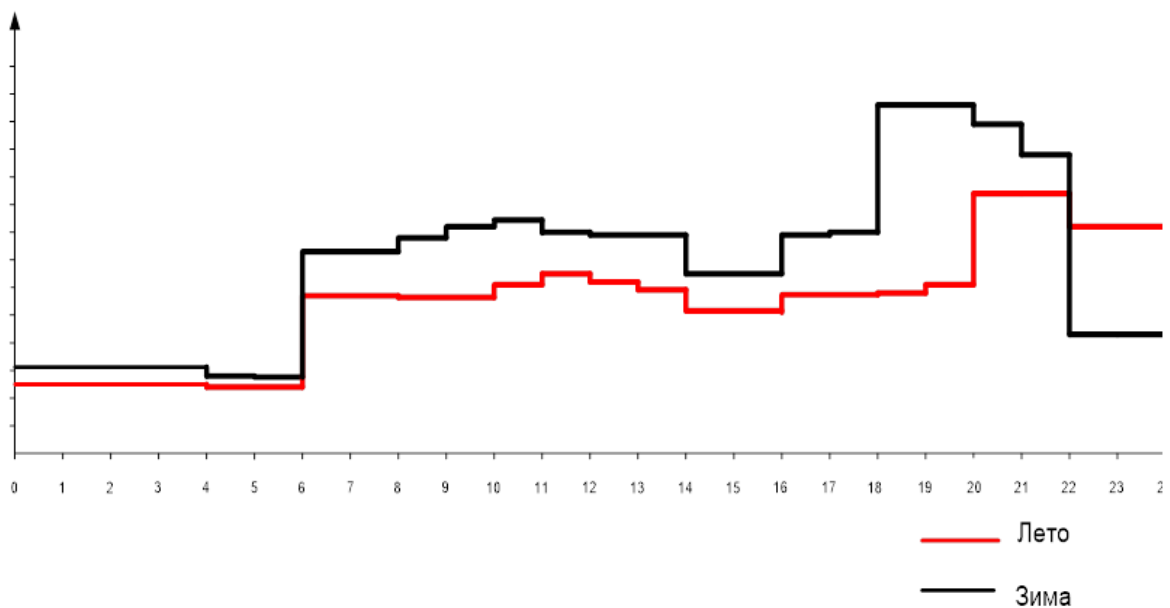


Рисунок 2.1 – Суточные графики нагрузки п. Тобук

Расчёт годового графика по продолжительности приведён в таблице 2.3.

Годовой график по продолжительности приведён на рисунке 2.2.

По годовому графику нагрузки определим:

- время использования максимума нагрузки

$$T_M = \frac{13678812,810}{3137,707} = 4359,493, \text{ ч};$$



- время максимальных потерь

$$\tau = (0,124 + \frac{4359,493}{10000})^2 \cdot 8760 = 2746,639, \text{ ч.}$$

Таблица 2.3- Расчёт годового графика нагрузок дачного посёлка

Номер ступени	Р <sub>ст</sub> ,кВт	t <sub>ст.з</sub> ,ч	t <sub>ст.л</sub> ,ч	t <sub>ст.з</sub> ·200+ t <sub>ст.л</sub> ·165,ч	А,кВт·ч
1	3137,707	2		400	1255082,800
2	2941,875	1		200	588375,000
3	2709,963	1		200	541992,600
4	2385,166		2	330	787104,780
5	2103,816	1		200	420763,200
6	2086,158		2	330	688432,140
7	2052,72	1		200	410544,000
8	2026,943	1		200	405388,600
9	2008,866	1		200	401773,200
10	1931,993	1		200	386398,600
11	1926,12	1		200	385224,000
12	1898,78	1		200	379756,000
13	1886,96	1		200	377392,000
14	1867,456	2		400	746982,400
15	1663,935	2		400	665574,000
16	1599,179		1	165	263864,535
17	1565,268		1	165	258269,220
18	1513,137		1	165	249667,605
19	1510,559		1	165	249242,235
20	1490,529		1	165	245937,285
21	1446,672		1	165	238700,880
22	1446,366		2	330	477300,780
23	1439,017		2	330	474875,610
24	1410,755		2	330	465549,150
25	1259,572		2	330	415658,760
26	1122,773	2		400	449109,200
27	757,535	4		800	606028,000
28	728,061	2		400	291224,400
29	565,061		4	660	372940,260
30	544,429		2	330	179661,570
Сумма		24	24	8760	13678812,810

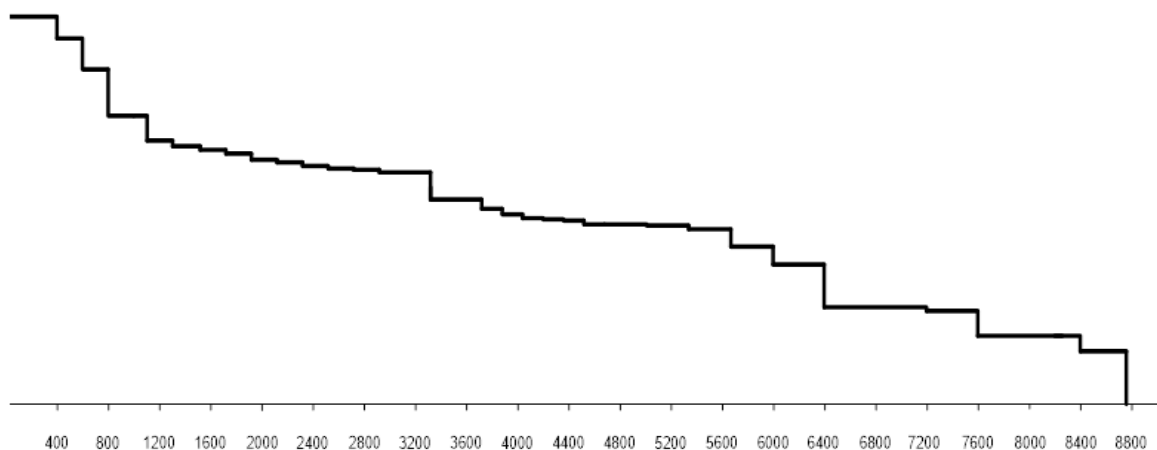


Рисунок 2.2 – Годовой график нагрузки п. Тобук

## 2.4 Расчёт сетей наружного освещения

Распределительные сети наружного освещения территорий поселков и дорог выполняем кабельной линией.

Согласно [4] нормируемая освещённость главной дороги составляет 4 лк, второстепенных проездов 2 лк. Ширина основной дороги дачного посёлка составляет 5 м.

Согласно типовому проекту [5] для наружного освещения принимаем к установке светильники типа РКУ01-125-008 с источниками света ДРЛ 125 при нормируемой освещённости 4 лк, и при нормируемой освещённости 2 лк – РКУ01-125-008 с источниками света типа ДРЛ 80.

Схема расположения осветительных приборов односторонняя, на опорах с одной стороны проезжей части (рисунок 3).

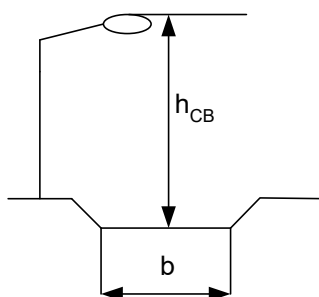


Рисунок 2.3 – Одностороннее расположение светильников

Расстояние между светильниками по типовому проекту при нормируемой освещённости 4 лк составляет 35 м, при 2 лк- 50 м.

Расчётная нагрузка  $P_{P.O}$ , Вт, питающей осветительной сети с учётом потерь в пускорегулирующей аппаратуре определяется как:

$$P_{P.O} = P_{уст} \cdot K_C \cdot K_{ППА}, \quad (2.10)$$

где  $P_{уст}$  – установленная мощность ламп, Вт;

$K_C$  – коэффициент спроса (одновременности), для наружного освещения  $K_C = 1$ ;

$K_{ППА}$  – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре,  $K_{ППА} = 1,1$ .

Расчётный ток осветительной сети  $I_{P.O}$ , А, для трёхфазной сети (с нулевым проводом и без него) при равномерной загрузке фаз определяется по формуле:

$$I_{P.O} = \frac{P_{P.O}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi}, \quad (2.11)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение сети,  $U_H = 380$  В;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности нагрузки. Для ламп ДРЛ  $\cos \varphi = 0,9$ .

Далее необходимо рассчитать потери напряжения на участках осветительной сети от источника до самого удалённого потребителя.

В результате должно выполняться условие,

$$\Delta U_L < \Delta U_P, \quad (2.12)$$

где  $\Delta U_p$  – располагаемые потери напряжения. Определяются согласно [1] согласно данным той трансформаторной подстанции, от которой питается осветительная сеть.

Потери напряжения на участках линии рассчитываются по формуле, %,

$$\Delta U_{уч} = \frac{1}{C \cdot S} \cdot (P_{р.о} \cdot L_{уч}), \quad (2.13)$$

где  $C$  – коэффициент,  $C = 46$  – для схем трёхфазной сети с нулевым проводом и материалом провода – алюминием;

$S$  – сечение данного участка осветительной сети,  $мм^2$ ;

$L_{уч}$  – длина участка линии,  $м$ .

Потери напряжения определяются суммой всех потерь на участках линии до конечного потребителя от источника на ответвлении, %,

$$\Delta U_{л} = \sum \Delta U_{уч}. \quad (2.14)$$

Общее количество светильников, подключённых к ТП2 составляет 41 светильников общей мощностью 5,125 кВт (рисунок 4).

По данным трансформаторной подстанции ТП2 и согласно [7] наибольшие потери напряжения от шин ТП до наиболее удалённого светильника составляют 4,67 %.

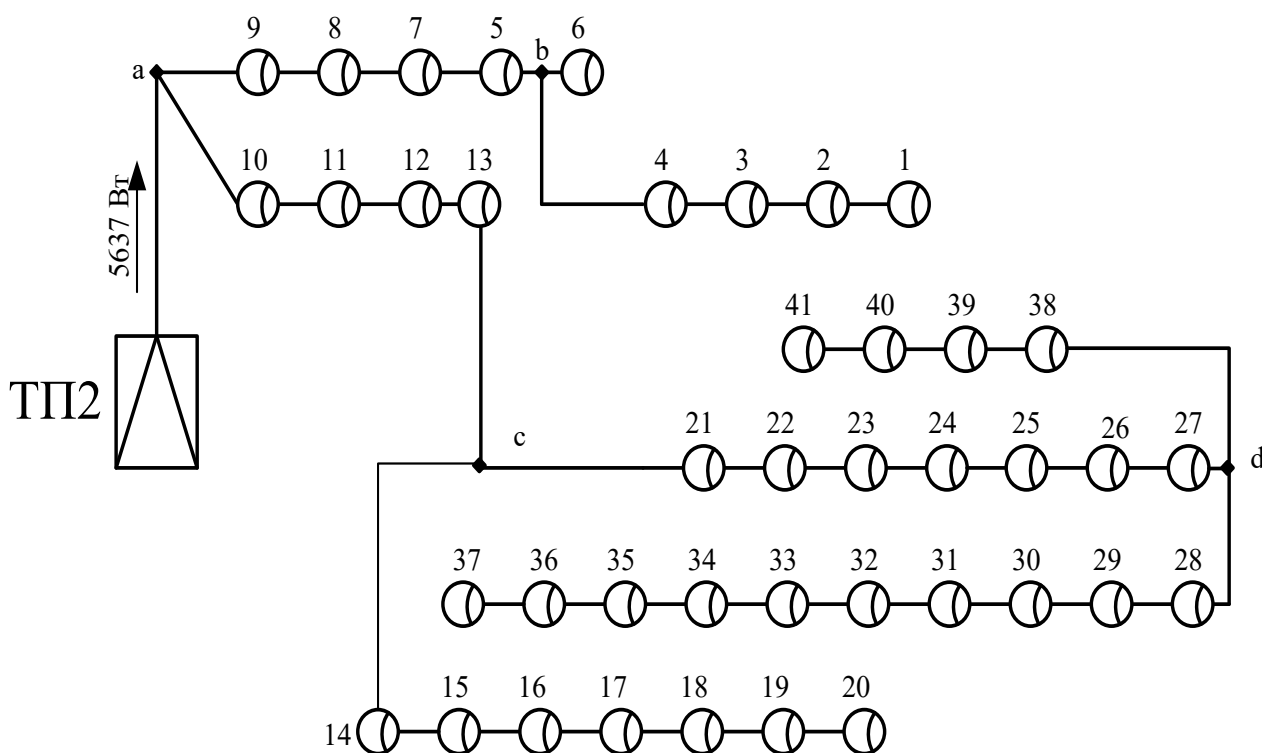


Рисунок 2.4 – Принципиальная электрическая схема осветительной сети, подключённой к ТП2

Используя формулу (2.10), расчётная нагрузка питающей линии для участка ТП2-а и длиной  $L = 43$  м, составит:

$$P_{p.o} = 5125 \cdot 1 \cdot 1,1 = 5637,5 \text{ Вт}$$

Расчётный ток осветительной сети:

$$I_{p.o} = \frac{5637,5}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,9} = 9,517 \text{ А.}$$

Согласно расчётного тока выбирается сечение головного участка линии  $S = 6 \text{ мм}^2$ , но для снижения потерь напряжения в сети увеличиваем сечение до  $S = 10 \text{ мм}^2$ . Допустимый ток сечения  $I_{доп} = 65 \text{ А}$ .

Потери напряжения на участке ТП1-а линии,

$$\Delta U_{уч} = \frac{1 \cdot 10^{-3}}{46 \cdot 10} \cdot (5637,5 \cdot 43,25) = 0,53 \%$$

Определение расчётной нагрузки и расчётного тока, расчёт потерь напряжения для остальных участков осветительной сети аналогичен предыдущему. Результаты расчётов сведены в таблицу 2.4

Таблица 2.4 – Расчёт потерь напряжения участков осветительной сети

Начало	Конец	$L, м$	$P_{P.O}, Вт$	$\cos \varphi$	$I_{P.O}, А$	$I_{доп}, А$	$S, мм^2$	$\Delta U_{уч}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
a	9	5,2	1238	0,9	2,090	46	6	0,023
9	8	26,75	1100		1,857			0,107
8	7	27,625	963		1,626			0,096
7	5	35,44	825		1,393			0,106
5	b	6,16	688		1,161			0,015
b	6	25,08	138		0,233			0,013
b	4	30,44	550		0,928			0,061
4	3	28,98	413		0,697			0,043
3	2	32,44	275		0,464			0,032
2	1	33,,4	138		0,233			0,017
a	10	18,24	4400		7,428			0,291
10	11	39,59	4263		7,197			0,611
11	12	34,2	4125		6,964			0,511
12	13	24,41	3988		6,732			0,353
13	c	15,84	3850		6,499			0,221
c	14	6,13	963		1,626			0,021
14	15	21	825		1,393			0,063
15	16	32,5	688		1,161			0,081
16	17	26,5	550		0,928			0,053
17	18	33,98	413		0,697			0,051
18	19	35	275		0,464			0,035
19	20	36	138		0,233			0,018
c	21	27,33	2888		4,875			0,286
21	22	35,75	2750		4,642			0,356
22	23	36,25	2613		4,411			0,343
23	24	36,6	2475		4,178			0,328
24	25	36,25	2338		3,947			0,307
25	26	37,5	2200		3,714			0,299
26	27	36	2063		3,483			0,269
27	d	4,15	1925		3,250			0,029
d	38	11,25	550	0,928	0,022			
38	39	36,75	413	0,697	0,055			

Продолжение таблицы 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39	40	37,5	275		0,464			0,037
40	41	35	138	0,9	0,233	46	6	0,018
d	28	31,2	1375		2,321			0,155
28	29	35,3	1238		2,090			0,158
29	30	35,25	1100		1,857			0,140
30	31	36	963		1,626			0,126
31	32	36	825		1,393			0,108
32	33	35	688		1,161			0,087
33	34	35,5	550		0,928			0,071
34	35	35,7	416		0,702			0,054
35	36	36	275		0,464			0,036
36	37	35	138		0,233			0,018

Потери напряжения от источника до наиболее удалённого потребителя на ответвлении для линии ТП1-37 составят,

$$\Delta U_{л} = 0,53 + 1,987 + 2,217 + 0,953 = 5,687 \%$$

В результате условие (2.12) выполняется,

$$5,8 > 5,687.$$

Аналогично производится расчёт уличного освещения данным трансформаторной подстанции ТП4. Результаты расчёта приведены в таблице 2.5.

Общее количество светильников, подключённых к ТП4 составляет 25 светильника общей мощностью 3438 кВт.

По данным трансформаторной подстанции ТП4 и согласно [7] наибольшие потери напряжения от шин ТП до наиболее удалённого светильника составляют 4,96 %.

В результате расчёта данные потери составляют 3,031 % при  $S = 4 \text{ мм}^2$ .

Таблица 2.5 – Расчёт потерь напряжения участков осветительной сети

Начало	Конец	$L, м$	$P_{P.O}, Вт$	$\cos \varphi$	$I_{P.O}, А$	$I_{доп}, А$	$S, мм^2$	$\Delta U_{уч}, \%$
a	16	24,09	3438	0,9	5,804	38	4	0,450
16	17	35,25	1237,5		2,089			0,237
17	18	25	1100		1,857			0,149
18	19	32,83	962,5		1,625			0,172
19	20	32	825		1,393			0,143
20	21	32,1	687,5		1,161			0,120
21	22	8,15	550		0,928			0,024
22	23	14,5	412,5		0,696			0,033
23	24	23,83	275		0,464			0,036
24	25	50	138		0,233			0,038
a	15	5	2062,5		3,482			0,056
14	15	30	1925		3,250			0,314
13	14	37	1787,5		3,018			0,359
12	13	26,5	1650		2,785			0,238
11	12	28,62	1512,5		2,553			0,235
10	11	36,25	1375		2,321			0,271
9	10	30,7	1237,5		2,089			0,206
8	9	38,73	1100		1,857			0,232
8	b	10	962,5		1,625			0,052
b	7	17	138		0,233			0,013
b	6	12,5	825		1,393			0,056
5	6	34,25	687,5		1,161			0,128
5	c	6	550		0,928			0,018
c	4	27,34	275		0,464			0,041
4	3	5,67	138		0,233			0,004
c	2	25	275		0,464			0,037
1	2	32,9	138		0,233			0,025

Для освещения территории базы, пилорамы, проездов и основных пешеходных связей дачного посёлка предусмотрены светильники-торшеры.

Проектируемые сети на территории частной застройки выполнены трёхжильным кабелем марки ААБл (кабель в алюминиевой оболочке с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольным составом, со слоем поливинилхлоридного пластика, бронированный стальными лентами.



### 3 ВЫБОР И РАСЧЁТ СХЕМ ВНЕШНЕГО И ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДАЧНОГО ПОСЁЛКА

В состав поселковых электрических сетей входят все электроустановки, предназначенные для электроснабжения города и находящиеся на его территории. К электрическим сетям рассчитываемого дачного посёлка относятся:

– распределительные сети напряжением 10 кВ, содержащие трансформаторные подстанции (ТП) и линии, соединяющие центры питания (ЦП) с ТП, ТП между собой и с вводами к потребителям;

– распределительные сети напряжением до 1000 В.

Могут быть сформулированы основные требования к системе электроснабжения дачного посёлка:

- Прежде всего система должна быть выполнена таким образом, чтобы суммарные приведённые затраты, связанные с её сооружением и последующей эксплуатацией, были минимальными;

- Надёжность электроснабжения, создаваемая системой, должна находиться в пределах, регламентируемых ПУЭ;

- При выборе системы электроснабжения следует учитывать гибкость системы, т. е. её приспособляемость к разным режимам распределения мощности, возникающими в процессе работы;

- Проектирование системы электроснабжения должно выполняться с выявлением очерёдности развития на срок не менее 10 лет и возможности последующего её расширения.

Согласно [10], по степени обеспечения надёжности электроприёмники жилых и общественных зданий дачного посёлка относятся к следующим категориям:

Жилые Дома.....	II
Школы.....	II
Котельные.....	II
Магазины.....	III

### **3.1 Выбор экономически целесообразной системы электроснабжения**

Согласно [2] для районов жилой застройки наиболее целесообразной является система напряжений 35/10-110 кВ.

В условиях непрерывного роста нагрузки и необходимости систематического развития электрических сетей выявляется рациональность перевода действующих сетей на повышенное напряжение с максимальным использованием установленного оборудования. Такой период возможен в пределах напряжений одного класса, в частности перевод напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ. Перевод действующих сетей является, безусловно, целесообразным мероприятием и имеет потенциальные преимущества, которые связаны с введением в систему электроснабжения повышенного напряжения. Данное переустройство сетей имеет особую актуальность в условиях нашей страны, где более 60% городских сетей работает при напряжении 6 кВ.

Практическая возможность применения действующих кабелей на более высоком напряжении основана на использовании запасов электрической прочности изоляции, имеющихся в кабелях, выполненных в соответствии с ранее действующими нормами.

Технико-экономическая целесообразность переустройства сетей основана на значительном увеличении их пропускной способности, отмечается также значительное снижение потерь энергии.

Целесообразность перевода во многом зависит от местных условий и в первую очередь от возможности последующей работы при более высоком напряжении. Как правило, реконструкция заключается в замене трансформаторов. В ТП необходимо проверить изоляционные расстояния от токоведущих частей до заземлённых конструкций и частей зданий, между проводниками разных фаз, а также от токоведущих частей до сплошных и сетчатых ограждений. Эти расстояния должны соответствовать напряжению 10 кВ.

Трансформаторы мощностью 630 кВА и ниже различны по типу; отличаются не только числом витков в обмотках, но и размерами и изоляцией обмоток. Однако

изоляция этих трансформаторов имеет запас электрической прочности, что позволяет использовать трансформаторы 6 кВ при напряжении 10 кВ с небольшим изменением их обмоток.

Работы, связанные непосредственно с переводом действующих линий, имеют специфический характер. Необходимо учитывать следующие требования:

- Целесообразность исполнения кабелей 6 кВ при напряжении 10 кВ или необходимость их замены следует определять на основании технико-экономического анализа с учётом местных условий.

- По результатам опыта эксплуатации, выборочных исследований и испытаний должны быть выявлены линии, имевшие повреждения вследствие дефектов изоляции, линии или отдельные участки с осушенной изоляцией, выявлены дефектные или явно устаревшие соединительные и концевые муфты, учтены конструктивные данные кабелей.

- Не подлежат переводу на напряжение 10 кВ кабели с изношенной изоляцией.

- Необходима замена кабельных линий 6 кВ или их участков при значительном осушении изоляции, наличии в кабелях заводских дефектов, а также участков с числом ремонтных соединительных муфт более 10 на 1 км линии.

- Концевые муфты 6 кВ перед переводом должны быть, как правило, заменены новыми, на напряжение 10 кВ. При необходимости должны быть отремонтированы соединительные муфты.

- Кабельные линии, переведённые на напряжение 10 кВ, должны испытываться выпрямленным током напряжением 50-60 кВ с периодичностью, принятой для кабельных линий 10 кВ.

Есть основания полагать, и опыт эксплуатации это подтверждает, что указанные требования являются слишком жёсткими.

При использовании кабельных линий 6 кВ при напряжении 10 кВ рекомендуется предусматривать замену кабелей на вертикальных участках (вводы в ТП, круто наклонные трассы) и участках линий с выраженными дефектами на напряжение 10 кВ.

Основной трудностью перевода является обеспечение надёжного электро-снабжения потребителей в процессе реконструкции сети, сроки выполнения которой могут быть продолжительными.

Реальная эффективность перевода устанавливается технико-экономическим расчётом путём оценки приведённых затрат рассматриваемой сети по варианту её развития при напряжении  $6\text{ кВ}$  и варианту её перевода на  $10\text{ кВ}$  (раздел. 7).

В соответствии с [7] электрические сети напряжением  $6\text{ кВ}$  выполняются трёхфазными с изолированной нейтралью.

Согласно [7] сети напряжением до  $1000\text{ В}$  выполняются трёхфазными четырёхпроводными с глухим заземлением нейтрали напряжением  $380/220\text{ В}$ .

### **3.2 Выбор схем построения электрических сетей**

Выбор схемы электроснабжающей сети зависит от конкретных условий: географического положения и конфигурации селитебной территории дачного посёлка, плотности нагрузок и их роста, количества и характеристики источников питания, исторически сложившейся существующей схемы сети и др. Специфика требований и условий заключается в особенной актуальности применения возможно простых схем с минимальным количеством электрооборудования, часть которого работает в неотапливаемых помещениях, и сооружений специализированных конструкций.

Радиально-магистральная распределительная сеть  $0,38-10\text{ кВ}$  без резервирования линий и трансформаторов.

Сеть характеризуется наименьшими капиталовложениями на осуществление электроснабжения потребителей из-за отсутствия резервирования элементов сети и выбора параметров всех элементов сети только по условиям нормального режима работы. Применяется для электроснабжения потребителей III категории в посёлках городского типа при воздушных линиях до  $1\text{ кВ}$  и  $10\text{ кВ}$ .

Петлевая неавтоматизированная распределительная сеть  $0,38-10\text{ кВ}$ .

По условиям надёжности петлевые линии  $10\text{ кВ}$  следует присоединять к территориально разным центрам питания. Петлевые линии  $380\text{ В}$  могут питаться от

одного или двух ТП. Петлевые сети применяются при воздушных и кабельных линиях.

В нормальном режиме петлевые линии размыкаются на одной из ТП. Петлевые сети рекомендуются в качестве основных для электроснабжения потребителей II и III категорий жилых районов.

Если в районе, обслуживаемом петлевыми сетями, имеются отдельные приёмники или потребители электроэнергии I категории, то в таких случаях применяется выборочное резервирование питания.

Радиально-магистральная автоматизированная сеть 0,38-10 кВ с резервированием линий и трансформаторов.

Линии обычно кабельные. По технико-экономическим показателям основным типом такой сети являются варианты АВР на стороне 380 В при двухтрансформаторных ТП. В некоторых случаях находят применение однострансформаторные ТП с АВР на выключателях нагрузки на стороне 10 кВ. Областью применения магистральных автоматизированных сетей являются:

- районы, в которых по технико-экономическим показателям целесообразно применение двухтрансформаторных ТП;

- потребители со значительной частью электроприёмников I категории.

Для электроснабжения рассчитываемого дачного посёлка города Тобук применяется магистральная распределительная сеть 6 кВ и магистральная сеть 0,38 кВ.

Из-за высотной застройки все сети выполнены кабелями.

### 3.3 Выбор месторасположения трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 6/0,4 кВ

Правильное размещение трансформаторных подстанций в поселке существенно влияет на экономические показатели и надёжность системы электроснабжения потребителей.

Для определения месторасположения ТП посёлок разделён на 4 участка, в каждом из которых необходимо определить центр электрических нагрузок (ЦЭН).

Расчёт ЦЭН производится по следующим этапам:

- необходимо привязать генплан к прямоугольной сетке координат;
- во всех зданиях дачного посёлка находится геометрический центр;
- зная геометрический центр зданий, рассчитывается точка с координатами  $(X_0, Y_0)$ , которая называется центром электрических нагрузок электроприёмников.

$$X_0 = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i} \quad (3.1)$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i} \quad (3.2)$$

где  $P_i$  – активная нагрузка  $i$ -го потребителя, подключённого к шинам ТП, кВт

$X_i$  и  $Y_i$  – координаты центра нагрузок  $i$ -го потребителя.

Расчёт центра электрических нагрузок первого участка дачного посёлка приведён в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчёт центра электрических нагрузок первого участка дачного посёлка

Наименование объекта	$P_i, \text{кВт}$	$X_i$	$Y_i$	$P_i \cdot X_i$	$P_i \cdot Y_i$
Жилые дома					
№14	544	320	300	174080	163200
Общественные здания и сооружения					
№52 Опорная усилительная подстанция	30	345	100	10350	3000
ИТОГО	574			184430	163500

По (3.1) и (3.2) ЦЭН первого участка имеет координаты:

$$X_0 = \frac{184430}{574} = 321,307,$$

$$Y_0 = \frac{163500}{574} = 284,843.$$

Таблица 3.2 – Расчёт центра электрических нагрузок второго участка дачного посёлка

Наименование объекта	$P_i, \text{кВт}$	$X_i$	$Y_i$	$P_i \cdot X_i$	$P_i \cdot Y_i$
Жилые дома					
№12	247,36	254	387	62829,44	95728,32
№13	247,36	384	547	94986,24	135305,92
Общественные здания и сооружения					
№38 Хлебно-кондитерский магазин	26,47	310	515	8205,7	13632,05
№39 Овощной магазин	31,965	445	674	14224,425	21544,41
ИТОГО	553,155			180245,81	266210,7

По (3.1) и (3.2) ЦЭН первого участка имеет координаты:

$$X_0 = \frac{180245,81}{553,155} = 325,9,$$

$$Y_0 = \frac{266210,7}{553,155} = 481,3.$$

Таблица 3.3 – Расчёт центра электрических нагрузок третьего участка дачного посёлка

Наименование объекта	$P_i, \text{кВт}$	$X_i$	$Y_i$	$P_i \cdot X_i$	$P_i \cdot Y_i$
Жилые дома					
№15	193,68	720	615	139449,6	119113,2
№16	193,68	945	690	183027,6	133639,2
№17	193,68	1122	765	217308,96	148165,2
Общественные здания и сооружения					
№26 Метеостанция	316,5	965	415	305422,5	131347,5
№29 Теплица	15,4	1052	485	16200,8	7469
№30 Производственная база	151,8	735	730	111573	110814
№31 Производственная база	151,8	692	495	105045,6	75141
№55 Геологическая партия	12,2	635	725	7747	8845
№56 Геологическая партия	12,2	590	484	7198	5904,8
№59 Хозяйственный сарай	0,2	600	760	120	152
ИТОГО	1241,14			1093093,1	740590,9

По (3.1) и (3.2) ЦЭН третьего участка имеет координаты:

$$X_0 = \frac{109309,1}{1241,14} = 880,7,$$

$$Y_0 = \frac{740590,9}{1241,14} = 596,7.$$

Таблица 3.4 – Расчёт центра электрических нагрузок четвёртого участка дачного посёлка

Наименование объекта	$P_i, \text{кВт}$	$X_i$	$Y_i$	$P_i \cdot X_i$	$P_i \cdot Y_i$
Жилые дома					
№11	349,68	150	587	52452	205262,16
№32	349,68	300	445	104904	155607,6
Общественные здания и сооружения					
№37 Торгово-бытовой магазин	118,2	162	537	19148,4	63473,4
станция водоотливных установок	264,745	45	710	11913,525	187968,95
ИТОГО	1082,305			188417,93	612312,11



По (3.1) и (3.2) ЦЭН четвёртого участка имеет координаты,

$$X_0 = \frac{188417,93}{1082,305} = 174,1,$$

$$Y_0 = \frac{612312,11}{1082,305} = 565,7.$$

Трансформаторные подстанции располагают как можно ближе к центру нагрузок, что позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и сократить протяжённость распределительных сетей низкого напряжения, уменьшить расход цветного металла и снизить потери электрической энергии.

Однако архитектурно-планировочные решения застройки дачного посёлка не всегда допускают такое размещение ТП.

Таким образом, трансформаторная подстанция первого участка (ТП1) смещается и имеет координаты (335; 85). Соответственно ТП2 – (324; 360); ТП3 – (1000; 750); ТП4 – (205; 750).

Центры энергетических нагрузок посёлка приведены на листе 1 графической части.

### **3.4 Определение электрических нагрузок распределительных сетей 0,4 кВ**

Активная расчётная нагрузка линии на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции при смешанном питании потребителей различного назначения (жилые дома и общественные здания)  $P_p$ , *кВт*, определяется по формуле:

$$P_p = P_{зд.МАХ} + K_1 \cdot P_{зд.1} + K_2 \cdot P_{зд.2} + \dots + K_N \cdot P_{зд.N}, \quad (3.3)$$

где  $P_{зд.МАХ}$  – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, *кВт*;

$P_{зд.1}, P_{зд.2}, \dots$  – расчётные нагрузки других зданий, питаемых по линии,  $кВт$ ;

$K_1, K_2, \dots$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприёмников), выбирается согласно [10].

Полная нагрузка  $S_p$ ,  $кВ \cdot А$ , определяется по формуле:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi_{CP}}, \quad (3.4)$$

где  $\cos \varphi_{CP}$  – средневзвешенный коэффициент мощности нагрузки, равный,

$$\cos \varphi_{CP} = \frac{\sum P_1 \cdot \cos \varphi_1}{\sum P_1}, \quad (3.5)$$

где  $P_1$  – расчётная активная мощность  $i$ -го потребителя, питающегося от данной ТП,  $кВт$ ;

$\cos \varphi_1$  – коэффициент мощности  $i$ -го потребителя (таблица 2.1; 2.2).

Таким образом, электрическая нагрузка распределительных сетей  $0,4 кВ$  ТП1 равна:

$$P_{р.л.} = 544 + 30 \cdot 0,7 = 565 \text{ кВт.}$$

Полная нагрузка ТП1 составит,

$$S_{ТП} = \frac{400 \cdot 1,27}{0,98} + 0,9 \cdot \frac{0,5 \cdot 10 \cdot 8}{0,65} + \frac{0,7 \cdot 30}{0,75} = 601,752 \text{ кВА.}$$

Средневзвешенный коэффициент мощности равен,

$$\cos \varphi_{CP} = \frac{565}{601,752} = 0,94.$$

Результаты расчёта электрической нагрузки распределительных сетей 0,4 кВ приведены в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Расчёт электрической нагрузки сетей 0,4 кВ

Наименование объекта	$P_p, \text{кВт}$	$\cos \varphi_{CP}$	$S_{P.ТП}, \text{кВ} \cdot \text{А}$
ТП1	565	0,94	601,752
ТП2	491,226	0,93	530,311
ТП3	762,662	0,95	803,514
ТП4	902,759	0,92	981,082

Схема электроснабжения 0,4 кВ приведена на листе 2 графической части.

### 3.5 Выбор числа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ.

При выборе числа и мощности силовых трансформаторов важными критериями являются надёжность электроснабжения, расход цветного металла и потребная трансформаторная мощность.

Мощность силовых трансформаторов в нормальных условиях должна обеспечивать питание всех приёмников электроэнергии дачного посёлка. Выбор мощности силовых трансформаторов осуществляется с учётом экономически целесообразного режима их работы и соответствующего обеспечения резервирования питания потребителей при отключении одного из трансформаторов.

Установка на подстанции трансформаторов, работающих отдельно, обеспечивает надёжность системы электроснабжения в том случае, если при аварии одного из трансформаторов, оставшийся в работе полностью или с некоторым ограничением обеспечит потребную мощность нагрузки.

Мощность трансформаторов, принимаемая к установке на ТП, должна удовлетворять условию,

$$\sum S_{Н.ТР} \geq \sum S_{P.ТП}. \quad (3.6)$$

Коэффициент загрузки трансформатора  $K_3$ , определяется по формуле,

$$K_3 = \frac{S_{P.ТП}}{N \cdot S_{H.ТП}}, \quad (3.7)$$

где  $N$  – количество трансформаторов.

Результаты выбора числа и мощности трансформаторов ТП дачного посёлка приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Выбор числа и мощности трансформаторов ТП

№ ТП	Расчётная нагрузка ТП, $S_{P.ТП}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	Количество трансформаторов, $N$	Номинальная мощность трансформаторов, $S_{H.ТП}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	Коэффициент загрузки, $K_3$
1	601,752	2	400	0,75
2	530,311	2	400	0,66
3	803,514	2	630	0,64
4	981,082	2	630	0,78

В результате, для электроснабжения рассчитываемого дачного посёлка Тобук выбрано четыре трансформатора мощностью по 630 кВА каждый, четыре трансформатора мощностью по 400 кВА каждый. Паспортные данные трансформаторов указаны в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Паспортные данные трансформаторов

Тип	Напряжение, $\text{кВ}$		Схема соединения обмоток	Потери, $\text{Вт}$		$U_K, \%$	$I_X, \%$
	ВН	НН		$P_{XX}$	$P_{K3}$		
ТМ-400/10	6/10	0,4	$\Delta - Y_0$	950	5500	4,5	2,1
ТМ-630/10	6/10	0,4	$\Delta - Y_0$	1310	7600	5,5	1,8

### 3.6 Расчёт потерь мощности в трансформаторах ТП

Потери в трансформаторе трансформаторной подстанции определяются по формулам,

$$\Delta P_{\text{ТР}} = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_{\text{ТР}} = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (3.9)$$

где  $\Delta P_X, \Delta P_K$  – активные потери холостого хода и короткого замыкания, кВт (таблица 3.7);

$\Delta Q_X, \Delta Q_K$  – реактивные потери холостого хода и короткого замыкания, определяемые по формулам, кВар:

$$\Delta Q_X = S_{H.TP} \cdot \frac{I_X}{100}, \quad (3.10)$$

$$\Delta Q_K = S_{H.TP} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (3.11)$$

где  $I_X, U_K$  – паспортные данные трансформаторов (таблица 3.7).

Расчёт потерь мощности в трансформаторах ТП1.

Реактивные потери холостого хода и короткого замыкания:

$$\Delta Q_X = 400 \cdot \frac{2,1}{100} = 8,4 \text{ кВ} \cdot \text{Ар},$$

$$\Delta Q_K = 400 \cdot \frac{4,5}{100} = 18 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Потери в одном трансформаторе ТП:

$$\Delta P_{TP} = 0,95 + 0,75^2 \cdot 5,5 = 4,044 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{TP} = 8,4 + 0,75^2 \cdot 18 = 18,525 \text{ кВар}.$$

Потери в двух работающих трансформаторах,

$$\Delta P_{TP} = 2 \cdot 4,044 = 8,088 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{TP} = 2 \cdot 18,525 = 37,05 \text{ кВар}.$$

Аналогично определяются потери мощности в трансформаторах остальных ТП. Результаты расчёта сведены в таблицу 3.8

Таблица 3.8 – Потери мощности в трансформаторах ТП

№ ТП	$\Delta Q_X, \text{кВар}$	$\Delta Q_K, \text{кВар}$	$\Delta P_{TP}, \text{кВар}$	$\Delta Q_{TP}, \text{кВар}$
1	8,4	18	8,088	37,05
2	8,4	18	6,692	32,482
3	11,34	34,65	8,846	51,065
4	11,34	34,65	11,868	64,842

### 3.7 Определение электрических нагрузок сети 6 кВ.

Расчётные активные нагрузки городских распределительных сетей 6 кВ определяются как:

$$P_{P.P} = K_{M.T} \cdot \sum P_{ТПi}, \quad (3.12)$$

где  $P_{ТПi}$  – расчётная нагрузка шин  $i$ -ой трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ

$K_{M.T}$  – коэффициент, учитывающий совмещение максимумов нагрузок трансформаторов ТП, выбирается согласно [2]. При определении полной мощности линий в период максимума нагрузки коэффициент мощности принимается равным 0,92.

Расчётная активная нагрузка участка распределительной сети 6 кВ – ТП3 рассчитываемого дачного посёлка Тобук (рисунок 3.1) определяется:

$$P_{P.P} = 0,9 \cdot 762,662 = 686,396 \text{ кВт.}$$

Полная мощность линии:

$$S_{P.P} = \frac{686,396}{0,92} = 746,082 \text{ кВА.}$$

Расчёт других участков сети производится аналогично и сведён в таблицу 3.9.

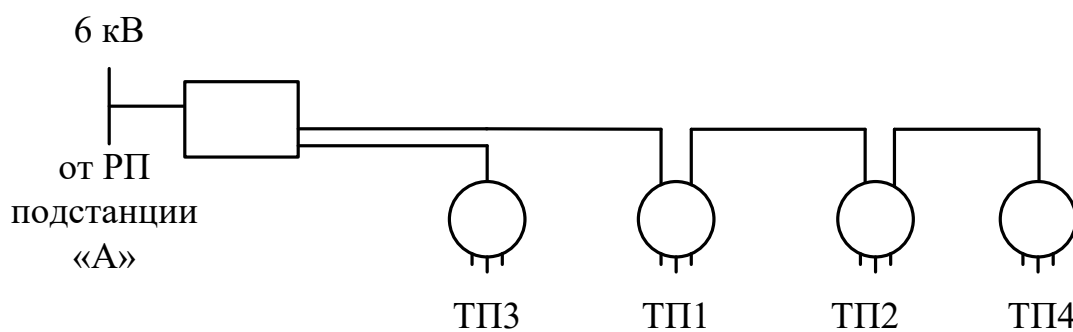


Рисунок 3.1 – Распределительная электрическая сеть 6 кВ.

Таблица 3.9 – Электрические нагрузки сети 6 кВ

Участок	Длина участка, м	Активная нагрузка $P_{P.P}$ , кВт	Полная нагрузка $S_{P.P}$ , кВА
РП – ТП3	828	686,396	746,004
РП – ТП1	980	1567,188	1703,465
ТП1 – ТП2	263	1184,887	1287,921
ТП2 - ТП4	155	812,483	883,134

### 3.8 Выбор сечения кабельных линий электрических сетей напряжением до 1000 В

Сети 0,38 кВ на территории высотной застройки выполняются кабельными. Кабельные линии прокладываются в земляных траншеях под тротуарами или под пешеходными дорожками внутри поселка и т. д.

Сечения кабелей напряжением до 1000 В выбираются в соответствии с главой 1.3 ПУЭ [11] по условию нагрева длительным расчётным током в нормальном и послеаварийном режимах и проверяются на потери напряжения.

На время ликвидации послеаварийного режима допускается перегрузка кабелей с бумажной изоляцией до 130 %, если в нормальном режиме их нагрузка не превышала 80 % допустимой. Следовательно, в послеаварийном режиме сечение кабеля должно удовлетворять условию,

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} \cdot K \geq I_{\text{п.ав}}, \quad (3.13)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – допустимый продолжительный ток, А;

$K$  – поправочный коэффициент, учитывающий число кабелей, проложенных в одной траншее, [11,12];

$I_{\text{п.ав}}$  – расчётная токовая нагрузка линии в послеаварийном режиме. При этом учитывается число оставшихся в работе кабелей, проложенных в одной траншее в послеаварийном режиме.

Допустимые потери напряжения в сетях 0,98 кВ составляют не более (4-6) процентов. Большие значения относятся к линиям, питающим малоэтажные и односекционные здания, меньшие значения – к линиям, питающим многоэтажные многосекционные жилые здания, крупные общественные здания и учреждения [2].

Расчётная электрическая нагрузка на линии  $P_p$ , кВт, напряжением 0,38 кВ при смешанном питании потребителей определяется по формуле (3.3) из раздела 3.4. Полная мощность определяется по формуле (3.4).

Рабочий ток в линии  $I_p$ , А, определяется по формуле,

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n}, \quad (3.14)$$

где  $n$  – число кабелей, проложенных в траншее к объекту. Для потребителей второй категории, согласно ПУЭ, принимают к прокладке начальное количество кабелей равное 2. Для потребителей третьей категории начальное количество кабелей равно 1;

$U_H$  – номинальное напряжение сети, равное 0,38 кВ.

Ток послеаварийного режима  $I_{п.ав}$ , А, равен:

$$I_{п.ав} = 2 \cdot I_p. \quad (3.15)$$

Сечение кабеля должно удовлетворять допустимому длительному току  $I_{доп}$ , А, определяемому выражением:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{п.ав}}{1,3 \cdot K}. \quad (3.16)$$

Согласно [11] выбирается стандартное сечение, удовлетворяющее рассчитанному  $I_{доп}$ .

Выбранное сечение кабеля необходимо проверить по потере напряжения.



Потери напряжения на  $i$ -ом участке  $L_{учi}$  кабельной линии  $\Delta U$ , %, определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{A \cdot P_{Pi} \cdot L_{учi}}{n \cdot S}, \quad (3.17)$$

где  $A$  – коэффициент, зависящий от принятых единиц измерения, определяется по справочнику [13],  $A = 21,9$  для сети 0,4 кВ и  $A = 0,0875$  для сети 6 кВ;

$P_{Pi}$  – активная мощность  $i$ -го участка линии, кВт;

$n$  – число кабелей;

$S$  – сечение кабеля, мм<sup>2</sup>.

Далее потери напряжения на участках линии суммируются и результат сравнивается с располагаемыми потерями напряжения от шин ТП до наиболее удалённого потребителя.

В результате должно выполняться условие:

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U. \quad (3.18)$$

Потери мощности в линии  $\Delta P$ , кВт, определяются как:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot R_0 \cdot L_{уч} \cdot n, \quad (3.19)$$

где  $R_0$  – активное сопротивление 1 км кабеля при 20 °С, Ом/км, из справочника [13].

Расчёт кабельной линии 0,38 кВ, питающей участок из 400 условных кв. (обозначение на генплане номер 14) от ТП1.

Согласно таблице 2.1

$$P_{Р.ж.д.} = 544 \text{ кВт},$$

$$S_{Р.ж.д.} = 563,055 \text{ кВА},$$

$$Q_{p.ж.д.} = 145,24 \text{ кВар.}$$

Реактивная нагрузка линии, питающей первый ввод  $Q_p$ , кВар,

$$Q_p = \frac{145,24}{10} \cdot 3 = 43,572 \text{ квар.}$$

Полная нагрузка линии, питающей второй ввод  $S_p$ , кВА,

$$S_p = \frac{563,055}{10} \cdot 3 = 168,918 \text{ кВА.}$$

Рабочий ток в линии  $I_p$ , А,

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n} = \frac{168,918}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 2} = 121,906 \text{ А.}$$

Ток послеаварийного режима  $I_{п.ав}$ , А,

$$I_{п.ав} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 121,906 = 243,812 \text{ А.}$$

Сечение кабеля должно удовлетворять допустимому длительному току,  $I_{доп}$

$$I_{доп} \geq \frac{I_{п.ав}}{1,3 \cdot K} = \frac{243,812}{1,3 \cdot 0,8} = 234,435 \text{ А.}$$

Согласно [11] выбирается стандартное сечение кабеля  $95 \text{ мм}^2$ ,  $I_{доп} = 260 \text{ А}$ .

Потери напряжения на данном участке  $\Delta U$ , %, рассчитываются по формуле (3.17):

$$\Delta U = \frac{21,9 \cdot 163,2 \cdot 0,079}{2 \cdot 95} = 1,486 \text{ \%}.$$

В результате выполняется условие (3.18):

$$6 \% > 1,486 \text{ \%}.$$

Потери мощности в линии,  $\Delta P$ , кВт, по (3.19):

$$\Delta P = 3 \cdot 121,906^2 \cdot 0,326 \cdot 0,079 \cdot 2 = 2296,392 \text{ Вт}.$$

Расчёт кабельных линий, питающих потребителей ТП1 сведён в таблицу 3.10.

### 3.9. Выбор сечения кабельных линий электрических сетей напряжением 6 кВ

Сечения жил кабелей выбираются по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяются по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Расчётная активная нагрузка электрических сетей 6 кВ  $P_{р.р}$ , кВт, определяется по формуле (3.12) раздела 3.6.

Рабочий ток в линии  $I_{р.р}$ , А, определяется как:

$$I_{р.р} = \frac{P_{р.р}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot n}, \quad (3.20)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение сети,  $U_H = 6$  кВ;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности, принятый равным 0,92;

$n$  – количество кабелей, проложенных в одной траншее к объекту.

Экономически целесообразное сечение  $S$ , мм<sup>2</sup>, определяется согласно ПУЭ, по выражению:

$$S = \frac{I_{р.р}}{j_{ЭК}}, \quad (3.21)$$

где  $j_{ЭК}$  – нормированное сечение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>, для заданных условий работы, выбираемое согласно [11].  $j_{ЭК} = 1,4$  А/мм<sup>2</sup> для кабелей с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией.

Согласно [11] подбирается стандартное сечение токопроводящей жилы кабеля.

Дальнейший ход расчёта аналогичен расчёту сети напряжением до 1 кВ.

Полученное экономическое сечение для условий нормального режима проверяется по допустимому току нагрева в послеаварийном режиме. Кроме того, кабели должны быть подвергнуты проверке на термическую стойкость токам КЗ (раздел 4.1).

Длительно допустимый ток в кабельной линии:

$$I'_{\text{дл.доп}} = I_{\text{дл.доп}} \cdot K_N \cdot K_T \cdot K_{\text{пер}}, \quad (3.22)$$

где  $I_{\text{дл.доп}}$  – длительно допустимый ток кабеля, А, по [11];

$K_N$  – поправочный на количество работающих кабелей, проложенных в одной траншее;

$K_T$  – поправочный коэффициент на фактическую температуру среды;

$K_{\text{пер}}$  – поправочный коэффициент на допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, [11].

Таблица 3.10 – Расчёт силовых сетей, подключённых к ТП1

Участок	$L_{\text{уч}}$ , м	$P$ , кВт	$Q$ , кВар	$S$ , кВА	$I_P$ , А	$I_{\text{п.ав}}$ , А	$\frac{I_{\text{п.ав}}}{1,3 \cdot K'}$ , А	$S$ , мм <sup>2</sup>	$I_{\text{доп}}$ , А	$R_0$ , Ом/км	$\Delta P$ , кВт	$\Delta U$ , %	Марка кабеля
ТП1(52) -14	79	163,2	43,57	168,9	121,91	243,8	208,38	95	260	0,326	2,29	1,486	ААШВУ
ТП1(52) -14	132	163,2	43,57	168,9	121,91	243,8	208,38	95	260	0,326	3,84	2,483	ААШВУ
ТП1(52) -14	216	217,6	58,09	225,2	162,54	325,1	250,06	185	340	0,167	5,72	2,782	ААБЛУ
Итого:											11,851		ААБЛУ

Выбор кабельной линии на участке РП – ТП3:

Расчётный ток линии, по формуле (3.20):

$$I_{\text{р.р}} = \frac{686,391}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,92 \cdot 2} = 35,896 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме равен:

$$I_{П.АВ} = 2 \cdot 35,896 = 71,791 \text{ А.}$$

Экономически целесообразное сечение, по (3.21):

$$S = \frac{71,791}{1,4} = 51,28 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель марки ЦААШВУ сечением  $70 \text{ мм}^2$ ,  $I_{Доп} = 190 \text{ А}$ .

Проверяем кабель в послеаварийном режиме:

$$I_{Доп} \geq \frac{I_{П.АВ}}{1,3 \cdot K} = \frac{71,791}{1,3 \cdot 0,9} = 61,36 \text{ А.}$$

Рассчитываем потери активной мощности, по (3.19):

$$\Delta P = 3 \cdot 35,896^2 \cdot 0,828 \cdot 0,443 \cdot 2 = 2,836 \text{ кВт.}$$

Потери напряжения составят, по (3.18):

$$\Delta U = \frac{0,0875 \cdot 686,396 \cdot 0,828}{2 \cdot 70} = 0,355 \text{ \%}.$$

Расчёт электрических сетей высокого напряжения представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.11 – Расчёт сети 6 кВ

Участок сети	$I_{P,P}, \text{ А}$	$I_{П.АВ}, \text{ А}$	Принимаемый кабель	$\Delta P, \text{ кВт}$	$\Delta U, \text{ \%}$
РП – ТП3	35,896	71,791	ЦААШВУ 2(3x70)	2,836	0,355
РП – ТП1	81,958	163,916	ЦААШВУ 2(3x70)	17,497	0,959
ТП1 – ТП2	61,965	123,93	ЦААШВУ 2(3x50)	3,757	0,273
ТП2 - ТП4	42,49	84,98	ЦААШВУ 2(3x35)	1,494	0,155

## 4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В соответствии с требованиями ПУЭ для определения допустимого сечения кабельной линии по условиям термической стойкости, для выбора электрооборудования и средств защиты рассчитываются токи короткого замыкания.

В качестве расчётного вида короткого замыкания принимается трёхфазное на стороне  $6\text{ кВ}$  и  $0,4\text{ кВ}$ .

Расчётный ток трёхфазного короткого замыкания рассчитывается исходя из условий повреждений в такой точке, в которой аппарат и проводники цепи находятся в наиболее тяжёлых условиях.

Воздействия тока короткого замыкания учитывают только при выборе сечения кабельной линии на стороне  $6\text{ кВ}$ , защищаемой релейной защитой. Кабели на стороне  $0,4\text{ кВ}$  защищаемые плавкими предохранителями, на термическую стойкость не проверяются, т. к. время срабатывания предохранителя мало и выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до опасной температуры.

### 4.1. Расчёт тока трёхфазного короткого замыкания на стороне $6\text{ кВ}$

Расчёт токов короткого замыкания ведётся в соответствии с методикой, изложенной в [8].

Ток короткого замыкания на шинах подстанции составляет  $12,5\text{ кА}$ .

Сопротивление системы в относительных базисных единицах:

$$X_{C^*} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{K3}}, \quad (4.1)$$

где  $S_6$  – базисная мощность,  $\text{МВ} \cdot \text{А}$ , принимается  $100\text{ МВА}$ ;

$$X_{C^*} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 12,5} = 0,733.$$

Базисный ток системы  $I_6$ , кА, определяется по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (4.2)$$

где  $U_6$  – базисное напряжение ступени кВ, на которой рассчитывается ток короткого замыкания.

Ток трёхфазного короткого замыкания  $I_{КЗ}^{(3)}$ , кА, определяется по формуле:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{I_6}{Z_6^*}, \quad (4.3)$$

где  $Z_6^*$  – полное базисное сопротивление до точки короткого замыкания, о. е., определяется по формуле:

$$Z_6^* = \sqrt{R^{\Sigma*2} + X^{\Sigma*2}}, \quad (4.4)$$

где  $R^{\Sigma*2}$  и  $X^{\Sigma*2}$  – активное и индуктивное суммарное сопротивление, соответственно, до точки короткого замыкания элементов сети в о.е.

Для кабельной линии базисное активное и индуктивное сопротивление, соответственно, в о. е. составит:

$$R_6^* = R_{0.i} \cdot L_{уч.i} \cdot \frac{S_6}{U_H^2}, \quad X_6^* = X_{0.i} \cdot L_{уч.i} \cdot \frac{S_6}{U_H^2} \quad (4.5)$$

где  $R_{0.i}$  – погонное активное сопротивление, Ом/м;

$X_{0.i}$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/м;

$L_{уч}$  – длина участка кабельной линии, км.

Проверка кабеля на термическую стойкость производится исходя из условия:

$$I_T > I_{КЗ} , \quad (4.6)$$

где  $I_T$  – ток термической стойкости, кА:

$$I_T = S \cdot \frac{C \cdot 10^{-3}}{\sqrt{t_\Phi}} , \quad (4.7)$$

где  $S$  – сечение кабеля,  $мм^2$ ;

$C$  – температурный коэффициент, определяемый согласно [8],  $A \cdot c^{\frac{1}{2}} / мм^2$ .

Для напряжения 6 кВ и кабелей с бумажной изоляцией  $C = 98$

$t_\Phi$  – Время действия тока короткого замыкания, с, определяется по формуле:

$$t_\Phi = t_{PЗ} + t_B + T_A , \quad (4.8)$$

где  $t_{PЗ}$  – время действия релейной защиты, с. Принимается равным 2 – для питающих и 0,5 для распределительных сетей;

$t_B$  – полное время отключения выключателя, с. Принимается равным (0,04 – 0,2);

$T_A$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с. Принимается равным 0,05.

Расчётная схема для определения токов короткого замыкания распределительной сети 6 кВ (линия РП – ТП1) дачного посёлка Тобук приведена на рисунке 4.1.



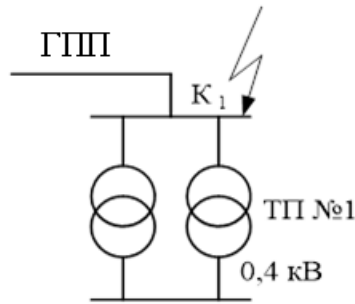


Рисунок 4.1 – Расчётная схема для определения тока короткого замыкания распределительной сети 6 кВ в указанной точке

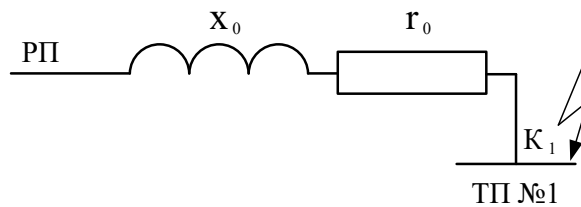


Рисунок 4.2 – Схема замещения для расчёта тока трёхфазного короткого замыкания на стороне 6 кВ

Определим  $I_{K3}^{(3)}$  в точке  $K_1$ .

Расчётные данные:  $r_0 = 0,167 \text{ Ом} \cdot \text{км}$ ,  $x_0 = 0,073 \text{ Ом} \cdot \text{км}$ ,  $L_{\text{вч}} = 0,98 \text{ км}$ .

Определим базисный ток системы. За базисное напряжение принимается номинальное напряжение сети, т. е:

$$U_6 = U_N = 6,3 \text{ кВ},$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА}.$$

Определим базисное сопротивление кабельной линии на участке РП – ТП№1,

Активное:

$$R_6^* = 0,167 \cdot 0,98 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,412;$$

Индуктивное:

$$X_6^* = 0,073 \cdot 0,98 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,18.$$

Суммарное сопротивление до точки короткого замыкания  $K_1$  составит,

Активное:

$$R^{\Sigma*2} = R_6^* = 0,412;$$

Индуктивное:

$$X^{\Sigma*2} = X_6^* + X_C^* = 0,18 + 0,733 = 0,913.$$

Определим полное сопротивление до точки короткого замыкания  $K_1$ ,

$$Z_6^* = \sqrt{0,412^2 + 0,913^2} = 1,002.$$

В итоге получим ток короткого замыкания,

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{9,164}{1,002} = 9,146 \text{ кА.}$$

Проверка кабеля на термическую стойкость.

Принимаем  $t_{PЗ} = 2 \text{ с}$ ,  $t_B = 0,2 \text{ с}$ ,  $T_A = 0,05 \text{ с}$ .

Время действия тока короткого замыкания составит:

$$t_{\Phi} = 2 + 0,2 + 0,05 = 2,25 \text{ с.}$$

Определим ток термической стойкости,

$$I_T = 185 \cdot \frac{98 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{2,25}} = 12,087 \text{ кА.}$$

Проверка условия (4.6):

$12,087 \text{ кА} > 9,146 \text{ кА}$  – условие выполняется.

Расчёт токов трёхфазного короткого замыкания для остальных точек и расчёт токов термической стойкости для остальных участков кабельной линии аналогичен предыдущему.

Результаты расчёта токов трёхфазного короткого замыкания и расчёта токов термической стойкости сведены в таблицу 4.1.

## 4.2. Расчёт тока трёхфазного короткого замыкания на стороне 0,4 кВ

Базисный ток определяется аналогично базисному току на стороне 6 кВ.

Ток короткого замыкания определяется по формуле (4.3).

Полное сопротивление определяется по формуле (4.4).

Базисное сопротивление для кабельной линии рассчитывается по формуле (4.5). Причём  $R_{0,i}$  и  $X_{0,i}$  – погонное активное и индуктивное сопротивления, соответственно, участка кабельной линии для сечения кабеля выбранного по  $I_{КЗ}^{(3)}$ .

Базисное сопротивление трансформаторов определяется следующим образом:

При мощности трансформаторов не более 630 кВА базисное активное сопротивление  $R_{6,ТР}^*$ , о. е., определяется по формуле:

$$R_{6,ТР}^* = R^* \cdot \frac{S_6}{S_{Н,ТР}}, \quad (4.9)$$

где  $R^*$  – активное сопротивление, о. е.:

$$R^* = \frac{\Delta P_{КЗ}}{S_{Н,ТР}}, \quad (4.10)$$

$S_{Н,ТР}$  – номинальная мощность трансформатора, установленного на ТП.

Базисное индуктивное сопротивление  $X_{6,ТР}^*$ , о. е., определяется по формуле:

$$X_{6,ТР}^* = \sqrt{U_K^2 - R^{*2} \cdot \frac{S_6}{S_{Н,ТР}}}, \quad (4.11)$$

где  $U_K^2$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Расчётная схема для определения токов короткого замыкания распределительной сети 0,4 кВ приведена на рисунке 4.3.

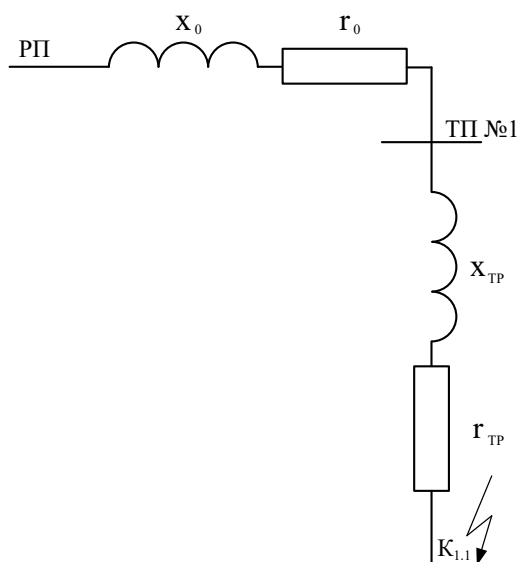


Рисунок 4.3 - Схема замещения для расчёта тока трёхфазного короткого замыкания на стороне 0,4 кВ

Определим базисный ток системы:

$$U_{\sigma} = U_H = 0,4 \text{ кВ},$$

$$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 144,338 \text{ кА}.$$

Определим базисное сопротивление кабельной линии на участке РП – ТПП№1,

Активное:

$$R_{\sigma}^* = 0,167 \cdot 0,98 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,412,$$

Индуктивное:

$$X_{\sigma}^* = 0,073 \cdot 0,98 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,18.$$

Определим базисные сопротивления трансформаторов, установленных на ТПП№1.

Номинальная мощность трансформаторов  $S_{H.ТР}$ , установленных на ТПП№1 составляет 400 кВА.

Согласно таблице [3]  $\Delta P_{КЗ} = 5500 \text{ Вт}$ ,  $U_K = 4,5\%$ .

Активное сопротивление:

$$R^* = \frac{5,5}{400} = 0,014$$

Базисное активное сопротивление трансформатора составит:

$$R_{\sigma.TP}^* = 0,014 \cdot \frac{100}{0,4} = 3,438.$$

Базисное индуктивное сопротивление трансформатора составит:

$$X_{\sigma.TP}^* = \sqrt{4,5^2 - 0,014^2} \cdot \frac{100}{0,4} = 4,495.$$

Суммарное сопротивление до точки короткого замыкания  $K_1$  составит,

Активное:

$$R^{\Sigma*} = R_{\sigma}^* + R_{\sigma.TP}^* = 0,412 + 3,438 = 3,85,$$

Индуктивное:

$$X^{\Sigma*} = X_C^* + X_{\sigma}^* + X_{\sigma.TP}^* = 0,733 + 0,18 + 4,495 = 5,408.$$

Полное сопротивление до точки короткого замыкания  $K_1$  составит:

$$Z^* = \sqrt{3,85^2 + 5,408^2} = 6,638$$

В итоге получим ток короткого замыкания:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{144,338}{6,638} = 21,744 \text{ кА}.$$

Расчёт трёхфазного тока короткого замыкания на стороне 0,4 кВ трансформаторов для остальных точек аналогичен предыдущему.

Результаты расчёта сведены в таблицу 4.2 и 4.2.1

Таблица 4.1–Расчёт токов трёхфазного короткого замыкания на стороне

Участок	Номер точки КЗ	Активное сопротивление, $R^{\Sigma*2}$ , о. е.	Индуктивное сопротивление, $X^{\Sigma*2}$ , о. е.	Полное сопротивление, $Z_6^*$ , о. е.	Ток короткого замыкания, $I_{КЗ}^{(3)}$ , кА	Ток термической стойкости, $I_T$ , кА	F, мм <sup>2</sup>
РП – ТП1	$K_1$	0,412	0,913	1,002	9,146	12,087	185
РП – ТП3	$K_2$	0,348	0,885	0,951	9,636	12,087	185
ТП1 – ТП2	$K_3$	0,523	0,961	1,094	8,377	12,087	185
ТП2 – ТП4	$K_4$	0,603	0,99	1,159	7,907	9,8	150

Таблица 4.2-Расчёт токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ

Участок	$I_0$ , кА	$R_0^*$	$X_0^*$	$R^*$
РП – ТП1	144,34	0,412	0,18	0,014
РП – ТП3	144,34	0,348	0,885	0,012
ТП1 – ТП2	144,34	0,111	0,048	0,014
ТП2 – ТП4	144,34	0,08	0,029	0,012

Таблица 4.2.1-Расчёт токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ

Участок	$R_{б.ТП}^*$	$X_{б.ТП}^*$	$R^{\Sigma*}$	$X^{\Sigma*}$	$Z^*$	$I_{КЗ}^{(3)}$ , кА
РП – ТП1	3,438	4,495	3,85	5,408	6,638	21,744
РП – ТП3	3	5,497	3,348	6,382	7,207	20,027
ТП1 – ТП2	3,438	4,495	3,961	5,456	6,742	21,409
ТП2 – ТП4	3	5,497	3,603	6,487	7,42	19,458

### 4.3 Расчёт токов однофазного короткого замыкания сети 0,4 кВ

Правила устройства электроустановок требуют определения токов однофазного короткого замыкания с целью проверки нормальной работы аппаратов защиты. Упрощённая методика расчёта тока однофазного короткого замыкания приведена в [16].

Для сети состоящей из  $n$  участков ток однофазного короткого замыкания  $I_{КЗ}^{(1)}$ , А, определяется по формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{1}{\sum_1^n \frac{K' \cdot \Delta U_A}{100 \cdot I_{\text{РАСЧ}}} + \frac{Z'_T}{3 \cdot U_\Phi}}, \quad (4.12)$$

где  $K'$  – коэффициент, определяемый по [17];

$\Delta U_A$  – активная составляющая потери напряжения, %;

$I_{\text{РАСЧ}}$  – расчётный ток линии, А;

$\frac{Z'_T}{3 \cdot U_\Phi}$  – коэффициент, определяемый по [8].

Активная составляющая потери напряжения определяется как:

$$\Delta U_A = \frac{I_{\text{РАСЧ}} \cdot R_{\Phi 0} \cdot L \cdot \cos \varphi \cdot 100}{U_\Phi}, \quad (4.13)$$

где  $R_{\Phi 0}$  – погонное активное сопротивление фазного провода, Ом/км;

$L$  – длина участка, км;

$U_\Phi$  – фазное напряжение, В.

Определим ток однофазного короткого замыкания на линии ТП1 – №14:

По [16] принимается значение  $K' = 1,785$ , по [16] определяется  $\frac{Z'_T}{3 \cdot U_\Phi} = 0,1 \cdot$

$10^{-3}$ .

Активная составляющая потери напряжения равна:

$$\Delta U_A = \frac{121,906 \cdot 0,326 \cdot 0,079 \cdot 0,96 \cdot 100}{220} = 1,37 \text{ \%}.$$

По формуле (4.12) определяется ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{1}{\frac{1,785 \cdot 1,37}{100 \cdot 126,906} + 0,1 \cdot 10^{-3}} = 3306,723 \text{ А}.$$

Для остальных участков расчёт аналогичен и сведён в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Расчёт токов однофазного короткого замыкания

Участок	$\cos\varphi$	$K'$	$\frac{Z'_T}{3 \cdot U_\phi}$	$I_{K3}^{(1)}, A$	$\Delta U_A, \%$
ТП1 – 14		1,785	0,0001	3326,666	1,37
ТП1 – 14		1,785	0,0001	2297,978	2,289
ТП1 – 14		2,185	0,0001	2252,933	2,558
ТП2-12		2,02	0,0001	5192,752	0,85
ТП2-38		1,432	0,0001	471,801	2,954
ТП2-13		2,02	0,0001	4069,578	1,338
ТП2-39		1,74	0,0001	229,883	6,399
ТП3-15	0,96	1,9	0,00006	1862,2	3,653
ТП3-30	0,96	1,8	0,00006	1829,8	3,319
30-55	0,9	1,45	0,00006	439,55	1,158
30-59	1	1,2	0,00006	285,58	0,071
ТП3-16	0,96	1,9	0,00006	4581,1	1,212
ТП3-31	0,96	2,3	0,00006	1443,7	3,378
31-56	0,9	1,45	0,00006	531,78	1,219
31-58	1	1,2	0,00006	476,86	0,049
ТП3-17	0,96	1,9	0,00006	3594,7	1,67
ТП3-26	0,95	1,925	0,00006	1850,5	3,152
26-29	0,91	1,73	0,00006	387,41	1,433
ТП4 – 48	0,85	2,075	0,00006	2877,8	1,552
ТП4 – 11	0,96	1,9	0,00006	4326,7	1,18
ТП4 – 11	0,96	1,9	0,00006	2540,1	2,302
ТП4 – 37	0,9	1,38	0,00006	826,46	2,633
ТП4 – 37	0,9	1,48	0,00006	634,3	3,237
ТП4 – 37	0,9	1,48	0,00006	689,54	2,968
ТП4 – 32	0,96	1,9	0,00006	2014,6	3,009
ТП4 – 32	0,96	2,3	0,00006	1535,4	3,369



## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ АППАРАТУРЫ И ПРОВОДОВ

Для питания коммунально-бытовых электропотребителей дачного посёлка города Тобук применяются типовые трансформаторные подстанции серии К-42-630м4, К-42-400м4, размещённые в отдельно стоящих одноэтажных зданиях. Основные показатели подстанций приведены в таблице 5.1.

Причём распределение энергии на напряжение 6 кВ осуществляется через распределительное устройство (РУ), укомплектованное камерами КСО-366, распределение электроэнергии на напряжение 0,4 кВ осуществляется со щита одностороннего обслуживания, укомплектованного панелями серии ЩО-70.

Таблица 5.1 – Основные показатели подстанций 6/0,4 кВ

Тип ТП	Число трансформаторов и их мощность, <i>шт</i> кВА	Площадь застройки, $m^2$	Строительный объём, $m^3$	Стоимость, тыс. руб.
К-42-630м4	2 х 630	64,05	243,4	598,4
К-42-400м4	2 х 400	51,94	201,5	520

Выбор камер осуществляется по номинальному напряжению и току, все электрические аппараты, установленные в камерах, проверяются по условиям термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания.

### 5.1 Выбор и проверка оборудования на стороне 6 кВ

#### 5.1.1 Выбор жёстких шин и кабелей

В закрытых РУ 6 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жёсткими алюминиевыми шинами.

1. Выбор сечения шин и кабелей производится по нагреву (по допустимому току). Условие выбора:

$$I_{MAX} \leq I_{ДОП}, \quad (5.1)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – допустимый ток для шин и кабелей выбранного сечения, согласно [13], А;

$I_{\text{макс}} = I_{\text{н.ав.}}$ , принимаем по таблице 3.11.

2. Проверка шин на термическую стойкость к токам короткого замыкания:

$$S_{\text{MIN}} \leq S, \quad (5.2)$$

где  $S$  – выбранное сечение шины,  $\text{мм}^2$ ;

$S_{\text{MIN}}$  – минимальное сечение по термической стойкости,  $\text{мм}^2$ , определяется по формуле:

$$S_{\text{MIN}} = \frac{I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{ф}}}}{C}, \quad (5.3)$$

где  $I_{\text{кз}}$  – установившееся значение тока короткого замыкания, таблица 4.1;

$C$  – термический коэффициент, равный  $95 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}$  согласно [12].

3. Проверка шин на механическую прочность. Шины механически прочны, если:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (5.4)$$

где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое механическое напряжение в материале шин, принятое равным  $75 \text{ МПа}$ ;

$\sigma_{\text{расч}}$  – напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента,  $\text{МПа}$ :

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (5.5)$$

где  $f$  – наибольшее удельное усилие при трёхфазном КЗ,  $\frac{H}{m}$ ;

$l$  – длина пролёта между опорными изоляторами, принимается равной 1,2 м;

$W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия,  $см^3$ , определяемый по выражению:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (5.3)$$

где  $b$  и  $h$  – размеры шин, см.

Наибольшее удельное усилие при трёхфазном КЗ определяется как:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2}{a}, \quad (5.4)$$

где  $a$  – расстояние между осями смежных фаз, равное 0,22 м;

$i_y$  – ударный ток трёхфазного КЗ,  $кА$ , определяемый как:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{КЗ}, \quad (5.5)$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент, согласно [14].

Выбор кабеля от шин 6 кВ к силовым трансформаторам проводится по допустимому току:

$$I_{P.MAX} \leq I_{ДОП}, \quad (5.6)$$

где  $I_{P.MAX}$  – максимальный рабочий ток кабеля,  $A$ , определяемый как:

$$I_{P.MAX} = \frac{S_{ГП}}{\sqrt{3} \cdot U}. \quad (5.7)$$

По термической стойкости кабель не проверяется, так как защищён плавкими предохранителями.

Выбор шин и кабелей от шин ТП1 к трансформаторам.

Выбираются алюминиевые шины прямоугольного сечения АДЗ1Т 40х4 согласно [13]. Осуществим проверку шин:

1. По допустимому току:

$$I_{MAX} \leq I_{ДОП},$$

$$163,916 \text{ А} < 480 \text{ А}.$$

2. Проверка шин на термическую стойкость к токам короткого замыкания:

$$S_{MIN} \leq S,$$

$$S_{MIN} = \frac{9,146 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,6}}{95} = 74,573 \text{ мм}^2,$$

$$74,573 \text{ мм}^2 < 160 \text{ мм}^2.$$

3. Проверка шин на механическую прочность:

Ударный ток трёхфазного КЗ равен:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,146 = 23,282 \text{ кА}.$$

Наибольшее удельное усилие при трёхфазном КЗ:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(23,282 \cdot 10^3)^2}{0,22} = 426,755 \text{ Н/м}.$$

Момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия:

$$W = \frac{4 \cdot 40^2}{6} = 1,067 \text{ см}^3.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{РАСЧ} = \frac{426,755 \cdot 1,2^2}{10 \cdot 1,067} = 57,594 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{РАСЧ} \leq \sigma_{ДОП},$$

$$57,594 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}.$$

Выбор кабеля от шин 6 кВ к силовым трансформаторам проводится по допустимому току.

Максимальный рабочий ток кабеля:

$$I_{P.MAX} = \frac{601,752}{\sqrt{3} \cdot 6} = 57,904 \text{ A.}$$

Выбираются кабели ААШв 2(3х35), прокладываемые в воздухе  $I_{доп} = 85 \text{ A}$ .

Выбор жёстких шин и кабелей на остальных трансформаторных подстанциях аналогичен и сведён в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Выбор жёстких шин и кабелей

	Тип жёстких шин	Кабели	
		Марка	Число и сечение
ТП1	АД31Т 40х4	ААШв	2(3х35)
ТП2	АД31Т 40х4	ААШв	2(3х25)
ТП3	АД31Т 40х4	ААШв	2(3х50)
ТП4	АД31Т 40х4	ААШв	2(3х70)

### 5.1.2 Выбор камер

Для распределения и приёма электроэнергии на ТП напряжением 6 кВ выбираются камеры КСО-366 на номинальный ток 400 А.

Условия выбора:

$$U_{НОМ} \geq U_C \quad (5.8)$$

$$I_{НОМ} \geq I_{П.АВ}. \quad (5.9)$$

Выбор камеры на ТП1:

Проверка условия (5.11):

$$10 \text{ кВ} > 6 \text{ кВ.}$$

Проверка условия (5.12):

$$400 \text{ A} > 163,916 \text{ A.}$$

Выбор остальных камер аналогичен и сведён в таблицу 5.3

Таблица 5.3 – Выбор камер на напряжение 6 кВ

Номер ТП	Тип камеры	$I_{НОМ}, A$	$I_{П.АВ}, A$
ТП1	КСО-366	400	163,916
ТП2	КСО-366	400	123,93
ТП3	КСО-366	400	71,784
ТП4	КСО-366	400	84,98

В схеме первичных соединений камер КСО-366 содержатся выключатели нагрузки, разъединители, предохранители.

Произведём выбор аппаратуры и проверку её на термическую и динамическую стойкость.

### 5.1.3 Выбор и проверка разъединителей

Производится:

1. По напряжению установки:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}, \quad (5.10)$$

2. По току:

$$I_{МАХ} \leq I_{ДОП}, \quad (5.11)$$

3. По конструкции, роду установки;
4. По электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{ПР.С}, \quad (5.12)$$

где  $i_y$  – ударный ток короткого замыкания, кА;

$i_{ПР.С}$  – предельный сквозной ток короткого замыкания, кА.

5. По термической стойкости:

$$B_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, \quad (5.13)$$

где  $I_{\text{ТЕР}}$  – предельный ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{ТЕР}}$  – длительность протекания предельного тока термической стойкости, с;

$B_K$  – тепловой импульс,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ , определяемый выражением:

$$B_K = I_{\text{КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{ОТК}} + T_A), \quad (5.14)$$

где  $I_{\text{КЗ}}$  – ток короткого замыкания, кА;

$t_{\text{ОТК}}$  – время отключения, принимается равным 0,6 с;

$T_A$  – постоянная времени, принимается равной 0,05 с.

Выполним проверку разъединителей РВФЗ-6/630 II-ПУЗ, установленных на ТП1.

1. По напряжению установки:

$$6 \text{ кВ} = 6 \text{ кВ};$$

2. По электродинамической стойкости,

$$23,282 \text{ кА} < 52 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

– главных ножей:

$$B_K = 9,146^2 \cdot (0,6 + 0,05) = 54,372 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$54,372 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

– заземляющих ножей:

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$54,372 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты проверки разъединителей сведены в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Выбор и проверка разъединителей

Номер ТП	Тип	$i_{пр.с}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$B_K,$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР.Г.Н}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}},$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР.З.Н}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}},$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
ТП1	РВФЗ-6/630 П-ПУЗ	52	23,282	54,372	1600	400
ТП2	РВФЗ-6/630 П-ПУЗ	52	24,529	60,354	1600	400
ТП3	РВФЗ-6/630 П-ПУЗ	52	21,324	45,613	1600	400
ТП4	РВФЗ-6/630 П-ПУЗ	52	20,128	40,638	1600	400

#### 5.1.4 Выбор выключателей нагрузки

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (5.15)$$

2. По току:

$$I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (5.16)$$

3. По конструкции и роду установки;

4. По электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{\text{пр.с}}, \quad (5.17)$$

5. По термической стойкости:

$$B_K \leq I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}. \quad (5.18)$$

Выберем и проверим выключатель нагрузки на ТП1. Выбранный выключатель нагрузки ВНР-10/400-10<sub>3</sub>УЗ.



Проверка:

1. По напряжению установки:

$$6 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ};$$

2. По электродинамической стойкости:

$$23,282 \text{ кА} < 25 \text{ кА};$$

3. По термической стойкости:

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 10^2 \cdot 1 = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$54,372 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор выключателей нагрузки остальных ТП сведён в таблицу 5.5.

Таблица 5.5-Выбор и проверка выключателей нагрузки

Номер ТП	Тип выключателя нагрузки	$i_{\text{пр.с}}, \text{кА}$	$i_{\text{в}}, \text{кА}$	$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
ТП1	ВНР-10/400-10зУЗ	25	23,282	54,372	100
ТП2	ВНР-10/400-10зУЗ	25	24,529	60,354	100
ТП3	ВНР-10/400-10зУЗ	25	21,324	45,613	100
ТП4	ВНР-10/400-10зУЗ	25	20,128	40,638	100

### 5.1.5 Проверка предохранителей и выбор плавких вставок

Выбор предохранителей производится:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (5.19)$$

2. По току:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (5.20)$$

3. По конструкции и роду установки;

4. По току отключения:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{отк}}, \quad (5.21)$$

где  $I_{п.о}$  – периодическая составляющая тока КЗ, кА;

$I_{отк}$  – предельно отключаемый ток, кА;

5. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условиям защиты, а также по условиям селективности:

$$I_{НОМ.ВСТ} \geq I_{МАХ}. \quad (5.22)$$

Выбор предохранителей на ТП1. На ТП1 устанавливается предохранитель ПКТ 101-6-80-31,5УЗ.

Проверка:

1. По напряжению установки:

$$6 \text{ кВ} = 6 \text{ кВ};$$

2. По току отключения,

$$9,146 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

3. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условиям защиты, а также по условиям селективности,

$$80 \text{ А} > 57,904 \text{ А}.$$

Выбор предохранителей на ТП приведён в таблице 5.6

Таблица 5.6 -Выбор и проверка предохранителей

Номер ТП	Тип	$I_{п.о}, \text{кА}$	$I_{отк}, \text{кА}$	$I_{НОМ.ВСТ}, \text{А}$	$I_{МАХ}, \text{А}$
ТП1	ПКТ 101-6-80-31,5УЗ	9,146	31,5	80	57,904
ТП2	ПКТ 103-6-80-31,5УЗ	8,377	31,5	80	51,029
ТП3	ПКТ 103-6-80-31,5УЗ	9,636	31,5	80	77,318
ТП4	ПКТ 103-6-100-31,5УЗ	7,907	31,5	100	94,405

## 5.2 Выбор оборудования на стороне 0,4 кВ

### 5.2.1 Выбор шин

Производится аналогично п. 5.1.1 при использовании формул (5.1) – (5.8).

Максимальный рабочий ток  $I_{P,MAX}$ , А, определяется выражением:

$$I_{P,MAX} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (5.23)$$

где  $S_{НОМ}$  – номинальная мощность ТП (таблица 3.5).

Для ТП1:

$$I_{P,MAX} = \frac{601,752}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 868,554 \text{ А.}$$

При этом сечение нулевой шины принимается не менее половины сечения фазной шины.

Результаты выбора шин на стороне 0,4 кВ приведён в таблице 5.7.

Таблица 5.7-Выбор шин на стороне 0,4 кВ

Номер ТП	$h \times b$ , мм	$I_{P,MAX}$ , А	$I_{ДОП}$ , А	$S_{MIN}$ , мм <sup>2</sup>	$S$ , мм <sup>2</sup>	$\sigma_{РАСЧ}$ , МПа	$\sigma_{ДОП}$ , МПа	Размеры нулевой шины
ТП1	80 x 6	868,554	1150	178,834	480	55,219	75	40x6
ТП2	80 x 6	765,438	1150	176,078	480	53,53	75	40x6
ТП3	100 x 6	1159,77	1425	169,376	600	31,701	75	50x6
ТП4	100 x 6	1416,07	1425	159,657	600	28,167	75	50x6

### 5.2.2 Выбор распределительных панелей

Для приёма и распределения электроэнергии на напряжении 0,4 кВ принимается панель ЩО-70-1-44У3 с автоматическими выключателями АВМ 15, АВМ 10, согласно [13].

Выбор выключателей:

1. По напряжению установки:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}, \quad (5.24)$$

2. По току:

$$I_{MAX} \leq I_{ДОП}, \quad (5.25)$$

3. На симметричный ток отключения:

$$I_{П.О} \leq I_{ОТК.НОМ}, \quad (5.26)$$

4. На номинальный ток расцепителя выключателя:

$$I_{MAX} \leq I_{Н.Р}. \quad (5.27)$$

Результаты выбора выключателей сведены в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 – Выбор автоматических выключателей

Номер ТП	Тип автомата	$I_{ОТК.НОМ}, \text{кА}$	$I_{П.О}, \text{кА}$	$I_{Н.Р}, \text{А}$	$I_{MAX}, \text{А}$
ТП1	АВМ15	35	21,744	1500	868,554
ТП2	АВМ15	35	21,409	1500	765,438
ТП3	АВМ15	35	20,027	1500	1159,77
ТП4	АВМ15	35	19,458	1500	1416,07

В качестве линейных панелей принимаются панели ЩО-70-1-03У3 с рубильниками и предохранителями на токи 160, 200, 250, 400, 500 А.

Выбор плавких вставок предохранителей приводится в таблице 5.9 и производится по условиям:

$$I_{ВСТ} \geq I_{Р.МАХ}, \quad (5.28)$$

$$\frac{I_{КЗ}^{(1)}}{3} \geq I_{Р.МАХ}. \quad (5.29)$$

Таблица 5.9 – Выбор предохранителей

Линия	$I_{MAX}, A$	$I_{КЗ}^{(1)}, A$	$I_{НОМ}, A$	$I_{ВСТ}, A$
ТП1 – 14	243,812	3326,666	400	250
ТП1 – 14	243,812	2297,978	400	250
ТП1 – 14	325,083	2252,933	400	400
ТП2-12	370,939	5192,752		400
ТП2-38	41,891	471,801	200	160
ТП2-13	370,939	4069,578	400	400
ТП2-39	52,396	229,883	200	160
ТП3-15	291,012	1862,2	400	400
ТП3-30	245,602	1829,8	400	250
ТП3-16	291,012	4581,1	400	400
ТП3-31	245,602	1443,7	400	250
ТП3-17	291,012	3594,7	400	400
ТП3-26	252,588	1850,5	400	400
ТП4 – 48	224,059	2877,8	400	250
ТП4 – 11	262,109	4326,7	400	400
ТП4 – 11	262,109	2540,1	400	400
ТП4 – 37	63,188	826,46	200	160
ТП4 – 37	63,188	634,3	200	160
ТП4 – 37	63,188	689,54	200	160
ТП4 – 32	262,109	2014,6	400	400
ТП4 – 32	262,109	1535,4	400	400

В качестве секционных панелей выбираются панели ЩО-70-1-94У3, номинальный ток панели 1000 А.

Для питания уличного освещения устанавливаются панели ЩО-70-1-94У3.

### 5.3 Выбор аппаратов на вводно-распределительном устройстве (ВРУ)

Для приёма и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домах повышенной этажности используются вводно-распределительные и распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания, типа ВРУ.

Схемы присоединения к внешним сетям и распределения электрической энергии состоят из вводной части и распределительной. В схемах вводной части устанавливаются предохранители и автоматы. Для распределительной части типичны сборки групп автоматических выключателей.

ВРУ является комплектным электрическим устройством заводского изготовления, и поставляется отдельными шкафами или блоками из нескольких шкафов со всеми соединительными проводниками между ними.

Выбор предохранителей осуществляется по следующим условиям:

$$I_{\text{ВСТ}} \geq \frac{I_{\text{П.АВ}}}{1,6}, \quad (5.30)$$

где  $I_{\text{ВСТ}}$  – номинальный ток плавкой вставки предохранителя, по [12], А;  
 $I_{\text{П.АВ}}$  – послеаварийный ток линии, А:

$$I_{\text{ВСТ}} \leq \frac{I_{\text{КЗ}}^{(1)}}{3}, \quad (5.31)$$

где  $I_{\text{КЗ}}^{(1)}$  – ток однофазного короткого замыкания, А.

Выбор предохранителя на ВРУ 10-ти этажного дома (на генплане №14):

Условие (5.33):

$$\frac{I_{\text{П.АВ}}}{1,6} = \frac{243,812}{1,6} = 152,383 \text{ А},$$

$$160 \text{ А} > 152,383 \text{ А};$$

Условие (5.34):

$$\frac{I_{\text{КЗ}}^{(1)}}{3} = \frac{3326,666}{3} = 1108,889 \text{ А},$$

$$160 \text{ А} < 1108,889 \text{ А}.$$

Окончательно выбран предохранитель ПН-2-250 с номинальным током плавкой вставки 160 А.

Выбор автоматических выключателей на ВРУ дома №14 по генплану, питающегося от ТП1.

Количество квартир, питающихся по магистральным линиям равно 60, поэтому нагрузка по каждой из питающих линий составляет 84,459 кВА.

Мощность одного насоса 8 кВт, полная мощность одного насоса, питающегося по радиальной линии составляет 12,308 кВА.

Мощность, создаваемая освещением технического подполья – 400 ВА; мощность, создаваемая освещением лестничных клеток равна 1,92 кВА.

Выберем автоматические выключатели, устанавливаемые на данных линиях.

Автоматические выключатели устанавливаемые:

– на магистральных линиях питания квартир:

$$I_{MAX} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{84,459}{\sqrt{3} \cdot 0,22} = 221,647 \text{ А.}$$

Максимальный ток электромагнитного расцепителя:

$$I_{Эл} \geq I_{MAX}.$$

При выборе номинального тока электромагнитного расцепителя автоматического выключателя, встроенного в шкаф, учитывается тепловой коэффициент 0,85.

$$250 \text{ А} > 188,4 \text{ А.}$$

Следовательно, выбран выключатель А3720Б с номинальным током выключателя 250 А и номинальным током расцепителя 200 А.

– линии освещения технического подполья и лестничных клеток:

$$I_{ТП} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{0,44}{\sqrt{3} \cdot 0,22} = 1,15 \text{ А,}$$

$$I_{ЛК} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,92}{\sqrt{3} \cdot 0,22} = 5,039 \text{ А.}$$

Максимальный ток электромагнитного расцепителя:

$$I_{Эл} \geq I_{ТП}, \quad I_{Эл} \geq I_{ЛК}.$$

Окончательно выбираются выключатели А3710 с номинальным током выключателя 160 А и номинальным током расцепителя 16 А.

## 6 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

### 6.1 Определение потребности предприятия в электроэнергии

Годовой расход активной электроэнергии находим из выражения:

$$W_{\Gamma} = P_{\text{P}} \cdot T_{\text{MAX}} \cdot K_{\text{CM}}; \quad (6.1)$$

где  $P_{\text{P}}$  – расчетная нагрузка,  $P_{\text{P}} = 77364 \text{ кВт}$ ;

$T_{\text{MAX}}$  – годовое число использования максимума нагрузки,  $T_{\text{MAX}} = 8760 \text{ ч}$ ;

$K_{\text{CM}}$  – годовой коэффициент сменности по энергоиспользованию для работающего предприятия в три смены  $K_{\text{CM}} = 0,75$ .

Тогда годовой расход электроэнергии определим по полученным данным и формуле (6.1):

$$W_{\Gamma} = 77364 \cdot 8760 \cdot 0,75 = 508281 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

### 6.2 Организация и планирование технического обслуживания и ремонта электрооборудования и сетей предприятия

В результате износа и старения электрооборудования промышленных предприятий его параметры и техническое состояние изменяются, появляется вероятность отказа.

Организацию и проведение работ по поддержанию соответствующих показателей качества и технического состояния оборудования энергохозяйства на промышленном предприятии осуществляет служба главного энергетика.

Ремонт энергетического оборудования производится по системе технического обслуживания и ремонта планово- предупредительного типа.



Сущность такой системы заключается в том, что по истечению определенного времени, в момент ожидаемого отказа, проводятся различные виды ремонтных работ (техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт). Чередование и периодичность ремонтных работ определяется назначением агрегата, его конструктивными и ремонтными особенностями, габаритами и условиями эксплуатации.

Система ТОР ЭО служит нормативно-информационной базой, необходимой для разработки и составления основополагающего документа, по которому организуется техническое обслуживание оборудования энергохозяйства промышленных предприятий в соответствии с годовым графиком технического обслуживания и ремонта оборудования.

Нормативы системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования (ТОР ЭО) и сетей предприятия

Обслуживание энергетического оборудования на заводе производится по системе планово-предупредительного ремонта. Структура ремонтного производства построена таким образом, что капитальный ремонт некоторого вида оборудования осуществляет сторонняя организация, в том числе:

- ЦРТ (цех ремонта трансформаторов) – капитальный ремонт трансформаторов;
- ВВС-капитальный<sup>1</sup> и текущий ремонт кабельных линий;
- ЭРЦ (Электроремонтный цех) – капитальный ремонт электродвигателей.

Рассмотрим нормативные данные по высоковольтному оборудованию ГПП и присоединенным к ним подстанциям:

- трансформаторы ТДМНПВ – 10000/10;
- трансформаторы ТМЗ 1000/10;
- трансформаторы ТМЗ 1600/10;
- трансформаторы ТМЗ 560/10
- трансформаторы ТНЗ 40/10;
- асинхронные двигатели ДАЗО4С-560У-8ДУ1

- элегазовые выключатели ЗАР1-FG;
- вакуумные выключатели ВР2;
- трансформаторы НАМИ;
- трансформаторы тока;
- конденсаторные установки;
- кабельные линии.

Структура и продолжительность циклов технического обслуживания и ремонта высоковольтного оборудования предприятия по производству электролизной меди приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Структура и продолжительность циклов технического обслуживания и ремонтов

№	Наименование оборудования	Продолжительность			Число ТР в ремонтном цикле
		Ремонтного цикла, лет	Межремонтный период, мес.	Межосмотрового периода, мес.	
1.	Трансформаторы	12	36	2	3
2.	Асинхронные двигатели	9	9	2	11
3.	Элегазовые выключатели	-	12	1	2
4.	Вакуумные выключатели	25	12	6	3
5.	Кабельные линии	20	24	12	19
6.	Конденсаторные установки	8	12	1	7

Сведем в таблицу 6.2 нормы трудоемкости ремонта (капитального, текущего ремонта и технического обслуживания) по выбранному оборудованию используя [22].

Таблица 6.2 – Нормы трудоемкости ремонта

№	Наименование оборудования	Норма трудоемкости ремонта, чел.-ч		
		КР	ТР	ТО
1	ТДМНПВ 10000/10	3000	600	60
2	ТМЗ-1600/10	450	90	9
3	ТМЗ - 1000/10	300	60	6
4	ТМЗ - 560/10	150	30	3
5	ТНЗ - 40/10	70	14	1,4
6	НАМИ 10/66УЗ	25	4,3	0,43
7	ДАЗО4С-560У	720	145	14,5
8	ЗАР1-FG;	-	7	0,7
9	ВР2	40	12	1,2
10	Конденсаторные установки	140	42	4,2
11	КЛ (км)	120	36	3,6

Составим годовой график ТОР ЭО на полный ремонтный цикл исходя из количества применяемого оборудования и нормативов технического обслуживания и ремонта, согласно табл. 6.1.

Определим общую трудоемкость по видам ремонта (капитальный, текущий и техническое обслуживание) для всего электрооборудования [21,22], исходя из графика Годового плана и данным таблице 8.2.

Трудоемкость технического обслуживания планируется из расчета 10% от трудоемкости текущего ремонта (ТР). Данные сведем в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Общая трудоемкость по видам ремонта

№	Наименование оборудования	Кол-во	Трудоемкость единицы			Общая трудоемкость, ч		
			КР	ТР	ТО	КР	ТР	ТО
1	ТДМНПВ 10000/10	7	3000	600	60	3000	1200	2340
2	ТМЗ 1600/10	2	450	90	9	-	90	99
3	ТМЗ 1000/10	4	300	60	6	300	120	126
4	ТМЗ 560/10	2	150	30	3	-	30	33
5	ТНЗ 40/10	4	70	14	1,4	-	-	33,6
6	НАМИ 10/66УЗ	4	25	4,3	0,43	-	4,3	9,89
7	ДАЗО4С-560У	2	720	145	14,5	-	290	29
8	ЗАР1-FG;	2	-	7	0,7	-	14	15,4
9	ВР2	33	40	12	1,2	40	384	39,6
10	Конденсаторные установки	7	140	42	4,2	140	252	323,4
11	КЛ (км)	3,3	120	36	3,6	-	72	14,4
	Σ					3680	3288	3321

### 6.3 Определение фонда времени работы электрооборудования и бюджета рабочего времени

Фонд времени работы оборудования, и бюджет рабочего времени рассчитывают на плановый год, исходя из установленного на предприятии режима работы и плановых потерь времени.

Время простоя электрооборудования при капитальном ремонте принимаем равным трем дням, а при текущем ремонт 6 % (при трехсменном режиме работы).

Таблица 6.4 – Полезный фонд времени работы оборудования

Показатели	Обозначение	Режим работы	
		Ремонт.	Оператив.
Число календарных дней в году	$K$	365	365
Выходные и праздничные дни	$B$	114	119
Количество дней простоя оборудования в связи с капитальным ремонтом	$P_k$	28	28
Номинальный фонд времени	$\Phi_{НОМ}, см$	251	246
Проценты простоя оборудования в текущих ремонтах к номинальному фонду	$T$	6	6
Полезный фонд времени	$\Phi_{ПОЛ}, см$	152	185
Длительность рабочей смены	$D, ч$	8	8
Полезный фонд времени рабочего, час.	$\Phi_{ОБ}, ч$	1216	1480

При расчете полезного фонда времени работы оборудования необходимо учитывать непрерывность данного производства.

$$\Phi_{ОБ} = (K - B - P_k) \cdot D \cdot \frac{100-T}{100}, \quad (6.2)$$

Плановый год:

$$\Phi_{ОБ} = (365 - 114 - 28) \cdot 8 \cdot \frac{100-6}{100} = 1676,96ч.$$

Полезный фонд времени рабочего в днях определяем по формуле:

$$\Phi_{ПОЛ} = K - B - D_H. \quad (6.3)$$

где  $D_H$  – среднее число не выходов на работу одного рабочего всего, дн.

Плановый год:

$$\Phi_{\text{ПОЛ.Р}} = 365 - 114 - 99 = 152 \text{ дн.}$$

$$\Phi_{\text{ПОЛ.О}} = 365 - 119 - 61 = 185 \text{ дн.}$$

Полезный (эффективный) фонд времени рабочего в часах рассчитываем по формуле:

$$\Phi_{\text{ЭФ}} = \Phi_{\text{ПОЛ}} \cdot (D_{\text{НОМ}} - D_{\text{ПОТ}}) = \Phi_{\text{ПОЛ}} \cdot D_{\text{РАБ}}, \quad (6.4)$$

Плановый год:

$$\Phi_{\text{ЭФ.Р}} = 152 \cdot 8 = 1216 \text{ ч.}$$

$$\Phi_{\text{ЭФ.О}} = 185 \cdot 8 = 1480 \text{ ч.}$$

Коэффициент использования рабочего времени:

$$K_{\text{И}} = \frac{\Phi_{\text{ЭФ}}}{D_{\text{НОМ}} \cdot \Phi_{\text{НОМ}}}, \quad (6.5)$$

Плановый год:

$$K_{\text{И.Р}} = \frac{1216}{8 \cdot 251} = 0,6,$$

$$K_{\text{И.О}} = \frac{1480}{8 \cdot 246} = 0,75.$$

Коэффициент списочного состава:

$$K_{\text{С}} = \frac{\Phi_{\text{НОМ}}}{\Phi_{\text{ПОЛ}}} \quad (6.6)$$

Плановый год:

$$K_{\text{С.Р}} = \frac{251}{152} = 1,65.$$

$$K_{\text{С.О}} = \frac{246}{185} = 1,3$$

Данные расчета сведем в таблицу 6.5

Таблица 6.5 – Бюджет рабочего времени рабочего

Показатели	Обозначение	Ремонт. рабочие	Оператив. рабочие
Число календарных дней в году	$K$	365	365
Выходные и праздничные дни	$B$	114	119
Номинальный фонд времени	$\Phi_{НОМ}, см$	251	246
Среднее число невыходов на одного рабочего всего	$D_H$	99	61
В том числе : очередной отпуск		52	52
дополнительный отпуск		38	-
по болезни		7	7
выполнение гос. обязанностей		1	1
прогулы		1	1
Полезный фонд времени	$\Phi_{ПОЛ}, см$	152	185
Номинальная длительность рабочей смены	$D_{НОМ}, ч$	8	8
Потери времени в связи с сокращением рабочего дня	$D_{ПОТ}, ч$	0	0
Фактическая продолжительность рабочего дня	$D_{РАБ}, ч$	8	8
Полезный фонд рабочего времени одного рабочего	$\Phi_{ЭФ}, ч$	1216	1480
Коэффициент использования рабочего времени	$K_H$	0,6	0,75
Коэффициент списочного состава	$K_C$	1,65	1,3

#### 6.4 Расчет штатной численности

Численность оперативного и ремонтного персонала определяется на основе установленных норм обслуживания, по таблице 6.3. Рассчитываем явочную и списочную численность эксплуатационного персонала. Явочная численность определяется по формуле:

$$Ч_{я} = \frac{\Sigma T_{ТО} \cdot K_{СМ}}{H_{НТО}}, \quad (6.7)$$

где  $\Sigma T_{ТО}$  – суммарная трудоемкость ТО;

$K_{СМ}$  – коэффициент сменности электрооборудования,  $K_{СМ} = 0,75$ .

$H_{НТО}$  – норма обслуживания на одного рабочего в одну смену;

$H_{НТО} = 800ч$ .

Тогда

$$Ч_я = \frac{3321 \cdot 0,75}{800} = 3,2 \approx 4 \text{ чел.}$$

Списочную численность определим по формуле:

$$Ч_с = Ч_я \cdot K_с, \quad (6.8)$$

Тогда:  $Ч_с = 4 \cdot 1,3 = 5,2 \approx 6$  чел.

Принимаем списочную численность оперативного персонала 6 человек.

Полученное число рабочих обслуживающего персонала распределим по разрядам принятым на данном предприятии. Данные сведем в табл.6.6.

Таблица 6.6 – Разрядность обслуживающего персонала

Профессия	Число рабочих	Разряд						Средний тариф
		1	2	3	4	5	6	
Оперативный персонал	6	-	-	-	2	2	2	7,74

Численность ремонтных рабочих определяем исходя из планируемых работ на ТР и КР, определяемой на основе таблицы 6.3.

$$Ч_я = \frac{\Sigma T_{ТР,КР}}{\Phi_{ЭФ} \cdot K_{ВН}}, \quad (6.9)$$

где  $K_{ВН}$  – коэффициент выполнения норм,  $K_{ВН} = 1,2$ .

$\Sigma T_{ТР,КР}$  – суммарная трудоемкость КР и ТР работы, чел-ч.

тогда:

$$Ч_я = \frac{3680+3288}{1216 \cdot 1,2} = 4,78 \approx 5 \text{ чел.}$$

$$Ч_с = 5 \cdot 1,65 = 8,25 \approx 9 \text{ чел.}$$

Принимаем списочную численность ремонтных рабочих 9 человек.

Полученное число рабочих распределим по разрядам принятым на данном предприятии. Данные сведем в табл. 6.7

Таблица 6.7 – Разрядность ремонтного персонала

Профессия	Число рабочих	Разряд						Средний тариф
		1	2	3	4	5	6	
Ремонтный персонал	9	-	-	-	3	3	3	8,76

Определим численность ИТР по штатному расписанию предприятия и отразим их функциональность и сменность работы в таблицу 6.8.

Таблица 6.8 – Численность ИТР

Должность	Функция	Режим работы	Кол-во штат.ед. чел
Мастер ГПП	Руководит бригадой осуществляющей ремонт и оперативное обслуживание участка ГПП с целью обеспечения надежной, экономичной и безопасной работы электроустановок и электрооборудования.	1	1
Старший электрик СУ	Организация и управление ремонтно - эксплуатационным персоналом для обеспечения надежного электро-снабжения.	1	1
Старший энергетик СУ	Управление и организация бесперебойной работы энергооборудования цеха.	1	1

### 6.5 Расчет фонда оплаты труда

Фонд оплаты труда рабочих состоит из основной и дополнительной заработной платы.

В основную входят два вида оплаты за фактически выполненную работу: оплату повременной и сдельной работы. Кроме этого, к основной заработной плате относятся различные премии и доплаты в соответствии с действующими системами оплаты труда и премирования, надбавки за вредность, опасность работы и т.д.

В дополнительную заработную плату входят предусмотренные трудовым законодательством, но не связанные с выполнением производственной работы, виды оплат: оплата отпусков и компенсация за



неиспользованный отпуск, оплату невыходов в связи с учебой, выполнение государственных и общественных обязанностей, оплату льготных часов.

Расчет фонда оплаты труда ремонтного и оперативного персонала показан в таблицу 6.9.

Таблица 6.9 – Годовой ФОТ ремонтного и оперативного персонала

№	Показатели	Расчетная величина	
		Ремонтный перс.	Оперативный перс
1	Профессия		
2	Списочная численность рабочих	9	6
3	Полезный фонд рабочего вр.,	152	185
4	Подлежит отработать всем рабочим, чел.-дн.	1368	1110
5	Подлежит отработать всем рабочим , чел.-час.	10944	8880
6	Разряд	4,5,6	4,5,6
7	Среднечасовая тарифная ставка	8,76	7,74
8	Тарифный фонд, р.	95870	68731
9	Допл. за 1ч. работы ночью, 20%.	-	1,55
10	Допл. за 1ч. работы вечером, 10 %	-	0,77
11	Подлежит отраб. ночью чел. – ч.	-	2590
12	Подлежит отраб. вечером чел.– ч.	-	-
13	Доплата за ночные часы, руб.	-	3885
14	Доплата за вечерние часы, руб.	-	-
15	Прочие доплаты, 5%, руб.	4794	3437
16	Тарифный заработок, руб.	100664	76053
17	Премия, 44%, руб.	44292	33463
18	Северные надбавки, 80%, руб.	115965	87613
19	Районный коэфф. , 80%, руб.	115965	87613
20	Основная заработная плата, руб.	376886	284742
21	Среднедневной заработок, руб.	275,5	256,9
22	Отпуск и прочие неявки, чел.-дн.	891	366
23	Допол. заработная плата, руб.	245471	94025
24	Фонд оплаты труда, руб.	622357	378767
25	Отчисления на единый соц. налог, 26 %, руб.	161813	98480
26	Всего ФОТ с отчислением на соц. страхование, руб.	784170	477247
27	Итого:	12614170 руб.	

Расчет ФОТ для ИТР и вспомогательных рабочих произведем на основе штатного расписания и установленных должностных окладов, данные расчета сведем в таблицу 6.10.

Таблица 6.10 – Расчет годового ФОТ ИТР и вспомогательных рабочих

№	Показатели	Расчетная величина			
		Мастер ГПП	Ст. элек- трик СУ	Ст. энер- гетик СУ	Убор- щица
1	Численность, чел.	1	1	1	2
2	Месячный оклад, руб.	1600	1800	1900	507
3	ФОТ по окладу, руб.	19200	21600	22800	12168
4	Премия, 44%, руб.	8448	9504	10032	5353,92
5	Районный коэф. 80%, руб.	22118,4	24883,2	26256,6	9734,4
6	Север. надбавки, 80%, руб.	22118,4	24883,2	26256,6	9734,4
7	Общий годовой ФОТ, руб.	71884,4	80870,4	85345,2	36990,7
8	Отчисление на единый соц. налог, 26 %, руб.	18689,8	21026,3	22189,7	9617,6
9	Годовой ФОТ с отчислением на соц. страхование, руб.	90574,2	101896,7	107534,9	46608,3
10	Итого:	300005,8 руб.			46608,3

При составлении сводного плана необходимо сравнивать расчетные данные с показаниями отчетного года и сделать выводы о причинах отклонения.

Полученные ранее данные сведем в таблицу 6.11.

Таблица 6.11 – Сводный план по труду и заработной плате

Показатели	Плановый год
Среднесписочная численность работающих – всего, чел.	20
В том числе рабочих:	17
из основных	15
ИТР	3
Фонд оплаты труда с отчислениями всего, руб.	1608031,1
В том числе: рабочих	1308025,3
ИТР	300005,8
Среднемесячная зарплата: на одного работающего, руб.	6412
на одного основного работающего, руб.	7266
на ИТР, руб.	8333,5

### 6.6 Расчет себестоимости услуг электрохозяйства

Себестоимость услуг электрохозяйства является важнейшим показателем, характеризующим уровень производительности труда, степени использования производственной мощности, экономичность расходования топлива, материалов и энергии, а также денежных средств. Себестоимость служит основой для ценообразования и используется для оценки экономической эффективности от внедрения новых технологий и

мероприятий по усовершенствованию технологии производства. Снижение себестоимости является одним из путей для повышения прибыли и рентабельности предприятия.

Основными путями снижения себестоимости являются:

- повышение производительности труда;
- снижение материальных затрат на производство;
- снижение потерь за счет реконструкции действующих сетей и проведения мероприятий по улучшению коэффициента мощности;
- совершенствование эксплуатации и ремонта энергетического оборудования.

#### *Планирование статей затрат электрохозяйства*

Статьи затрат электрохозяйства складываются из следующих составляющих:

$$C_{\Sigma} = C_{\text{Э}} + C_{\text{З.П.}} + C_{\text{А}} + C_{\text{М}} + C_{\text{ПР}}, \quad (6.10)$$

где  $C_{\text{Э}}$  – стоимость электроэнергии, потребляемой за год предприятием;

$C_{\text{З.П.}}$  – годовой фонд оплаты труда рабочих и ИТР с отчислением на социальное страхование;

$C_{\text{А}}$  – амортизационные отчисления от стоимости установленного оборудования на предприятии;

$C_{\text{М}}$  – стоимость материалов расходуемых за год на текущий ремонт и обслуживание электрооборудования;

$C_{\text{ПР}}$  – прочие годовые расходы.

#### *Расчет стоимости покупной электроэнергии*

При одноставочной тарифной стоимости электроэнергии, получаемой предприятием от энергосистемы, определяется по формуле:

$$C_{\text{Э}} = v \cdot W_2. \quad (6.11)$$

где  $W$  - планируемое количество потребление электроэнергии за год, из п.6.1  $W_T = 508281 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ .

Исходя из формулы 'указанной выше получаем:

$$C_{\text{э}} = 429 \cdot 508281 = 218052,5 \text{ тыс. р.}$$

Годовой ФОТ оплаты труда персонала электрохозяйства с отчислением на социальное страхование

Годовой ФОТ оплаты труда персонала электрохозяйства с отчислением на социальное страхование принимаем из таблицы 6.11.

$$C_{\text{з.п.}} = 1608031 \text{ руб.} = 1608 \text{ тыс. руб.}$$

#### *Амортизационные отчисления*

Амортизационные отчисления определяются по первоначальной стоимости основных фондов электрооборудования и полных норм амортизации для различных видов основных фондов .

В капитальные затраты на создание РП входит стоимость подготовки территории, силовых трансформаторов ТП, открытых и закрытых силовых электрических распределительных систем, включая электрооборудование и его монтаж.

Стоимость установленного электрооборудования и аппаратуры примем по справочным данным [3]. Сметно-финансовый расчет стоимости объектов электроснабжения представлен в таблице 6.12.

Таблица 6.12 – Сметно-финансовый расчет стоимости объектов электро-снабжения.

Наименование электро-оборудования	Ед. изм.	Количе-ство	Цена за ед. тыс.руб.	Сумма тыс.руб.	Нормы аморти. %	Сумма тыс.руб. (аморт.)
ТДМНПВ-10000/10	шт.	7	430,0	3010	6,4	192,6
ТМЗ-1600/10	шт.	2	59,0	118	6,4	7,6
ТМЗ-1000/10	шт.	4	46,4	185,6	6,4	11,9
ТМЗ-560/10	шт.	2	37,0	74,0	6,4	4,7
ТМ 2/10	шт.	2	10,0	20,0	6,4	1,3

Продолжение таблицы 6.12

Наименование электро-оборудования	Ед. изм.	Количество	Цена за ед. тыс.руб.	Сумма тыс.руб.	Нормы аморти. %	Сумма тыс.руб. (аморт.)
ДАЗО4С-560У	шт.	2	137,0	274,0	6,4	17,5
КРМ-2250	шт.	7	1440	10080	6,4	645,2
Шкаф К-104 с ВР2-	шт.	33	67	2211	6,4	141,5
Шкаф К-104 (НАМИ)	шт.	4	87,3	349,2	6,4	22,3
КЛ	км	3,3	34	112,2	3,4	3,8
Итого				15235		971,7

*Годовая стоимость материалов*

Годовая стоимость материалов, расходуемых на текущий ремонт и эксплуатационное обслуживание составляет 20% от амортизационных отчислений и определяется по формуле:

$$C_M = A_M \cdot C_A, \quad (6.12)$$

Где  $A_M = 20\%$  - норматив отчисления.

$$C_M = 0,20 \cdot 971,7 = 183,5 \text{ тыс. р.}$$

*Расчет прочих расходов*

Расчет прочих расходов за год на электроснабжение предприятия определяется в размере 4 % от суммы рассчитанных эксплуатационных расходов по формуле:

$$C_{ПР} = (C_A + C_Э + C_{З.П} + C_M) \cdot 0,04; \quad (6.13)$$

$$C_{ПР} = (971,7 + 218052,5 + 1608 + 183,5) \cdot 0,04 = 8833 \text{ тыс. р.}$$

**6.7 Определение себестоимости услуг электрохозяйства**

В результате производственных расчетов следует составить сводную смету затрат электрохозяйства на планируемый год и покажем ее в виде таблицу 6.13.

Таблица 6.13 – Смета затрат электрохозяйства

№	Элементы и статьи затрат	Планируемый год (тыс.руб.)
1	Энергия покупная	218052,5
2	Годовой фонд оплаты труда -всего	1608
	В том числе: рабочих	1308,0
	из основных	1261,4
	ИТР	300,0
3	Материалы и затраты для эксплуатационных нужд и на текущий ремонт.	183,5
4	Амортизационные отчисления	971,7
5	Прочие расходы	8833
Всего затрат		229648,7

Расчет себестоимости 1 кВт·ч произведем путем деления планируемой суммы затрат  $C_{\Sigma}$  электрохозяйства на плановое годовое потребление электроэнергии по формуле:

$$C_{\text{Э}} = \frac{C_{\Sigma}}{W_{\Gamma}}, \quad (6.14)$$

Подставив в формулу (6.14) полученные ранее данные получим:

$$C_{\text{Э}} = \frac{229648,7}{508281} = 451 \text{ руб/МВт} \cdot \text{ч.}$$

Производительность труда (удельная нагрузка на человека) определяется по формуле:

$$P_{\Gamma} = \frac{S_{\Sigma\text{ЦЭМ}}}{n_{\text{ЭК.П}} + n_{\text{РП}}}, \quad (6.15)$$

Подставим в формулу (6.15) данные, рассчитанные ранее, и получим:

$$P_{\Gamma} = \frac{81770}{6 + 9} = 5451 \text{кВА/чел.}$$

Технико-экономические показатели работы электрохозяйства предприятия сводим в таблицу 6.14.

Таблица 6.14 – Технико-экономические показатели

Показатели	Обозначение	Ед. измер.	Объем
<b>1. Технические показатели</b>			
Мощность силовых трансформаторов	$N_{TP}$	МВА	63
Средневзвешенный коэффициент мощности: а) до компенсации б) после компенсации			0,8 0,93
Максимум нагрузки потребителя с включенными потерями	$P_{MAX}$	кВт	77364
Передаваемая за год энергия (с потерями)	$W_{Г}$	МВт.ч	508281
Потери энергии	$W_{ПОТ}$	%	4
Количество подстанций (раздельно по напряжению высшей стороны)	$N_{PI}$	шт.	2
Цеховые трансформаторы	$N_{mn}$	кВА	2x1600 4x1000 2x560 7x10000
Компенсирующие установки	$N_{KV}$	шт.	7
<b>2. Экономические показатели</b>			
Балансовая стоимость основных фондов	$K_O$	тыс. руб	15235
Численность эксплуатационного персонала	$n_{ЭК.П}$	чел.	6
Численность ремонтного персонала	$n_{Р.П}$	чел	9
Стоимость электроэнергии потребляемой предприятием за год	$C_{Э}$	тыс. руб	218052,5
Суммарные годовые затраты	$C_{Σ}$	тыс. руб	229648,7
Себестоимость 1 МВт.ч энергии	$C_{уд}$	руб/МВт.ч	451
Производительность труда	$П_{ТР}$	кВА/чел	5451

### 6.8 Технико-экономическое обоснование мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии

Фактические потери электроэнергии определяют как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер, расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии, погрешности фиксации

электроэнергии приборами ее учета и, наконец, хищения электроэнергии неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т.п.

Потери в сетях высоких напряжений (110 кВ и выше) составляют ориентировочно 50—55%, средних (6, 10, 20 и 35 кВ) — 25—30% и низких напряжений — 10%. Прочие потери (включая коммерческие) могут достигать 10%. Суммарные потери на собственные нужды подстанций, обогрев оборудования, в вентиляторах, компенсаторах, трансформаторах тока и напряжения, в электросчетчиках незначительны и равны 1—3%.

С увеличением нагрузки сети потерн возрастают, и соотношение между стоимостью сети и потерями отклоняется от номинального. Изменения активной и реактивной нагрузок в сетях потребителей влекут за собой изменения перетоков активной и реактивной мощностей в энергосистеме с соответствующим изменением в ней потерь. Поэтому уровень потерь необходимо постоянно контролировать, так как они характеризуют экономичность работы всей сети. Системный подход к проблеме управления уровнем потерь является сложной задачей и ее комплексное решение возможно только с помощью современных экономико-математических моделей и ЭВМ. Особую трудность при этом представляют сбор и переработка информации о режимах сети, которые непрерывно меняются с изменением нагрузок.

В таблице 6.15 показаны основные виды потерь мощности и энергии .

Таблица 6.15 – Виды потери мощности и энергии

Группа сетей энергосистемы	Основные виды потерь
Распределительные цепи средних напряжений 6-35 кВ (городские и сельские)	<i>Холостого хода:</i> -в обмотках трансформатора <i>Нагрузочные:</i> -в линиях; -в обмотках трансформатора.
Распределительные цепи низких напряжений до 1000 В	<i>Нагрузочные:</i> -в линиях; -вызванные несимметричной загрузкой фаз.



### *Классификация мероприятий по снижению потерь*

В свою очередь, потери делятся на технические, организационные и коммерческие. Исходя из особенностей получения эффекта, мероприятия по снижению потерь электроэнергии могут быть разделены на четыре группы:

- мероприятия по совершенствованию управления режимами электрических сетей;
- мероприятия по автоматизации управления режимами электрических сетей;
- мероприятиями по реконструкции электрических сетей;
- мероприятиями по совершенствованию учета электроэнергии.

Мероприятия каждой из перечисленных групп имеют организационные и технические аспекты.

Организационные мероприятия по снижению потерь предусматривают совершенствование обслуживания, оптимизацию схем сетей и режимов их работы. К ним относятся:

- внедрение программного обеспечения, проведение расчетов по выбору МСП и оценке их экономических показателей;
- разработку плана мероприятий;
- выпуск организационно - распорядительных документов, устанавливающих ответственность подразделений за те или иные составляющие потерь и проведения мероприятий по их снижению в установленные планом сроки;
- разработка систем стимулирование персонала к снижению потерь электроэнергии;
- введение системы контроля за проведением работ по снижению потерь электроэнергии и соответствующей системы учета и анализа;
- выделение средств и материальных ресурсов для приобретения необходимого оборудования, его доставки и установки;
- установления в договорах электроснабжения условий потребления реактивной энергии потребителями в соответствии с действующими нормативными документами.

Перечисленные работы и действия мероприятиями по снижению потерь не являются и непосредственного эффекта, выражающегося в снижении потерь, не имеют.

К техническим аспектам МСП относятся:

- реализация оптимального управления режимами электрических сетей;
- установка и ввод в действие технических средств снижения потерь электроэнергии, средств телеизмерений параметров режима электрических сетей и автоматических устройств управления режимами;
- реализация потребителями режимов потребления реактивной энергии, установленных в договорах электроснабжения.

Относительно последнего мероприятия следует иметь в виду, что энергоснабжающая организации не может гарантировать реализацию потребителями установленных режимов потребления реактивной энергии, так как потребитель вправе, как и выдерживать их, так и оплачивать и отклонения от них. Во втором случае снижение потерь не происходит, энергоснабжающая организация лишь получает за них денежную компенсацию.

К мероприятиям по совершенствованию управления режимами электрических сетей относятся:

- реализация оптимальных режимов замкнутых электрических сетей 110 кВ и выше по реактивной мощности и напряжению;
- проведение переключений в рабочей схеме сети, обеспечивающих снижение потерь электроэнергии за счет перераспределения потоков между элементами;
- перевод неиспользуемых генераторов станции в режим СК при дефиците реактивной мощности в узле;
- осуществление регулирования напряжения в центрах питания радиальных сетей 6 -110 кВ, обеспечивающего минимальные потери электроэнергии при допустимых отклонениях напряжения у потребителей электроэнергии;
- отключение в режимах малых нагрузок одного из трансформаторов подстанции с двумя и более трансформаторами;

- выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ.

Мероприятия по автоматизации управления режимами электрических состоят в установке и вводе в работу:

- автоматический регулятор напряжения трансформаторов с РПН;
- автоматический регулятор реактивной мощности ее источников;
- средства телеизмерений.

К мероприятиям по реконструкции электрических сетей относятся:

- разукрупнение подстанций, ввод дополнительных ВЛ и трансформаторов для разгрузки перегруженных участков сети, перемещение трансформаторов с одной подстанции на другую с целью нормализации их загрузки, ввод дополнительных коммутационных аппаратов и т.п.;

- ввод компенсирующих устройств (КУ) на подстанциях энергосистемы;
- ввод технических средств регулирования напряжения (трансформаторов с продольно-поперечным регулированием, вольтодобавочных трансформаторов, трансформаторов с РПН и т.д).

К мероприятиям по совершенствованию учета электроэнергии относятся:

- обеспечение работы измерительных трансформаторов и электросчетчиков в допустимых условиях (отсутствие перегрузки вторичных цепей ТТ и ТН, обеспечение требуемых температурных условий, устранение вибрации оснований счетчиков и т.д.);

- замена измерительных трансформаторов на трансформаторы с улучшенными характеристиками и с номинальными параметрами соответствующими фактическим нагрузкам;

- замена существующих приборов учета на приборы с улучшенными характеристиками;

- установка приборов технического учета электроэнергии на радиальных линиях, отходящих от подстанций (головной учет);

- периодические проверки условий работы электросчетчиков расчетного учета у потребителей и выявление хищений электроэнергии.

Основное содержание организационных и технических аспектов мероприятий по совершенствованию управления режимами электрических сетей.

Расчеты оптимальных режимов замкнутых электрических сетей по реактивной мощности и напряжению осуществляют по специальным оптимизационным программам. Ведение оптимальных режимов диспетчером может осуществляться в соответствии с графиком регулирования устройств, составленным на основании предварительно проведенных прогнозных расчетов, либо на основе данных, поступающих от системы телеизмерений (ТИ).

Для реализации управления на основании данных необходимо:

- периодически проводить оценку наблюдаемости сети (выявление зон, управление которыми возможно с помощью уже установленных средств ТИ) и определять оптимальные места установки дополнительных средств ТИ. Такая оценка осуществляется по специальным программам и представляет собой одноразовую операцию, на основании которой разрабатывают план оснащения сети средствами ТИ;

- рассчитывать режимы сети на основе данных телеизмерений с частотой поступления информации с помощью программы оценивания режима (в практике известны как программы оценивания состояния);

- использовать программу оперативного формирования наблюдаемой схемы сети, соответствующей функционирующим в данный момент средствам ТИ и находящимся в работе участкам сети (при выходе из строя датчика ТИ или выводе в ремонт оборудования программа должна формировать новую расчетную схему в соответствии с изменившейся зоной наблюдаемости);

- проводить на основе данных о фактическом режиме, полученном по программе оценивания состояния, расчеты оптимальных текущих режимов сети по коэффициентам трансформации и реактивной мощности источников и реализовывать их.

Для выявления целесообразных воздействий на режим необходимо провести исследование степени влияния на потери устройств регулирования и осуществлять оперативное управление устройствами, наиболее эффективно

влияющими на потери.

Выбор оптимальной рабочей схемы сети обычно осуществляют на основе вариантных расчетов. Особо следует рассмотреть возможность размыкания контуров, в которые входят линии различных номинальных напряжений. Перевод неиспользуемых генераторов в режим СК производят с целью получения дополнительного источника реактивной мощности. Целесообразность такого перевода определяют на основе сравнения снижения потерь электроэнергии в сети за счет использования этого источника и расхода электроэнергии на его работу.

Оптимальный закон регулирования напряжения в центре питания радиальной сети 35-110 кВ определяют с учетом регулировочных возможностей трансформаторов 35-110/6-20 кВ с РПН и с ПБВ. Основным критерием при этом является минимизация количества электроэнергии с недопустимыми отклонениями напряжения, отпускаемой потребителям с шин трансформаторов с ПБВ. Регулировочные ответвления трансформаторов с ПБВ напряжением 35-110/6-20 кВ и 6-20/0,4 кВ устанавливают на уровне, обеспечивающем минимальные потери электроэнергии в сети.

Оптимизация мест размыкания сетей 6-35 кВ с двухсторонним питанием осуществляется на основе перебора точек возможного размыкания сети 6-35 кВ с оценкой изменения потерь как в размыкаемой, так и в питающей сети 110—220 кВ (в связи с перераспределением нагрузок сети 6-35 кВ между узловыми подстанциями 110-220 кВ).

Отключение одного из трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами в режимах малых нагрузок производят в случае, если снижение потерь холостого хода превышает происходящее при этом увеличение нагрузочных потерь. Такое отключение может осуществляться как в часы ночных провалов нагрузки, так и в периоды ее сезонного снижения.

Выравнивание нагрузок фаз в сетях 0.4 кВ производят путем переключения части абонентов с перегруженных фаз на недогруженные.

Основное содержание мероприятия, по автоматизации управления режимами электрических сетей. Оптимальные режимы работы ряда устройств определяются местными параметрами текущего режима электрической сети. Их регулирование целесообразно осуществлять с помощью автоматических устройств, установленных непосредственно в точке установки оборудования. Эффект от их установки заключается в автоматическом отслеживании изменений режима, более тщательном и эффективном, чем это могло бы быть выполнено диспетчером.

Основное содержание мероприятий по реконструкции сетей. Реконструкцию сетей проводят, исходя из рассмотрения комплекса условий, в которых уровень потерь электроэнергии является одним из параметров, но, как правило, не основным. Поэтому, такую реконструкцию относят не к целевым МСП, а к мероприятиям с сопутствующим снижением потерь. Снижение потерь определяют сравнением их значений до и после реконструкции. В исключительных случаях такая реконструкция оправдывается только за счет получаемого при этом снижения потерь.

Ввод компенсирующих устройств и технических средств регулирования напряжения производят с целью нормализации отклонений напряжения, увеличения пропускной способности сети или снижения потерь. Эффективность их влияния на потери определяют на основе сравнения расчетных потерь в вариантах без этих устройств и с ними.

Основное содержание мероприятий по совершенствованию учета электроэнергии. Необходимость обеспечения допустимых условий работы приборов учета, их периодических проверок и выявления хищений электроэнергии не требует особых пояснений.

Обоснование целесообразности замены измерительных трансформаторов и приборов учета на оборудование с улучшенными характеристиками, приоритетную последовательность такой замены и количественную оценку эффективности замены каждого прибора осуществляют на основе расчета снижения недоучета электроэнергии, происходящего при замене приборов.

Установка приборов технического учета электроэнергии на отходящих от подстанции линиях целесообразна на головных участках радиальных линий 35-110 кВ, фидеров 6-10 кВ и линий 0,4 кВ (в местах, где возможно обеспечить их нормальную эксплуатацию). Их установка позволяет определять фактические небалансы электроэнергии, увеличить точность расчета технических потерь электроэнергии и локализовать очаги коммерческих потерь. Средства, вкладываемые в это мероприятие, обычно окупаются за несколько месяцев.

Оценку эффективности затрат на проведение МСП проводят в соответствии с «Методикой оценки текущих показателей эффективности существующих и разрабатываемых энергосберегающих мероприятий для АО-энерго и АО-электростанции» и «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования», утвержденными Госстроем РФ. Минэкономки РФ. Минфином РФ и Госкомпромом РФ 31 марта 1994 г. № 7-12/47-М.

В данных документах установлены рекомендуемые показатели эффективности и методы их расчета для двух типов мероприятий:

- мероприятия, в которых капитальные вложения, эксплуатационные издержки и технико-экономические показатели изменяются по годам расчетного периода;

- мероприятия, затраты на которые осуществляются в течение одного года, а эксплуатационные издержки и технико-экономические показатели относительно стабильны в течении расчетного периода.

В международной практике принято, что инвестор или фирма сама принимает решения о том, какими критериями пользоваться при принятии решений о внедрении мероприятия.

Наиболее простым критерием является срок окупаемости (срок возврата) затрат на внедрение мероприятия за счет получаемой при этом экономии электроэнергии.

## 6.9 Замена трансформатора с низким коэффициентом загрузки на трансформатор меньшей мощности

Используя опыт исследований на кафедре ТЭ и ЭП, данных, полученных в период преддипломной практики, установлено, что в реальных условиях цеховые трансформаторы эксплуатируются в режиме далеко не соответствующем режиму минимальных потерь. Коэффициент загрузки цеховых трансформаторов составляет менее 30%.

Организационно-технические мероприятия по упорядочению загрузки дадут ощутимый эффект при эксплуатации.

Зависимость коэффициента полезного действия силовых трансформаторов от коэффициента загрузки предоставлена на рис.14

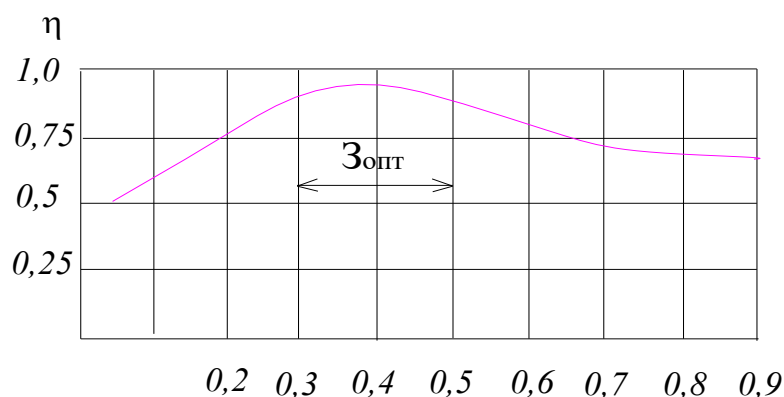


Рисунок 6.1 – Зависимость КПД трансформатора от коэффициента загрузки

Для обоснования графика рассчитаем КПД при разных коэффициентах загрузки трансформатора.

Коэффициент полезного действия трансформатора зависит от потерь в трансформаторе и рассчитывается по формуле:

$$\eta = \frac{P_2}{P_2 + \Sigma P'} \quad (6.16)$$

где  $\Sigma P'$  - суммарные потери в трансформаторе, состоящие из магнитных и электрических потерь.



Магнитные потери происходят главным образом в магнитопроводе при прохождении потока по сердечнику.

Магнитный поток при  $U_1 = const$  практически остается постоянным при изменении нагрузки (от холостого хода до номинальной) и равен потерям холостого хода.

Электрические потери обусловлены нагревом обмоток при прохождении по эти обмоткам электрического тока.

Их удобно выразить через потери короткого замыкания и они пропорциональны квадрату тока.

$$P_3 = P_K \cdot \left(\frac{I_2}{I_{2ном}}\right)^2 = P_K \cdot K_3^2, \quad (6.17)$$

где  $K_3$  - коэффициент загрузки трансформатора.

Исходя из приведенных выше формул, КПД трансформатора равен:

$$\eta = \frac{P_2}{P_2 + P_X + K_3^2 \cdot P_K} = 1 - \frac{P_X + K_3^2 \cdot P_K}{K_3 \cdot S \cdot \cos\phi + P_X + K_3^2 \cdot P_K}. \quad (6.18)$$

КПД имеет максимум при такой нагрузке, при которой электрические потери в обмотках равны магнитным потерям в стали. Эти условия соблюдаются при  $K_3 = 0,35 \div 0,45$  и КПД мало изменяются при увеличении  $K_3$  до 1.

Трансформатор ТМЗ-1000/10 имеет следующие номинальные данные:

$$\Delta P_X = 1,9 \text{ кВт}; \Delta P_K = 10,8 \text{ кВт}.$$

Используя формулу (6.18) рассчитаем КПД:

при  $K_3 = 0,3$ :

$$\eta = 1 - \frac{1,9 + 0,3^2 \cdot 10,8}{0,93 \cdot 1000 \cdot 0,3 + 1,9 + 0,3^2 \cdot 10,8} = 0,98;$$

при  $K_3 = 0,5$ :

$$\eta = 1 - \frac{1,9+0,5^2 \cdot 10,8}{0,93 \cdot 1000 \cdot 0,5 + 1,9+0,5^2 \cdot 10,8} = 0,99;$$

В действительности же ПУЭ рекомендует эксплуатировать трансформаторы при значительно более высоких нагрузках. Объясняется это тем, что технико-экономическая целесообразность того или иного режима работы трансформатора определяется соображением добиться минимальных удельных приведенных затрат при эксплуатации.

Удельные приведенные затраты определяются из соотношением:

$$Z_0 = \frac{E_H \cdot K + \Delta P_T \cdot T \cdot C_0}{S_{\text{факт}}}, \quad (6.20)$$

где  $\Delta P_T$  - приведенные потери трансформатора;

T- время эксплуатации трансформатора в году, ч;

$C_0$ - удельная стоимость потерь электроэнергии, р/кВтч;

$E_H = 1,05$ , - нормативный коэффициент капиталовложений (срок окупаемости) для всех отраслей энергетики;

K – капитальные затраты на оборудование, руб.;

$S_{\text{факт}}$ - фактическая нагрузка трансформатора, кВА.

На рис. 6.2 предоставлена зависимость удельных приведенных затрат от коэффициента загрузки.

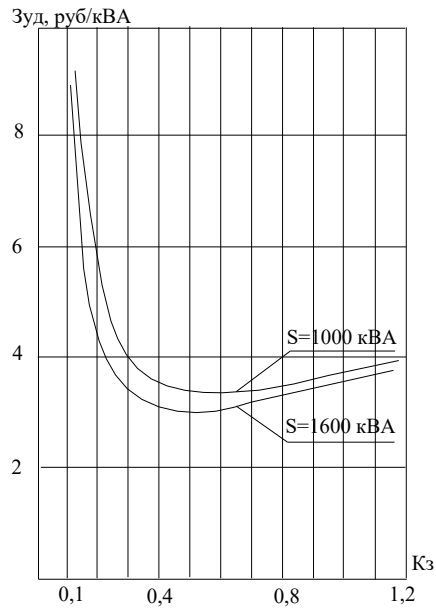


Рисунок 6.2. - Зависимость удельных приведенных затрат от загрузки трансформатора

Из расчетов и рисунка 8.2 видно, что удельные приведенные затраты растут при коэффициенте загрузки менее 0,6.

Коэффициент загрузки трансформатора, соответствующий минимуму приведенных затрат рассчитаем по формуле :

$$K_{з(опт)} = \sqrt{\frac{\Delta P'_X}{\Delta P'_K} + \frac{E_H \cdot K}{C_0 \cdot T'}} \quad (6.21)$$

где  $\Delta P'_K$  и  $\Delta P'_X$ - приведенные потери трансформатора соответственно в режиме холостого хода и короткого замыкания.

Для трансформаторов мощностью 630-1600 кВА оптимальная величина коэффициента загрузки равна 0,72-0,59.

В связи с этим в дипломном проекте приняты к проектированию трансформаторы меньшей мощности, чтобы увеличить коэффициент загрузки трансформатора, уменьшить относительные потери на холостой ход, короткое замыкание и удельные приведенные затраты.

## 6.10 Отключение малозагруженных трансформаторов и перевод их в резерв с перераспределением нагрузки

График нагрузки предприятия неравномерный. Во время снижения нагрузки, доля потерь в трансформаторах на подстанциях по отношению к передаваемой мощности резко увеличивается. Поэтому экономия электрической энергии в схемах электроснабжения промышленных предприятий может быть достигнута за счет оптимальной эксплуатации трансформаторов.

Потери активной и реактивной энергии в трансформаторах будут наименьшими при загрузке  $S_n$ , соответствующей минимуму приведенных потерь в трансформаторах и других элементах схемы от источника питания до рассматриваемой точки:

$$S = S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_0 + \alpha \cdot I_0 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\Delta P_K + \alpha \cdot u_K \cdot S_{\text{НОМ}}}}, \quad (6.22)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  — номинальная мощность трансформатора, кВА;

$\Delta P_0$  — потери холостого хода, кВт;

$\alpha = \frac{K_{\text{и.п.}}}{100}$ , — приведены коэффициент изменения потерь;

$K_{\text{и.п.}}$  — коэффициент изменения потерь, кВт/квар;

$I_0$  — ток холостого хода в, %;

$P_K$  — потери короткого замыкания, кВт;

$u_K$  — напряжение короткого замыкания, %.

Рассчитаем оптимальную мощность нагрузки для цеховых трансформаторов, обеспечивающую минимальные потери энергии в трансформаторе.

Трансформатор ТМЗ-1000/10 имеет следующие номинальные данные:

$$\Delta P_X = 1,9 \text{ кВт}; \Delta P_K = 10,8 \text{ кВт}; u_K = 5,5\%; I_0 = 1,2\%.$$

$K_{и.п.} = 3,06 \cdot 10^{-2}$  (при установке на подстанции двух трансформаторов) [5].

$$S = 1000 \cdot \sqrt{\frac{1,9 + 3,06 \cdot 10^{-4} \cdot 1,2 \cdot 1000}{10,8 + 3,06 \cdot 10^{-4} \cdot 5,5 \cdot 1000}} = 426,17 \text{кВА.}$$

В реальной схеме СУ имеются трансформаторы  $S = 1600$  кВА,  $S = 1000$  кВА и  $S = 560$  кВА с коэффициентом загрузки  $K_3 = 0,25 \div 0,3$ , расположенные рядом друг с другом на небольшом расстоянии.

Нами рассмотрено мероприятие по отключению малонагруженных трансформаторов и перевод их в резерв с перераспределением нагрузки.

В первом варианте два цеховых трансформатора одной подстанции загружены на 30%. Рассчитаем активные потери одного трансформатора.

Потери активной энергии трансформатора определяются по формуле:

$$\Delta W_a = (\Delta P_0 + \alpha \cdot I_0 \cdot S_{\text{НОМ}}) \cdot t_b + (\Delta P_K + \alpha \cdot u_k \cdot S_{\text{НОМ}}) \cdot \Sigma K_3^2 \cdot t_p, \quad (6.23)$$

где  $t_b$  – продолжительность включения трансформатора, ч;

$t_p$  – продолжительность работы трансформатора при загрузке, ч.

Активные потери составят:

$$\Delta W_{a1} = (1,9 + 3,06 \cdot 10^{-4} \cdot 1,2 \cdot 1000) \cdot 8760 + (10,8 + 3,06 \cdot 10^{-4} \cdot 5,5 \cdot 1000) \cdot 0,3^2 \cdot 8760 = 29702 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

У двух трансформаторов на подстанции соответственно потери будут составлять в два раза больше, т.е. 59404 кВт·ч.

В втором варианте вместо двух трансформаторов, загруженных на 30%, оставим один трансформатор, загруженный в пределах 50%.

$$\Delta W_{a2} = (1,9 + 3,06 \cdot 10^{-4} \cdot 1,2 \cdot 1000) \cdot 8760 + (10,8 + 3,06 \cdot 10^{-4} \cdot 5,5 \cdot 1000) \cdot 0,5^2 \cdot 8760 = 47198 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Разница в потерях составила :

$$\Delta W = \Delta W_{a1} - \Delta W_{a2} = 59404 - 47198 = 12206 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Данные потери обойдутся предприятию в денежном эквиваленте:

$$Z_W = W_a \cdot \beta, \tag{6.24}$$

где  $\beta = 0,429 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{ч}$  - тариф за 1 кВтч,

$$Z_W = 0,429 \cdot 12206 = 5236 \text{ руб.}$$

Отключению малонагруженных трансформаторов и перераспределение нагрузки приведет не только к уменьшению потерь, но и потребует некоторых экономических затрат, которые окупятся в течение небольшого срока, т.к. связаны только с изменением длины питающих кабелей.

Для перераспределения нагрузки необходимо увеличить длину питающих кабелей на 3 км.

При прокладке трехфазных с алюминиевыми жилами кабелей на конструкции стоимость 1 км. линии сечением до 50 мм<sup>2</sup> составляет 2,24 тыс. рублей.

Следовательно, необходимо единовременное капиталовложение

$$K = 2,24 \cdot 3 = 6,72 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости данного мероприятия без учета стоимости монтажа составит:

$$T = \frac{6,72}{5,2} = 1,3 \text{ года.}$$

### **6.11. Резервирование питания на низкой стороне трансформатора**

Кроме вывода в резерв рассмотрим мероприятие резервирования питания на низкой стороне трансформатора.

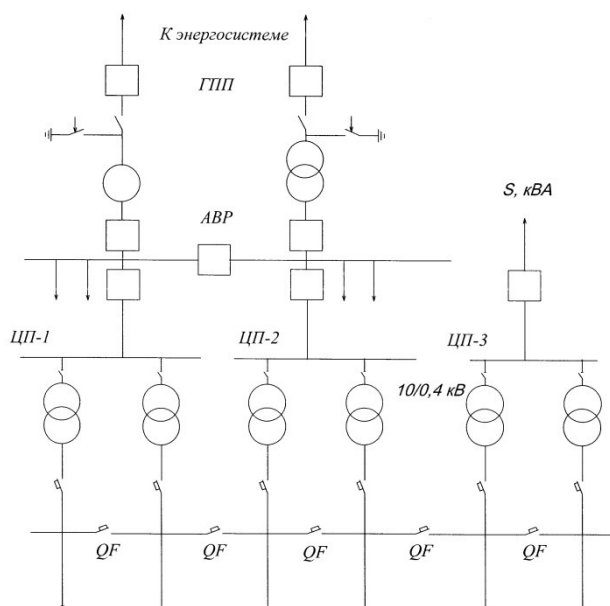


Рис.8.3. Схема электроснабжения

При наличии нескольких трансформаторов одинаковой мощности и соблюдении условий надежности электроснабжения, категоричности потребителей, а также возможности резервирования питания (рис.6.3) количество одновременно работающих трансформаторов должно определяться дежурным персоналом в зависимости от их загрузки.

На практике часто производят отключение трансформаторов исходя из критерия:

$$S_{\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}} \cdot (n - k) \quad (6.25)$$

где  $S_{\Sigma}$  — суммарная мощность нагрузки в узле;

$n$ —общее число трансформаторов;

$k$ —число отключаемых трансформаторов.

Этот критерий, однако, не всегда обеспечивает наибольшую экономию электрической энергии. Оптимальный экономически выгодный режим с точки зрения снижения активных и реактивных потерь при отключении одного из трансформаторов более точно определяется по мощности:

$$S_{(n-1)} = S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P_0 + \alpha \cdot I_0 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\Delta P_K + \alpha \cdot u_K \cdot S_{\text{НОМ}}}} \quad (6.26)$$

Для этого случая в интервале мощности нагрузки от 0 до  $S_{(n-1)}$  экономически эффективна работа оставшихся трансформаторов. Уменьшив количество трансформаторов еще на один, т.е. всего на два от первоначального количества, по формуле 14.9 определим интервалы загрузки трансформаторов от 0 до  $S_{(n-2)}$  и от  $S_{(n-2)}$  до  $S_{(n-1)}$ . В первом интервале наименьшими будут потери при отключении двух трансформаторов, а во втором при отключении одного. При нагрузке, превышающей границу интервала  $S_{(n-1)}$ , отключать трансформатор нецелесообразно.

Для двух трансформаторов разной мощности ( $S_{\text{НОМ}1}$ ,  $S_{\text{НОМ}2}$ ) экономические интервалы нагрузки трансформатора находят по следующим соотношениям:

$$S_1 = \sqrt{\frac{a_2 - a_1}{b_1 - b_2}} = \sqrt{\frac{a_1 - a_2}{b_2 - b_1}}, \quad (6.27)$$

$$S_2 = \sqrt{\frac{a_3 - a_1}{b_2 - b_3}} = \sqrt{\frac{a_2 - a_3}{b_3 - b_2}}, \quad (6.28)$$

где  $S_1$  - верхняя граница экономического интервала нагрузки трансформатора с номинальной мощностью  $S_{\text{НОМ}1}$ ;

$S_2$  - верхняя граница экономического интервала нагрузки трансформатора с номинальной мощностью  $S_{\text{НОМ}2}$ ; (одновременно нижняя граница экономического интервала нагрузки параллельно работающих трансформаторов мощностью  $S_{\text{НОМ}1}$  и  $S_{\text{НОМ}2}$ ).



$$\begin{aligned}
 a_{1,2} &= \Delta P_0 + \alpha \cdot I_0 \cdot S_{\text{НОМ}}, \\
 b_{1,2} &= \frac{\Delta P_K + \alpha \cdot i_K \cdot S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{НОМ}}^2}.
 \end{aligned}
 \tag{6.29}$$

$$\begin{aligned}
 a_3 &= \Delta P_{01} + \Delta P_{02} + \alpha \cdot (I_{01} \cdot S_{\text{НОМ1}} + I_{02} \cdot S_{\text{НОМ2}}), \\
 b_3 &= \frac{\Delta P_{K1} + \Delta P_{K2} + \alpha \cdot (u_{K1} \cdot S_{\text{НОМ1}} + i_{K2} \cdot S_{\text{НОМ2}})}{(S_{\text{НОМ1}} + S_{\text{НОМ2}})^2}.
 \end{aligned}
 \tag{6.30}$$

Индексы 1 и 2 при а и b соответствуют трансформаторам с номинальной мощностью  $S_{\text{НОМ1}}$  и  $S_{\text{НОМ2}}$ , а индекс 3 – режиму параллельной работы двух трансформаторов мощностью  $S_{\text{НОМ1}}$  и  $S_{\text{НОМ2}}$ .

При работе трансформатора ТМЗ 1000/10 с номинальными данными  $P_0 = 1900$  Вт;  $P_K = 10800$  Вт;  $i_K = 5,5\%$ ;  $I_0 = 1,2\%$ .

$$\begin{aligned}
 a_2 &= 1,9 + 10^{-3} \cdot 1,2 \cdot 1000 = 3,1 \text{ кВт}, \\
 b_1 &= \frac{10,8 + 10^{-3} \cdot 5,5 \cdot 1000}{1000^2} = 1,6 \cdot 10^{-5}.
 \end{aligned}$$

При работе трансформатора ТМЗ 1600/10 с номинальными данными  $P_0 = 2650$  Вт;  $P_K = 16500$  Вт;  $i_K = 6\%$ ;  $I_0 = 1\%$ .

$$\begin{aligned}
 a_2 &= 2,65 + 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1600 = 4,25 \text{ кВт}, \\
 b_2 &= \frac{16,5 + 10^{-3} \cdot 6 \cdot 1600}{1600^2} = 10^{-5}
 \end{aligned}$$

Верхняя граница экономического интервала нагрузки трансформатора с номинальной мощностью  $S_{\text{НОМ1}} = 1000$  кВт;

$$S_1 = \sqrt{\frac{4,25 - 3,1}{1,6 \cdot 10^{-5} - 10^{-5}}} = 438 \text{ кВт}.$$

Верхняя граница экономического интервала нагрузки трансформатора с номинальной мощностью  $S_{\text{НОМ2}} = 1600$  кВт определяется по формуле (6.30):

$$a_3 = 1,9 + 2,65 + 10^{-3} \cdot (1,2 \cdot 1000 + 1 \cdot 1600) = 7,35 \text{ кВт},$$

$$b_3 = \frac{10,8 + 16,5 + 10^{-3} \cdot (5,5 \cdot 1000 + 6 \cdot 1600)}{(1000 + 1600)^2} = 0,6 \cdot 10^{-5},$$

$$S_2 = \sqrt{\frac{7,35 - 4,25}{1,0 \cdot 10^{-5} - 0,6 \cdot 10^{-5}}} = 880 \text{ кВт}.$$

Аналогично можно определить экономические интервалы и при работе большого количества трансформаторов, имеющих переключку Q для параллельной работы на общую нагрузку.

Среди мероприятий, направленных на экономию электроэнергии в системах промышленного электроснабжения перспективным является разгрузка элементов электропередачи и распределительной сети по реактивной мощности. Затраты по передаче реактивной мощности весьма велики. Существенно снизить эти затраты можно, если реактивную мощность генерировать непосредственно в узлах нагрузки.

## 6.12. Компенсация реактивной мощности

Основными потребителями реактивной мощности на предприятии являются асинхронные двигатели, трансформаторы (которые у нас в достаточном количестве), реакторы, вентильные преобразователи, воздушные электрические сети и прочие приемники.

Передача значительного количества реактивной мощности из энергосистемы к потребителям нерациональна по следующим причинам:

- возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения;

- загрузка реактивной мощностью систем промышленного электроснабжения и трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует увеличения сечения проводов воздушных и кабельных линий, увеличения номинальной мощности и числа трансформаторных подстанций;

- дополнительные потери напряжения в питающих сетях.

Рассмотрим более подробно данные причины и обоснуем экономически.

Дополнительные потери активной мощности во всех элементах энергосистемы обусловлены загрузкой их реактивной мощностью.

Так, при передаче активной и реактивной мощности по линиям электропередач с сопротивлением  $R_{ЛЭП}$  потери активной мощности составят:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ЛЭП}. \quad (6.31)$$

Используя данные п.3 рассчитаем потери при отсутствии компенсирующих устройств.

$$\Delta P_1 = \frac{70,244^2 + 56,75^2}{10,5^2} \cdot 0,261 = 19,3 \text{ МВт.}$$

$$\Delta P_2 = \frac{70,244^2 + 26,95^2}{10,5^2} \cdot 0,261 = 13,4 \text{ МВт.}$$

Экономический эффект, получаемый за счет снижения потерь активной мощности и энергии, может быть определен с достаточной для практических целей точностью по выражению [3]:

$$Z_W = (\Delta P_1 - \Delta P_2) \cdot t_p \cdot \beta,$$

где  $\Delta P_1$  и  $\Delta P_2$  - потери мощности в сети до и после установки компенсирующего устройства;  $\beta = 0,429$  руб/кВт·ч - тариф за 1 кВтч,  $t_p$  - время работы оборудования, час.

$$Z_W = (19,3 - 13,4) \cdot 429 \cdot 8760 = 22172,4 \text{ тыс. руб.}$$

Для компенсации реактивной мощности применяем конденсаторные батареи, удельная стоимость которых достигает 680 руб за 1 квар установленной мощности [2]. На предприятии планируется установить компенсаторы реактивной мощности, как на низкой стороне цеховых трансформаторов, так и на шинах ГПП. Данные о количестве и стоимости конденсаторных батарей сведены в таблицу 6.16.

Таблица 6.16 – Конденсаторные батареи приняты к установке на производстве

№	Тип батарей	$U_{ном}, В.$	Кол-во	Стоимость за ед. тыс. руб.	$\Sigma$ стоимость тыс. руб.
1	КРМ-0,4-50-5-62	400	2	32,0	64
2	КРМ-0,4-100-10-61	400	4	64,0	256
3	КРМ-0,4-200-25-71	400	2	128,0	256
4	КРМ-10-900	10000	1	576	576
5	КРМ-10-1800	10000	13	1152	14976
6	КРМ-10-2250	10000	7	1440	15840
	Итого :				31968

Для приобретения необходимого количества конденсаторных батарей потребуется 19072 тыс.руб. При установке конденсаторных батарей экономический эффект достигает 17572,6 тысяч рублей за год, следовательно, затраты на конденсаторные батареи окупятся за один год. Стоимость монтажных работ в расчете не учитывается.

$$T = \frac{3196,8}{17572,6} = 1,8 \text{ лет.}$$

Плата за реактивную мощность в НПП не взимается, а оплачивается только активная мощность. Активная энергия в НПП отпускается практически по себестоимости, что не способствует экономии электроэнергии. Чтобы заинтересовать потребителей в установке КРУ, необходимо ввести систему внутрихозяйственных расчетов: осуществить отдельную плату за активную и реактивную электроэнергию, применяя скидку к тарифу на активную электроэнергию при одновременном повышении стоимости реактивной.

Сечение проводов воздушных и кабельных линий выбираем из расчета нагрева рабочим током, который зависит от пропускаемой полной мощности.

Рабочий ток протекающий по кабельной линии, питающей РП от ГПП рассчитаем по формуле:

$$I_{РАБ} = \frac{S_{1секции}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{26230}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1442 \text{ А.}$$

Из экономического условия по данным рабочего тока выбираем сечение питающего кабеля:

$$F_{\Sigma} = \frac{I_{РАБ}}{j_{\Sigma}} = \frac{1442}{1,2} = 1200 \text{ мм}^2.$$

К сравнительному расчету принимаем кабель марки АПвВнг 5(3х240).

При использовании КРМ на РП расчет экономически целесообразного сечения произведен в п.4. При расчете получили сечение  $950 \text{ мм}^2$  и выбрали кабель АПвВнг 4(3х240).

Стоимость кабельной линии рассчитаем по формуле:

$$C_{\text{КЛ}} = n \cdot l \cdot K_{\text{КЛ}}, \quad (6.32)$$

где  $l$  – длина кабельной линии, км;

$K_{\text{КЛ}}$  – цена кабельной линии, тыс.руб/км.

Стоимость кабельной линии от ГПП до РП без КРМ составит:

$$C_{\text{КЛ}} = 5 \cdot 0,3 \cdot 4,1 = 6,15 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость кабельной линии от ГПП до РП при использовании КРМ составит:

$$C_{\text{КЛ}} = 4 \cdot 0,3 \cdot 4,1 = 4,9 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект, при применении питающего кабеля меньшим сечением, составит только на одном РП:

$$\Delta C_{\text{КЛ}} = C_{\text{КЛ}(1\text{В})} - C_{\text{КЛ}(2\text{В})} = 6,15 - 4,9 = 1,25 \text{ тыс. руб.}$$

Существенно сказывается применение КРМ при выборе мощности трансформатора ГПП. Мероприятия по компенсации реактивной мощности дают возможность не только избавиться от некоторого процента потерь, но и сэкономить капитальные вложения.

Дополнительные потери напряжения, которые особенно существенны в сетях внутрицехового электроснабжения.

Например, при передаче мощности 525 кВт и 463 кВар через трансформатор ТМЗ-1000/10 с активным сопротивлением  $R_{\text{ТР}} = 1,2 \text{ Ом}$  и реактивным сопротивлением  $X_{\text{ТР}} = 6 \text{ Ом}$  потери напряжения составят:

$$\Delta U_1 = \frac{P \cdot R_{\text{ТР}} + Q \cdot X_{\text{ТР}}}{U} = \frac{525 \cdot 1,2 + 463 \cdot 6}{10,5} = 325 \text{ В.}$$

При использовании КРМ-0,4-100-10-9-61 потери составят:

$$\Delta U_2 = \frac{525 \cdot 1,2 + (463 - 100) \cdot 6}{10,5} = 267 \text{ В},$$

$$\Delta U_1 - \Delta U_2 = 325 - 267 = 58 \text{ В}.$$

При передаче мощности 70244 кВт и 56750 кВар через трансформатор ТРДН 63000/110 (ГПП) с активным сопротивлением  $R_{\text{ТР}} = 0,816$  Ом и реактивным сопротивлением  $X_{\text{ТР}} = 22,04$  Ом потери напряжения составят:

$$\Delta U = \frac{70244 \cdot 0,816 + 56750 \cdot 22,04}{115} = 11,4 \text{ кВ}.$$

При использовании КРМ—10-2250 потери составят:

$$\Delta U = \frac{70244 \cdot 0,816 + (56750 - 27450) \cdot 22,04}{115} = 6,1 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_1 - \Delta U_2 = 11,4 - 6,1 = 5,3 \text{ кВ}.$$

Установка компенсирующих батарей обеспечит необходимый уровень напряжения на потребителе, что благоприятно скажется на работе оборудования.

### **Выводы:**

1. При технологической невозможности повышения загрузки электропривода одним из мероприятий по экономии электроэнергии может оказаться замена недогруженных асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности, однако это не всегда дает желаемые результаты, а в перспективе может тормозить рост производительности технологического процесса. Целесообразность такой замены должна быть обоснована экономически (в течение 8,3 лет затраты на демонтаж старого и монтаж нового электродвигателя должны окупиться за счет уменьшения суммарного расхода электроэнергии).

2. Снижение потерь реактивной энергии достигается при поперечной компенсации реактивной мощности трехфазными или однофазными конденсаторами. При этом необходимо учитывать повышение напряжения на зажимах двигателей. Неполнофазная компенсация реактивной мощности

наиболее эффективна в тех точках, где наблюдается наименьшее искажение симметрии напряжения, например при установке на шинах подстанции или на коротких линиях.

3. К мероприятиям, обеспечивающим наибольший эффект, следует отнести снижение напряжения на зажимах двигателей с одновременной компенсацией реактивной мощности. В этих случаях должны быть учтено повышение температуры нагрева двигателей и возможное снижение устойчивости их работы.

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 7.1 Безопасность

#### 7.1.1 Общие требования по безопасности работ

К работам по монтажу и ремонту кабельных линий допускаются электромонтажники прошедшие:

- вводный инструктаж по технике безопасности на рабочем месте, который проводится при каждом изменении условий работы;
- инструктаж по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

Кроме этого проводится внеплановый инструктаж, если имеются изменения правил по охране труда; изменение технологического процесса (замена или модернизация оборудования, приспособлений и инструмента и другие факторы, влияющие на безопасность труда); нарушение работниками требований техники безопасности труда, которые могут привести к травме, аварии или пожару; перерывы более 50 календарных дней при выполнении работ, к которым предъявляются дополнительные требования по технике безопасности (пайка свинцовых оболочек, работа с использованием электрического или порохового инструмента, ремонт и обслуживание электроустановок, газосварочные работы).

Текущий инструктаж проводят с электромонтажниками, выполняющими прокладки кабеля в колодцах, траншеях, коллекторах, а также работы с использованием электрического и порохового инструмента на действующих кабельных линиях.

Правила безопасности при ремонте и монтаже кабелей в действующих установках.

К производству кабельных работ в действующих электроустановках допускаются лица, которые аттестованы на знание "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" и которым присвоена квалификационная группа по технике безопасности не ниже III.



При монтаже кабельных линий персоналу электромонтажных организаций запрещается производить работы в действующих установках без снятия напряжения вблизи токоведущих частей и на токоведущих частях, находящихся под напряжением.

Запрещается открывать замки и проникать в действующие электроустановки без представителя эксплуатирующей действующую установку организации.

Электромонтажникам запрещается производить работы без наблюдения от организации, эксплуатирующей данную установку.

При работе в электроустановке в состав бригады должен входить наблюдающий от эксплуатирующей установку организации и электромонтажник по кабельным работам.

Монтаж концевых и соединительных муфт, проверку целостности и маркировку жил кабеля выполнять только по наряду-допуску.

Наряд-допуск выдаётся эксплуатирующей действующую установку организацией на имя наблюдающего от этой организации на основании письменного распоряжения главного инженера электромонтажной организации.

Перед производством работ допускающий и ответственный представитель эксплуатирующей установку организации проводит с электромонтажниками инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

Перемещения, отводы, сдвиги кабеля и переноску муфт производят только после снятия напряжения и разделки кабеля.

До начала работ снимается напряжение, и после проверки отсутствия напряжения заземляется кабель. На рукоятках приводов выключателей вывешивается плакат "Не включать! Работают люди". Допускающий доказывает отсутствие напряжение на токоведущих частях показом наложенного заземления.

### 7.1.2 Защитное заземление

Защитным заземлением называется преднамеренное электрическое соединение с землёй или её эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением.

Корпуса электрических машин, трансформаторов, светильников, аппаратов и другие металлические нетоковедущие части могут оказаться под напряжением при замыкании их токоведущих частей на корпус. Если корпус при этом не имеет контакта с землёй, прикосновение к нему так же опасно, как и прикосновение к фазе. Таким образом, безопасность обеспечивается путём заземления корпуса заземлителем, имеющим малое сопротивление заземления и малый коэффициент напряжения прикосновения.

### 7.1.3 Область применения защитного заземления

Защитное заземление может быть эффективно только в том случае, если ток замыкания на землю не увеличивается с уменьшением сопротивления заземления. Это возможно в сетях с изолированной нейтралью, где при глухом замыкании на землю или на заземлённый корпус ток не зависит от проводимости (или сопротивления заземления), а также в сетях напряжением выше 1000 В с заземлённой нейтралью. В последнем случае замыкание на землю является коротким замыканием, причём срабатывает максимальная токовая защита.

В сети с заземлённой нейтралью напряжением до 1000 В заземление неэффективно, так как даже при глухом замыкании на землю ток зависит от сопротивления заземления и с уменьшением последнего ток возрастает. Поэтому защитное заземление применяется в сетях напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью и в сетях напряжением выше 1000 В как с изолированной, так и с заземлённой нейтралью.

### 7.1.4 Устройство заземления

По расположению заземлителей относительно заземлённых корпусов заземления делят на выносные и контурные.

Выносное заземление. Заземлители располагаются на некотором удалении от заземляемого оборудования. Поэтому заземлённые корпуса находятся

вне поля растекания – на земле, и человек, касаясь корпуса, оказывается под полным напряжением относительно земли. Выносное заземление защищает только за счёт малого сопротивления заземления.

Контурное заземление. Заземлители располагаются по контуру вокруг заземлённого оборудования на небольшом (несколько метров) расстоянии друг от друга. Поля растекания заземлителей накладываются, и любая точка поверхности грунта внутри контура имеет значительный потенциал. Вследствие этого разность потенциалов между точками, находящимися внутри контура, снижена и коэффициент прикосновения намного меньше единицы. Коэффициент напряжения шага также меньше максимально возможного значения. Ток через человека, касающегося корпуса, меньше чем при выносном заземлении.

Чтобы уменьшить шаговые напряжения за пределами контура, вдоль проходов и проездов в грунт закладывают специальные шины, как показано на рисунке 7.1.

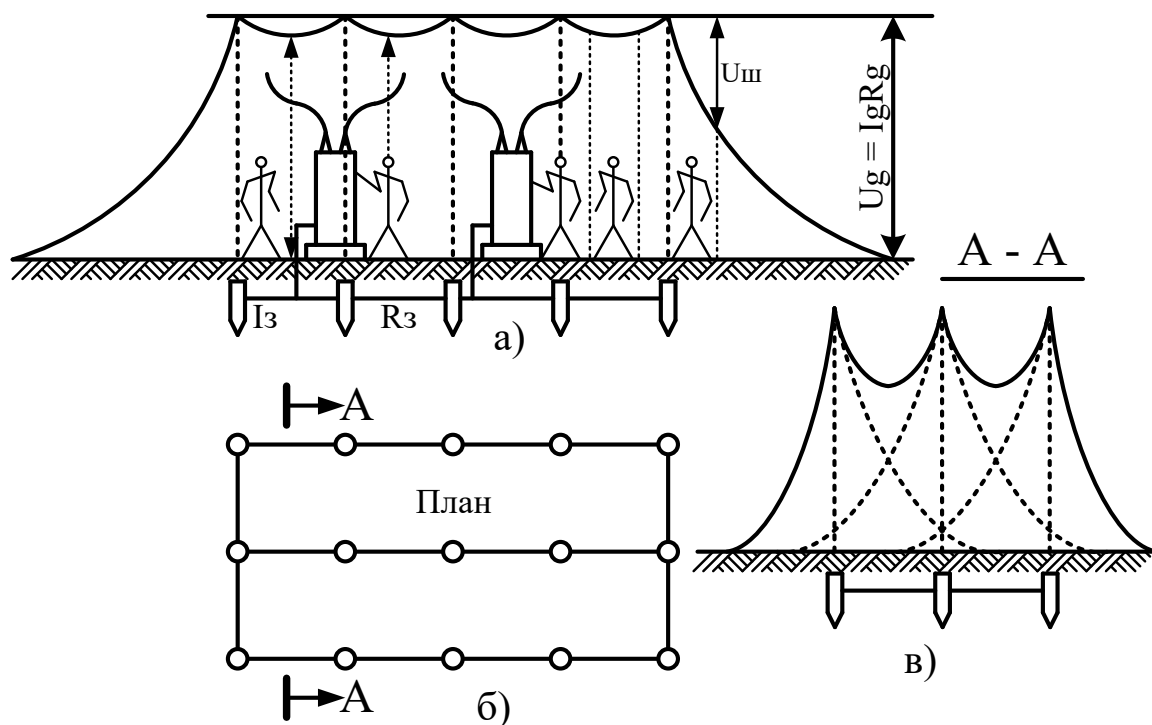


Рисунок 7.1 – Контурное заземление

а – разрез; б – план; в – распределение потенциалов

Иногда при выполнении контурного заземления внутри контура прокладывают горизонтальные полосы, которые дополнительно выравнивают потенциалы внутри контура.

В качестве искусственных заземлителей применяют стальные стержни из угловой стали 60 х 60 мм (или близкой по размеру), а также из стальных труб диаметром 35 – 50 мм и стальных шин сечением не менее 100 мм<sup>2</sup>. Стержни длиной 2,5 – 3 м погружают (забивают) в грунт вертикально в специально подготовленной вокруг защищаемой территории траншее (рисунок 8.3).

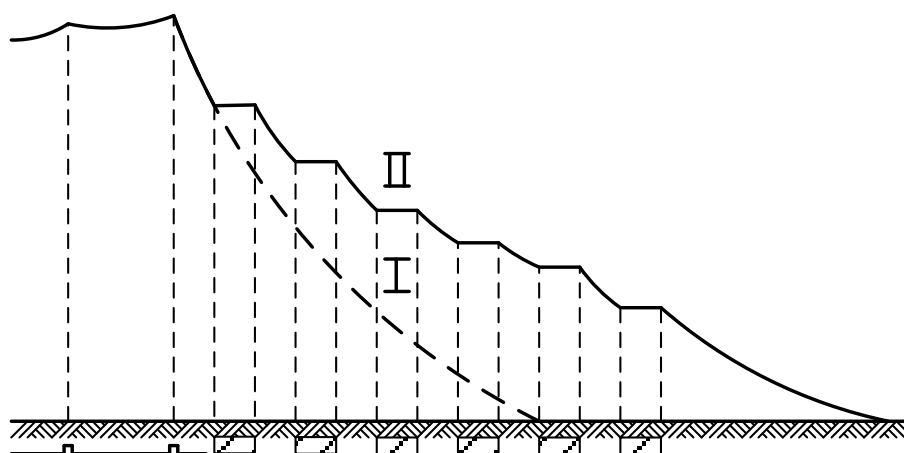


Рисунок 7.2 - Выравнивание потенциалов за пределами контура

I – естественная кривая изменения потенциала в грунте; II – кривая изменения выровненных потенциалов

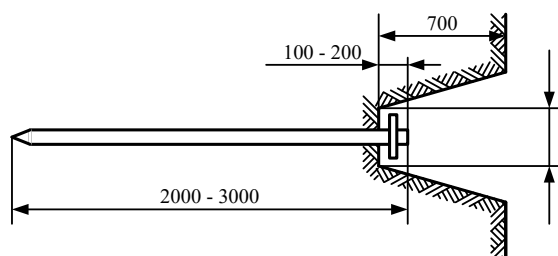


Рисунок 7.3 - Установка трубчатого заземлителя в траншее

Вертикальные заземлители соединяют стальной шиной, которую приваривают к каждому заземлителю.

В открытых электроустановках корпуса присоединяют непосредственно к заземлителю проводами. В зданиях прокладывают магистраль заземления, к которой присоединяют заземляющие провода. Магистраль соединяют с заземлителем не менее чем в двух местах.

В целом вся совокупность заземлителя и заземляющих проводов называется заземляющим устройством. Заземляющими проводниками называются металлические проводники, соединяющие заземляемые части электроустановки с заземлителем.

#### 7.1.5 Нормирование параметров защитного заземления

Поскольку заземление должно обеспечивать безопасность при прикосновении к нетоковедущим частям, случайно оказавшимся под напряжением, и при воздействии напряжения шага, нормированию подлежат наибольшее напряжение прикосновения внутри контура, наибольшее напряжение шага и напряжение относительно земли. Эти величины не должны превосходить длительно допустимых.

Исходя из приведённых условий, можно нормировать сопротивление заземления и коэффициенты напряжения прикосновения шага, учитывая ток замыкания на землю в данной электроустановке.

Расчетный ток замыкания на землю – наибольший возможный в данной электроустановке ток замыкания на землю.

В сетях напряжением до 1000 В ток однофазного замыкания на землю не превышает 10 А, так как даже при самом плохом состоянии изоляции и значительной ёмкости сопротивление фазы относительно земли не бывает менее 100 Ом. Следует учесть, что в сетях напряжением 660 В сопротивление изоляции значительно выше 100 Ом и ток замыкания на землю не достигает даже 10 А.

Ёмкостные проводимости фаз относительно земли для кабельных линий 0,1 мОм/км и для воздушных линий 0,00285 мОм/км, что определено эмпирически по результатам многих измерений.

При наличии компенсации ёмкостной составляющей тока замыкания на землю в качестве расчётного принимается остаточный ток, который может иметь место при отключении самой мощной компенсирующей катушки, но не менее 30 А. Для заземлений, к которым подключаются компенсирующие катушки, в качестве расчётного принимается ток, равный 125% номинального тока катушки.

В ПУЭ нормируются сопротивления заземления в зависимости от напряжения электроустановки. В электроустановках напряжением до 1000 В сопротивление заземления должно быть не выше 4 Ом, если же суммарная мощность источников (трансформаторов, генераторов), подключённых к сети, не превышает 100 кВА, сопротивление заземления должно быть не более 10 Ом.

При малой мощности источника (до 100 кВА) протяжённость сети невелика и ток замыкания на землю не превышает 1 – 2 А.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с малым током замыкания на землю (менее 500 А) допускается сопротивление заземления не более 10 Ом, т. е. допускается напряжение относительно земли до 250 В. Если учитывать, что в таких установках заземление контурное, коэффициент напряжения прикосновения мал и установки обслуживаются высококвалифицированным электротехническим персоналом, приведённая норма обеспечивает достаточную степень безопасности.

Если заземляющее устройство используется одновременно для электроустановок напряжением до 1000 В и выше, сопротивление заземления должно быть не выше нормы для электроустановки напряжением до 1000 В (4 – 10 Ом).

В электроустановках с большими (более 500 А) токами замыкания на землю, сопротивление заземления должно быть не выше 0,5 Ом. В случае замыкания на землю напряжение относительно земли достигает сотен и даже тысяч вольт. С учётом выравнивания потенциалов напряжение прикосновения не бывает более 250 – 300 В. Это, несомненно, опасно, но в таких электроуста-

новках прикосновение к заземлённым корпусам без защитных средств допускается только при снятом напряжении. Кроме того, замыкание на землю существует кратковременно, так как срабатывает защита и повреждённая линия отключается.

#### 7.1.6 Расчёт заземления

Цель расчёта заземления – определить число и длину вертикальных элементов, длину горизонтальных элементов (соединительных шин) и разместить заземлитель на плане электроустановки, исходя из регламентированных Правилами значений допустимых сопротивлений заземления, напряжения прикосновения и шага, максимального потенциала заземлителя или всех указанных величин.

Расчёт простых заземлителей производится в следующем порядке:

1. Определяются расчётный ток замыкания на землю и норма на сопротивление заземления (по ПУЭ) в зависимости от напряжения, режима нейтрали, мощности и других данных электроустановки;
2. Определяется расчётное удельное сопротивление грунта с учётом климатического коэффициента;
3. Рассчитывается сопротивление естественных заземлителей.

#### 7.1.6 Расчёт заземления трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ

Подстанция понижающая, имеет два трансформатора 6/0,4 кВ с заземлёнными нейтралью на стороне 0,4 кВ; размещена в отдельно стоящем одноэтажном кирпичном здании.

В качестве естественного заземлителя используется металлическая технологическая конструкция, частично погруженная в землю; её расчётное сопротивление растеканию (с учётом сезонных изменений)  $R_E = 15$  Ом. Заземлитель предполагается выполнять из вертикальных стержневых электродов длиной  $l_B = 5$  м, диаметром  $d = 12$  мм, верхние концы которых соединяются с

помощью горизонтального электрода – стальной полосы суммарной длиной  $L_{\Gamma} = 31 \text{ м}$ , сечением 4x40 мм, уложенной в землю на глубине  $t_0 = 0,8 \text{ м}$ .

Удельное сопротивление грунта примем  $100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  согласно [15].

Находится расчётное удельное сопротивление грунта:

– для вертикальных электродов:

$$\rho_{\text{РАСЧ.В}} = \rho_{\text{УД}} \cdot K_{\text{В}}, \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (7.1)$$

где  $K_{\text{В}}$  – коэффициент сезонности для вертикальных электродов, принимаемый согласно [15];

– для горизонтальных электродов:

$$\rho_{\text{РАСЧ.Г}} = \rho_{\text{УД}} \cdot K_{\text{Г}}, \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (7.2)$$

где  $K_{\text{Г}}$  – коэффициент сезонности для горизонтальных электродов, принимаемый согласно [15].

$$\rho_{\text{РАСЧ.В}} = 100 \cdot 1,3 = 130 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{\text{РАСЧ.Г}} = 100 \cdot 3,5 = 350 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Требуемое сопротивление заземления  $R_3$ , принимается равным  $4 \text{ Ом}$  согласно ПУЭ.

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{И}} = \frac{R_{\text{Е}} \cdot R_3}{R_{\text{Е}} - R_3}, \text{ Ом} \quad (7.3)$$

$$R_{\text{И}} = \frac{15 \cdot 4}{15 - 4} = 5,45 \text{ Ом}.$$



Тип заземлителя выбирается контурный, размещённый по периметру подстанции. Предварительная схема заземления наносится на план подстанции с её основными размерами (рисунок 7.4). При этом вертикальные электроды размещены на расстоянии  $a = 5$  м от другого.

Уточняются параметры заземлителя путём проверочного расчёта. Из предварительной схемы видно, что в принятом заземлителе суммарная длина горизонтального электрода  $L_{\Gamma} = 31$  м, а количество вертикальных электродов  $n = 6$  шт.

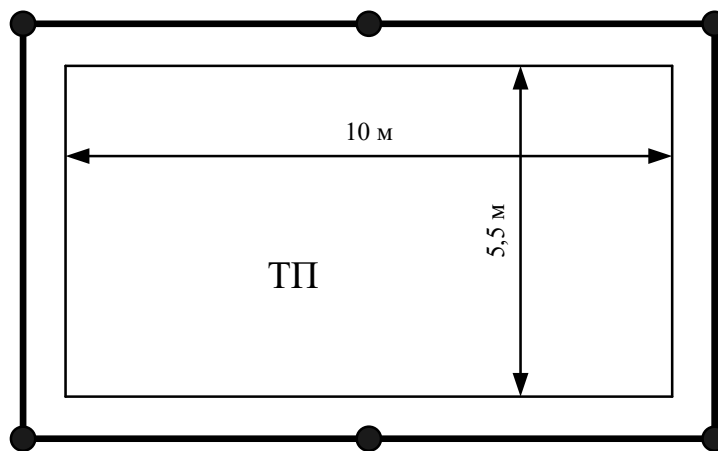


Рисунок 7.4 - План ТП и предварительная схема заземлителя

Определяется расчётное сопротивление растеканию электродов - вертикального  $R_B$  и горизонтального  $R_{\Gamma}$  по формулам:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{РАСЧ.В}}}{2\pi \cdot l_B} \cdot \left\{ \ln \left( \frac{2l_B}{d} \right) + \ln \left( \frac{4t+l_B}{4t-l_B} \right) \right\} \text{ Ом}, \quad (7.4)$$

$$R_B = \frac{130}{2\pi \cdot 5} \cdot \left\{ \ln \left( \frac{2 \cdot 5}{0,012} \right) + \ln \left( \frac{4 \cdot 3,3+5}{4 \cdot 3,3-5} \right) \right\} = 29,5 \text{ Ом}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{РАСЧ.Г}}}{2\pi \cdot L_{\Gamma}} \cdot \ln \left( \frac{L_{\Gamma}^2}{0,5b \cdot t} \right) \text{ Ом}, \quad (7.5)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{350}{2\pi \cdot 31} \cdot \ln \left( \frac{31^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} \right) \text{ Ом.}$$

Определяется согласно [15] коэффициенты использования электродов заземлителя – вертикальных  $\eta_B = 0,61$  и горизонтальных  $\eta_\Gamma = 0,4$  с учётом того, что заземлитель принят контурный и что  $n = 6 \text{ шт}$ , а отношение  $a/l_B = 5/5 = 1$ .

Сопротивление растеканию принятого группового заземлителя определяется по формуле:

$$R = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{R_B \cdot \eta_\Gamma + R_\Gamma \cdot n \cdot \eta_B} \text{ Ом}, \quad (7.6)$$

$$R = \frac{29,5 \cdot 19,78}{29,5 \cdot 0,4 + 19,78 \cdot 6 \cdot 0,61} = 6,9 \text{ Ом}.$$

По расчётам  $R_{II} < R$ , вследствие чего увеличивается в контуре заземлителя количество вертикальных электродов до 8 шт. Согласно [15] находятся вновь коэффициенты использования  $\eta_B$  и  $\eta_\Gamma$ , принимая отношение  $a/l_B = 1$  и вычисляется  $R$ .

Тогда  $L_\Gamma = 52 \text{ м}$ ,  $\eta_B = 0,62$ ,  $\eta_\Gamma = 0,37$ , а сопротивление заземлителя растеканию тока по формуле (7.6):

$$R = \frac{29,5 \cdot 19,78}{29,5 \cdot 0,37 + 19,78 \cdot 8 \cdot 0,62} = 5,35 \text{ Ом}.$$

По расчётам  $R_{II} > R$ , поэтому этот результат принимается как окончательный.

По расчетам получаем: проектируемый заземлитель – контурный, состоит из 8 вертикальных стержневых электродов длиной 5 м и диаметром 12 мм и горизонтального электрода в виде стальной полосы длиной 52 м, сечением 4x40 мм, заглубленных в землю на 0,8 м (рисунок 7.5).

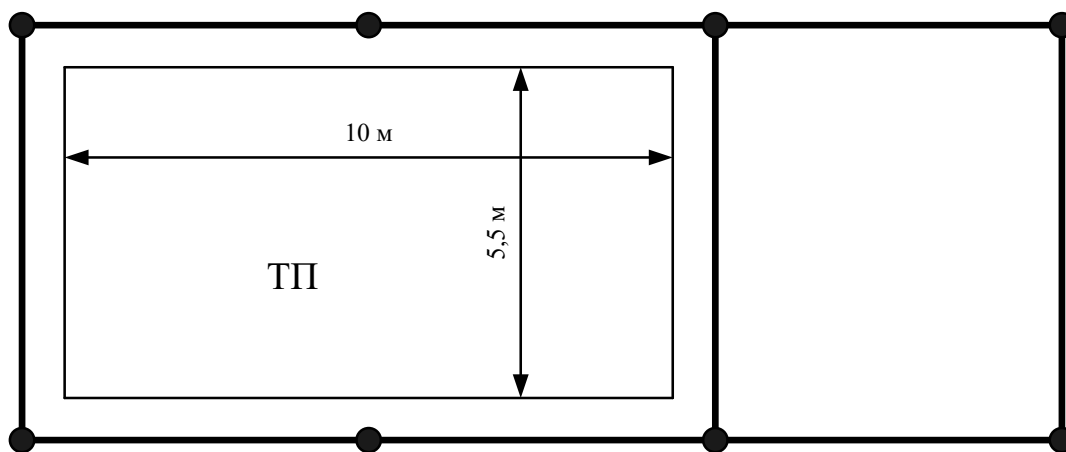


Рисунок 7.5 - Окончательная схема заземлителя

## 7.2 Экологичность

В данном разделе был выполнен расчет шума, создаваемый трансформатором.

Силовые трансформаторы (ТМ) являются характерным источником шума на территории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в ТМ применяют различные системы охлаждения. В моём случае используется трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (по природе возникновения шум является электромагнитным).

Рассмотрим случай, когда ТМ установлены на открытой территории ПС. Данная задача часто встречается при размещении ПС в сельской местности, когда ее необходимо разместить рядом с сельским населенным пунктом.

Порядок расчета шума на примере проектировании новой подстанции:

1. По таблице 5.35 колонка № 13 СанПин 1.2.3685-21 «Нормируемые параметры шума в октавных полосах частот, эквивалентных и максимальных уровней звука проникающего шума в помещениях жилых и общественных зданий и шума на селитебной территории» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем

наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов. Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям домов отдыха составляет:  $ДУ_{LA} = 45$  дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ТМ известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла уровень звуковой мощности составляет ( $S_{ном} = 630$  кВА,  $U_{ном} = 10$  кВ):

$$L_{WA} = 81 \text{ дБА.}$$

Если учесть, что трансформатора два, тогда:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}}, \quad (7.7)$$

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1*0,81} = 90 \text{ дБ.}$$

Минимальное расстояние до территории, выразим из формулы:

$$L_{WA\Sigma} = ДУ_{LA} - 10 \lg \frac{S}{S_0} = ДУ_{LA} - 10 \lg \frac{2\pi(R_{\min})}{S_0}.$$

где  $S_0 = 1 \text{ м}^2$ ;

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - D_{\Sigma} L_A)}{2\pi}}, \quad (7.8)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(90-45)}}{2\pi}} = 71 \text{ м.}$$

Получаем  $R_{\min}$  равное 71 метр, что полностью удовлетворяет условию защиты от шума расстоянием

### 7.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара электроэнергетических объектов.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Согласно Правилам пожарной безопасности, для энергетических предприятий [12], основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Руководством ПС 110 кВ должна быть разработана документация по пожарной безопасности, в которую входят:

- общая инструкция о мерах пожарной безопасности на подстанции;
- инструкция по обслуживанию установок пожаротушения;
- инструкция по обслуживанию установок пожарной сигнализации.

В состав организационно-технических мероприятий входит, [12]:

а) подготовка ИТР, рабочих и служащих по пожарной безопасности, которая состоит из следующих основных положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- проводимых в структурных подразделениях регулярных инструктажей; в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальной подготовки персонала; - занятий по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведения противопожарных тренировок;

б) территория подстанции должна постоянно содержаться в чистоте.

На ПС должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

Первичные средства пожаротушения необходимы для локализации и полной ликвидации начинающихся и еще неразвившихся пожаров. Первичные средства пожаротушения должны размещаться в легкодоступных местах и не должны быть помехой и препятствием при эвакуации персонала.

На ПС 110 кВ должны иметься пожарные ящики с просушенным песком. Ящики должны быть окрашены в красный цвет, снабжены совком или лопатой и иметь емкость не менее 0,5 м<sup>3</sup>.

На ПС пожарные ящики устанавливаются возле каждого маслonaполненного оборудования с объёмом масла более 1 т.

Песок используется для тушения небольших очагов пожара горящих жидкостей, электрокабелей и проводки.

Тушение песком производится набрасыванием его на горящую поверхность, чем достигается механическое воздействие на пламя и его частичная изоляция. Песок используется для удаления небольших подтеков горючих жидкостей с целью ограничения зоны растекания.

Также к первичным средствам пожаротушения относятся огнетушители.

Для тушения начинающих и еще не получивших большого развития пожаров, служат углекислотные огнетушители. Преимущество ОУ в том, что углекислота не проводит электрический ток, а применять их можно для тушения пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением до 10 кВ.

Порошковые огнетушители (ОП) предназначены для тушения пожаров твердых, жидких и газообразных вещества также электроустановок, находящихся под напряжением до 1 кВ.

На подстанции самым пожароопасным объектом является трансформатор. Для тушения пожара на трансформаторе учитываются следующие особенности:

а) при тушении пожара на трансформаторе, он должен быть отключен и заземлен со всех сторон. После снятия напряжения тушение пожара может производиться любыми средствами пожаротушения. Горящее масло не рекомендуется тушить компактными водяными струями, во избежание увеличения площади пожара.

б) для локализации очага пожара должны быть приняты меры, предотвращающие растекание трансформаторного масла.

в) при пожаре на трансформаторах, установленных в закрытых помещениях, должны быть приняты меры по предупреждению распространения пожара через кабельные, вентиляционные и другие каналы.

г) во время тушения развивающегося пожара следует защищать от действия высокой температуры рядом расположенное оборудование. При этом находящееся под напряжением оборудование необходимо отключить.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте был рассмотрен вопрос по электроснабжению дачного посёлка Тобук. В проекте представлена характеристика дачного посёлка, рассчитаны нагрузки жилых и общественных зданий, а также выполнен расчёт низковольтной сети 0,4 кВ и высоковольтной сети 6 кВ.

Для распределительных сетей 6 и 0,4 кВ в результате расчёта выбраны кабели, согласно ПУЭ для 0,4 кВ по допустимому току и для 6 кВ по экономической плотности тока.

Согласно категоричности потребителей на трансформаторных подстанциях выбраны по два трансформатора.

В дипломном проекте представлен вариант электроснабжения дачного посёлка от четырёх трансформаторных подстанций с установленными трансформаторами 630, 400 кВА.

В экономической части было рассмотрено технико-экономическое обоснование перевода действующей сети 6 кВ на напряжение 10 кВ.

В разделе "Безопасность" рассматривались меры безопасности при прокладке кабеля, был произведён расчёт заземления трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ.

В ходе выполнения дипломного проекта были использованы прикладные программы:

- фирмы Microsoft: Microsoft Word, Microsoft Excel, Microsoft Visio.
- фирмы Adobe: Adobe Autocad, Adobe Photoshop.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 ВСН 59-88. Издания. Электрооборудование жилых и общественных зданий. - М. : Стройиздат, 1990. – 87 с.

2 ГОСТ 14209-85 №1 от (рег.) «Срок действия продлен». Издания. Трансформаторы силовые масляные общего назначения; введ. 1985–07–01. – Москва : Допустимые перегрузки трансформаторов; М. : Изд-во стандартов 2002. -3 с.

3 Долин, П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатом-издат, 1984. – 448 с.

4 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94. – М. : АО РОСЭП, 1996. – 47с.

5 Кнорринг, Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г. М. Кнорринг. – Л. : Энергоиздат, 1981. – 283с.

6 Козлов, В. А. Справочник по проектированию электроснабжения городов : моногр. / В. А. Козлов, Н. И. Билик. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л. : Энергоатомиздат, 1986. – 256 с.

7 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Учеб. пособие для вузов. / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

8 Нормативы для определения расчётных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, поселков (кварталов) застройки и элементов распределительной сети. Изменения и дополнения раздела 2 "Расчётные электрические нагрузки" Инструкции по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94. – М. : МНТОЭ, 1999. – 23с.

9 Правила устройства электроустановок / Главгосэнергонадзор России / – М. : Главгосэнергонадзор, 1998. – 607 с.

10 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций.: Учебник для техникумов. / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин– 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

11 Строительные нормы. Инструкция по проектированию наружного освещения городов, посёлков и сельских населённых пунктов. СН 541-82/ Госгражданстрой. – М. : Стройиздат, 1982. – 23с.

12 Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение. СП 52.13330.2016. (Проект. взамен "СНиП 23-05-95\* Естественное и искусственное освещение").

13 Справочная книга по светотехнике / под ред. Ю. Б. Айзенберга. М. : Энергоатомиздат, 1995. – 472с.

14 Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576с.

15 Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии (Под общ. ред. профессоров МЭИ: И. Н. Орлова (гл. ред.) и др.) 7-е изд., испр. и доп. – М. : энергоатомиздат, 1988. – 880с.