ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ…….……3
Глава 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ…….9
1.1 Расчетные нагрузки на вводе потребителей……...9
1.2 Выбор количества, мощности и месторасположений подстанции 10/0,4 кВ16
1.3 Определение сечений проводов методом экономических интервалов.….....24
1.4. Проверка электрической сети по условиям пуска электродвигателя……29
1.5 Определение потерь мощности и энергии в сети 0,38 кВ…….…….....31
1.6. Выбор автоматов на подстанции 10/0,4 кВ и проверка чувствительности автоматов при однофазных К.З……..…..34
1.7 Выбор плавких вставок предохранителей для защиты трансформаторов ТП 10/0,38 кВ и проверка селективности их защиты на ступенях 10 и 0,38 кВ……38
Глава 2. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ…….42
2.1 Безопасность при обслуживании электроустановок 0,4 кВ……42
2.2 Безопасность при обслуживании электроустановок выше 1 кв…….....46
2.3 Роль МЧС в энергобезопасности……...48
Глава 3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ……49
Глава 4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ……55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ…….……59
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ…….64

Введение

Темой моей ВКР является реконструкция системы электроснабжения населённого пункта Аркадак Саратовской области.

Населенный пункт Аркадак находится в Саратовской области в 248 км к западу от областной столицы г. Саратов. В нем расположены 76 частных домов индивидуального строительства, находятся несколько объектов бытового (магазин, клуб, администрация) и производственного (столярный цех, коровник, молочный комплекс, кормоцех) назначения. Электроснабжение поселка осуществляется от центральной системы электроснабжения.

В целом, кроме особенностей приемников электроэнергии, электроснабжение небольших населенных пунктов с небольшим производством, в данном случае с молочной фермой и обслуживающей инфраструктурой, не отличается от электроснабжения крупных городов, но есть и особенности [1]:

- большинство электроприемников имеют небольшую мощность и расположены на большой территории;

- практически отсутствуют электропотребители с 1 категорией надежности;

- высокая протяженность низковольтных (0,4 кВ) линий электропередач;

- низкая плотность электрических нагрузок;

- значительные отличия в количестве потребленной электроэнергии в зависимости от сезона (зима, лето) и времени суток (утро, день, вечер, ночь);

- повышенные потери электроэнергии в сетях.

Качественное электроснабжение является актуальной задачей для многих небольших населенных пунктов. Основными проблемами являются:

- несоответствие напряжения номинальному значению: встречается постоянно заниженный или завышенный уровень напряжения, провалы и скачки напряжения;

- бесперебойность подачи электроэнергии: зачастую происходит отключение электроснабжения, вызванное действиями энергообслуживающей

организации (проведение обслуживания и ремонта линий электропередач и трансформаторных подстанций) и в результате аварий (обрыв провода на ЛЭП, окисление контактных соединений и т. п.);

- искажение формы напряжения: синусоидальности, появление высших гармонических составляющих, несимметрия напряжения по обратной и нулевой последовательности, из-за большой доли однофазных потребителей [2].

Перечисленные явления отрицательно сказываются на работоспособности бытовой техники, зачастую вызывая их поломку, увеличивают стоимость коммерческих потерь.

Основными мероприятиями при техническом обслуживании систем электроснабжения небольших населенных пунктов являются:

- замена проходных изоляторов, защитных аппаратов, тепловизионный контроль контактных соединений;

- удаление из-под ЛЭП (вырубка) кустарников и деревьев, которые могут повредить провода и которые при своем падении могут повредить саму ЛЭП;

- увеличение мощности трансформаторных подстанций.

Рассмотрим некоторые особенности электроприемников.

Жилым домом считается отдельно стоящий одно- или многоквартирный дом, с собственным счетчиком электрической энергии. Для них приняты на вводе следующие активные нагрузки [3]:

- при наличии электроплит 6 кВт;

- при наличии электроплит и водонагревателей 7,5 кВт;

- при наличии электроплит, водонагревателя и кондиционера 8,5 кВт.

При определении электрических нагрузок животноводческих комплексов, в том числе молочной фермы, необходимо знать паспортные данные по электропотреблению расположенного на ферме технологического оборудования, составить график его работы (график электрических нагрузок), знать коэффициент загрузки и коэффициент мощности $\cos\varphi$.

Существенную роль в малом населенном пункте играет система уличного

освещения (при ее наличии конечно) которая сильно увеличивает суммарное вечернее электропотребление. В среднем на одну постройку в населенном пункте резервируется на освещение 250 Вт. При этом норма освещенности достаточно низкая: 4 лк для асфальтированной дороги, 2 лк для грунтовой дороги и 1 лк для пешеходных зон.

Большое влияние на электроснабжение населенного пункта, расположенного в сельской местности, оказывают сезонные нагрузки, упитывающиеся при расчете коэффициентом сезонности K_c. Рекомендуемая величина основного (базового) Кс – для зимы 1,0; для весны 0,8; для лета 0,7 и для осени 0,9. В справочной литературе можно найти более подробную информацию по влиянию сезона на электропотребление конкретных электроприемников (например, коровник, теплица с подогревом и т.п.).

Рекомендуется для любого населенного пункта иметь как минимум две трансформаторных подстанции, при этом рекомендуется разбивать одну мощную подстанцию на несколько более маломощных. Такой подход позволяет повысить общую надежность системы электроснабжения поселка, уменьшить радиус действия электрических сетей низкого напряжения, а значит понизит в них уровень потерь энергии. Для питания электроприемников коммунально-бытового и производственного назначения рекомендуется использовать схему подключения для второй категории надежности: от двух трансформаторов, расположенных в одной двухтрансформаторной подстанции или в двух разных одно трансформаторных подстанциях. Для небольших населенных пунктов обычно планируется одна подстанция. Если на территории поселка дома, здания и сооружения размещаются группами (жилая зона, садик/школа/администрация, ферма и т.) рекомендуется для каждой группы применять свою подстанцию.

Для питания потребителей 0,4 кВ рекомендуется использовать ТП 10–35/0,4 кВ с заземленной нейтралью со стороны 0,4 кВ [4]. Мощность трехфазных подстанций находится в диапазоне 25–630 кВА, мощность однофазных с питанием по двухпроводному ответвлению от ВЛ 10 кВ не превышает 10 кВА.

Мощность трансформаторов на подстанциях выбирается с учетом экономических интервалов нагрузки, которые учитывают допустимые систематические перегрузки. Трансформатор работает в экономичном режиме (с точки зрения ежегодных издержек и потерь энергии) если в пиковые часы нагрузок он работает с перегрузкой.

Трансформаторные подстанции могут быть опорными, тупиковыми и проходными, что определяется их количеством, особенностями местности и расположением объектов электропотребления. Выбор схемы подключения ТП 10/0,4 кВ к источникам питания должен проводиться на основании технико-экономического сравнения вариантов с учетом категории надежности. Опорные ТП включаются в рассечку магистрали ЛЭП 10 кВ.

Для электроснабжения небольших населенных пунктов рекомендуется применять комплектные трансформаторные подстанции (КТП) следующих типов:

- столбовые: самые маломощные, размещаются непосредственно на столбе, на высоте, исключающей случайный контакт с человеком. Такое расположение позволяет экономить на конструкциях ограждения;

- киоскового типа: модульная конструкция, внутри которой располагается трансформатор и все остальное необходимое оборудование. Мощность КТП такого типа от 100 до 630 кВА;

- закрытые ТП: капитальные строения, не предназначенные для разборки и перемещения в другое место. Мощность установленных трансформаторов от 160 до 630 кВА.

Не рекомендуется применять ТП мачтового типа и КТП 6–10/0,4 кВ шкафного типа с вертикальной компоновкой оборудования.

Рекомендации по прокладке низковольтных сетей 0,4 кВ:

- воздушная линия по населенному пункту должна прокладываться только самонесущими изолированными проводами (СИП);

- применение проводов других типов при замене линии или ее новой

прокладке не допускается;

- воздушная линия должна быть полнофазной в трехфазном четырехпроводном исполнении по радиальной схеме выполненная проводами одного сечения по все длине.

Система электроснабжения населенного пункта Аркадак находится в эксплуатации более 30 лет. Силовое, распределительное и защитное оборудование сильно изношено, довольно часто случаются аварии. Поэтому модернизация системы электроснабжения поселка является актуальной задачей.

Цель проекта – модернизировать систему электроснабжения населенного пункта Аркадак.

Объект исследования - система электроснабжения населенного пункта Аркадак.

Методы исследования - методы анализа, синтеза и обобщения.

Новизна полученных результатов – разработанная система электроснабжения разработана для конкретного населенного пункта и поэтому отличается новизной

Апробация полученных решений: результаты, полученные в данном проекте, можно рекомендовать для систем электроснабжения населенных пунктов, похожих на данный поселок.

Эффект возможный от внедрения решения: эффектом является уменьшение времени отключения подачи электроэнергии из-за повышения надежности его системы электроснабжения.

Электрическая нагрузка производственных предприятий, непрерывно возрастает, появляется необходимость в увеличении передаваемой мощности линий. Новое их строительство все больше заменяется систематической их реконструкцией. При этом часть воздушных линий заменяется подземными кабельными. Преимущества последних с точки зрения обслуживания земельной площади, высокой надежности эксплуатации, большого срока службы весьма велики. При реконструкции широко внедряются мероприятия по повышению

надежности электроснабжения потребителей. В связи с ростом электрификации производства, всякое отключение – плановое (для ревизии и ремонта) и особенно неожиданное, аварийное – наносит огромный ущерб потребителю и самой электрической системе. Поэтому необходимо применять эффективные и экономически целесообразные меры по обеспечению определенной надежности и безаварийного электроснабжения потребителей

Глава 1. Определение расчетных нагрузок потребителей электрической энергии.

1.1Расчетные нагрузки на вводе потребителей.

Для предварительного выбора количества и мощности ТП 10/0,4кВ необходимо определить суммарную нагрузку населенного пункта. Реально для режимов дневной и вечерней нагрузки рассчитываем расчётные нагрузки для четырех групп потребителей:

- жилые дома;
- коммунально-бытовые потребители;
- производственные потребители;
- наружное освещение.

Для определения расчётной нагрузки группы потребителей используем коэффициенты одновременности, а для определения суммарной нагрузки - таблицы суммирования нагрузок.

Расчетные нагрузки группы потребителей по времени дня приведены в таблицах 1 и 2.

Значения полной мощности (кВА) определим по формуле:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \qquad (1.1)$$

P – Активная мощность кВт;

Q – Реактивная мощность, кВар.

Всего в населённом пункте:

Таблица 1. Потребление при дневной нагрузке.

Наименование	**Дневная нагрузка**			
	P, кВт	**Q, квар**	**S, кВа**	**cos φ**
Частный дом	110,8	53,4	123	0,9
Магазин	10	5	11,11	0,9
Клуб	7,2	3,4	8	0,9
Коровник на 200 голов мол. скота	102	78	136	0,75
Молочный блок при коровнике	20	17,64	26,67	0,75
Кормоцех при комплексе КРС	37	32,6	49,3	0,75
Ангары	18,2	8,8	20,3	0,9
Столярный цех	15	11,25	18,75	0,8
Агрегат АВМ-0,65	80	60	100	0,8

Таблица 2. Потребление при вечерней нагрузке.

Наименование	**Ночная нагрузка**			
	P, кВт	**Q, квар**	**S, кВа**	**cos φ**
Частный дом	184,7	89,4	205,7	0,9
Магазин	10	5	11,11	0,9
Клуб	5,58	2,7	6,2	0,9
Коровник на 200 голов мол. скота	102	78	136	0,75
Молочный блок при коровнике	20	17,64	26,67	0,75
Кормоцех при комплексе КРС	15	13,2	20,00	0,75
Ангары	10,6	5,14	11,8	0,9
Столярный цех	1	-	1,25	0,8
Агрегат АВМ-0,65	80	60	100	0,8

Суммарная расчетная нагрузка населенного пункта.

Выбранный населенный пункт насчитывает 76 групп домов коттеджного типа. Для определения расчетных нагрузок в дневном и вечернем режиме для каждой группы домов, исходили из того, что для 1 жилого дома расчетная мощность в вечернем режиме равна 5 кВт/дом. Поскольку для жилого дома максимальная мощность может рассчитывать по максимальной мощности в вечернее время [2, с.36], будем считать, что максимум потребления осуществляется в вечернее время. Т.е. дом относится к домам новой постройки без газификации [2, с.38]. Т. к. в сельском доме новой постройки нецелесообразно иметь печь с дровяным отоплением и привозные газовые баллоны (дорого), можно предположить, что дома имеют электроплиты. Далее, исходя из того же источника можно принять, что коэффициенты максимумов нагрузки $к_д = 0,6$, $к_в = 1$ [2, с.36].

Расчетная нагрузка в группе на один коттеджный дом:

$$P''_в = P\$_в * K_{одн} = 5 * 0,54 = 2,7 \text{ кВт} \quad (1.2)$$

Где $K_{одн}$ – коэффициент одновременности, равный 0,54

Исходя из принятого коэффициента одновременности, можно принять

согласно [1стр. 38, таб. 3.5] наличие 4-х коттеджей.

Расчетная дневная нагрузка на один коттедж:

$$P''_д = P'' * K_д = 2,7 * 0,6 = 1,62 \text{ кВт/дом} \quad (1.3)$$

$K_д = 0,6$ дневной коэффициент.

Суммарная общая вечерняя нагрузка для вечернего режима всех 76 групп коттеджей определена по формуле:

$$P\sum_{веч} (P''_в * n) * K_{однов} = (76 * 2,7) * 0,33 = 67,7 \text{ кВт} \quad (1.4)$$

Аналогично произведем расчет суммарной нагрузки для дневного режима

$$P\sum_д = 40,6 \text{ кВт} \quad (1.5)$$

Также необходимо найти полную мощность потребителей для вечернего и дневного режима нагрузок в отдельности, учитывая, что

$\cos \varphi_{веч} = 0,9$ и $\cos \varphi_{дн} = 0,9$

$$S\sum_{\text{веч}} = \frac{P_{\sum веч}}{\cos\varphi} = \frac{67,7}{0,9} = 75,2 \text{ кВт.} \quad (1.6)$$

$$S\sum_{\text{дн}} = \frac{P_{\sum дн}}{\cos\varphi} = \frac{40,6}{0,9} = 45,1 \text{ кВт.} \quad (1.7)$$

Определение электрических нагрузок коммунально-бытовых и производственных потребителей.

К суммарной нагрузке коммунально-бытовых потребителей относятся потребители электрической энергии, указанные в плане населенного пункта номерами – 2, 3, 4.

Для расчета суммарной нагрузки, данной группы потребителей использована формула с коэффициентами из источника [таб 3.1,стр 30-31,3]:

$$S\sum_{\text{дн.к/б}} = K_{\text{маг}} S_{\text{маг}} + K_{\text{клуб}} S_{\text{клуб}} + K_{\text{анг}} S_{\text{анг}}$$

$$= 11,11*0,7 + 8\ 0,9 + 20,3*0,4) = 7,78+7,2+8,12 = 23,1 \text{ кВа.} \quad (1.8)$$

$$S\sum_{\text{веч.к/б}} = 11,11*0,7 + 6,2*0,9 + 11,8*0,4 = 7,78+5,58+4,72 = 18,08 \text{ кВа}$$

Необходимо определить суммарную расчетную нагрузку производственных потребителей. К ним относятся столярный цех и агрегат АВМ-0,65.Исходя из источника, выбираем коэффициент [таб 3.5,стр 38,3] и формулы для расчета [стр 37,3]:

$$S\sum_{\text{дн.пр}} = (S_{\text{с.ц.}} + S_{\text{авм}})\, K_{\text{пр}} = (18,75 + 100)*0,85 = 100,94 \text{ кВа} \quad (1.9)$$

$$S\sum_{\text{веч.пр}} = (11,25 + 100)*0,85 = 94,56 \text{ кВа}$$

Для расчета суммарной нагрузки комплекса КРС молочного направления, в составе которого: коровник на 200 голов молочного направления, молочный блок и кормоцех взят коэффициент K_o из источника [таб 3.1,стр 29,3] и использована формула:

$$S\sum_{\text{дн.ж}} = (S_{\text{кор.}} + S_{\text{м.б.}} + S_{\text{кц}})*Ko \quad (1.10)$$

$$S\sum_{\text{дн.ж}} = (136+26,67+49,3)*0,9 = 182,67*0,9$$

Определение суммарных нагрузок всех потребителей в вечернем и дневном режимах.

$$\sum S_{\text{общ.день}} = 75,2 + 23,1 + 100,94 + 211,97 = 411,21 \text{ кВа}$$

$$\sum S_{\text{общ.вечер}} = 45,1 + 21,83 + 101,25 + 109,6 = 277,43 \text{ кВа}$$

Наружное освещение в населенном пункте.

Согласно плану, населенный пункт снабжен поселковыми улицами с асфальтным покрытием шириной 6 метров, общая длина которых составляет 1700 м.

По условиям обеспечения нормируемой равномерности распределения яркости дорожного покрытия исходя из источника [п.10,стр.76,6] при шири-не проезжей части до 12 м рекомендуется применять одностороннюю схему Учитывая то, что по методике из [.10,стр.73,6] при ширине проезжей части 6 метров для улиц с асфальтным покрытием в сельской местности удельная мощность равна 5,5 Вт/м, находим затраты на электроэнергию суммарного освещения улиц:

$$P_{\sum \text{ул.осв.}} = P_{<=} * L_{=} = 5{,}05 * 1700 = 9{,}35 \text{ кВт} \qquad (1.11)$$

Освещение будем выполнять газоразрядными лампами ДРЛ - 400 с

$\cos \varphi = 0{,}93$

Суммарная площадь хоздворов около ангаров, с учетом норм освещенности 0,25 кВт/м составляет 110 м^2

Исходя из этого, суммарное значение полной расчетной нагрузки уличного освещения будет равно:

$$P_{\sum \text{ул.осв.}} = 9{,}35 + 110 * 0{,}25$$

$$s_{ул.осв.} = \frac{P_{\sum ул.осв}}{cos\varphi} = \frac{9{,}35 + 110 * 0{,}25}{0{,}93} = 39{,}6 \ кВа \qquad (1.12)$$

Таким образом, получаем суммарную расчетную нагрузку в вечернем режиме:

$$\sum S_{\text{общ.веч.}} = 277{,}43 + 39{,}6 = 317 \text{ кВа}$$

Таблица 3. Суммарное потребление по времени года сельского населенного пункта

Наименование потребителя электроэнергии	$\sum \boldsymbol{S}_{\text{день}}$, кВА	$\sum \boldsymbol{S}_{\text{вечер}}$, кВА
Жилые дома	75,2	41,1
К/Б потребители	23,1	18,08
Производственные потребители	100,94	94,56
Животноводческий комплекс молочного направления	211,97	164,6
Итого:	**411,21**	**322,34**

1.2. Выбор количества, мощности и месторасположений подстанций 10/0.4 кВ

Основные параметры всех элементов систем электроснабжения необходимо выбирать по критерию минимума приведённых затрат. Однако, для оптимального месторасположения подстанций ТП 10/0,4 кВ и их количества в небольших населённых пунктах достаточно надёжных аналитических методов не существует. Поэтому количество ТП 10/0,4 кВ обычно определяются с учетом имеющегося опыта. При этом, на практике, по возможности питание производственных потребителей осуществляют от отдельных ТП или, по крайней мере, от отдельных ВЛ 0,38 кВ. Произведем подборку потребителей опытным путем. Для составления списков потребителей используем таблицы 1 и 2 потребления нагрузки, откуда возьмем максимальные значения данных:

ТП №1

Таблица 4. Потребители, подключенные к ТП1

Потребители						Подстанция
Коров	Молочный блок	Кормо	Столя	Магаз	Клуб	ТП1,кВА
1 36	26,67	4 9,3	1 8,75	1 1,11	8	249,83

Для проектирования выбрана двухтрансформаторная подстанция 10/04 кВ, с номинальной мощностью трансформаторов по $S_{\text{ном}} = 250$ кВА (ТМ-250/10/0.4), так как молочный комплекс является потребителем 1 категории.

ТП №2

Агрегат АВМ-0,65

Таблица 5. Потребители, подключенные к ТП2

Потребители	Подстанция
Коровник	ТП1
100	100

Номинальные мощности трансформаторов на ТП могут быть изменены с учетом результатов расчета отходящих ВЛ 0,38 кВ.

К установке лучше принять комплектные ТП с номинальной мощностью трансформаторов по $S_{\text{ном}} = 100$ кВА (ТМ-100/10/0.4), так как они наиболее экономичные, а также удобные в монтаже и эксплуатации.

ТП №3

Частные дома (76 групп коттеджей) S=5 кВА

$$S_{\text{общ}} = 2{,}7 * 76 * 0{,}33 = 67{,}7 \text{ кВА}$$

Таблица 6. Потребители, подключенные к ТП3

Потребители		Подстанция
Ангар	Котеджи	ТП3
20,3	67,7	88

Суммирование нагрузок рассчитано по надбавкам:

$$S_{\text{расч}} = 67{,}7 + 20{,}3 = 88 \text{ кВА}$$

Мощности трансформаторных подстанций выбраны по методу экономических интервалов.

Для проектирования взята трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ с номинальной мощностью трансформаторов по $S_{\text{ном}} = 100$ кВА (ТМ-100/10/0.4).

Таблица П 13.1 – Технические данные трансформаторов типа ТМ; ТМН и ТМФ напряжением 6…35 / (0,4…10) кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений		Схема и группа соединения обмоток	Потери, ВТ			Напряжение короткого замыкания %	Ток холостого хода, %	Сопротивление $Z_к$ трансформатора, приведенное к напряжению 0,4 кВ, Ом	
					Холостого хода		Короткого замыкания				
		Высшее напряжение	Низшее напряжение		Уровень А	Уровень Б				Прямой последовательности	При однофазном коротком замыкании
ТМ; ТМФ	100			Y/Yн-0	330	365	1 970	4,5		0,072	0,779
				Y/Zн-11			2 270	4,7		0.075	0,225
		35		Y/Yн-0	420	465	1 970	6,5	2,6	0,104	0,764
				Y/Zн-11			2 270	6,8		0,107	
ТМ; ТМФ	160	6; 10		Y/Yн-0	510	565	2 650	4,5		0,045	0,478
				Y/Zн-11			3 100	4,7		0,047	0,15
ТМ		35		Y/Yн-0	620	700	2 650	6,5	2,4	0.065	0,478
				Y/Zн-11			3 100	6,8		0.068	
ТМ; ТМФ	250	6;10	0,4	Y/Yн-0	740	820	3 700	4,5		0,029	0,312
				Y/Yн-0			4 200	4,7		0.030	0,09
ТМ		35		Y/Yн-0	900	1 000	3 700	6,5	2,3	0,042	0.305
				Y/Zн-11			4 200	6,8		0.044	0,12

$S_{\text{расч.}} = 100$ кВА.

Таблица взята из источника [стр 71,9]

1.3 Составление таблицы допустимых отклонений и потерь напряжения.

Для определения допустимых потерь напряжения в ВЛ 10 и 0,38 кВ составляется таблица отклонений напряжения.

По данным РЭС задано, что на шинах 10 кВ питающей РТП 110/10 кВ напряжение не ниже 105% от номинального значения в период наибольших нагрузок и не выше 100 % от номинального значения в период наименьших нагрузок.

На стадии проектировании таблица составляется для самой удаленной и самой ближайшей подстанции, присоединённой к ВЛ 10 кВ, к которой

запланировано присоединить проектируемые подстанции в населенном пункте. Проектируемые мной подстанции будут подключены ближе к концу ВЛ, поэтому допустимые потери напряжения в ВЛ 0,38 кВ приняты для удаленной ТП.

Таблица 7. Допустимые отклонения напряжения

Элемент сети	**Удаленная ТП при нагрузке**				**Ближайшая ТП при нагрузке**			
	Потребитель				**Потребитель**			
	100%		**25%**		**100%**		**25%**	
	Удал	**Ближ**	**Удал**	**Ближ**	**Удал**	**Ближ**	**Удал**	**Ближ**
Шины 10 кВ	+4	+4	-2	-2	+4	+4	-2	-2
ВЛ 10 кВ	-5	-5	-1,25	-1,25	0	0	0	0
Трансформатор 10/0,4 кВ								
Потери	-4	-4	-1	-1	-4	-4	-1	-1
Надбавка	+5	+5	+5	+5	+2,5	+2,5	+2,5	+2,5
ВЛ 0,38 кВ	-5	0	-1,25	0	-7,5	0	-1,9	0
Потребитель	-5	0	-0,5	0,75	-5	+2,5	-2,4	-0,5

Таким образом, максимально допустимая потеря напряжения на ВЛ 10 кВ может составить до 5%, а ВЛ 0,38 кВ – до 5 %.

Электрический расчет сети 0,38 кВ

Выбор количества трасс ВЛ 0,38 кВ.

От ТП№3 запроектированы пять линий 0,38 кВ, от ТП №1 запроектированы две ВЛ 0,38 кВ, от ТП №2 получает питание агрегат АВМ 0,65. Произведем расчет по методике, изложенной в источнике [Глава1, 7].

По условию задачи нагрузка сети разнородная, мощность потребителей отличается по величине более чем в четыре раза, поэтому расчет проведем по таблицам добавок мощностей

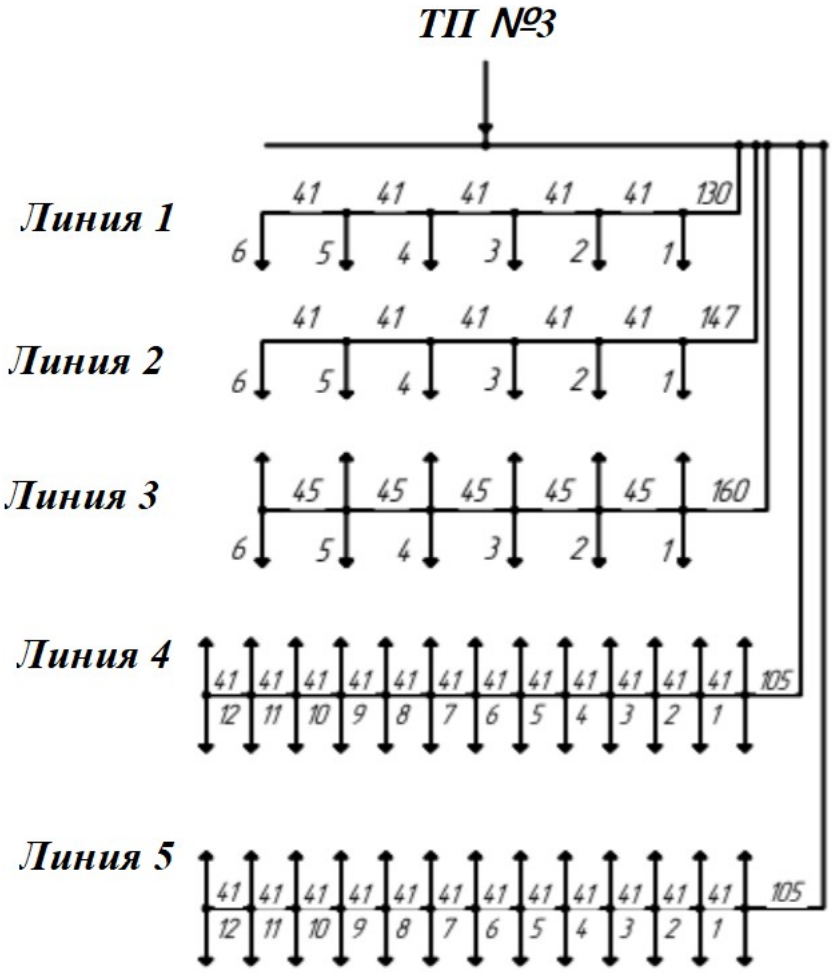

Рисунок 1 - Схема линий энергоснабжения для ТП № 3

Линия 1:

$$S_{5\text{-}6} = 2{,}7 \text{ кВА}$$

$$S_{4\text{-}5} = S_{5\text{-}6} + \Delta S_4 = 2{,}7 + 1{,}62 = 4{,}32 \text{ кВА}$$

$$S_{3\text{-}4} = S_{4\text{-}5} + \Delta S_3 = 4{,}32 + 1{,}62 = 5{,}94 \text{ кВА}$$

$$S_{2\text{-}3} = S_{3\text{-}4} + \Delta_2 = 5{,}94 + 1{,}62 = 7{,}56 \text{ кВА}$$

$$S_{1\text{-}2} = S_{2\text{-}3} + \Delta S_2 = 7{,}56 + 1{,}62 = 9{,}18 \text{ кВА}$$

$$S_{0\text{-}1} = S_{1\text{-}2} + \Delta S_0 = 9{,}18 + 1{,}62 = 10{,}8 \text{ кВА}$$

Линия 2:

$$S_{5\text{-}6} = 2{,}7 \text{ кВА}$$
$$S_{4\text{-}5} = S_{5\text{-}6} + \Delta S_4 = 2{,}7 + 1{,}62 = 4{,}32 \text{ кВА}$$
$$S_{3\text{-}4} = S_{4\text{-}5} + \Delta S_3 = 4{,}32 + 1{,}62 = 5{,}94 \text{ кВА}$$
$$S_{2\text{-}3} = S_{3\text{-}4} + \Delta_2 = 5{,}94 + 1{,}62 = 7{,}56 \text{ кВА}$$
$$S_{1\text{-}2} = S_{2\text{-}3} + \Delta S_2 = 7{,}56 + 1{,}62 = 9{,}18 \text{ кВА}$$
$$S_{0\text{-}1} = S_{1\text{-}2} + \Delta S_0 = 9{,}18 + 1{,}62 = 10{,}8 \text{ кВА}$$

Линия 3:

$$S_{5\text{-}6} = 5{,}4 \text{ кВА}$$

$$S_{4\text{-}5} = S_{5\text{-}6} + \Delta S_4 = 5{,}4 + 3{,}24 = 8{,}64 \text{ кВА}$$

$$S_{3\text{-}4} = S_{4\text{-}5} + \Delta S_3 = 8{,}64 + 3{,}24 = 11{,}88 \text{ кВА}$$

$$S_{2\text{-}3} = S_{3\text{-}4} + \Delta_2 = 11{,}88 + 3{,}24 = 15{,}12 \text{ кВА}$$

$$S_{1\text{-}2} = S_{2\text{-}3} + \Delta S_2 = 15{,}12 + 3{,}24 = 18{,}36 \text{ кВА}$$

$$S_{0\text{-}1} = S_{1\text{-}2} + \Delta S_0 = 18{,}36 + 3{,}24 = 21{,}6 \text{ кВА}$$

Линия 4:

$$S_{12\text{-}13} = 5{,}4 \text{ кВА}$$
$$S_{12\text{-}11} = S_{12\text{-}13} + \Delta S_{12} = 5{,}4 + 3{,}24 = 8{,}64 \text{ кВА}$$
$$S_{11\text{-}10} = S_{12\text{-}11} + \Delta S_{10} = 8{,}64 + 3{,}24 = 11{,}88 \text{ кВА}$$
$$S_{10\text{-}9} = S_{12\text{-}11} + \Delta_9 = 11{,}88 + 3{,}24 = 15{,}12 \text{ кВА}$$
$$S_{9\text{-}8} = S_{10\text{-}9} + \Delta S_8 = 15{,}12 + 3{,}24 = 18{,}36 \text{ кВА}$$
$$S_{7\text{-}8} = S_{9\text{-}8} + \Delta S_7 = 18{,}36 + 3{,}24 = 21{,}6 \text{ кВА}$$
$$S_{6\text{-}7} = S_{7\text{-}8} + \Delta S_4 = 21{,}6 + 3{,}24 = 24{,}84 \text{ кВА}$$
$$S_{5\text{-}6} = S_{6\text{-}7} + \Delta S_5 = 24{,}84 + 3{,}24 = 28{,}08 \text{ кВА}$$
$$S_{4\text{-}5} = S_{5\text{-}6} + \Delta_4 = 28{,}08 + 3{,}24 = 31{,}32 \text{ кВА}$$
$$S_{3\text{-}4} = S_{4\text{-}5} + \Delta S_3 = 31{,}32 + 3{,}24 = 34{,}56 \text{ кВА}$$
$$S_{2\text{-}3} = S_{3\text{-}4} + \Delta S_2 = 34{,}56 + 3{,}24 = 37{,}8 \text{ кВА}$$
$$S_{1\text{-}2} = S_{2\text{-}3} + \Delta S_1 = 37{,}8 + 3{,}24 = 41{,}04 \text{ кВА}$$
$$S_{0\text{-}1} = S_{1\text{-}2} + \Delta S_0 = 41{,}04 + 3{,}24 = 44{,}28 \text{ кВА}$$

Линия 5:

$$S_{12\text{-}13} = 5{,}4 \text{ кВА}$$

$$S_{12\text{-}11} = S_{12\text{-}13} + \Delta S_{12} = 5{,}4 + 3{,}24 = 8{,}64 \text{ кВА}$$
$$S_{11\text{-}10} = S_{12\text{-}11} + \Delta S_{10} = 8{,}64 + 3{,}24 = 11{,}88 \text{ кВА}$$
$$S_{10\text{-}9} = S_{12\text{-}11} + \Delta_9 = 11{,}88 + 3{,}24 = 15{,}12 \text{ кВА}$$
$$S_{9\text{-}8} = S_{10\text{-}9} + \Delta S_8 = 15{,}12 + 3{,}24 = 18{,}36 \text{ кВА}$$
$$S_{7\text{-}8} = S_{9\text{-}8} + \Delta S_7 = 18{,}36 + 3{,}24 = 21{,}6 \text{ кВА}$$
$$S_{6\text{-}7} = S_{7\text{-}8} + \Delta S_4 = 21{,}6 + 3{,}24 = 24{,}84 \text{ кВА}$$
$$S_{5\text{-}6} = S_{6\text{-}7} + \Delta S_5 = 24{,}84 + 3{,}24 = 28{,}08 \text{ кВА}$$
$$S_{4\text{-}5} = S_{5\text{-}6} + \Delta_4 = 28{,}08 + 3{,}24 = 31{,}32 \text{ кВА}$$
$$S_{3\text{-}4} = S_{4\text{-}5} + \Delta S_3 = 31{,}32 + 3{,}24 = 34{,}56 \text{ кВА}$$
$$S_{2\text{-}3} = S_{3\text{-}4} + \Delta S_2 = 34{,}56 + 3{,}24 = 37{,}8 \text{ кВА}$$
$$S_{1\text{-}2} = S_{2\text{-}3} + \Delta S_1 = 37{,}8 + 3{,}24 = 41{,}04 \text{ кВА}$$
$$S_{0\text{-}1} = S_{1\text{-}2} + \Delta S_0 = 41{,}04 + 3{,}24 = 44{,}28 \text{ кВА}$$

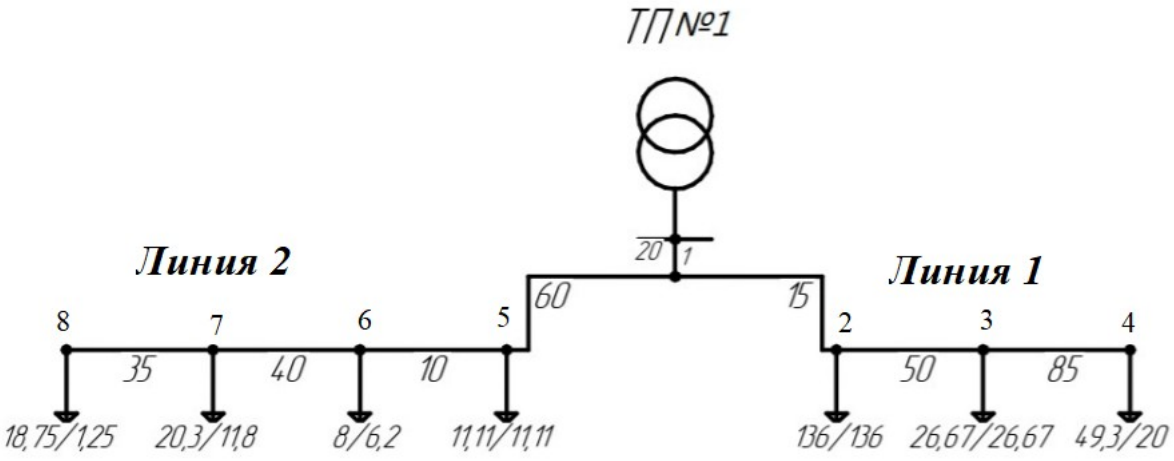

Рисунок 2 - Схема линий энергоснабжения для ТП № 1

Расчет для ТП №1 выполнен в связи с неоднородностью нагрузки с применением таблицы суммирования нагрузки для сетей 0,38 кВ.

$$S_{3\text{-}4} = 49{,}3 \text{ кВА}$$
$$S_{2\text{-}3} = S_{3\text{-}4} + \Delta S_3 = 49{,}3 + 17 = 66{,}3 \text{кВА}$$
$$S_{1\text{-}2} = S_{2\text{-}3} + \Delta S_2 = 66{,}3 + 97 = 163{,}3 \text{ кВА}$$
$$S_{8\text{-}7} = 18{,}75 \text{ кВА}$$
$$S_{6\text{-}7} = S_{8\text{-}7} + \Delta S_7 = 18{,}75 + 12{,}5 = 31{,}25 \text{ кВА}$$
$$S_{5\text{-}6} = S_{6\text{-}7} + \Delta S_6 = 31{,}25 + 4{,}8 = 36{,}05 \text{ кВА}$$
$$S_{1\text{-}5} = S_{5\text{-}6} + \Delta S_4 = 36{,}05 + 6{,}7 = 42{,}75 \text{ кВА}$$
$$S_{2\text{-}8} = S_{1\text{-}5} + S_{1\text{-}2} = 42{,}75 + 163{,}3 = 206{,}05 \text{ кВА}$$

Схема линий энергоснабжения для ТП № 2

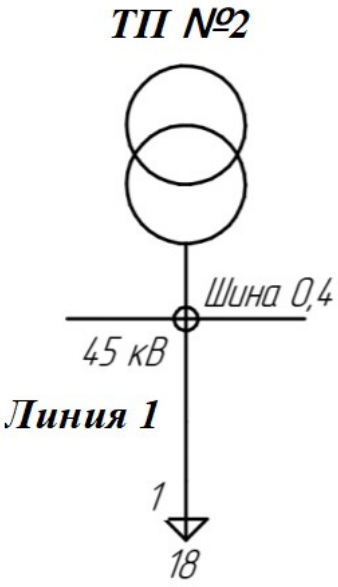

Рисунок 3 - Схема линий энергоснабжения для ТП № 2

1.3. Определение сечений проводов методом экономических интервалов.

Провода в линиях электропередач необходимо выбирать из таблицы экономических интервалов, в соответствии с заданными району климатическими условиями и материалом опор.

Сечение провода при этом определяется по эквивалентной мощности, которая получается путем корректировки максимальной мощности на коэффициент динамики роста нагрузок:

$$S_{\text{экв}} = S_{\text{мах}} * \text{К}_{\text{д}}., \quad (1.13)$$

где $\text{К}_{\text{Д}}$ − коэффициент одновременности.

Принят $\text{К}_{\text{Д}}$= 0,7 (для проектируемых линий). Потери напряжения найдем по формулам:

$$U\% = S * I * U_{\text{уд}}., \quad (1.14)$$

где

S - расчетная максимальная нагрузка участка (кВА),

I – длина участка (м).

$$U_{уд} = \left(r_0 * cos\varphi + x_0 * sin\varphi\right) * \frac{10^{-3}}{U_н} * 10 \quad (1.15)$$

Произведен расчет $U_{\text{уд}}$ для различных сечений.

Таблица 8. Значения $U_{\text{уд}}$ для различных сечений

F	16	25	35	50
$U_{\text{уд}}$	$1{,}24*10^{-3}$	$0{,}813*10^{-3}$	$0{,}61*10^{-3}$	$0{,}447*10^{-3}$

А 16 = 1,8 Ом/м $X = 0{,}333$ Ом/м

А 25 = 1,14 Ом/м $X = 0{,}319$ Ом/м

А 35 = 0,83 Ом/м $X = 0{,}308$ Ом/м

А 50 = 0,576 Ом/м $X = 0{,}297$ Ом/м

Результаты расчета зафиксированы в таблице 9 для расчёта ВЛ 0,38 кВ на минимум приведенных затрат

Таблица 9. Результаты расчета для расчёта ВЛ 0,38 кВ на минимум приведенных затрат

Номер участка	$S_{\text{расч}}$ кВА	$S_{\text{экв}}$ кВА	Длина участка	Мерка сечения провода	Потери U %	
					На участке	От ТП
1	2	3	4	5	6	7
ТП №3 Линия №1						
$S_{0\text{-}1}$	10,8	7,5	130	СИП-2 4*16	1,28	1,28
$S_{1\text{-}2}$	9,18	6,4	41	СИП-2 4*16	1,07	2,35
$S_{2\text{-}3}$	7,56	5,3	41	СИП-2 4*16	0,85	3,2
$S_{3\text{-}4}$	5,94	4,15	41	СИП-2 4*16	0,7	3,9
$S_{4\text{-}5}$	4,32	2,94	41	СИП-2 4*16	0,53	4,43
$S_{5\text{-}6}$	2,7	1,9	41	СИП-2 4*16	0,39	4,82
Линия №2						

$S_{0\text{-}1}$	10,8	7,5	147	СИП-2 4*16	1,28	1,28
$S_{1\text{-}2}$	9,18	6,4	41	СИП-2 4*16	1,07	2,35
$S_{2\text{-}3}$	7,56	5,3	41	СИП-2 4*16	0,85	3,2
$S_{3\text{-}4}$	5,94	4,15	41	СИП-2 4*16	0,7	3,9
$S_{4\text{-}5>}$	4,32	2,94	41	СИП-2 4*16	0,53	4,43
$S_{5\text{-}6}$	2,7	1,9	41	СИП-2 4*16	0,39	4,82
Линия №3						
$S_{0\text{-}1}$	21,6	15,1	160	СИП-2 4*25	2,05	2,05
$S_{1\text{-}2}$	18,36	12,8	45	СИП-2 4*25	1,23	3,28
$S_{2\text{-}3}$	15,12	10,5	45	СИП-2 4*25	0,8	4,07
$S_{3\text{-}4}$	11,88	8,3	45	СИП-2 4*25	0,44	4,51
$S_{4\text{-}5}$	8,64	6	45	СИП-2 4*25	0,23	4,77
$S_{5\text{-}6}$	5,4	3,7	45	СИП-2 4*25	0,18	4,94
Линия №4						
$S_{0\text{-}1}$	44,28	31	105	СИП-2 4*95	1,89	1,89
$S_{1\text{-}2}$	41,04	28,7	41	СИП-2 4*95	1,35	3,24
$S_{2\text{-}3}$	37,8	26,4	41	СИП-2 4*95	1,01	4,25
$S_{3\text{-}4}$	34,56	24,2	41	СИП-2 4*95	0,76	5.01
$S_{4\text{-}5}$	31,32	22	41	СИП-2 4*95	0,46	5,47
$S_{5\text{-}6}$	28,08	19,6	41	СИП-2 4*95	0,33	5,8

$S_{6\text{-}7}$	24,84	17,3	41	СИП-2 4*95	0,19	5,99
$S_{7\text{-}8}$	21,6	15,12	41	СИП-2 4*95	0,14	6,13
$S_{8\text{-}9}$	18,36	12,8	41	СИП-2 4*95	0,11	6,24
$S_{9\text{-}10}$	15,12	10,5	41	СИП-2 4*95	0,08	6,3
$S_{10\text{-}11}$	11,88	8,3	41	СИП-2 4*95	0,06	6,36
$S_{11\text{-}12}$	8,64	6	41	СИП-2 4*95	0,05	6,41
Линия №5						
$S_{0\text{-}1}$	44,28	31	109	СИП-2 4*95	1,89	1,89
$S_{1\text{-}2}$	41,04	28,7	41	СИП-2 4*95	1,35	3,24
$S_{2\text{-}3}$	37,8	26,4	41	СИП-2 4*95	1,01	4,25
$S_{3\text{-}4}$	34,56	24,2	41	СИП-2 4*95	0,76	5,01
$S_{4\text{-}5}$	31,32	22	41	СИП-2 4*95	0,46	5,47
$S_{5\text{-}6}$	28,08	19,6	41	СИП-2 4*95	0,33	5,8
$S_{6\text{-}7}$	24,84	17,3	41	СИП-2 4*95	0,19	5,99
$S_{7\text{-}8}$	21,6	15,12	41	СИП-2 4*95	0,14	6,13
$S_{8\text{-}9}$	18,36	12,8	41	СИП-2 4*95	0,11	6,24
$S_{9\text{-}10}$	15,12	10,5	41	СИП-2 4*95	0,08	6,3
$S_{10\text{-}11}$	11,88	8,3	41	СИП-2 4*95	0,06	6,36
$S_{11\text{-}12}$	8,64	6	41	СИП-2 4*95	0,05	6,41

ТП №1 линия №1						
$S_{1\text{-}2}$	117,7	82,39	15	СИП-2 4*120	1,61	1,61
$S_{2\text{-}3}$	58,18	40,7	50	СИП-2 4*120	1,53	3,41
$S_{3\text{-}4}$	49,3	34,5	85	СИП-2 4*120	1,27	4,41
Линия № 2						
$S_{1\text{-}5}$	14	9,8	60	СИП-2 4*16	1,04	1,04
$S_{5\text{-}6}$	7,23	0,8	70	СИП-2 4*16	0,97	2,01
$S_{6\text{-}7}$	5,17	3,6	111	СИП-2 4*16	0,67	2,68
$S_{7\text{-}8}$	1,25	0,8	145	СИП-2 4*16	0,2	2,88
ТП №2						
ПС-1	100	70	45	СИП-2 4*35	1,78	1,78

1.4. Проверка электрической сети по условиям пуска электродвигателя.

На пункте приготовления травяной муки находиться самый большой асинхронный двигатель с агрегатом АВМ – 0,65, который питается от кабельной линии, присоединенной к данной ПС.

Линия выполнена кабелем ВВГ 4х35 с сечением жил 4х35, длина линии L = 45 метров. Необходимо проверить сеть на колебание напряжения на пуске.

Соответственно с требованиями ПУЭ допустимый провал напряжения при пуске двигателя не должен превышать значения -30%.

Расчет выполнен для двигателя сельскохозяйственного назначения

Таблица 10. Технические характеристики электродвигателя 4А160SY3

Тип электродвигателя	Мощность, Р, кВт	КПД,%	Cosφ	Место нахождения
4А160SY3,	30	89	0,85	АВМ-0,65,

Пункт, в состав которого входит данный двигатель, питается от ТП№2.

Сопротивление силового трансформатора мощностью 100 кВА определено по формуле:

$$Zm = \frac{U_{k\%} * 100 * U_n^2}{100 * S_{ном}} = \frac{4{,}7 * 1000 * 0{,}4^2}{100 * 100} = 0{,}075 \ Ом \qquad (1.16)$$

Где $U_k\%$ - напряжение короткого замыкания трансформатора; Uн – номинальное напряжение трансформатора, кВА;

Sном – номинальная мощность трансформатора, кВА

Сопротивление ВЛ 0,38 кВ.

$$Z_л = Z_0 * L = 0{,}53 * 0{,}045 = 0{,}027 \text{ Ом/км} \qquad (1.17)$$

Где L – длина линии, км,

$$Z=\sqrt{R_0^2+X_0^2}=\sqrt{0{,}524^2+0{,}088^2}=0{,}53\,\frac{Ом}{км} \qquad (1.18)$$

Сопротивление двигателя при пуске рассчитано по формуле:

$$Z_с = Z_т + Z_л = 0{,}075 + 0{,}027 = 0{,}102\ \text{Ом} \qquad (1.19)$$

Сопротивление двигателя при пуске рассчитано по формуле:

$$S_{дп}=\frac{P_{дв}}{кпд*\cos\varphi}*K_j=\frac{30}{0{,}89*0{,}85}*6{,}5=\frac{30}{0{,}757}*6{,}5=39{,}63*6{,}5=257{,}6\ \ кВ \qquad (1.20)$$

$$Z\,эп=\ \frac{1000*U_n^2}{S_{дп}}=\frac{1000*0{,}4^2}{257{,}6}=\frac{160}{257{,}6}=0{,}621\ \ Ом \qquad (1.21)$$

Глубина провала напряжения вычислена:

$$\Delta U\,n=\frac{0{,}102}{0{,}102+0{,}62}*100=14{,}1\ \ \%<\ 30\,\% \qquad (1.22)$$

Таким образом, провал напряжения на пуске меньше допустимой величины.

1.5 Определение потерь мощности и энергии в сети 0,38 кВ

Методика расчета взята из методического пособия [п.5.9, стр 44]

Потери в данном примере определены непосредственным прямым расчетом потерь мощности в ВЛ по величине активного сопротивления каждого участка сети и тока участка.

$$\Delta P = 3 * I^2 * R \qquad (1.23)$$

Для разветвленных линий подобный расчет производят с помощью коэффициента связи между ΔU% и ΔP% - коэффициента $K_{н/м}$. Для одного участка сети с активным R, Ом/км и индуктивным X, Ом/км сопротивление проводов:

$$K_{н/м} = \frac{1 + tg^2\varphi}{1 + \frac{x}{R} tg\varphi} \qquad (1.24)$$

$$\Delta P\% = K_{н/м} * \Delta U\%. \qquad (1.25)$$

Установлено, что для разветвленных цепей следует ввести поправочный коэффициент $K_{раз} = 0,75 \div 0,9$

$$\Delta P\% = K_{н/м} \cdot \Delta U\% \cdot K_{раз} \qquad (1.26)$$

В зависимости от сечения проводов и значения tgφ значение $K_{н/м}$ может колебаться. В дальнейших расчетах принято, что

$$\Delta P\% = 0,7 * \Delta U\%. \qquad (1.27)$$

Для того, чтобы найти потери мощности в кВт необходимо использовать формулу:

$$\Delta P=\frac{\Delta P\,\%}{100} S_{гол} * cos\varphi \qquad (1.28)$$

где $S_{гол}$ – расчетная мощность головного участка; cosφ – коэффициент мощности головного участка.

Потери энергии ΔW, кВт · ч, в каждой линии определяют по формуле:

$$\Delta W = \Delta P * \tau \qquad (1.29)$$

где τ – время максимальных потерь, которое можно вычислить по приближенной формуле:

$$\tau = (0{,}1*K_З* T_{\max} + 0{,}84 \cdot K_З^2)* T_{\max} \qquad (1.30)$$

T_{max} − число часов, для которого вычисляют потери Т = 8760 ч.

Формулу можно записать так:

$$\tau = 0{,}16 * T + 0{,}84*\frac{T_{max}^2}{8760} \qquad (1.31)$$

Таблица 11. Годовые потери энергии, потери мощности и энергии в ВЛ 0,38 кВ.

№ТП	№ линии	$\Delta U\%$	S кВа	Р гол кВт	ΔP кВТ	Т, ч/год	ΔW кВТ	Тмах ч/год	W тыс. Квт/ч
ТП№3	1	4,82	10,8	9,72	0,8	500	400	1600	15,55
	2	4,44	10,8	9,72	0,78	500	390	1600	15,55
	3	4,94	21,6	19,44	1,07	500	535	1600	34,56
	4	6,47	44,28	39,8	1,43	500	715	1600	70,8
	5	6,75	44,28	39,8	1,43	500	715	1600	70,8
ТП№1	1	4,41	117,7	88,9	12,5	700	8750	2000	176,6
	2	2,88	14	11,2	1,8	700	1260	2000	22,4
ТП№2	1	1,78	100	80	2,1	1000	2100	2500	200
Итого					21,9		14855		606,2

Исходя из приведенных расчетов, в среднем по населенному пункту потери электроэнергии в ВЛ 0,38 кВ составляют 2,4% от суммарного потребления электрической энергии.

$$\frac{\Delta W}{W}*100\%=\frac{14855}{6062000}*100\,\%=2{,}4\,\% \qquad (1.32)$$

Определение потерь энергии ТП 10/0,4 кВ

Потери энергии в ТП 10/0,4 кВ

Потери энергии в трансформаторе за учетный период (для нас - год) определяются по формуле:

$$\Delta W_T = \Delta P_{xx} * 8760 + \Delta P_K * \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}}\right)^2 * \tau \quad (1.33)$$

Т0=8760 — число часов присоединения трансформатора к сети и

τ - число часов работы трансформатора под нагрузкой за учетный период;

Таблица 12. Потеря электроэнергии в ТП10/0,4 кВ:

№ ТП	$S_{ном}$, *кВА*	S_{max}, *кВА*	ΔP_x, *кВт*	$\Delta P_к$, *кВт*	T_{max}, *ч/год*	τ, *ч/год*	ΔW, *кВт*ч/год*
ТП№1	100	159,6	0,579	2,65	2400	1200	8122,9
ТП№2	100	100,4	0,356	2,27	2400	1160	6090,4
ТП№3	160	145	0,579	2,65	2400	1200	7683,2
Итого							**21896**

Технические годовые потери энергии в ТП равны:

$$\Delta W_T = 0{,}579 * 8760 + 2{,}65 * \left(\frac{145}{160}\right)^2 * 1200 = 7683{,}2 \text{ кВт *ч/год} \quad (1.34)$$

Аналогичные расчеты проведены и для других ТП. Таким образом, суммарные потери энергии в ВЛ 0,38 кВ и трансформаторах 10/0,4 кВ равны 21896 кВт*ч/год

1.6. Выбор автоматов на подстанциях 10/0,4 кВ и проверка чувствительности автоматов при однофазных К.З.

На всех ВЛ 0,38 кВ, отходящих от ПС 10/0,4 кВ, устанавливаются автоматические воздушные выключатели (автоматы). Они предназначены для отключения ВЛ при аварийных и ненормальных режимах, а также для нечастых включений и отключений ВЛ (от 2 до 6 часов). На КТП, как правило, устанавливают, автоматы серии ВА57. Сведения об автоматах, устанавливаемых, в данном населенном пункте сведены в таблицу14. Расчет произведен по методике, изложенной в [п.3, 8]

Проверка условий выбора автоматов.

Автоматы выбирают, исходя из следующих условий:

1. Номинальное напряжение автомата $U_{\text{а.н.}} \geq U_C$, где U_C – напряжение сети.
2. Номинальный ток теплового расцепления $I_{\text{т.р.н.}} \geq K_{\text{н}} * I_{\text{наг}}$, где $K_{\text{н}}$ − коэффициент надёжности, находящийся в пределах 1,1…1,3.

3. Предельно допустимый ток отключения автомата

$I_{а.пр.} \geq I_к^3$ max, где $I_к^3$ max - максимальное значение тока при трехфазном коротком замыкании (к. з.) за автоматом.

$$I_к^3 \text{ max} = \frac{100 * S_{ном.тр}}{U_{к\%} * \sqrt{3 * U_{ном}} *}, \text{где} \quad (1.35)$$

$U_{к\%}$— напряжение короткого замыкания из паспорта (паспортной таблички) трансформатора, %;

$U_{ном.}$. — номинальное напряжение трансформатора на стороне ВН или НН из паспорта трансформатора, А;

Для трансформатора мощностью, $S_н$ = 100 кВА:

$$I_к^3 \text{ max}_{100} = \frac{100 * 100}{4{,}5 * \sqrt{3 * 0{,}4}} = \frac{10000}{4{,}93} = 2028{,}4 \text{ А}$$

Для трансформатора мощностью, $S_н$ = 160 кВА:

$$I_к^3 \text{ max}_{160} = \frac{100 * 160}{4{,}5 * \sqrt{3 * 0{,}4}} = \frac{16000}{4{,}93} = 3245{,}45 \text{ А}$$

Для трансформатора мощностью, $S_н$ = 250 кВА:

$$I_к^3 \text{ max}_{250} = \frac{100 * 250}{4{,}5 * \sqrt{3 * 0{,}4}} = \frac{25000}{4{,}93} = 5071 \text{ А}$$

Основные технические характеристики автоматических выключателей А3700

Тип автомата	Номинальный ток, А	Пределы регулировки $I_{ном}$ полупроводниковых расцепителей, А	Номинальная уставка по току электромагнитных расцепителей, А	Предельная коммутационная способность, кА
А3714	160	80 - 160	1600	18
А3724	250	160 - 250	2500	40
А3734	400	250 - 400	4000	55
А3744	630	400 - 630	6300	60

Таблица 13 Сведения об автоматах, устанавливаемых, в данном населенном пункте

№ТП	№ линии	$S_{ном}$,	$S_{расч}$		Тип автомата	$I_м$,А	Номинальный ток теплового	Уставка тока мгновенного	Предельно отклю

	ни и	кВА	, кВА	$I_{расч}$,А			о расцепите ля	срабатывания тока теплового расцепителя	чаемый ток, кА
ТП№3	1	100	10,8	16,4	А3714	25	25	1000	75
	2	100	10,8	16,4	А3714	25	25	1000	
	3	100	21,6	32,8	А3714	40	40	1000	
	4	100	44,2	66,4	А3714	80	80	1000	
	5	100	44,2	66,4	А3714	80	80	1000	
ТП№1	1	250	117	175	А3734	250	200	2500	
	2	240	14	21	А3734	25	25	1000	
ТП№2	1	100	100	152	А3714	160	160	1600	

4. Электромагнитный расцепитель автомата осуществляет мгновенную максимальную токовую отсечку. Для обеспечения селективной работы отсечки ток срабатывания $I_{с.о.} = 1{,}25\ I_{наг}$

При этом ток уставки срабатывания магнитного расцепителя $I_{э.р.у.} \geq I_{С.о.}$

Коэффициент чувствительности отсечки электромагнитного расцепителя:

$$K_{ч.о.} = \frac{I к^{2}}{Iэру} \geq 1{,}1 \qquad (1.36)$$

Ток за трансформатором 100 кВА

$$I_{к}^{2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I^{3}_{к} = 1{,}75 \text{ кВА} \qquad (1.37)$$

И в том, и другом случае условия выполняются.

Ток за трансформатором 250 кВА

$$I_{к}^{2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I^{3}_{к} = 3{,}8 \text{ кВА} \qquad (1.38)$$

И в том, и другом случае условия выполняются.

4. Коэффициент чувствительности теплового расцепителя:

$$Кчтр = \frac{I_{к}^{(1)}}{I трн} > 3 \qquad (1.39)$$

Где $I_К^{(1)}$ – ток однофазного К.З. в наиболее удаленной точке защищаемого

участка

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{z_m}{3} + z_n}, \quad (1.40)$$

, где Z -полное сопротивление трансформатору току замыкания на корпус (для трансформатора $S_н$=160 kBA, $Z_т$= 0,7; $S_н$= 100 kBA, $Z_т$= 0,75) – полное сопротивление петли «фазный провод -нулевой провод»

$$Z_n = 5(R_ф + R_н)^2 + X^2 , \quad (1.41)$$

$R_ф$, $R_н$ – активные сопротивления фазного и нулевого проводов, а X_n – индукционное сопротивление петли.

Результаты проверки чувствительности автоматов представлены в таблице 14:

Таблица 14 - Результаты проверки чувствительности защиты ВЛ 0,38 кВ от однофазных К.З.

№ТП	**№ВЛ**	$Z_т$, **Ом**	Z_N, **Ом**	$K_{Ч.Т.Р}$
ТП№3	**1**	**0,75**	**0,93**	**3,5**
	2	**0,75**	**0,93**	**3,5**
	3	**0,75**	**0,87**	**4,1**
	4	**0,75**	**0,79**	**4,9**
	5	**0,75**	**0,79**	**4,9**
ТП№1	**1**	**0,75**	**0,89**	**5,67**
	2	**0,75**	**0,71**	**4,31**
ТП№2	**1**	**0,75**	**1,66**	**3,4**

Согласно расчетам, выбранные автоматы проходят по коэффициенту чувствительности

1.7 Выбор плавких вставок предохранителей для защиты трансформаторов ТП 10/0,38 кВ и проверка селективности их защиты на ступенях 10 и 0,38 кВ

Номинальный ток плавкой вставки предохранителей ПКТ, устанавливаемый на стороне 10 кВ, необходимо выбирать из условий:

$I_{\text{пв}} \geq I_{\text{раб}}$, где

$$I_{раб} = \frac{S_н}{\sqrt{3} * U_н} \quad (1.42)$$

Для трансформаторов 10/0,4 кВ с $S_{\text{н}} = 160$ кВА номинальный ток плавкой вставки составляет 20 А.

Далее проверяем выбранную плавку вставку на селективность при отключении автоматов на стороне 0,38 кВ. Селективность будет обеспечена,

если время плавления вставки $t_в$:

$$t_в \geq \frac{t_{с.з} + \Delta t}{k_п} = \frac{0{,}03 + 0{,}5}{0{,}9} = 0{,}59 \ \ с,$$	(1.43)

Где $K_п = 0{,}9$ – коэффициент приведения каталожного времени плавления вставки ко времени ее разогрева.

$T_{с.з} = 0{,}03$ – полное время срабатывания автомата с учетом разброса его характеристики.

$\Delta t = 0{,}5$с – ступень селективности.

Ток при трехфазной К.З. за автоматом для трансформатора с $S_н = 160$ кВА составляет Iк.max$^{(3)} = 5404$ А. Соответственно на стороне 10 кВ ток

составит

$$I^{(А)} = \frac{5404}{26{,}3} = 206 \ A$$ для трансформатора $S = 160$ кВА.

По амперсекундным характеристикам плавких вставок предохранителей ПКТ: для вставки с $I_н = 20$ А при токе 206 А время плавления составит 0,5 с.

Исходя из этого, для трансформаторов 160 кВА селективность защиты будет обеспечена.

Плавкая вставка должна быть проверена по условию:

$$t_в > t_к > 5$$

Где $t_к = \frac{900}{k^2} = 1{,}64$с – допустимое время протекания тока К.З. в трансформаторе по условию термической стойкости.

Таким образом, выбранные плавкие вставки обеспечивают безопасность трансформаторов при К.З.

Расчет заземления на ПС 10/0,4 кВ

Заземляющее устройство (ЗУ) ПС 10/0,4 кВ одновременно используется при напряжениях ниже и выше 1000 В. Поэтому, согласно ПУЭ, сопротивление ЗУ должно быть не более: R= 10 Ом.

К ЗУ на ПС 10/0,4 кВ присоединяется и нейтраль трансформатора 10/0,4 кВ. Поэтому, согласно ПУЭ, сопротивление этих ЗУ должно быть не более 4 Ом. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом использования естественных заземлителей (в нашем случае их нет), а также заземлителей повторных заземлений нулевого провода ВЛ 0,30 кВ (количество ВЛ не менее двух).

На ПС необходимо выполнить ЗУ с сопротивлением $R \leq 10{,}31$ Ом. Заземляющее устройство выполняется в виде прямоугольного контура из горизонтально проложенной на глубине 0,8 м. круглой стали диаметром 20 мм. и из расположенных по контуру вертикальных стержней из угловой стали 80*80*80 мм. длиной $L_{\text{В}}$ = 4 м, отстоящих друг от друга на одинаковом расстоянии, а $L_{\text{В}}$ = 4 м. Удельное сопротивление земли равно 60 Ом/м.

Расчетное значение удельного сопротивления грунта находим по формуле

$$P_p = K * p, \tag{1.44}$$

где K - коэффициент сезона, равный $K_{\text{в}}$ = 1,5 для вертикальных заземлителей,

и $K_{\text{г}}$ = 2,2 - для горизонтальных заземлителей на глубине 0,8 м.

P_p = 90 Ом/м – для вертикальных стержней;

P_p = 132 Ом/м – для горизонтальных стержней.

Сопротивление одного стержня из угловой стали, верхний конец которого находится на глубине до 0,8 м, находим по формуле:

$$R_в = 0{,}366 \frac{P_p}{l_в}\left(lg\frac{2*I_в}{0{,}95*B} + 0{,}5\,lg\frac{4*t+3*I_в}{4*t+I_в}\right. \tag{1.45}$$

где $l = l_{\text{в}}$ - длина стержня; B - ширина полки уголка, м (B = 40 мм).

$$R_в = 0{,}366 \frac{90}{3}\left(lg\frac{2*3}{0{,}95*0{,}4} + 0{,}5\,lg\frac{4*0{,}8+3*3}{4*0{,}8+3} = 25\ \ Ом\right.$$

Ориентировочное число вертикальных стержней без учета их взаимного экранирования

$$n = \frac{R_в}{R} = \frac{25}{10} = 2{,}5 \qquad (1.46)$$

Однако со стороны входа на ПС для выравнивания потенциала должны располагаться два вертикальных стержня, причем пройти на территорию ПС можно как с одной стороны, так и с другой. Поэтому принимаем $n = 4$.

При $n = 4$ и $a/l = 1$ коэффициент использования вертикальных стержней в замкнутом контуре $ή_{в.к} = 0{,}5$. Тогда результирующее сопротивление всех вертикальных стержней с учетом их взаимного экранирования

$$R_{в.э} = \frac{R_в}{n * ή в.к} \qquad (1.47)$$

$$R_{в.э} = \frac{25}{4 * 0{,}5} = 12{,}5 \ Ом$$

Сопротивление горизонтального заземлителя длиной $l_г = na = 4 \cdot 3 = 12$ м.

$$R_г = 0{,}366 * \frac{P}{l_г} lg \frac{2 l_г^2}{2 dt}, \qquad (1.48)$$

где d - диаметр заземлителя, м; t - глубина заложения, м.

$$R_г = 0{,}366 * \frac{132}{12} lg \frac{2 * 10^2}{2 * 0{,}01 * 0{,}8} = 17 \ Ом$$

Коэффициент использования горизонтального заземлителя в замкнутом контуре с четырьмя вертикальными стержнями при $a / l = 1$ составляет $ή_{г.к} = 0{,}45$.

Тогда с учетом экранирования стержнями результирующее сопротивление горизонтального замкнутого контура

$$R_{г.э.} = 17 / 0{,}45 = 37{,}8 \text{ Ом}.$$

Результирующее сопротивление всего ЗУ

$$R = \frac{R_{вэ} * R_{гэ}}{R_{вэ} + R_{гэ}} = \frac{12{,}5 * 37{,}8}{12{,}5 + 37{,}8} = 9{,}38 \ Ом \qquad (1.49)$$

что соответствует условию $R < 10$ Ом.

Выбор защиты от грозовых перенапряжений**.**

Для защиты от грозовых перенапряжений населения и животных на всех

ВЛ 0,38 кВ заземляются крюки или штыри фазных проводов, а также нулевой провод. Сопротивление этих заземляющих устройств составляет не более 30 Ом, а расстояние между ними должно быть не более 200м для районов с числом грозовых часов = 35. Кроме того, заземляющие устройства выполняются:

1. На опорах с ответвлениями к вводам в помещениях, в которых может находиться значительное количество людей или которые представляют большую хозяйственную ценность.

2. На конечных опорах линий, имеющих ответвления к вводам. При этом при числе грозовых часов от 10 до 40 наибольшее расстояние от соседнего защитного заземления этих же линий не должно превышать ста метров. Кроме того, в указанных местах устанавливают низковольтные вентильные разрядники типа РВН. Для перечисленных заземляющих устройств используют заземляющие устройства повторных заземлений нулевого провода.

Повторные заземления нулевого провода необходимы, если происходит обрыв нулевого провода, для уменьшения напряжения на зануленных частях при замыкании на них за точкой обрыва.

Глава 2. Безопасность жизнедеятельности

2.1 Безопасность при обслуживании электроустановок 0,4 кв.

При входе на рабочее место в случае отсутствия напряжении руководитель работ (начальник) должен проверить:

- наличие в нерабочем состоянии аппаратов управления и присутствие запрещающих плакатов на ВЛ - 0,4 кВ и ЛС;

- отсутствии электроэнергии на проводах ЛВС;

- наличие заземлении линий ЛС;

- что опоры совместной подвески кабелей ВЛ-0,4 кВ и ЛС находятся в исправном состоянии;

- отсутствие электроэнергии в цепях ВЛ-0,4 кВ;

- отсутствие напряжения на линиях электропередачи при наличии проводных (радио) линий передачи;

- наличие заземления с обеих сторон несущего кабеля, кабеля связи и кабелей связи.

При невозможности обесточить напряжение с линий ВЛ работы допускается производить без обесточивания напряжения с применением деревянной или лестницы из диэлектрического материала или изолированной подъемной платформы люльки, при этом люлька платформы не должна касаться проводов или опоры. Допускается также обслуживать линии подвески проводов с применением когтей (лазов) и металлических лестниц, но обязательно в изоляционных перчатках и изоляционных бахилах, с использованием инструментов с диэлектрическими ручками. Для начала нужно убедиться в отсутствии напряжения на токоотводах (откосах заземления) и проводах ВЛ. На участках, не соответствующих требованиям эксплуатационных норм, работы могут производиться только при отключенном питании.

Перед началом работы необходимо:

- проверить необходимый ремкомплект и убедиться в его исправности (в исправности устройств, инструмента и средств защиты);

- носить установленную рабочую одежду и другие средства индивидуальной защиты.

До подъема на опоры с проводником убедитесь в отсутствии напряжения на проводнике. Выполнять какие-либо действия допускается только после проверки отсутствия внешнего опасного уровня напряжения на проводнике и ЛС.

Для оценки наличия постороннего высокого напряжения в фазах и ЛС необходимо предварительно использовать тестер напряжения выше 1000 В. После того как было выяснено, что напряжение выше 1000 В отсутствует, затем проверяется наличие высокого напряжения тестером напряжения до 1000В.

При работе на линии электрики должны иметь при себе средства электрозащиты:

- тестер напряжения выше 1кВ,

- тестер напряжения до 1кВ,

- изоляционные перчатки,

- специальную изоляционную обувь (бахилы, сапоги),

- переносные изоляционные инструменты,

- переносное заземление, стеклопластиковые изоляционные лестницы,

- а также телефон, очки, захваты (когти) для работников, ремень безопасности, аптечка, инструменты и материалы, необходимые для устранения повреждений в случае аварии.

С момента допуска монтажников к работе требуется осуществлять постоянный надзор за ней. Контроль возлагается на руководителя работ, указанного в наряде-допуске.

При монтаже подвесных и регулировочных тросов на опорах электропередач монтируемые провода заземляются. Во избежание контакта линии под напряжением с проводами в поперечной линии необходимо пропустить кабели через провод, прежде чем поднимать его с обеих сторон поперечной линии. Концы веревок крепятся к кольям, вбитым в землю. Длина троса равна удвоенному расстоянию от земли до высшей точки натянутого провода после его закрепления. Натяжение и регулировку проводов необходимо производить в защитных очках и диэлектрических перчатках, поверх которых надеты хлопчатобумажные перчатки. Перчатки должны быть короче диэлектрических перчаток.

При этом запрещается подниматься выше верхней линии ВЛ или кабеля с висящим кабелем.

Запрещается проводить работы:

- во время грозы, при ее близком прохождении, а также во время дождя, повышенной влажности, снегопада и порывов ветра более 15 м/с;

- без включения на совместной подвеске на линиях связи для устройств защиты клиентов типа АЗУ-6 и на ОРУ - при включении проводников в молниеотвод или в станционном исполнении;

- с приставных лестниц при укладке проводов и поднятии тяжелых деталей на высоту и т.д.

Если часть ЛЭП в общей подвесной линии пересекает дорогу, по обеим ее сторонам необходимо установить столбы, с информацией об опасности.

Не пытайтесь устранить повреждение системы электроснабжения самостоятельно. После устранения такого повреждения необходимо перед проведением работ на ЛС используя указатели напряжения проверить отсутствие внешнего опасного напряжения на ВЛ и только после этого начинать работать.

При обнаружении любого напряжения на ВЛ работник не вправе выполнять работу. Он должен уведомить вышестоящего непосредственного начальника и организацию.

В случае обнаружения оборванного провода ВЛ–0,4 кВ напряжением до 1кВ, соприкасающегося с проводами ВЛ, требуется:

- принять меры, делающие невозможным прикосновения к оборванному проводу случайных прохожих;

- немедленно проинформировать об обрыве провода организацию, которая эксплуатирует линию электропередачи, своему непосредственному руководителю и диспетчеру участка ВЛ;

- не приступать к ремонтным работам до устранения повреждения работниками электросети.

Соблюдение всех вышеуказанных мер - залог безопасности проведения работ на ВЛ, совместно подвешенных на линиях электропередач.

2.2 Безопасность при обслуживании электроустановок выше 1 кв.

При проверки отсутствия электричества в электроустановках более 1кВ используется указатель напряжения, например модели УВН 6-10 С (см. рис.4), который включает в себя рабочую и изолирующую части, а также рукоятки.



Рисунок 4- Указатель высокого напряжения УВН 6-10 С

Рабочую часть составляют контакт-наконечник, газоразрядная лампа и

электроемкости. Изолирующая часть выполнена в виде привинченных друг к другу диэлектрических трубок. Перед применением указатели напряжения должны быть проверены на токоведущих частях, заведомо подключенных к электросети. Для проверки указателей напряжения на 10 кВ применяют мегомметр на 2500 В или подносят их к свечам работающего автомобильного двигателя либо к специальному карманному транзисторному прибору ППИ-4. Допускается предварительная проверка указателей в другой электроустановке, но применяют их, если они не подвергались толчкам или ударам.

При проверке отсутствия напряжения в электроустановках с телескопической вышки или с деревянных и железобетонных опор 6—20 кВ указатели заземляют медным проводом сечением не менее 4 мм^2 со специальным кольцеобразным наконечником из листовой меди, закрепляемым в резьбовом разъеме между рабочими и изолирующими частями.

На высоковольтных ЛЭП отсутствие электроэнергии рекомендуется проверять дистанционным указателем напряжения УВНБ, действие которого происходит по законам электростатической индукции. Указатель выдает мигающий световой сигнал, частота которого увеличивается по мере приближения к находящимся под электричеством токоведущим частям. Он имеет встроенную функцию проверки его работоспособности, источник питания и зарядное устройство.

Отсутствие напряжения в электроустановках 35 кВ и выше контролируют с помощью диэлектрической штанги. Если при нескольких ее прикосновениях к токоведущим частям не наблюдается искрения и потрескивания, напряжение отсутствует.

На ВЛ сначала проверяют обозначения на опорах, а затем отсутствие напряжения. Если провода на ВЛ подвешены на разных уровнях, проверяют отсутствие напряжения и сразу накладывают заземление снизу вверх, начиная с нижнего провода.

В РУ применяются различные устройства, сигнализирующие об

отключенном состоянии аппаратов: блокирующие устройства, постоянно включенные вольтметры, стационарно подключенные индикаторы напряжения. Эти устройства являются вспомогательными средствами, на основании показаний или действия которых не допускается делать заключение об отсутствии напряжения. При сигнализации таких устройств о наличии напряжения не следует приближаться к данному электрооборудованию и надо немедленно сообщить оперативному персоналу или диспетчеру.

Наложение заземлений выполняют для защиты работающих от поражения электрическим током в случае ошибочной подачи напряжения к месту работы. Для заземления служат специальные стационарные заземляющие ножи или переносные заземления. Переносные заземления сначала присоединяют к земле, а затем накладывают на токоведующие части; снимают их в обратном порядке. В электроустановках напряжением выше 1000 В переносные заземления накладывают с использованием изолирующих штанг.

После выполнения всех указанных технических мероприятий вывешивают предупреждающие и предписывающие плакаты, ограждают при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части.

2.3 Роль МЧС в энергобезопасности.

На электроэнергетических производствах ЧС бывают как техногенного, так и природного происхождения. Рассмотрим, например, проектирование мер безопасности в электрохозяйстве при наводнениях. Эксплуатирующая организация перед началом паводка должна провести проверку состояние опор на переходах через водоёмы, а так же опор попадающих в зону затопления. Необходимо проверить исправность маслоприёмных устройств и откачать воду из маслосборников всех подстанций находящихся в эксплуатации. С оперативным и оперативно-ремонтным персоналом провести противоаварийные тренировки по производству переключений и ликвидации аварийных ситуаций в

распределительных сетях, находящихся в зоне подтопления. Оперативному, оперативно-ремонтному и ремонтному персоналу провести повторные инструктажи по темам связанным с паводковой ситуацией, например «Порядок организации работ в электроустановках и на ЛЭП, расположенных в зонах подтопления, в том числе с учетом использования специальной техники и специальных транспортных средств». После прохождения паводка эксплуатирующая организация должна выполнить внеочередные осмотры объектов, подвергшихся воздействию паводка, для определения необходимости проведения ремонтно-восстановительных работ. Провести устранения последствий наводнения (выправка опор, подсыпка фундаментов и т.д.).

Глава 3. Совершенствование эксплуатации трансформаторной подстанции

Для того чтобы обслуживать электрооборудование трансформаторных подстанций было максимально удобно, необходимо придерживаться следующим правилам по компоновке ТП:

- минимально необходимые габариты, позволяющие размещать оборудование и обеспечивать удобство обслуживания;

- возможность пристраивания ТП одной стороной к другому зданию и расположение дверей камер силовых трансформаторов по стороне ТП,

противоположной зданию, что создает удобства при замене трансформаторов с помощью крана;

- конструкция РУ 10 кВ из двух секций, каждая из которых вместе со своим трансформатором должна размещаться в разных помещениях с отдельными входами. Это повышает надежность работы ТП при повреждениях с загоранием и безопасность при работах с поочередным снятием напряжения с каждой секции;

- расположение силового трансформатора и РУ 10 кВ каждой секции в общем помещении с сетчатой перегородкой между ними. Такая компоновка создает определенный микроклимат для работы электрооборудования 10 кВ за счет подогрева помещения от трансформатора (отсутствует необходимость в специальном подогреве РУ);

- расположение силовых трансформаторов широкой стороной против дверей камер, что облегчает визуальный осмотр;

- соединение трансформатора с РУ 0,4 кВ шинами, а с РУ 10 кВ — шинами или кабельной перемычкой в зависимости от компоновки оборудования;

- соединение секций РУ 10 кВ между собой через соответствующий секционный аппарат посредством шин. Использование кабельной перемычки для этих целей нежелательно;

- применение простейшего оборудования, обеспечивающего надежность в работе и выполнение необходимых операций при эксплуатации и не требующего больших затрат труда для его ремонта и обслуживания. К такому оборудованию в РУ 10 кВ относятся разъединители (в том числе однополюсные с вертикальным расположением фаз) и выключатели нагрузки, а в РУ 0,4 кВ — сборки с предохранителями ПН и вертикальным расположением фаз;

- выполнение устройств АВР на напряжении 0,4 кВ в ТП при использовании станций управления с контакторами на 1000 А (в случае большого числа маломощных потребителей I категории). Для потребителей I

категории большей мощности или особо ответственных устройства АВР должны предусматриваться непосредственно на щите 0,4 кВ абонента;

- расположение РУ 0,4 кВ в отдельном помещении, что повышает безопасность обслуживания.

Как же можно продлить жизнь электрооборудования трансформаторной подстанции.

1. Своевременное выполнение рекомендуемого перечня операций по техническому обслуживанию. Это на первый взгляд «обычное рутинное» мероприятие тем не менее позволяет выявить на ранней стадии появившиеся дефекты, в то время когда они еще не способны привести к серьезным авариям на ТП. Перечень мероприятий опубликован в [5].

2. Снижение темпов увлажнения и старения изоляции масла, его загрязнения и удаления газов.

Как известно, при эксплуатации трансформатора, в его внутреннее пространство проникает влага из окружающего трансформатор воздуха, которая потом проникает в твердую изоляцию, значительно понижая ее изоляционные свойства. Уже при 8% содержании влаги в изоляции трансформатора рекомендуется немедленно вывести трансформатор из работы и заняться его ремонтом.

Можно применить установки регенерации трансформаторных масел типа СММ-Р (см. рис. 4). Они позволяют восстанавливать все физико-химических показатели диэлектрической жидкости до нормируемых значений, что делает возможным ее повторное использование по прямому назначению. Используется уникальная технология реактивации сорбента (Фуллеровой земли) непосредственно в оборудовании. Масло может обрабатываться без слива из трансформатора. При наличии больших объемов отработанного сырья возможно расширение функций существующих моделей, что позволит проводить круглосуточную обработку масла без перерыва на замену сорбента [6].



Рисунок 5 – Установка для регенерации трансформаторного масла типа СММ-6Р

Для вакуумирования трансформатора, а также удаления из него механических примесей, воды и газа можно использовать установку дегазации трансформаторных масел типа УВМ (см. рис. 6).



Рисунок 6- Установка дегазационная УВМ-1/1

3. Контроль температуры.

Перегрев обмотки трансформатора в целом опасен местными перегревами с повышенными температурами наиболее нагретых точек (ТННТ). Продолжительный повышенный нагрев конструкций опасен для

соприкасающейся с ними изоляции. Температура 140 °С соответствует началу ускоренного старения твердой изоляции при повышенной температуре и, при определенных условиях, началу выделения газа из изоляции. Традиционно, у трансформатора измеряется температура масла в верхних слоях с помощью обычного термометра через специальный лючок в верхней части бака и температура магнитопровода на поверхности верхнего ярма термопарами, установленными в трех точках, соответствующих центру сердечников.

Современной альтернативой этому является тепловизионный контроль силовых трансформаторов [7] (см. рис. 7).

Тепловизионный контроль применительно к силовым трансформаторам является вспомогательным методом диагностики, обеспечивающим наряду с традиционными методами (измерение изоляционных характеристик, тока холостого хода, хроматографического анализа состава газов в масле и др.) получение дополнительной информации о состоянии объекта.

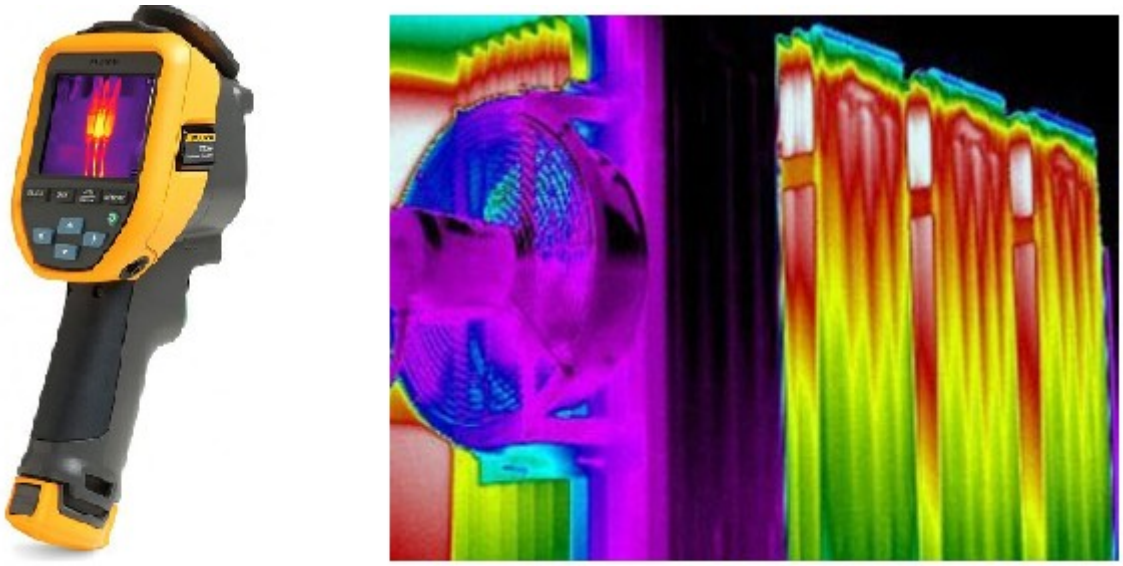

Рисунок 7 – Тепловизор и тепловизионное изображение работающего силового трансформатора

Опыт проведения ИК-диагностики силовых трансформаторов показал, что с ее помощью можно выявить следующие неисправности:

- возникновение магнитных полей рассеивания в трансформаторе за счет

нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, шпильки и т.п.);

- нарушение в работе охлаждающих систем (маслонасосов, фильтров, вентиляторов и т.п.) и оценка их эффективности;

- изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора (образование застойных зон) в результате шламмообразования, конструктивных просчетов, разбухания или смещения изоляции обмоток (особенно у трансформаторов с большим сроком службы);

- нагревы внутренних контактных соединений обмоток НИ с выводами трансформатора;

- витковое замыкание в обмотках встроенных ТТ;

- ухудшение контактной системы некоторых исполнений РПН и т.п.

Возможности ИК-диагностики применительно к трансформаторам недостаточно изучены. Сложности заключаются в том, что, во-первых, тепловыделения при возникновении локальных дефектов в трансформаторе "заглушаются" естественными тепловыми потоками от обмоток и магнитопровода, а, во-вторых, работа охлаждающих устройств, способствующая ускоренной циркуляции масла как бы сглаживает температуры, возникающие в месте дефекта.

При анализе результатов ИК-диагностики необходимо учитывать конструкцию трансформаторов, способ охлаждения обмоток и магнитопровода, условия и продолжительность эксплуатации, технологию изготовления и ряд других факторов. Поскольку оценка внутреннего состояния трансформатора тепловизором осуществляется измерением значений температур на поверхности его бака, необходимо считаться с характером теплопередачи магнитопровода и обмоток. Кроме того, источниками тепла являются: массивные металлические части трансформатора, в том числе бак, прессующие кольца, экраны, шпильки и т.п., в которых тепло выделяется за счет добавочных потерь от вихревых токов, наводимых полями рассеивания; токоведущие части вводов, где тепло

выделяется за счет потерь токоведущей части и в переходном сопротивлении соединителя отвода обмотки; контакты переключателей РПН.

Глава 4. Экономическая часть

Себестоимость передачи электроэнергии С (или текущие затраты на её передачу) определяют следующим образом

$$С=И_{ам}+ И_{к.р.}+ И_{з}+ И_{пр}+ И_{э}, \text{ тыс.р./год,} \quad (4.1)$$

где $И_{ам}$ – амортизационные отчисления на реновацию, предназначенные для полного возмещения основных фондов объекта;

$И_{к.р.}$ – отчисления на капитальный ремонт, предназначенный для частичного восстановления и модернизации оборудования;

$И_{з}$ – зарплата обслуживающего персонала;

$И_{пр}$ – прочие производственные и внепроизводственные расходы, включающие затраты на вспомогательные материалы, текущий ремонт, услуги вспомогательных производств, а также общественные расходы;

$И_{э}$ – затраты на потери электроэнергии.

Обычно затраты $И_{з}$ и $И_{пр}$ объединяют в виде затрат на обслуживание

сетей $И_{обс}$.

$$И_{обс}=И_{з}+И_{пр} \quad (4.2)$$

Причём $И_{обс}$ определяют при помощи норм условных единиц.

В настоящее время выполнение расчётов себестоимости передачи электроэнергии по ряду причин затруднено. Главные причины заключаются в отсутствии фиксированных цен на электрооборудование ПС и ВЛ, а также обоснованных тарифов на электроэнергию.

Поэтому выполненные ниже расчёты носят достаточно условный характер и лишь дают представление о порядке расчётов.

Исходные технико-экономические показатели сведём в таблицу. Стоимость ПС10/0,4 кВ принята для комплектной трансформаторной

ПС, а стоимость ВЛ – для линий на железобетонных опорах в 1 районе по гололёду.

В настоящее время выполнение расчётов себестоимости передачи

электроэнергии по ряду причин затруднено. Главные причины заключаются в отсутствии фиксированных цен на электрооборудование ТП и ВЛ, а также обоснованных тарифов на электроэнергию.

Поэтому выполненные ниже расчеты носят достаточно условный характер и лишь дают представление о порядке расчетов.

Таблица 16 - Исходные технико-экономические показатели ПС 10/0,4 кВ и ВЛ-0,38 кВ

Элемент сети	Капитальные затраты		Норма амортизационных отчислений, %		Условные единицы	
	Тыс.р/ПС	Тыс.р/км	$Р_{рен}$	$Р_{к.р.}$	Ед/ПС В год	Ед/км В год
ПСКТП 10/0,4 кВ (160 кВА)	43,7	-	6,6	2,9	4,0	-

ПСКТП 10,04 кВ (160 кВА)	43,7	-	6,6	2,9	4,0	-
ПСКТП 10,04 кВ (100 кВА)	38,1	-	6,6	2,9	4,0	-
ВЛ 0,38 кВ	-	94,9	3,0	1,7	-	3,5

Всего в данном населённом пункте общая протяженность КЛ 0,38 кВ – 2,53 км.

1. Суммарные капитальные вложения

$$К = 43,7+43,7+38,1+94,9*2,53= 365,6 \text{ тыс.руб.}$$

2. Отчисления на амортизацию

$$И_{ам} = (43,7+43,7+38,1)*94,9*2,53*3/100 = 11,6 \text{ тыс. руб.}$$

3. Отчисления на капитальный ремонт

$$И_{кр}== (43,7+43,7+38,1)*0,029+94,9*2,53*0,017=7,72 \text{ тыс. руб.}$$

4. Затраты на обслуживание сети

Количество условных единиц

$$\Sigma Усл.ед.= 4*4+5,1+3,5*2,53= 29,95 ед.$$

Затраты на обслуживание

$$И_{обс}=29,95*1225/1000= 36,7 \text{ тыс. руб.}$$

5. Издержки на потерю энергии

Стоимость потерь энергии условно принимаем

$$З_{п}=3,30 \text{ р/кВт} \cdot \text{ч. Потери } \Delta W = 21896 \text{ кВт} \quad (4.3)$$

$$И_{э}=21896*3,30=72256 \text{ р/год}$$

6. Себестоимость передачи энергии по сетям 0,38 кВ Суммарные годовые издержки:

$$\sum И=И_{ам}+ И_{к.р.}+ И_{обсл}+ И_{э}=11,6+7,72+36,7+72,2 =128 \text{ тыс. руб.} \quad (4.4)$$

Годовое потребление энергии W=606 тыс. кВт ч Себестоимость передачи энергии:

Себестоимость

C/W=128/606=0,21 руб/кВт ч. (4.5)

Приведённые затраты на передачу электрической энергии через ПС 10/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ

Приведенные затраты, которые можно рассматривать как одну из превращенных форм стоимости, представляют собой сумму годовых текущих затрат (себестоимости) и капитальных затрат, приведенных к одинаковой размерности при помощи нормативного коэффициента $E_н$=0,1

$$З=C+E_нK \quad (4.6)$$

Коэффициент $E_н$ иногда называют коэффициентом приведения или дисконтирования. Тогда удельные приведённые затраты на передачу энергии равны через ПС 10/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ равны:

$$З=\frac{C+K*E_н}{W}=\frac{128+365,6*0,1}{8067,56}=0,27\frac{р}{кВт}*ч \quad (4.7)$$

Общие затраты

Общая стоимость кВт*часа для потребителей складывается из затрат на производство электроэнергии на электростанциях и передачу её по системообразующим сетям.

Стоимость производства электрической энергии на электростанциях, и передача электрической энергии по системообразующим сетям составляет

$$З_{0\,сист}=0,035\frac{руб}{кВт*час}$$

Умножаем значение на коэффициент инфляций, равный 60.

$$З_с=0,035*60=2,10\frac{руб}{кВт*час}$$

Кроме того, учитывается стоимость кВт*ч по сетям напряжением 10 - 35 кВ. по данным сетевой компании. Затраты на систему электроснабжения (СЭС) 10 – 35 равны 429,530 тысяч рублей, переданная мощность через систему электроснабжения 10-35 Кв равна 12166,7 кВА. Время использования максимума нагрузок T_{max} = 3400 часов.

По этим данным определяется стоимость передачи кВт*ч по сетям напряжением 10-35 кВ.

$$C_{10-35} = \frac{З}{S * cos\varphi * T_{max}} = \frac{429{,}53 * 30 * 1000}{12166{,}7 * 0{,}9 * 3400} = 0{,}35 \frac{руб}{кВт * час} \quad (4.8)$$

Удельные приведенные затраты на пересдачу электроэнергии по проектированным сетям 0,38 кВ и ТП были определены ранее и составили:

$$З_0 = 0{,}27 \ \frac{руб}{кВт * час}$$

Общая стоимость 1 кВт*ч., передаваемого потребителям электрической энергии в электрифицируемой деревне Аркадак, равна:

$$З_0 = 0{,}35 + 2{,}10 + 0{,}27 = 2{,}72 \frac{руб}{кВт * час}$$

Заключение

Согласно выполненным расчётам, максимальная расчётная нагрузка потребителей данного населённого пункта составляет 3687,35 кВА. Электроснабжение села предполагается осуществить от четырех трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ мощностью 1250 кВА и 1000 кВА. Годовое потребление электроэнергии 8067,56 тыс.кВт*ч, потери электроэнергии в сети 0,38 кВ составляют 0,178% от полезно отпущенной электроэнергии. Капитальные затраты на сеть 0,38 кВ равны 23240 тыс.руб, себестоимость передачи электроэнергии по сети 0,38 кВ в тех же ценах составляет 0,38 ₽/кВт ч, приведённые затраты – 0,66 ₽/кВт ч.

Тема данной ВКР «Реконструкция системы электроснабжения населённого пункта Аркадак Саратовской области». В специальном вопросе рассмотрено совершенствование эксплуатации трансформаторной подстанции.

Во введение приведены краткие сведения о населенном пункте, перечислены имеющиеся в нем электроприемники. Описаны особенности

электроснабжение небольших населенных пунктов с небольшим производством, в данном случае с молочной фермой и обслуживающей инфраструктурой. Перечислены основные проблемы на пути получения качественного электроснабжения. Перечислены основные мероприятия при техническом обслуживании систем электроснабжения небольших населенных пунктов. Приведены особенности таких электроприемников как жилой дом и животноводческий комплекс. Представлены данные о нормах уличного освещения, коэффициенте сезонности, трансформаторных подстанциях. Приведены рекомендации по прокладке низковольтных сетей 0,4 кВ. Во введении также сформулирована актуальность проекта, определена цель работы.

В основной части проекта выполнены расчеты и выбор электрооборудования системы электроснабжения населенного пункта.

Рассчитаны основные электрические нагрузки:

- вечерняя жилых домов $75{,}2\ \text{кВА};$

- дневная жилых домов 45,1 кВА;

- дневная производственных потребителей 100,94 кВА;

- вечерняя производственных потребителей 94,56 кВА;

- дневная молочного комплекса 164,4 кВА.

Итого, суммарное потребление по времени года сельского населенного пункта составило: 411,21 кВА днем и 322,34 кВА вечером. Мощность освещения не входит в эти значения и составляет 317 кВА.

С учетом данных нагрузок выбраны три трансформаторных подстанции:

- ТП №1: двухтрансформаторная подстанция 10/04 кВ, с номинальной мощностью трансформаторов по $S_{\text{ном}}$ = 250 кВА (ТМ-250/10/0.4), так как молочный комплекс является потребителем 1 категории;

- ТП №2: однотрансформаторная комплектная ТП с номинальной мощностью трансформаторов по $S_{\text{ном}}$ = 100 кВА (ТМ-100/10/0.4);

- ТП №3 для жилых домов: однотрансформаторная комплектная ТП с

номинальной мощностью трансформаторов по $S_{ном}$ = 100 кВА (ТМ-100/10/0.4).

Произведен электрический расчет сети 0,38 кВ: от ТП№3 запроектированы пять линий 0,38 кВ, от ТП №1 запроектированы две ВЛ 0,38 кВ, от ТП №2 получает питание агрегат АВМ 0,65. Разработаны схемы линий энергоснабжения для каждой ТП и рассчитаны их мощности.

Провода в линиях электропередач выбраны из таблицы экономических интервалов, в соответствии с заданными району климатическими условиями и материалом опор. Сечение провода при этом определено по эквивалентной мощности, которая получается путем корректировки максимальной мощности на коэффициент динамики роста нагрузок. Выбраны самонесущие изолированные провода СИП-2 4*16, СИП-2 4*25, СИП-2 4*95, СИП-2 4*120.

К ТП №2 подключен электродвигатель 4А160SY3 мощностью 30 кВт. Линия выполнена кабелем ВВГ 4х35 с сечением жил 4х35, длина линии L = 45 метров. Данная сеть проверена на колебание напряжения во время пуска. Глубина провала напряжения составила 14,1% что ниже допустимых 30%.

Потери мощности и энергии в сети 0,4 кВ определены непосредственным прямым расчетом потерь мощности в ВЛ по величине активного сопротивления каждого участка сети R, Ом/км и тока участка с учетом коэффициента связи $K_{н/м}$ между ΔU% и ΔP%. Исходя из приведенных расчетов, в среднем по населенному пункту потери электроэнергии в ВЛ 0,38 кВ составляют 2,4% от суммарного потребления электрической энергии.

Определены потери энергии в трансформаторах за год:

- у ТП №1 потери составили 8122,9 кВт*ч/год;
- у ТП №2 потери составили 6090,4 кВт*ч/год;
- у ТП №3 потери составили 7683,2 кВт*ч/год.

Суммарные потери энергии в ВЛ 0,38 кВ и трансформаторах 10/0,4 кВ равны 21896 кВт*ч/год.

Произведен выбор автоматов на подстанциях 10/0,4 кВ и проверка

чувствительности автоматов при однофазных коротких замыканиях. На КТП установлены, автоматы серии А3714 и А3734.

Произведен выбор плавких вставок предохранителей для защиты трансформаторов ТП 10/0,38 кВ и проверка селективности их защиты на ступенях 10 и 0,38 кВ. Применены предохранители типа ПКТ, для которых рассчитаны плавкие вставки. Для трансформаторов 10/0,4 кВ с $S_{\text{Н}}$ = 160 кВА номинальный ток плавкой вставки составил 20 А.

Выполнен расчет заземления на ПС 10/0,4 кВ. Заземляющее устройство данной ПС одновременно используется при напряжениях ниже и выше 1000 В. Поэтому, согласно ПУЭ, сопротивление ЗУ должно быть не более: R= 10 Ом. Но к заземляющему устройству на ПС также присоединяется и нейтраль трансформатора 10/0,4 кВ. Поэтому, согласно ПУЭ, сопротивление этих ЗУ должно быть не более 4 Ом. Заземляющее устройство выполнено в виде прямоугольного контура из горизонтально проложенной на глубине 0,8 м. круглой стали диаметром 20 мм. и из расположенных по контуру вертикальных стержней из угловой стали 80*80*80 мм. длиной $L_{\text{В}}$ = 4 м, отстоящих друг от друга на одинаковом расстоянии, а $L_{\text{В}}$ = 4 м.

Для защиты от грозовых перенапряжений населения и животных на всех ВЛ 0,38 кВ заземляются крюки или штыри фазных проводов, а также нулевой провод. Сопротивление этих заземляющих устройств составляет не более 30 Ом, а расстояние между ними должно быть не более 200м для районов с числом грозовых часов = 35.

Определены технико-экономические показатели передачи электроэнергии по сети 0,38 кВ.

Всего в данном населённом пункте общая протяженность КЛ 0,38 кВ – 2,53 км. Были получены следующие показатели:

- суммарные капитальные вложения 365,6 тыс.руб;

- отчисления на амортизацию 11,6 тыс. руб;

- отчисления на капитальный ремонт 7,72 тыс. руб;

- затраты на обслуживание сети 36,7 тыс. руб;

- издержки на потерю энергии 72256 руб/год;

- стоимость потерь энергии 72256,8 руб;

- суммарные годовые издержки 128 тыс. руб;

- себестоимость передачи энергии по сетям 0,38 кВ - 0,21 руб/кВт ч

- приведённые затраты – 0,66 руб/кВт*ч.

В специальном вопросе рассмотрен вопрос по совершенствованию эксплуатации трансформаторной подстанции. Проанализирована и обобщена информация по правилам компоновки трансформаторных подстанций, обеспечивающим максимальный комфорт и удобство при их обслуживании. Также предложены мероприятия, позволяющие продлить жизнь электрооборудования на ТП. Рекомендованы к применению:

- установка регенерации трансформаторного масла типа СММ-Р позволяющая восстанавливать все физико-химических показатели диэлектрической жидкости до нормируемых значений, что делает возможным ее повторное использование по прямому назначению;

- для вакуумирования трансформатора, а также удаления из него механических примесей, воды и газа предложено использовать установку дегазации трансформаторных масел типа УВМ;

- применять для диагностики силовых трансформаторов тепловизионный контроль, позволяющий выявить такие неисправности как возникновение магнитных полей рассеивания в трансформаторе за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода; нарушение в работе охлаждающих систем и оценка их эффективности; изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора в результате шламмообразования, конструктивных просчетов, разбухания или смещения изоляции обмоток; нагревы внутренних контактных соединений обмоток НИ с выводами трансформатора; витковое замыкание в обмотках встроенных ТТ; ухудшение контактной системы некоторых исполнений РПН и т.п.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрены вопросы электробезопасности при обслуживании электроустановок до 1000В и свыше 1000В. Описаны действия обслуживающего персонала до начала работ, во время работы и по окончанию работ. Также отмечена роль МЧС в обеспечении энергобезопасности ТП, в частности во время паводка.

Список использованной литературы

1. Правила устройства электроустановок. - М.: Энергоатомиздат, 1985
2. Будзко И.А., Зуль НМ. Электроснабжение сельского хозяйства. — М.: Агропромиздат, 1990.
3. Будзко И.А., Лещинская Т.Б., Сукманов В.И. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов: - М.: Колос, 2000.
4. Каганов ИЛ. Курсовое и дипломное проектирование. - М. Агропромиздат,1990
5. Левин М.С. Лещинская Т.Б. Сборник задач по электроснабжению сельских районов. -М.: МГАУ, 1996.
6. Свод правил «Территории селитебные. Правила проектирования наружного освещения» (СП 323.1325800.2017), М., Минстрой России, 2017.

7. Сайт электронного УМК «Электроснабжение» http://www.kgau.ru/distance/2013/et2/007/soderg.htm
8. "Релейная защита трансформаторов" М.А. Шабад , М., «Энергопресс»,1998,
9. Электроснабжение сельского населенного пункта, Дегтяренко А.Н., Смоленск, 2019,ГАУ ДПО СОИРО.
10. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110кВ сельскохозяйственного назначения: Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. - М.: Сельэнергопроек. № 1. 1981.
11. Методические указания по обеспечению при проектированию нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей: Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. — М.: Сельэнергопроект. № 9. 1986
12. Концепция развития электрических сетей в сельской местности. - М.: Сельэнергопроект. 1991
13. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства / Под ред. Академика РАСХН И А. Будзко. - М.: Колос, 1982.
14. Жедезко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. — М.: Энергоатомиздат, 1989.
15. Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения и дизельных электростанций. — М.: Сельэнергопроект, 1974
16. Костюченко Л.П. Проектирование систем сельского электроснабжения: учеб. Пособие / Л.П. Костюченко: Краснояр. гос. аграр. ун-т.- 3-е изд., испр. и допол.- Красноярск, 2016.- 264 с. [Электронный ресурс] / URL: http://www.kgau.ru/new/student/43/content/67.pdf (дата обращения 02.02.22)
17. Показатели качества электроэнергии [Электронный ресурс] /

Информационный ресурс «Skat-UPC» URL: https://skat-ups.ru/articles/kachestvo-elektroenergii-elektricheskoj-energii/ (дата обращения 02.02.22)

18. СП 131-110-2004 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий [Электронный ресурс] / URL: https://docs.cntd.ru/document/1200035252 (дата обращения 02.02.22)
19. Положение о единой техничсекой политике ОАО «Холдинг МРСК» в распределительном сетевом комплексе. Решение совета директоров ОАО «Холдинг МРСК». Протокол №64 от 07.10.2011 [Электронный ресурс] / URL: https://www.rosseti.ru/investment/science/tech/doc/tehpolitika.pdf (дата обращения 02.02.22)
20. РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования». 6-е изд. доп.: Москва.- «Издательство НЦ ЭНАС», 2004. [Электронный ресурс] / URL: http://www.infosait.ru/norma_doc/ 11/11967/index.htm (дата обращения 03.02.22)
21. Срок службы трансформатора: сколько и как продлить [Электронный ресурс] / Официальный сайт компании «GlobeCore» URL: https://oil.globecore.ru/srok-sluzhby-transformatora.html/ (дата обращения 03.02.22)
22. Тепловизионный контроль силовых трансформаторов [Электронный ресурс] / Информационный портал «Энергетика: оборудование, документация» URL: https://forca.ru/stati/podstancii/teplovizionnyy-kontrol-silovyh-transformatorov.html (дата обращения 03.02.22).