Содержание

Введение……..... 5
Раздел 1. Электрический расчет сети……..... 7
1.1. Определение расчетных нагрузок…… 7
1.2. Расчёт нагрузок для жилых домов……... 7
1.3. Расчёт нагрузок для дома культуры со зрительным залом на 150 мест…….. 9
1.4.Расчет уличного освещения……. 9
1.5.Определение допустимых потерь……..... 11
1.6.Выбор номинальной мощности трансформатора……... 13
1.7.Выбор сечения проводов и расчет потери напряжения в ВЛ 0,38 кВ…….. 15
1.8.Выбор сечений проводов и расчёт потери напряжения в ВЛ 10 кВ……..... 18
1.9.Расчёт токов короткого замыкания и выбор аппаратуры защиты…… 20
1.10.Выбор защиты от грозовых перенапряжений…….. 30
1.11.Расчет заземляющих устройств……. 31
Раздел 2. Оценка возможности применения автономного источника электроснабжения в газифицированном населенном пунке…… 35
2.1.Основные характеристики автономных источников электроснабжения, работающие на природном газе……..... 35
2.2Описание основных характеристик и необходимые требований 39
Раздел 3. Безопасность жизнедеятельности……... 43
3.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов на подстанции…….. 43
3.2.Безопасность труда при проведении испытаний…… 43
Раздел 4.Определение технико-экономических показателей передачи электроэнергии по сети 0,38 кВ……... 47
Заключение…… 52
Список литературы……... 53

Введение

Целью выпускной квалификационной работы (ВКР) является электроснабжение населенного пункта «Самылово» Рязанской области.

Необходимость в разработке настоящего проекта возникла в связи с тем, что данный населенный пункт был электрифицирован несколько десятков лет назад. В настоящее время воздушные линии (ВЛ) напряжением 0,38 кВ, а также трансформаторные подстанции (ПС) 10/0,4 кВ находятся в изношенном состоянии, которое не обеспечивает надежное и качественное электроснабжение потребителей электрической энергией.

К задачам работы относятся:

- расчет электрических нагрузок потребителей;
- уточнение количества и мощности трансформаторных подстанций;
- определение сечения проводов и расчет потерь напряжения.

Климат Рязанской области умеренно континентальный, с чётко выраженными сезонами, характеризуется тёплым, продолжительным летом и умеренно-холодной зимой с частыми оттепелями. Согласно данным наблюдений в период 1981—2010 гг., средняя температура июля +19,1 °C, февраля −7,5 °C. В последние десятилетия отчётливо заметна тенденция к более тёплым и мягким зимам. Среднегодовая температура в городе за период 1981—2010 гг. +5.6 °C. Годовая норма осадков 500—700 мм, из них на лето приходится около 220 мм, на осень порядка 160 мм, на зиму и весну 120 и 110 мм соответственно. Основное направление ветров — южное, западное и юго-западное. Относится к IIрайону по ветровому давлению и IIрайону по гололеду.

В рассматриваемом микрорайоне располагаются потребители II и III категорий. [7]

Электроснабжение города осуществляется от ПС 110/35/10 кВ «Белёв» и ПС 110/10 кВ «Трансмаш»

Основные предприятия города: заводы «Трансмаш» (выпускает огнетушители, тормозные цилиндры и другое оборудование для железнодорожного

транспорта), консервный, строительных конструкций; хлебозавод; множество производств по изготовлению Белёвской пастилы; швейные фабрики. Также развито сельское хозяйство.

Генеральный план, рассматриваемого в работе микрорайона поселка городского типа приведен на графическом листе №1.

Раздел 1. Электрический расчет сети

1.1. Определение расчетных нагрузок

В рассматриваемом районе города расположено 102 дома, дом культуры, детский сад, два магазина, фельдшерско-акушерский пункт, общеобразовательная школа, столовая, котельная, административное здание, коровник, гараж для автомобилей, мастерская обслуживания сельскохозяйственной техники, зернохранилище и две водокачки с насосами мощностью 8 кВт. Для электроснабжения используются КТП №124 S=40 кВ · А, КТП №110 S=63 кВ · А, КТП №149 S=63 кВ · А, КТП №152 S=63 кВ · А, КТП №214 S=100 кВ · А.

Потребители рассматриваемого микрорайона относятся к третьей категории по надежности электроснабжения.[7]

Электрические нагрузки, как правило, рассчитывают отдельно для режимов дневного и вечернего максимумов.

1.2. Расчёт нагрузок для жилых домов

Дневную и вечернюю расчётные нагрузки на вводе в жилые дома определяем по формулам, [24, с. 52]:

$$P_{д} = k_{д} \cdot k_{0} \cdot n \cdot P_{\text{рас.дома}}, \quad (1.1)$$

$$P_{в} = k_{в} \cdot k_{0} \cdot n \cdot P_{\text{рас.дома}}, \quad (1.2)$$

где n – количество домов;

k0 – коэффициент одновременности, [24, с. 58, таблица 5.13];

$P_{\text{рас.дома}}$ – расчётная нагрузка на вводе в жилой дом, [24,с. 24, таблица 2.2], кВт;

kд, kв – коэффициент дневного и вечернего максимумов.

Для производственных потребителей kд и kв принимают равными kд=1; kв=6, для бытовых потребителей без электроплит – kд=0,3…0,4; kв=1, для бытовых

потребителей с электроплитами – kд=0,6; kв=1, а для смешанной нагрузки – kд=1; kв=1.

Полную дневную и вечернюю электрические нагрузки на вводе жилого дома определяем по формулам, [24, с. 59]:

$$S_{д} = \frac{P_{д}}{\cos \phi_{д}}, \quad (1.3)$$

$$S_{в} = \frac{P_{в}}{\cos \phi_{в}}, \quad (1.4)$$

где cosφд, cosφв – коэффициенты мощности, [24, с. 59, таблица 5.17]

Электрическая нагрузка наружного освещения улиц определяется типом светильника, шириной улиц и их покрытием, [24, с. 93 приложение 5]. Освещение территорий хозяйственных дворов принимается из расчёта 250 Вт на помещение и 3 Вт на погонный метр длины периметра хоздвора.

Ориентировочную суммарную электрическую нагрузку населённого пункта определяем методом суммирования электрических нагрузок с помощью коэффициента одновременности, но если нагрузки потребителей отличаются по величине более чем в 4 раза, то применение коэффициента одновременности в этом случае не рекомендуется.

Пример расчёта.

Определяем расчётные нагрузки для жилых домов по формуле (1.1) и (1.2).

$P_{д} = 0,6 \cdot 0,27 \cdot 60 \cdot 6 = 58,32$ кВт,

$P_{в} = 1 \cdot 0,27 \cdot 60 \cdot 6 = 97,2$ кВт.

Полную нагрузку находим по формулам (1.3) и (1.4).

$S_{д} = \frac{58,32}{0,93} = 62,71$ кВ·А,

$S_{в} = \frac{97,2}{0,96} = 101,25$ кВ·А.

Для остальных жилых домов расчёт ведётся аналогичным способом. Данные заносим в таблицу Приложение 1.

1.3. Расчёт нагрузок для дома культуры со зрительным залом на 150 мест

Активную мощность в вечерний и дневной максимумы для дома культуры находим по формулам, [21. с. 59]:

$$P_{д} = S_{д} \cdot \cos\phi_{д}, \quad (1.5)$$

$$P_{в} = S_{в} \cdot \cos\phi_{в}, \quad (1.6)$$

Подставляем значения в формулы (1.5) и (1.6).

$P_{д} = 5 \cdot 0{,}85 = 4{,}25$кВт,

$P_{в} = 15 \cdot 0{,}90 = 13{,}5$кВт.

Для остальных объектов расчёт ведётся аналогичным образом. Данные расчётов заносятся в таблицу Приложение 1.

1.4. Расчет уличного освещения

Улицы с покрытием простейшего типа и шириной проезжей части 5…7 метров, нормы средней освещённости 2 лк, тип светильника НСУ – 200, удельная мощность 5,5 Вт/м. Длина улиц освещающихся от КТП № 124 2260 метров. Мощность на освещение улиц рассчитывается по формуле, [24, с. 53]:

$$P_{ул} = P_{0} \cdot L_{ул.} \quad (1.7)$$

Мощность уличного освещения для КТП №124 находим подставив значения в формулу (1.7).

$P_{ул} = 5{,}5 \cdot 2260 = 12{,}43$ кВт.

Наружное освещение территории хозяйства принимается из расчёта 250 Вт на помещение и 3 Вт на погонный метр длины периметра хоздвора, [21, с. 40]:

$$P_{нар} = 250 \cdot N, \quad (1.8)$$

где N – количество помещений.

$P_{нар} = 250 \cdot 4 = 1$ кВт,

$P_{пер} = 3 \cdot (490 + 410 + 350 + 320) = 4{,}71$ кВт.

Общая нагрузка наружного освещения:

$\sum P_{нар} = 1 + 4{,}71 = 5{,}71$ кВт.

Коэффициент мощности определяем средневзвешенный, для упрощения расчёта:

$$\cos\phi_{д} = \frac{0{,}90 + 0{,}85 + 0{,}85}{3} = 0{,}87;$$

$$\cos\phi_{в} = \frac{0{,}93 + 0{,}90 + 0{,}90 + 1}{4} = 0{,}93.$$

Нагрузки потребителей отличаются по величине более чем в 4 раза, поэтому суммарную электрическую нагрузку определяем методом суммирования электрических нагрузок с помощью добавок, [21, с. 6]:

$$P_{д} = 4{,}25 + 60 \cdot \Delta P_{1} + \Delta P_{2{,}55}, \quad (1.9)$$

$$P_{в} = 13{,}5 + 60 \cdot \Delta P_{1{,}62} + \Delta P_{4{,}5} + \Delta P_{5{,}71}, \quad (1.10)$$

$P_{д} = 4{,}25 + 60 \cdot 0{,}6 + 1{,}5 = 41{,}75$ кВт,

$P_{в} = 13{,}5 + 60 \cdot 1 + 2{,}7 + 3{,}4 = 79{,}6$ кВт.

Суммарная полная мощность дневного и вечернего максимума рассчитывается по формулам, [24, с. 7]:

$$S_{д} = 5 + 60 \cdot \Delta S_{1{,}05} + \Delta S_{3}, \quad (1.11)$$

$$S_{в} = 15 + 60 \cdot \Delta S_{1{,}69} + \Delta S_{5{,}71} + \Delta S_{5}, \quad (1.12)$$

$S_{д} = 5 + 60 \cdot 0{,}6 + 1{,}8 = 42{,}8$ кВ·А,

$S_{в} = 15 + 60 \cdot 1{,}0 + 3{,}4 + 3 = 81{,}4$ кВ·А.

Наибольшими нагрузками являются Рв=79,6 кВт и Sв=81,4 кВ·А.

Аналогично рассчитываем нагрузки для других КТП. Расчётные данные заносим в таблицу Приложение 1.

1.5. Определение допустимых потерь

Для оценки качества напряжения у потребителей составляется таблица отклонений напряжения, из которой определяется допустимая потеря напряжения в линиях 0,38 кВ. Согласно [4] отклонения напряжения у сельскохозяйственных потребителей не должны превышать ±5 % в нормальном режиме. При составлении таблиц учитывают изменения напряжения в каждом элементе электрической сети от центра питания до любой контрольной точки сети. В качестве контрольных точек, как правило, принимают наиболее удалённый (КТП №149) и ближайший (КТП №124) электроприёмники потребительских подстанций в режимах 100 и 25 процентной нагрузки соответственно, рисунок 1.1.

Отклонение напряжения в контрольной точке определяется путём алгебраического суммирования всех отклонений, потерь и надбавок напряжения от центра питания до этой точки. Отклонения, потери и надбавки напряжения при заполнении таблиц выражают, как правило, в процентах номинального напряжения сети. На шинах 10 кВ подстанции 35/10 кВ уровень напряжения при 100 % нагрузке равен +5%, а при 25 % нагрузке 0%.

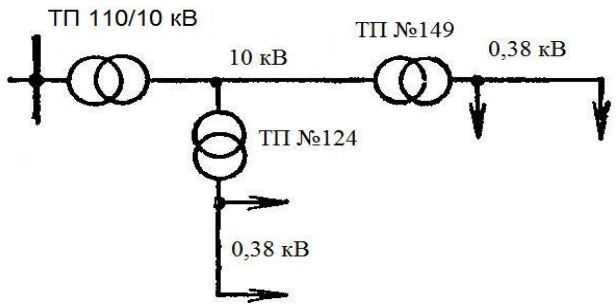

Рисунок 1.1 – Схема электроснабжения мкрн г. Белев

Для наиболее удалённой ТП №149 принимаем надбавку напряжения +5%. Потери напряжения в трансформаторе принимаем $\Delta U_m^{100\%}$ = - 4% и $\Delta U_m^{25\%}$ = - 1%.

Суммарная допускаемая потеря напряжения в линиях 10 и 0,38 кВ при 100 % нагрузке составит:

$$\Delta U_{доп\sum} = 5 + 5 - 4 - (-5) = 11\%.$$

Согласно НТПС – 73, допускаемая потеря напряжения в линии 10 кВ должна составлять, как правило, 60 – 65 % суммарных допускаемых потерь для линий 10 и 0,38 кВ. В соответствии с этим принимаем для ВЛ 10 кВ ΔUдоп=6,5% и для линии 0,38 кВ с учётом потери напряжения во внутренней проводке ΔUдоп=11 – 6,5= 4,5 %. Тогда при 25 % нагрузке отклонение напряжения на зажимах ближайшего потребителя (потерю напряжения в линии 0,38 кВ принимаем равной нулю):

$$V^{25} = 0 - 1{,}6 + 5 - 1 = +2{,}4\%.$$

В таблице 1.1 приведен расчет потерь и отклонений напряжения для ТП №149

Таблица 1.1 – Отклонения напряжения

Элемент схемы	ТП №149 (удаленная)	
	100%	25%
Шины 10 кВ	+5	0
ВЛ 10 кВ	-5	-1,25
Трансформатор 10/0,4 кВ: -Потери -надбавки	 -1 +5	 -1
ВЛ – 0,38 кВ	-6	0
Потребитель	-5	+2,25

1.6. Выбор номинальной мощности трансформатора

Номинальную мощность трансформатора 10/0,4 кВ выбирают по экономическим интервалам нагрузок, [24, с. 95 приложение 9].

Для КТП №110 выбираем трансформатор с номинальной мощностью Sн=63кВ·А. Аналогично выбираем трансформаторы для других КТП. Технические данные трансформаторов представим в виде таблицы 1.2.

Для нормального режима эксплуатации подстанции номинальные мощности трансформаторов проверяются, исходя из условия, [10, с. 35]:

$$\frac{S_P}{S_H \cdot n} \le k_C, \quad (1.13)$$

где kc – коэффициент допустимой систематической нагрузки трансформатора, [10, с. 36 таблица 3.2].

Проверяем трансформатор КТП №124:

$$\frac{81,4}{63 \cdot 1} \le 1,68,$$

$$1,29 \le 1,68.$$

Условие выполнено, следовательно, трансформатор подходит.

Заменяем трансформаторы: на КТП №149 мощностью 100кВ · А на трансформатор мощностью 63 кВ · А. На КТП №124 заменяем трансформатор с 63 кВ · А на 100 кВ · А, на КТП №152 мощностью 40 кВ · А на трансформатор мощностью 63 кВ · А. На КТП №214 мощностью 40кВ · А,на КТП №110 мощностью 63кВ · Азамену трансформатора не производим.

Таблица 1.2 – Технические данные трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ

Номер трансформаторной подстанции	Тип трансформатора	Номинальная мощность	Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт			Напряжение короткого замыкания	Ток холостого хода	Сопротивление $z_к$ трансформатора, приведенное к напряжению 0,4 кВ, Ом		Вид переключения ответвлений обмоток
				холостого хода		короткого замыкания					
				Уровень А	Уровень Б				прямой последовательности	при однофазном к.з.	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
КТП №214	ТМ	40	«звезда-звезда с нулём»-10	175	190	880	4,5	3, 0	0,18	1,949	ПБВ
КТП №110	ТМ	63	«звезда-звезда с нулём»-0	240	265	1280	4,5	2,8	0,115	1,237	ПБВ
КТП №149	ТМ	63	«звезда-звезда с нулём»-0	240	265	1280	4,5	2,8	0,115	1,237	ПБВ
КТП №152	ТМ	63	«звезда-звезда с нулём»-0	240	265	1280	4,5	2,8	0,115	1,237	ПБВ
КТП №124	ТМ	100	«звезда-звезда с нулём»-0	260	285	1400	4,5	2,8	0,095	1,105	ПБВ

1.7. Выбор сечения проводов и расчет потери напряжения в ВЛ 0,38 кВ

Полная мощность на КТП №149 S=71,3, а ток:

$$I = \frac{71,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 108,3 \text{А}.$$

Возможны два варианта выполнения линии – либо воздушная, либо кабельная линия. Выбираем вариант воздушной линии. Сечение провода выбираем по допустимому длительному току[5], проверяем по потере напряжения [4]. На рисунке 1.2 приведена схема линий отходящих от КТП №149

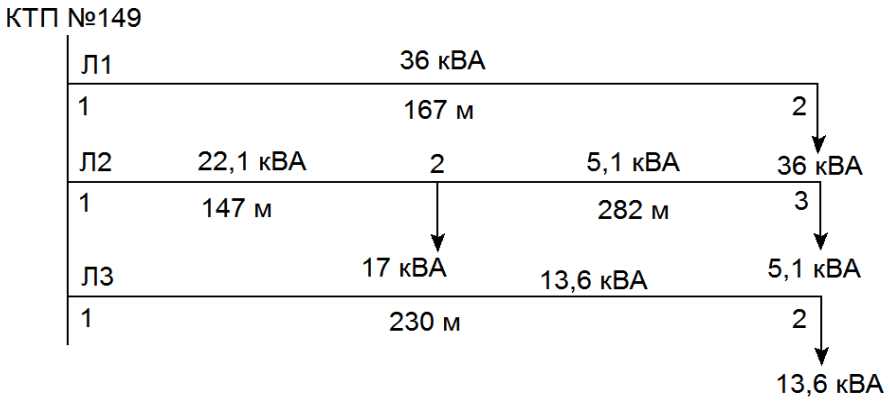

Рисунок 1.2 – Расчётная схема ВЛ КТП №149

Для определения сечения проводов находим эквивалентную мощность, [24, с. 63]:

$$S_{экв} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} S_i^2 \cdot l_i}{\sum_{i=1}^{n} l_i}}, \qquad (1.14)$$

где n – число участков ВЛ;

li – длина участка, м;

Si – расчётная мощность на соответствующем участке.

$$S_{экв} = \sqrt{\frac{22,1^2 \cdot 147 + 5,1^2 \cdot 282}{147 + 282}} = 13,6 \text{ кВ·А}.$$

Эквивалентный ток, [24, с. 63]:

$$I_{экв} = \frac{S_{экв}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (1.15)$$

$$I_{экв} = \frac{13,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 20,7 \text{ А}.$$

Принимаем сечение проводов на всех участках линии Л2 4×А50.

Потерю напряжения на каждом участке можно определить по формулам, [14,15]:

$$\Delta U = \frac{S}{U} \cdot l \cdot (R_0 \cdot \cos\phi + X_0 \cdot \sin\phi), \quad (1.17)$$

$$\Delta U\,\% = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100\,\%, \quad (1.18)$$

$$\Delta U = \frac{S}{U^2} \cdot l \cdot (R_0 \cdot \cos\phi + X_0 \cdot \sin\phi) \cdot 100\,\% \quad (1.19)$$

Подставляем значения в формулу (2.19):

$$\Delta U = \frac{36000}{380^2} \cdot 0,167 \cdot (0,34 \cdot 0,73 + 0,302 \cdot 0,68) \cdot 100 = 1,88\,\%.$$

Аналогично находим потери напряжения и для других КТП и заносим данные в таблицы: 1.3,1.4,1.5, 1.6, 1.7.

Таблица 1.3. Результаты расчёта ВЛ от КТП №149

Участок	cosφ	$S_{расч}$, кВ·А	Провод	Длина участка, м	Потеря напряжения , %	
					на участке	от ТП
Л1 1 – 2	0,73	36	4×А95	167	1,88	1,88
Л2 1 – 2	0,73	22,1	4×А50	147	1,75	1,75
2 – 3	0,73	5,1	4×А50	282	0,78	2,53
Л3 1– 2	0,73	13,6	4×А50	230	1,69	1,69

Таблица 1.4. Результаты расчёта ВЛ от КТП №124

Участок	cosφ	S, кВ·А	Провод	Длина участка	Потеря напряжения, %	
					на участке	от ТП
1	2	3	4	5	6	7
Л1 1 – 2	0,94	10	4×А25	85	0,777546	0,7775
2 – 3	0,94	9	4×А25	35	0,28815	1,0656
3 – 4	0,94	8	4×А25	40	0,292723	1,3584
4 - 5	0,94	7	4×А25	38	0,243326	1,6017

5 – 6	0,94	5	4×А25	316	1,445321	3,0470
6 – 7	0,94	4	4×А25	40	0,146362	3,1934
7 – 8	0,94	3	4×А25	39	0,107027	3,3004
8 – 9	0,94	2	4×А25	39	0,071351	3,3718
9 – 10	0,94	1	4×А25	40	0,03659	3,4083
1	2	3	4	5	6	7
Л2 1 – 2	0,94	27	4×А35	101	1,843239	1,8432

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6	7
2 – 3	0,94	11	4×А35	115	0,855041	2,6982
3 – 4	0,94	6	4×А35	43	0,174388	2,8726
4 – 5	0,94	5	4×А35	40	0,135184	3,0078
5 – 6	0,94	4	4×А35	39	0,105444	3,1132
6 – 7	0,94	3	4×А35	37	0,075027	3,1883
7 – 8	0,94	2	4×А35	40	0,054074	3,2423
8 – 9	0,94	1	4×А35	40	0,027037	3,2694
Л3 1 – 2	0,94	34	4×А50	57	0,724066	0,7240
2 – 3	0,94	31	4×А50	40	0,463283	1,1873
3 – 4	0,94	30	4×А50	40	0,448338	1,6356
4 – 5	0,94	29	4×А50	35	0,379219	2,0149
5 – 6	0,94	27	4×А50	40	0,403504	2,4184
6 – 7	0,94	12	4×А50	40	0,179335	2,5977
7 – 8	0,94	11	4×А50	40	0,164391	2,7621
8 – 9	0,94	10	4×А50	76	0,283947	3,0460
9 – 10	0,94	9	4×А50	35	0,117689	3,1637
10 – 11	0,94	8	4×А50	79	0,236125	3,3998
11 – 12	0,94	7	4×А50	40	0,104612	3,5045
12 – 13	0,94	6	4×А50	80	0,179335	3,6838
13 – 14	0,94	5	4×А50	40	0,074723	3,7585
14 – 15	0,94	4	4×А50	40	0,059778	3,8183
15 – 16	0,94	2	4×А50	80	0,059778	3,8781

Таблица 1.5. Результаты расчёта ВЛ от КТП №152

Участок	cosφ	S, кВ·А	Провод	Длина участка	Потеря напряжения, %	
					на участке	от ТП
1 -2	0,94	34,4	4×А35	20	0,465034	0,5031
2 – 3	0,94	27,4	4×А35	40	0,74081	1,20584
3 – 4	0,94	15,4	4×А35	45	0,468414	1,67425
4 – 5	0,94	14,4	4×А35	40	0,389331	2,0635
5 – 6	0,94	13,4	4×А35	40	0,362294	2,42588
6 – 7	0,94	4	4×А35	80	0,216295	2,64217
7 – 8	0,94	3	4×А35	40	0,081111	2,72328
8 – 9	0,94	2	4×А35	123	0,166277	2,88956
9 – 10	0,94	1	4×А35	45	0,030416	2,91998

Таблица 1.6. Результаты расчёта ВЛ от КТП №110

Участок	cosφ	S, кВ·А	Провод	Длина участка	Потеря напряжения, %	
					на участке	от ТП
1	2	3	4	5	6	7

1 – 2	0,93	47,5	4×А70	20	0,351908	0,351908
2 – 3	0,93	43	4×А70	40	0,637139	0,989046
3 – 4	0,93	41,5	4×А70	80	1,229825	2,218872
4 – 5	0,93	37	4×А70	40	0,548235	2,767107
5 – 6	0,93	14	4×А70	80	0,414881	3,181988
6 – 7	0,93	12	4×А70	39	0,173361	3,355349
7 – 8	0,93	7,5	4×А70	40	0,111129	3,466478
8 – 9	0,93	6	4×А70	40	0,088903	3,555381

Продолжение таблицы 1.6

1	2	3	4	5	6	7
9 – 10	0,93	4,5	4×А70	40	0,066677	3,622058
10 – 11	0,93	3	4×А70	40	0,044452	3,66651
11 – 12	0,93	1,5	4×А70	40	0,022226	3,688736

Таблица 1.7. Результаты расчёта ВЛ от КТП №214

Участок	cosφ	S, кВ·А	Провод	Длина участка	Потеря напряжения, %	
					на участке	от ТП
Л1 1 – 2	0,92	22	4×А50	55	0,695189	0,695189
2 – 3	0,92	20,5	4×А50	40	0,47112	1,166308
3 – 4	0,92	19	4×А50	40	0,436647	1,602955
4 – 5	0,92	17,5	4×А50	40	0,402175	2,005131
5 – 6	0,92	6	4×А50	39	0,134441	2,139572
6 – 7	0,92	4,5	4×А50	40	0,103416	2,242989
7 – 8	0,92	1,5	4×А50	40	0,034472	2,277461
Л2	0,92	5	4×А16	40	0,271637	0,271637
Л3 1 – 2	0,92	4,5	4×А16	30	0,183355	0,183355
2 – 3	0,92	3	4×А16	40	0,162982	0,346337
3 – 4	0,92	1,5	4×А16	76	0,154833	0,50117

1.8. Выбор сечений проводов и расчёт потери напряжения в ВЛ 10 кВ

Расчёт начинаем с подсчёта нагрузок и коэффициента мощности на наиболее удалённых участках. На рисунке 1.3 приведена схема питаний ВЛ – 10 кВ

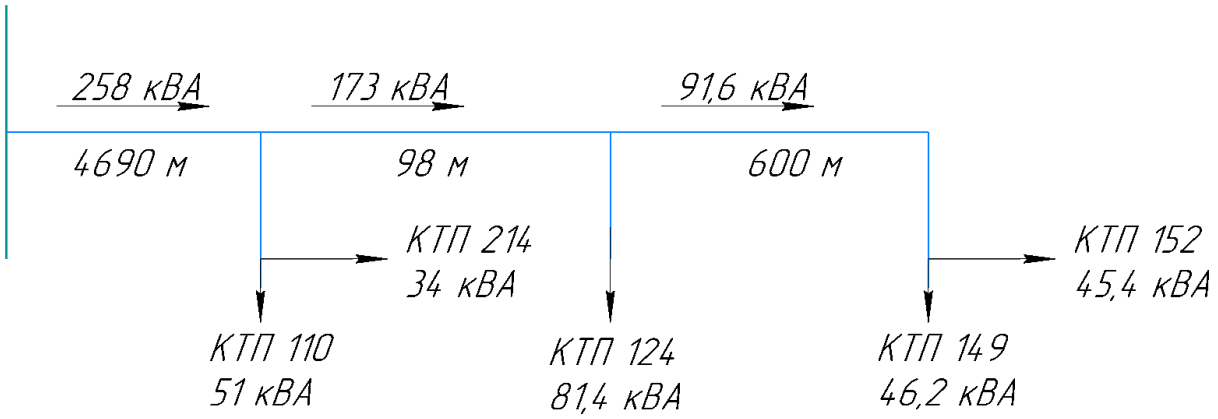

Рисунок 1.3 – Расчётная схема ВЛ 10 кВ

Для выбора проводов на магистрали определяем эквивалентную полную мощность по формуле (1.14).

$$S_{экв} = \sqrt{\frac{258^2 \cdot 4690 + 173^2 \cdot 98 + 91{,}6^2 \cdot 600}{4690 + 98 + 600}} = 243{,}8 \text{ кВ·А},$$

$$I_{экв} = \frac{243{,}8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14{,}1 \text{ А}.$$

Согласно расчётам, выполненным на кафедре электроснабжения МГАУ имени В.П. Горячкина, экономическая плотность тока в сельских воздушных линиях 10 кВ составляет от 0,4 до 0,6 А/мм2. Экономическое сечение провода на магистрали рассчитываем по формуле (1.16).

$$F_{экв} = \frac{14{,}1}{0{,}5} = 28{,}2 \text{ мм2}.$$

Принимаем сечение провода 50 мм2, как минимально допустимое по требованию механической прочности [7] провод марки АС.

Потерю напряжения на участках определяем по формуле (1.19).

$$\Delta U_{\square} = \frac{243800}{10000^2} \cdot 4{,}690 \cdot (0{,}85 \cdot 0{,}8 + 0{,}37 \cdot 0{,}6) \cdot 100 = 1{,}03\,\%.$$

Аналогично рассчитываем потери напряжения на других участках воздушной линии, а полученные данные записываем в таблицу 1.8.

Таблица 1.8 – Потери напряжения в воздушной линии 10 кВ

Участок	cosφ	S, кВА	Провод	длина участка, м	Потеря напряжения , %		
					ΔU %/км	на участке	от ТП
1 – 2	0,8	243,8	АС 50	4690	0,22	1,03	0,9314
2 – 3	0,8	173	АС 50	98	0,21	0,02	0,9914

3 – 4	0,8	91,6	АС 50	600	0,08	0,05	1,054

Максимальные потери в ВЛ – 10 кВ составляет 1,054%. Это меньше допустимых $\Delta U_{доп}$ = 5%, согласно таблицы 1.1

1.9. Расчёт токов короткого замыкания и выбор аппаратуры защиты

На рисунке 1.4. представлены рассчитываемая схема сети и схема ее замещения.

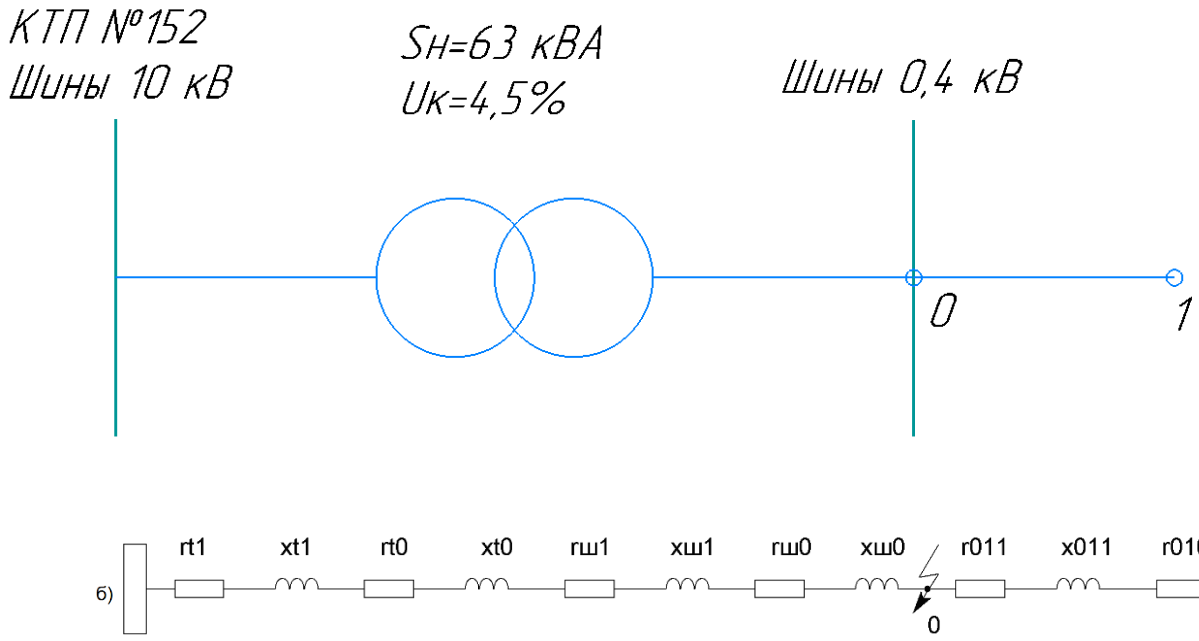

Рисунок 1.4 – Исходная схема сети КТП №152 и схема её замещения

Находим рабочий ток, [25, с. 66]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}, \qquad (1.22)$$

$$I_p = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 59 \text{ А}.$$

Выбираем предохранитель типа ПП 57-3127 с током плавкой вставки $I_п$=63 А и предельной отключающей способностью $I_{пр}$=100 кА, [25, с. таблица п. 4.3].

Для проверки предохранителя на отключающую способность и быстродействие необходимо определить возможные максимальные и минимальные токи короткого замыкания. С этой целью мы составляем схему замещения исходной сети на рисунке 1.4. Активное $r_{т1}$ и индуктивное $x_{т1}$ сопротивления прямой последовательности понижающего трансформатора,

приведённые к ступени низшего напряжения сети, рассчитываем по формулам, [25, с. 26]:

$$r_{т1} = \frac{\Delta P_к \cdot U_{нс}^2}{S_н^2} \cdot 10^6, \quad (1.23)$$

$$x_{т1} = \sqrt{U_{к,\%}^2 - \left(\frac{100 \cdot \Delta P_к}{S_н}\right)^2} \cdot \frac{U_{нс}^2}{S_н} \cdot 10^4, \quad (1.24)$$

где $\Delta P_к$ - потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

$S_н$ - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{к,\%}$ - потери короткого замыкания трансформатора, %.

$r_{т1} = \frac{0{,}88 \cdot 0{,}4^2}{63^2} \cdot 10^6 = 88{,}69$ мОм,

$x_{т1} = \sqrt{4{,}5^2 - \left(\frac{100 \cdot 0{,}88}{63}\right)^2} \cdot \frac{0{,}4^2}{63} \cdot 10^4 = 107$ мОм.

Активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности понижающих трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме «звезда – звезда с нулём», при расчёте тока однофазного короткого замыкания в сети напряжением 0,4 кВ принимаем по данным таблицы п. 5.3, [25, с. 11]. Активные и индуктивные сопротивления рассчитываем по формулам, [25, с. 29]:

$$r_{т0} = 10 \cdot r_{т1}, \quad (1.25)$$

$$x_{т0} = 7 \cdot x_{т1}, \quad (1.26)$$

$r_{т0} = 10 \cdot 88{,}69 = 886{,}9$ мОм,

$x_{т0} = 7 \cdot 107 = 749$ мОм.

Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности шинопровода ШРА 73-250 находим по удельным сопротивлениям таблицы п. 6.18, [25, с. 122]:

$$r_{ш1} = 0{,}21 \cdot 0{,}7 = 0{,}147 \text{ мОм}, \quad (1.27)$$

$$x_{ш1} = 0{,}21 \cdot 0{,}7 = 0{,}147 \text{ мОм}. \quad (1.28)$$

Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности фазы шинопровода, [25, с. 68]:

$$r_{ш0} = r_{ш1} + 3 \cdot r_{нп},$$

(1.29)

$$x_{ш0} = 7{,}5 \cdot x_{ш1}, \quad (1.30)$$

где $r_{нп}$ - активное сопротивление нулевого провода, мОм,[25, с. 122 таблица п. 6.18].

$$r_{ш0} = 0{,}147 + 3 \cdot 0{,}120 = 0{,}507_{\text{мОм}},$$

$$x_{ш0} = 7{,}5 \cdot 0{,}147 = 1{,}103_{\text{мОм}}.$$

Активные сопротивления двух болтовых контактных соединений на фазу учитываем с использованием сведений таблицы п. 6.20, [25, с. 122] прибавлением к активному сопротивлению $r_{ш1}$. Тогда расчётное активное сопротивление прямой последовательности шинопровода с учётом контактных сопротивлений составит:

$$r_{\sum ш1} = 0{,}009 \cdot 2 + 0{,}147 = 0{,}165_{\text{мОм}} \quad (1.31)$$

Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности участка 0 – 1 воздушной линии, [25, с. 68]:

$$r_{011} = r_{уд} \cdot L_{01}, \quad (1.32)$$

$$x_{011} = x_{уд} \cdot L_{01}, \quad (1.33)$$

где $r_{уд}$, $x_{уд}$ - удельное активное и индуктивное сопротивления участка линии соответственно, Ом/км, [25, с. 121 таблица п.6.16 – п. 6.17];

L_{01} - протяжённость участка линии 0 – 1, км.

$$r_{011} = 0{,}83 \cdot 0{,}473 = 0{,}39259_{\text{Ом}},$$

$$x_{011} = 0{,}336 \cdot 0{,}473 = 0{,}158928_{\text{Ом}}.$$

Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности участка 0 – 1 воздушной линии принимаем по таблице п. 6.10, [25, с. 117] без учёта повторных заземлений линии для провода АС 35:

$r_{010}=1{,}70$ мОм/м и $x_{010}=0{,}64$ мОм/м.

Результаты расчетов приведены в таблице 1.9

Таблица 1.9 – Результаты расчёта параметров схемы замещения КТП№152

Элемент цепи	Сопротивления прямой последовательности, мОм		Сопротивления нулевой последовательности, мОм	
	активное	индуктивное	активное	индуктивное
Трансформатор	88,69	107	886,9	749
Шины РУ 0,4	0,165	0,147	0,507	1,103
Участок ВЛ № 0-1	392,59	158,928	804,1	302,72

Используя результаты таблицы 1.9, определяем сопротивления прямой последовательности до точки «0»:

$R_{1\sum\square}=88+0{,}165=88{,}855$ мОм,

$X_{1\sum\square}=157+0{,}147=107{,}147$ мОм.

Рассчитываем ток трёхфазного короткого замыкания в точке «0», [25, с. 69]:

$$I_0^{(3)}=\frac{U_{нс}}{\sqrt{3}\cdot\sqrt{R_{1\sum\square}^2+X_{1\sum\square}^2}}, \quad (1.34)$$

$$I_0^{(3)}=\frac{400}{\sqrt{3}\cdot\sqrt{88{,}855^2+107{,}147^2}}=1{,}18 \text{ кА}.$$

Проверяем отключающую способность по условию, [25, с. 69]:

$$I_{пр}\geq\sqrt{2}\cdot\kappa_y\cdot I_0^{(3)}, \quad (1.35)$$

$$100\text{кА}>\sqrt{2}\cdot 1\cdot 1{,}18\text{кА}.$$

Условие выполняется, значит, выбранный предохранитель ПП 57-3127 при максимальном расчётном токе короткого замыкания не разрушится.

Для расчёта минимального тока однофазного короткого замыкания в точке «1» находим суммарные сопротивления прямой и нулевой последовательности по таблице 1.9.

$r_{1\sum\square} = 88{,}69 + 0{,}165 + 392{,}59 = 481{,}445$ мОм,

$x_{1\sum\square} = 107 + 0{,}147 + 158{,}928 = 266{,}075$ мОм,

$r_{0\sum\square} = 886{,}9 + 0{,}507 + 804{,}1 = 1691{,}507$ мОм,

$x_{1\sum\square} = 749 + 1{,}103 + 302{,}72 = 1052{,}823$ мОм.

Влияние повторных заземлений на суммарное активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности учитываем умножением расчётного значения на поправочные коэффициенты KR, KX и KC3.

Коэффициент сезонности принимаем равным KC3 =0,77, [25, с. 126 таблица п. 6.29] с учётом пятиметровой длины вертикального заземлителя.

Поправочные коэффициенты находим из графиков для четырёх повторных заземлений KR =0,97 и KX =0,95, [25, с. 127 рисунки п.6.1 и 6.2].

На рисунке 1.5 представим время-токовые характеристики предохранителей ПП 57.

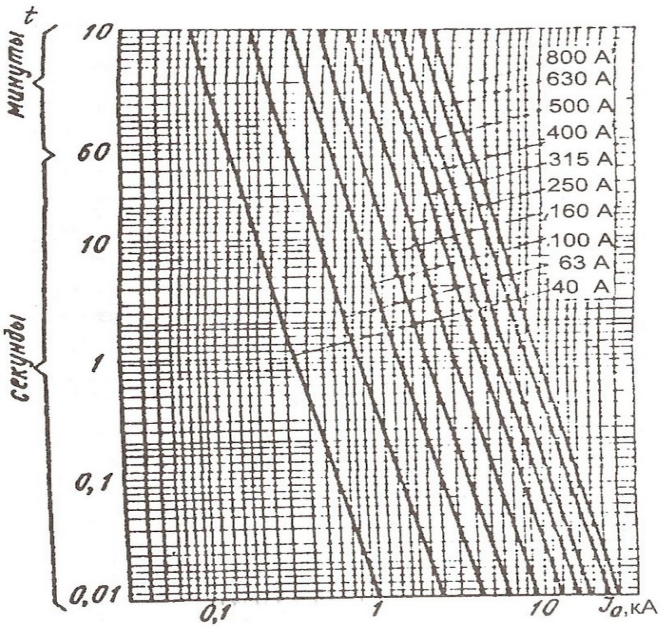

Рисунок 1.5 – Время-токовые характеристики предохранителей ПП 57

Ток однофазного короткого замыкания в точке «1» с учётом влияния повторных заземлений, [25, с.71]:

$$I_1^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{нс}}{\sqrt{(2 \cdot r_{1\sum\square} + K_R \cdot K_{СЗ} \cdot r_{0\sum\square})^2 + (2 \cdot x_{1\sum\square} + K_X \cdot K_{СЗ} \cdot x_{0\sum\square})^2}}$$

(2.36)

$$I_1^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 481{,}45 + 0{,}97 \cdot 0{,}77 \cdot 1691{,}51)^2 + (2 \cdot 266{,}08 + 0{,}95 \cdot 0{,}77 \cdot 1052{,}82)^2}} =$$

$$= 0{,}524 \text{ кА}$$

Как следует из рисунка 1.5, предохранитель ПП 57-3127 при токе однофазного короткого замыкания $I_1^{(1)}$ =524 А сработает за 10 минут, что превышает допустимую ПУЭ – 7 норму. Следовательно, по быстродействию выбранный ранее предохранитель ПП 57-3127 не подходит.

Анализ время токовых характеристик других предохранителей показал, что подходит быстродействующий предохранитель типа ПНБ5, рисунок 1.6 и при указанных условиях отключит ток 524 А за 0,1 с. На рисунке 1.6 изображены время-токовые характеристики предохранителей серии ПНБ 5.

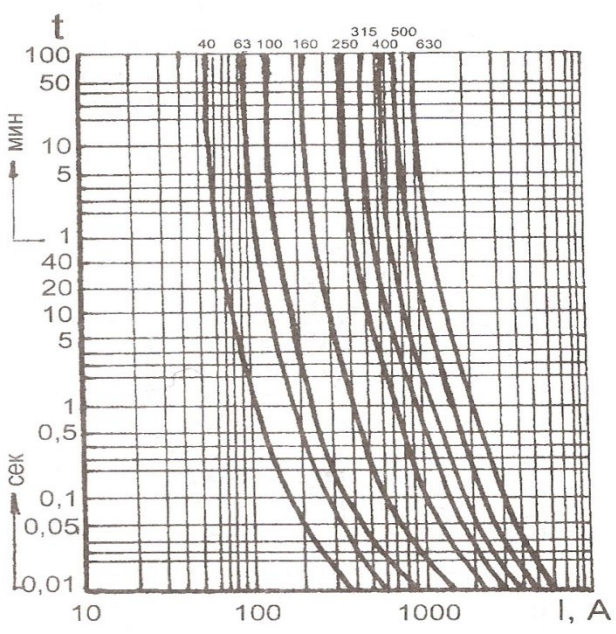

Рисунок 1.6 – Время-токовые характеристики предохранителей серии ПНБ 5

На всех ВЛ 0,38 кВ, отходящих от ПС 10/0,4 кВ, устанавливаются автоматические воздушные выключатели. Они предназначены для

отключения ВЛ при аварийных и ненормальных режимах (короткие замыкания, перегрузки, исчезновение и снижение напряжения), а также для нечастых включений и отключений ВЛ (от 2 до 6 час).

Выбираем автоматический выключатель серии ВА 04-36, [25, с. 140 таблица п.9.3].

Производим проверку условий выбора автомата по чувствительности.

Автоматы выбирают исходя из следующих условий, [20]:

Номинальное напряжение автомата $U_{а.н.} \geq U_{с}$,

Где $U_{с}$ - напряжение сети.

$500 \geq 380$.

Условие соблюдается.

Номинальный ток тепловогорасцепителя $I_{т.р.н} \geq K_{н} I_{\text{наг}}$,

где $K_{н}$ - коэффициент надёжности в пределах 1,0-1,3;

$I_{\text{наг}}$ - расчётный ток нагрузки.

$63 \geq 60{,}8 \cdot 1{,}0$,

$63 \geq 60{,}8$.

Условие соблюдается.

Предельно допустимый ток отключения автомата $I_{а.\text{пр}.} \geq I^{(3)}_{К.\max}$,

где $I^{(3)}_{К.\max}$ - максимальное значение тока при трёхфазном коротком замыкании за автоматом.

Для трансформатора с номинальной мощностью $S_{ном} = 40$кВ·А, $I_{ном} = 57{,}7$А, [24, с.74]:

$$I^{(3)}_{К.\max} = \frac{1{,}05}{u_{k}} \cdot I_{Н}, \qquad (1.37)$$

$$I^{(3)}_{К.\max} = \frac{1{,}05}{0{,}045} \cdot 57{,}7 = 1344.$$

Условие соблюдается, так как 1,34 кА <10 кА.

Электромагнитный расцепитель автомата осуществляет мгновенную максимальную токовую отсечку. Для обеспечения селективной работы отсечки её ток срабатывания:

$$I_{с.о.} = 1{,}25 \cdot I_{\text{наг}}, \quad (1.38)$$

При этом ток уставки срабатывания электромагнитного расцепителя:

$$I_{э.р.у.} \geq I_{с.о.}, \quad (1.39)$$

$$I_{с.о.} = 1{,}25 \cdot 60{,}8 = 76\ \text{А},$$

$$630\text{А} \geq 76\text{А}.$$

Условие выполняется.

Коэффициент чувствительности отсечки (электромагнитного расцепителя):

$$K_{ч.о} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{э.р.у.}} \geq 1{,}1, \quad (1.40)$$

где $I_K^{(2)}$ - ток двухфазного короткого замыкания в месте установки автомата.

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}, \quad (1.41)$$

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1{,}344 = 1{,}164\text{кА},$$

$$\frac{1164}{630} \geq 1{,}1,$$

$$1{,}84 \geq 1{,}1.$$

Условиевыполняется.

Коэффициент чувствительности теплового расцепителя:

$$K_{ч..т.р.} = \frac{I_K^{(1)}}{I_{т.р.н..}} \geq 3, \quad (1.42)$$

где $I_K^{(1)}$ - ток однофазного короткого замыкания в наиболее удалённой точке защищаемого участка линии.

$$\frac{217}{63} \geq 3,$$

$$3,44 \geq 3$$

Условиевыполняется.

Все условия выполняются, следовательно, автоматический выключатель ВА 04-36 подходит.

Аналогично рассчитываем токи коротких замыканий и выбираем аппаратуру защиты для остальных КТП, данные сводим в таблицу 1.11.

Таблица 1.11 – Выбор предохранителей и автоматов

Участок	Ток трёхфазного короткого замыкания в точке «0» $I_0^{(3)}$, кА	Ток однофазного короткого замыкания в точке1 $I_1^{(1)}$ кА	Тип предохранителя	Время срабаты-вания предохранителя, с	Тип авто-мата
1	2	3	4	5	6
КТП №124 Линия 1	2,019487	0,404998	ПП24	0,02	ВА 51-35
Линия 2	2,019487	0,55008	ПН2	0,01	ВА 51-25
Линия 3	2,019487	0,491457	ПН2	0,05	ВА 04-36
КТП №149 Линия 1	2,019487	0,759084	ПНБ5	0,01	ВА 57ф35
Линия 2	2,019487	0,610274	ПНБ5	0,01	ВА 57ф35
Линия 3	2,019487	0,710547	ПН2	0,05	ВА 57ф35
КТП №110 Линия1	1,283032	0,438479	ПНБ5	0,04	ВА 04-36
КТП №214 Линия 1	0,802234	0,302504	ПН2	0,1	ВА 57ф35
Линия 2	0,802234	0,321613	ППТ10	0,2	ВА 51-35
Линия 3	0,802234	0,29309	ППТ10	0,2	ВА 51-35
КТП №152 Линия 1	1,18	0,524	ПНБ5	0,1	ВА 04-36

Для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей применяют КТП тупикового типа с одним трансформатором. Разъединитель

устанавливают на концевой опоре линии напряжением 10 кВ, а предохранители напряжением 10 кВ – в КТП. Вместо разъединителя в цепи трансформатора при соответствующем обосновании может быть использован выключатель нагрузки.

Схема КТП №110 мощностью 63 кВ·А приведена в схеме 2. Она выполнена в виде блока и состоит из вводного устройства высшего напряжения (10 кВ) и РУ (0,38 кВ), которые закрываются одностворчатыми, снабженными замками дверьми, и силового трансформатора. Принципиальная электрическая схема КТП напряжением 10/0,38 кВ мощностью 25... 160 кВ • А, РУ напряжением 10 кВ состоит из разъединителя QS с заземляющими ножами, расположенного на ближайшей опоре линии напряжением 10 кВ, вентильных разрядников FV1...FV3 для защиты оборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений на стороне напряжением 10 кВ и предохранителей F1...F3, находящихся в водном устройстве высшего напряжения и обеспечивающих защиту трансформатора от многофазных коротких замыканий. Предохранители соединены соответственно с проходными изоляторами и силовым трансформатором. Остальная аппаратура размещена в нижнем отсеке (шкафу), т. е. РУ напряжением 0,38 кВ. На вводе РУ установлены рубильник S, вентильные разрядники FV4...FV6 для защиты от перенапряжений на стороне напряжением 0,38кВ, трансформаторы тока ТА1...ТА3, питающие счетчик активной энергии Р1, предохранители обеспечивающие защиту трансформатора от коротких замыканий на стороне 0,38 кВ.

Линия уличного освещения от коротких замыканий защищена предохранителями F4...F6.

Для автоматического включения и отключения линии уличного освещения служит фотореле KS, а при ручном управлении этой линией используют переключатель SA2. Фотореле и переключатель SA2 воздействуют на обмотку магнитного пускателя КМ.

Для поддержания нормальной температуры вблизи счетчика активной энергии PI зимних условиях служат резисторы R1...R3, включаемые переключателем SA1.

Для контроля наличия напряжения и освещения РУ напряжением 0,38 кВ предназначена лампа EL, включаемая переключателем SA3. Напряжение измеряют переносным вольтметром, который включают в штепсельную розетку X, расположенную в РУ напряжением 0,38 кВ. Переключатель SA3 служит для измерения напряжения всех фаз.

Для предотвращения отключения рубильника под нагрузкой предусмотрена блокировка, которая работает следующим образом. При открывании панели закрытия РУ напряжением 0,38 кВ замыкающие контакты выключателя блокировки SQ, шунтирующие обмотку промежуточного реле KL, размыкаются и реле KL срабатывает, отключая автоматические включатели линий № 1 и 3. Одновременно снимается напряжение с обмотки магнитного пускателя КМ и отключается линия уличного освещения. Размыкающие контакты выключателя блокировки SQ размыкаются и отключают автоматический выключатель линии №2 (положение контактов выключателя SQ на схеме 2 показано при открытой панели, закрывающей РУ напряжением 0,38 кВ).

Предусмотрены также механические блокировки, не допускающие открывания двери вводного устройства высшего напряжения при отключенных заземляющих ножах разъединителя, а также отключения заземляющих ножей разъединителя при открытой двери вводного устройства напряжением 10 кВ. Блок-замок двери вводного устройства и блок-замок привода заземляющих ножей имеют одинаковый секрет. К ним имеется один ключ. Во включенном положении разъединителя ключ с привода заземляющих ножей снять невозможно. После отключения главных и включения заземляющих ножей разъединителя ключ свободно снимается с привода заземляющих ножей и им можно открыть дверь вводного устройства.

1.10. Выборзащитыотгрозовыхперенапряжений

Для защиты населения и животных от грозовых перенапряжений на всех ВЛ 0,38 кВ заземляются крюки или штыри фазных проводов, а также нулевой провод. Сопротивления этих заземляющих устройств - не более 30 Ом, а расстояния между ними не более 200 м для районов с числом грозовых часов в году до 40 и не более 100 м с числом грозовых часов в году более 40 (что имеет место для рассматриваемого населенного пункта) [24, п. 2.4.26]. Кроме того, заземляющие устройства выполняются:

на опорах с ответвлениями к вводам в помещения, в которых может быть сосредоточено большое количество людей (школа, ясли и т.п.) или которые представляют большую хозяйственную ценность. В рассматриваемом микрорайоне такими объектами являются школа, дом культуры, поликлиника, детский сад, столовая, ремонтная мастерская, котельная, коровник;

на конечных опорах линий, имеющих ответвления к вводам. При этом наибольшее расстояние от соседнего защитного заземления этих же линий должно быть не более 100 м при числе грозовых часов от 10 до 40. Кроме того, в указанных местах устанавливаются низковольтные вентильные разрядники типа РВН. Для перечисленных выше заземляющих устройств используются заземляющие устройства повторных заземлений нулевого провода.

Повторные заземления нулевого провода необходимы (в случае обрыва нулевого провода) для уменьшения напряжения на занулённых частях при замыкании на них за точкой обрыва. Повторные заземления нулевого провода выполняют на концах магистралей и ответвлений ВЛ длиной более 200 м, а также на вводах в здание, внутри которых зануляется оборудование. От электроприёмников, расположенных вне здания и подлежащих занулению, до ближайшего повторного заземления или до заземления нейтрали трансформатора должно быть не более 100 м, [7]. Сопротивление каждого из

повторных заземлений на ВЛ 0,38 кВ должно быть не более 30 Ом, а их общее сопротивление не более 10 Ом, [7].

1.11. Расчетзаземляющихустройств

Рассчитаем заземляющее устройство КТП № 110. От подстанции отходит одна воздушных линии 380/220 В, на которой согласно ПУЭ 1-7-39, намечено выполнить 6 повторных заземлений нулевого провода. Удельное сопротивление грунта, при нормальной влажности, $\rho_{изм}$=120 Ом·м. Заземляющий контур в виде прямоугольного четырёхугольника выполняется путём заложения в грунт вертикальных стальных стержней длиной 5 м и диаметром 12 мм, соединённых между собой стальной полосой 40×4 мм. Глубина заложения стержней 0,8 м, полосы 0,9 м.

Определяем расчётное сопротивление грунта для стержневых заземлителей по формуле, [23]:

$$\rho_{рас} = k_c \cdot k \cdot \rho_{изм}. \qquad (1.43)$$

$$\rho_{рас} = 1{,}15 \cdot 1{,}0 \cdot 120 = 138 \text{ Ом·м.}$$

Сопротивление вертикального заземлителя из круглой стали, [23]:

$$R_в = \frac{0{,}366 \cdot \rho_{рас}}{l} \cdot \left(lg\frac{k \cdot l}{d} + 0{,}5 \cdot lg\frac{4 \cdot h_{ср} + l}{4 \cdot h_{ср} - l} \right), \qquad (1.44)$$

где $\rho_{рас}$ - расчётное удельное сопротивление грунта, Ом·км;

k - числовой коэффициент вертикального заземлителя; для круглых стержней и труб k=2, для уголков k=2,1;

$h_{ср}$ - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины трубы или стержня, м;

l - длина электрода, м.

$$R_в = \frac{0{,}366 \cdot 138}{5} \cdot \left(lg\frac{2 \cdot 5}{0{,}012} + 0{,}5 \cdot lg\frac{4 \cdot 3{,}3 + 5}{4 \cdot 3{,}3 - 5} \right) = 31{,}2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление повторного заземления $R_{п.з}$ не должно превышать 30 Ом при $\rho = 100$ Ом·м и ниже.

При $\rho > 100$ Ом·м допускается принимать

$$R'_{п.з} = 30 \cdot \frac{\rho}{100}, \quad (1.45)$$

$$R'_{п.з} = 30 \cdot \frac{138}{100} \approx 41 \text{ Ом.}$$

Для повторного заземления принимаем один стержень длиной 5 м и диаметром 12 мм, сопротивление которого 31,2 Ом<41 Ом.

Общее сопротивление всех шести повторных заземлений:

$$r_{п.з} = \frac{R_{п.з}}{n} = \frac{R_в}{n}, \quad (1.46)$$

$$r_{п.з} = \frac{31,2}{6} = 5,2 \text{ Ом,}$$

где $R_{п.з}$ - сопротивление одного повторного заземления.

Определяем расчетное сопротивление заземления нейтрали трансформатора с учетом повторных заземлений, [23]:

$$r_{иск} = \frac{r_з \cdot r_{п.з}}{r_{п.з} - r_з}, \quad (1.47)$$

где $r_{п.з}$ - эквивалентное сопротивление повторных заземлений.

$$r_{иск} = \frac{4 \cdot 5,2}{5,2 - 4} = 17,3 \text{ Ом.}$$

Согласно ПУЭ, сопротивление заземляющего устройства при присоединении к нему электрооборудования напряжением до и выше 1000 В не должно быть более 10 Ом и $\frac{125}{I_з}$, если последнее меньше 10 Ом.

$$r_{иск} = \frac{125}{8} = 15,6 \text{ Ом.}$$

Принимаем для расчета наименьшее из этих значений $r_{иск} = 10$ Ом. Определяем теоретическое число стержней, [23]:

$$n_т = \frac{R_в}{r_{иск}}, \quad (1.48)$$

$$n_m = \frac{31,2}{10} = 3,12.$$

Принимаем 4 стержня и располагаем их в грунте на расстоянии 5 мдруг от друга. Длина полосы связи: $l_г = a \cdot n = 5 \cdot 4 = 20$ м. Определяем сопротивление полосы связи, [23]:

$$R_p = \frac{0,366 \cdot \rho_{рас}}{l} \cdot lg \frac{k \cdot l^2}{d \cdot h}, \quad (1.49)$$

где / - длинагоризонтального заземлителя, м;

k - числовой коэффициент горизонтального заземлителя; для круглого сечения k=1 ;для прямоугольного k=2; d- диаметр круглой стали или ширина полосы прямоугольного сечения, м;

h- глубина заложения горизонтального заземлителя, м.

$$R_p = \frac{0,366 \cdot 300}{20} \cdot lg \frac{2 \cdot 20^2}{0,04 \cdot 82} = 24,2 \text{ Ом},$$

$\rho_{рас} = 2,5 \cdot 1,0 \cdot 120 = 300$ Ом·м.

При n=4 и a/l=5/5=1 $\eta_в$=0,69 и $\eta_в$=0,45. Тогда действительное число стержней, [23]:

$$n_д = \frac{R_в \cdot \eta_г}{\eta_в} \left(\frac{1}{r_{иск} \cdot \eta_г} - \frac{1}{R_г} \right), \quad (1.50)$$

где $\eta_в$ - коэффициент экранирования вертикальных заземлителей;

$\eta_г$ - коэффициент экранирования горизонтальных заземлителей.

$$n_д = \frac{31,2 \cdot 0,45}{0,69} \left(\frac{1}{10 \cdot 0,45} - \frac{1}{24,2} \right) = 3,56.$$

Принимаем к монтажу $n_д = n_m = 4$ стержня и проводим поверочный расчёт.

Действительное сопротивление искусственного заземления, [23]:

$$r_{иск} = \frac{R_в \cdot R_г}{R_г \cdot n \cdot \eta_в + R_в \cdot \eta_г}, \quad (1.51)$$

$$r_{иск} = \frac{31,2 \cdot 24,2}{24,2 \cdot 4 \cdot 0,69 + 31,2 \cdot 0,45} = 9,4 \text{ Ом} < 10 \text{ Ом}.$$

Сопротивление заземляющего устройства с учётом повторных заземлений нулевого провода, [23]:

$$r_{рас} = \frac{r_{иск} \cdot r_{п.з}}{r_{иск} + r_{п.з}}, \quad (1.52)$$

$$r_{рас} = \frac{9{,}4 \cdot 5{,}2}{9{,}4 + 5{,}2} = 3{,}24 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}.$$

Раздел 2. Оценка возможности применения автономного источника электроснабжения в газифицированном населенном пункте

2.1 Основные характеристики автономных источников электроснабжения, работающие па природном газе. Газопоршиевые установки, газовые микротурбины, газотурбинные установки

Как мы сегодня видим, для удобной и конкурентной жизни на селе, в первую очередь современному человеку необходима развитая инфраструктура. Надежное и качественное электроснабжение, газоснабжение и теплоснабжение играют немаловажную роль в развитии современной инфраструктуры. Эти блага цивилизации являются неотъемлемой составляющей привлекательности жизни на селе. Так же, на ряду с развитием централизованного электроснабжения, в нашей стане в первые десятилетия XXI века наращивается уровень газификации села.

В последние годы руководством нашей страны интенсивно решается задача газификации России. Этот аспект заставляет обратиться к распределенной генерации электрической энергии с использованием природного газа. Особенно интересен вопрос использования газопоршневых установок или газовых микротурбин в удаленных населенных пунктах напей страны. Там где имеется сложность строительства линий электропередач, там где есть сложность их обслуживания на всей протяженности, альтернативой может стать уже проложенная газовая труба с газопоршневой установкой или микротурбиной для генерации электроэнергии. Наличие природного газа способствовало потребителю отказаться от дровяного отопления, а теперь может стать отличной альтернативой централизованному электроснабжению. При этом потери электрической энергии, которые имеются в протяженных линиях электропередач, при схеме распределенной генерации с помощью газопоршневых установок или микротурбии практически равны нулю.

Такие установки имеют ряд несомненных достоинств: относительно

низкие удельные капитальные затраты, короткие сроки монтажа, быстрый запуск, простота обслуживания, высокий КПД при частичных нагрузках, мобильность. Наибольшей экономичностью отличаются установки, оснащенные теплообменными агрегатами для утилизации тепла (мини-ТЭЦ) .

Газопоршневые двигатели применяемые в электроагрегатах мощностью 30-350 кВт создаются, как правило, на базе быстроходного (1500 об/мин вала двигателя, что соответствует частоте переменного тока 50 Гц) дизелей автотракторного типа. Базовый дизель в большинстве случаев оснащен системой турбонаддува. Применение турбонаддува в газовом двигателе обеспечивает высокие удельные мощностные, экономические и массогабаритные показатели электроагрегата, что особенно важно в случае использования в качестве моторного топлива не только природного газа, но и генераторный газ с низким энергосодержанием. При мощности до 100 кВт возможно создание газового двигателя с приемлемыми характеристиками и на базе атмосферного дизеля.

Газопоршневые двигатели, используемые в качестве привода электрогенератора, различают по трем основным признакам:

-по числу тактов- двух и четырехтактные;

-по способу смесеобразования-внешнее (с использованием газового карбюратора или газовой форсунки во впускном коллекторе) и внутреннее (с подачей газа непосредственно в цилиндр);

-по способу воспламенения рабочей смеси-искровое зажигание, зажигание от воспламеняющей дозы жидкого дизельного топлива (газодизель), форкамерно факельное зажигание.

В настоящее время в подавляющем большинстве случаев в качестве Привода газопоршневых электроагрегатов мощностью до 350 кВ используется быстроходные четырех тактные газовые двигатели с внешним смесеобразованием, с воспламенением рабочей смеси от искры.

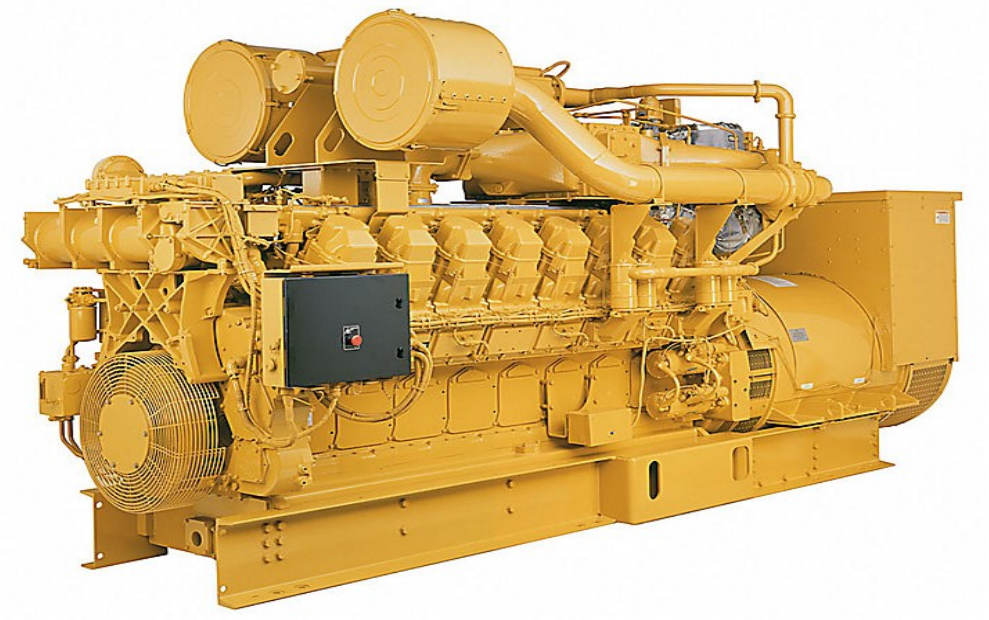

Рисунок 2.1 Газопоршневая установка Caterpillar

Таблица 2.1

Сравнение ГПУ и микротурбинной установки.

	ГПУ		Микротурбина	
Модель	Caterpillar G3512		Capstone C800	
Мощность электрическая	770 кВт		800 кВт	
Ресурс до капитального ремонта, ч	80000		60000	
Расход газа при 100% нагрузке, н $м^3$/час	211,2		260	
	Без утилизации тепла	С утилизации тепла	Без утилизации тепла	С утилизации тепла
КПД %	37	83,3	35	85-90
Стоимость (ориентировочно)	$370 000.00	$720 000,00	$1 148 160,00	$1 268 160,00
Ориентировочные затраты на 1-й год эксплуатации (без учета расходов на топливо)	$25 591.69	$25 591.69	$9 060,00	$9 060,00
Ориентировочные затраты на 7 лет эксплуатации (без учета расходов на топливо)	$347487.00	$347487.00	$265 300,00	$265 300,00

Итого общие затраты (ориентировочно)	$717487.00	$1 067 487,00	$1 413 460,00	$1 533 460,00

Компания «КАМА-Энергетика» проектирует и производит газопоршневые когенерационные энергоцентры, которые предназначаются для одновременного снабжения потребителей двумя видами энергии: электрической и тепловой. Когенерация дает возможность значительно снизить сроки окупаемости оборудования за счет использования энергии газового топлива.

Компания «КАМА-Энергетика» производит газопоршисвые электростацции серии «КАМА-КАМАЗ» на базе серийно выпускаемых газопоршневых двигателей КАМАЗ 820.01-115 и КАМАЗ 820.20-200 и синхронных генераторов STAMFORD (Великобритания). Газопоршиевые установки серии «КАМА-КАМАЗ» имеют надежную конструкцию, длительный срок эксплуатации и простое техническое обслуживание.

ГТУ на природном газе также используется для выработки электроэнергии и тепла для обеспечения удаленных поселков. В аварийном режиме, в случае прекращения подачи газа, ГТУ переводится на частичную нагрузку, а в качестве резервного топлива используются дизельное топливо или сжиженные газы (пропан-бутан). Возможные варианты работы газотурбинной установки: отпуск электроэнергии или совмещенный отпуск электричества и тепловой энергии.

Производство электричества с одновременной выработкой сопутствующей тепловой энергии называется когенерацией. Эта технология позволяет значительно повысить экономическую эффективность использования топлива. В зависимости от нужд газотурбинная установка дополнительно может оснащаться водогрейными или паровыми котлами



Рисунок 2.2 газопоршневая установка КАМА-Энергетика

2.2 Описание основных характеристик и необходимых требований.

Электрогенераторы: бензиновые, дизельные, газовые для питания САЭ производятся многочисленными компаниями, многие из которых закупают двигатели на стороне и на их основе производят электростанции.

Основные характеристики электрогенераторов:

- Расположение цилиндров предпочтительно рядное, расположение клапанов — верхнее (обозначается OHV). Такие двигатели лучше смазываются, ресурс в 1,5—2 раза выше. Потребление масла значительно ниже.
- Мощность электростанции. Наиболее важный параметр, для создания системы автономного электроснабжения рекомендуется брать двукратную от номинальной потребляемой мощности. Это позволит не изменяя количества потребителей подзаряжать аккумуляторы, создавая резерв времени для охлаждения электродвигателя. Максимальная номинальная мощность двигателя определяется по сумме потребляемой мощности и максимальным током зарядки аккумуляторов. Например, при

потребляемой мощности 1200 ВА, при максимальном токе зарядки 50 А и напряжении зарядки 14 В, необходимо вырабатывать 1900 ВА. Помните: электрогенератору гораздо проще работать на низкой нагрузке. Слабые двигатели, постоянно выдающие 100 % от допустимой энергии, выходят из строя значительно быстрее более мощных, работающих вполсилы.

- Тип топлива. Наиболее долговечными являются дизельные генераторы, после них идут газовые, следом — бензиновые. Считается что ресурс дизельных двигателей в полтора раза выше чем у бензиновых. Стоимость на 1 кВт*ч ниже всего у газовых электростанций. Причём стоимость 1 кВт*ч у газовых, работающих от природного газа низкого давления примерно в 10 раз ниже чем у поставщиков городской электросети.
- Тип самого генератора. Синхронный генератор позволяет кратковременно вырабатывать мощность в 2-4 раза выше номинальной, подходит для питания электроприборов с высокими стартерными токами. Асинхронный не может выдавать мощность, значительно выше номинальной, но имеет больший ресурс и не чувствительны к короткому замыканию.
- Для бензиновых двигателей важно количество цилиндров, если цилиндр всего один, высока вероятность залива свечи, в результате чего двигатель не заведётся.
- Для газовых электрогенераторов инструкция на русском языке обязательна, газогенераторы без инструкции на русском языке к продаже запрещены.
- Электростартер обязателен. Обычно выполняются в виде синхронного генератора, работающего в режиме стартера.
- Стоимость электроэнергии. Определяется отношением количества потребляемого топлива за час на номинальную мощность генератора, затем путём пересчета стоимости 1 литра топлива определяется стоимость, рублей/кВт*ч. Обычно с увеличением номинальной мощности стоимость уменьшается, но следует учитывать и минимальное потребление топлива электрогенератором.

- Ёмкость бака и потребляемое количество топлива. Чем выше количество потребляемого топлива, тем больше должен быть бак. Материал бака лучше пластиковый, с толстыми стенками. Для газовых генераторов возможно применение бытовых газгольдеров (газовых баллонов большого объёма).
- Уровень шума. Чем меньше тем лучше, качественные электрогенераторы снабжаются глушителями с малым уровнем шума. Дополнительно снизить шум помогают звукопоглощающие кожухи.
- Вес генератора, наличие колес для удобной транспортировки.
- Счетчик моточасов, необходим для своевременного техобслуживания.

Наличие встроенного автомата запуска (САП).

Инверторы/зарядные устройства для создания САЭ производятся компаниями:

- МикроАрт (модель МАП SIN Энергия двух модификаций: S, точность до 12 % и Pro, точность до 5 %; имеет чистый синус)
- Находка (модели Синус и Синусоида имеют чистый синус)
- Штиль (модель УЭП PSS)
- Электромаш (модели серии Исток [например ИДП-1/1-10-220-А] имеют чистый синус)
- CyberPower Systems (модели CPS [например CyberPower CPS1000E, CPS1500PIE] имеют чистый синус)
- Novergy (модель IPC имеет чистый синус)
- OutBack (модель VFX имеет чистый синус; GFX, FX имеют чистый синус и герметичный корпус)
- Simin (модели семейства SIM-****MC [например Simin SIM-1000MC] несинусоидальные; семейства SIM-****PC [например Simin SIM-1000PC] имеют чистый синус)
- Studer Xtender (модели серий XTM, XTH имеют чистый синус)

- Sunny Island
- Tripp Lite (модели APSX****** [например Tripp Lite APSX3024SW] имеют чистый синус)
- Victron Energy (модели Phoenix, MultiPlus, Quattro, ECOmulti, EasyPlus, EasySolar имеют чистый синус) - кроме стационарной установки могут пригодных для транспортного применения. Функционал инверторов поддерживает автоматический запуск и остановку топливного генератора в зависимости от состояния заряда аккумуляторов. Поддерживается удаленный мониторинг и управление системой автономного электроснабжения при помощи вспомогательных опций.
- Xantrex (модели XW, PROwatt SW, имеют чистый синус; модель TR имеет квази-синус)

1. Рассмотрены различные автономные источники электроснабжения, работающие на природном газе, описаны их преимущества, недостатки, стоимость строительства. Для исследования выбраны газопоршневые и микротурбинные установки, как наиболее подходящие для удаленного сельскохозяйственного потребителя.
2. Исходя из анализа существующих схем, определены характеристики конечного потребителя электроэнергии, которому будет интересно рассмотрение использования автономного источника электроснабжения при наличии газификации.
3. Наличие газификации, больших запасов природного газа, климатические условия большей части нашей страны способствуют рассмотрению автономных источников электроснабжения, работающих на природном газе, в качестве как основных, так и резервных источников электроэнергии, что позволит уменьшить дефицит электроэнергии в удаленных районах.
4. Разработаны стратегии электроснабжения проектируемой фермы по выращиванию кур несушек с использованием ГПУ и микротурбин.

Раздел 3. Безопасность жизнедеятельности

3.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов на подстанции

К факторам производственной среды, воздействие которых на работающего может привести к негативным последствиям можно отнести[6]:

– шум (источником являются работающие трансформаторы);

– параметры микроклимата (влажность, скорость движения воздуха, температура). Высокая относительная влажность привысокой температуре способствует перегреванию организма. При низкойтемпературе воздуха повышенная влажность воздуха усиливает теплоотдачус поверхности кожи и способствует переохлаждению организма. Низкаявлажность вызывает пересыхание слизистых оболочек дыхательных путейработающего;

– световая среда;

– вредные вещества. Например, в процессе работы трансформаторов на подстанциивозможна утечка масла, которое загрязняет почву. Поэтому, при осмотрахнеобходимо устранять утечку масла, а при замене масла, оно сливается вспециальный резервуар и вывозится с территории подстанции на переработку;

– электромагнитные излучения;

– электрический ток.

3.2 Безопасность труда при проведении испытаний

К проведению испытаний электрооборудования допускаются работники, прошедшие специальную подготовку и проверку знаний и требований, содержащихся в настоящем подразделе, комиссией, в состав которой включаются специалисты по испытаниям оборудования, имеющие группу V - в электроустановках напряжением выше 1000 В и группу IV - в электроустановках напряжением до 1000 В.[6]

Рабочее место оператора испытательной установки должно быть отделено от той части установки, которая имеет напряжение выше 1000 В. Испытательная установка, имеющая напряжение выше 1000 В, должна быть снабжена блокировкой, обеспечивающей снятие напряжения с испытательной схемы в случае открывания двери. На рабочем месте оператора должна быть предусмотрена раздельная световая сигнализация, извещающая о включении напряжения до и выше 1000 В, и звуковая сигнализация, извещающая о подаче испытательного напряжения. При подаче испытательного напряжения оператор должен стоять на изолирующем ковре.

Передвижные испытательные установки должны быть оснащены наружной световой сигнализацией, автоматически включающейся при наличии напряжения на выводе испытательной установки, и звуковой сигнализацией, кратковременно извещающей о подаче испытательного напряжения.

Испытываемое оборудование, испытательная установка и соединительные провода между ними должны быть ограждены щитами, канатами с предупреждающим плакатом "Испытание. Опасно для жизни", обращенным наружу. Ограждение должны устанавливать работники, проводящие испытание.

При испытаниях КЛ, если ее противоположный конец расположен в запертой камере, отсеке КРУ или в помещении, на дверях или ограждении должен быть вывешен предупреждающий плакат "Испытание. Опасно для жизни". Если двери и ограждения не заперты либо испытанию подвергается ремонтируемая линия с разделанными на трассе жилами кабеля, помимо вывешивания плакатов у дверей, ограждений и разделанных жил кабеля, должна быть выставлена охрана из членов бригады, имеющих группу II, или оперативного персонала, находящегося на дежурстве.

При сборке испытательной схемы прежде всего должно быть выполнено защитное и рабочее заземление испытательной установки. Корпус

передвижной испытательной установки должен быть заземлен отдельным заземляющим проводником из гибкого медного провода сечением не менее 10 мм^2. Перед испытанием следует проверить надежность заземления корпуса.

Перед присоединением испытательной установки к сети напряжением 380/220 В вывод высокого напряжения ее должен быть заземлен.

Сечение медного провода, применяемого в испытательных схемах для заземления, должно быть не менее 4 мм^2.

Присоединение испытательной установки к сети напряжением 380/220 В должно выполняться через коммутационный аппарат с видимым разрывом цепи или через штепсельную вилку, расположенные на месте управления установкой.

Коммутационный аппарат должен быть оборудован устройством, препятствующим самопроизвольному включению, или между подвижными и неподвижными контактами аппарата должна быть установлена изолирующая накладка.

Провод или кабель, используемый для питания испытательной электроустановки от сети напряжением 380/220 В, должен быть защищен установленными в этой сети предохранителями или автоматическими выключателями. Подключать к сети передвижную испытательную установку должны представители организации, эксплуатирующей эти сети.

Соединительный провод между испытываемым оборудованием и испытательной установкой сначала должен быть присоединен к ее заземленному выводу высокого напряжения.

Присоединять соединительный провод к фазе, полюсу испытываемого оборудования или к жиле кабеля и отсоединять его разрешается по указанию руководителя испытаний и только после их заземления, которое должно быть выполнено включением заземляющих ножей или установкой переносных заземлений.

Запрещается с момента подачи напряжения на вывод испытательной установки находиться на испытываемом оборудовании, а также прикасаться к корпусу испытательной установки, стоя на земле, входить и выходить из передвижной лаборатории, прикасаться к кузову передвижной лаборатории.

Испытывать или прожигать кабели следует со стороны пунктов, имеющих заземляющие устройства.

После окончания испытаний производитель работ должен снизить напряжение испытательной установки до нуля, отключить ее от сети напряжением 380/220 В, заземлить вывод установки и сообщить об этом членам бригады словами "Напряжение снято". Только после этого разрешается пересоединять провода или в случае полного окончания испытания отсоединять их от испытательной установки и снимать ограждения.

После испытания оборудования со значительной емкостью (кабели, генераторы) с него должен быть снятостаточный заряд специальной разрядной штангой.

Раздел 4. Определение технико-экономических показателей передачи электроэнергии по сети 0,38 кВ

Проектируемая нами сеть проходит в поселке городского типа Белев Тульской области.

Рассчитаем экономическую эффективность передачи электроэнергии по данной электросети, которая состоит из трансформаторов и линий электропередач.

На основании вышеизложенного составим таблицу №4.1 выбранного оборудования для спроектированной системы.

Согласно НК РФ амортизация является процессом переноса стоимости основного средства на производимую продукцию, поэтому от амортизации полностью зависит структура принятия расход на предприятии.

НК – согласно статье 256 НК РФ п.1. стоимость амортизируемого имущества должна составлять более 100 000 тыс. руб.

БУ – согласно п. 18 ПБУ 6/01 стоимость амортизируемого имущества составляет 40 000 тыс. руб.

МПЗ – все ниже стоимости 40 000 тыс. руб. является материально -производственными запасами и единовременности списывается в расход.

Таблица 4.1 - Стоимость оборудования

Наименование	Марка	Кол-во	Длина, км	Стоимость основных средств (за 1 км или 1 ед.), тыс. Руб.	Стоимость основных средств, тыс. Руб.
Трансформатор	ТМ-25-10/0,4	1	-	50	50
	ТМ-40-10/0,4	3	-	80	240
	ТМ-63-10/0,4	1	-	140	140
Провод АС	4х16	-	0,186	41	7,626
	4х25	-	0,672	52	34,944
	4х35	-	0,928	62	57,536
	4х50	-	1,056	75	79,2
	4х70	-	0,499	89	44,411
Итого:					652,717

Расчет капитальных вложений[9]:

$$КВ = C_{осн.ср.} + M_н + H_р \quad (4.1)$$

где$C_{осн.ср.}$- стоимость основных средств, руб;$M_н$ – затраты на монтажные работы, руб;$H_р$ – накладные расходы, руб.

Результат расчетов в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Расчет капиталовложений

Оборудование		Кол., шт	$C_{осн.ср.}$, *руб.*	$M_н$, *руб.*	$H_р$, *руб.*	*КВ, руб.*
Трансформатор	ТМ-40-10/0,4	1	50000	50000	17250	132250
	ТМ-63-10/0,4	3	240000	100000	39000	349600
	ТМ-100-10/0,4	1	140000	100000	45600	299000
Провод АС	4х16	0,186	7626	10000	2643,9	20269,9
	4х25	0,672	34944	60000	14241,6	109185,6
	4х35	0,928	57536	90000	22130,4	169666,4
	4х50	1,056	79200	111000	28530	218730
	4х70	0,499	44411	50000	14161,65	108572,7

∑ КВ=1407274,55 руб.

Рассчитаем эксплуатационные затраты[9]:

ЭЗ = ЗП + СВ+ $\sum A_{ог} + \sum H_и + \sum P_{то} + C_{ээ} + \sum П_р$

Определение заработной платы

$$ЗП = M_о \cdot n \cdot к_{доп} \cdot T \quad (4.2)$$

где $M_о = 30000$ *руб*.- средний месячный оклад обслуживающего персонала; $n = 14$ *чел*-количество работников, обслуживающих оборудование; $к_{доп} = 1{,}4$- коэффициент, учитывающий дополнительную оплату труда; $T = 12$- число месяцев.

$$ЗП = 30000 \cdot 14 \cdot 1{,}4 \cdot 12 = 7\ 056\ 000\ руб.$$

Определение страховых взносов:

$$СВ = 0{,}30 \cdot ЗП = 0{,}30 \cdot 7\ 056\,000 = 2116800\ руб.$$

В таблицу 4.3 внесем расчетов страховых взносов.

Таблица 4.3 - Расчет страховых взносов

Пенсионный фонд РФ	Фонд обязательного медицинского страхования	Фонд социального страхования, нетрудоспособность (ФСС (2.9%))	ФСС травматизм, 0,9%

1270080	578592	204624	63504

Рассчитываем амортизационные отчисления Ао в первую очередь руководствуясь классификацией. В этом документе основные средства в зависимости от срока их полезного использования объединены в 10 амортизационных групп и расположены в порядке возрастания срока полезного использования (п. 3 ст. 258 НК РФ).

Наше оборудование относится к 8 амортизационной группе – срок эксплуатации 25 лет.

4) Расчет амортизационных отчислений Ао :

Трансформатор ТМ-40-10/0,4:

Ежемесячные амортизационные отчисления

$$A_{oe} = \frac{C_{осн.ср.}}{n*7} = \frac{50000}{14*7} = 510{,}2 \quad руб.$$

Ежегодные амортизационные отчисления

$$A_{0г} = 12 * A_0 = 510{,}2 * 12 = 6122{,}45 \quad руб.$$

Трансформатор ТМ-63-10/0,4:

Ежемесячные амортизационные отчисления

$$A_{oe} = \frac{C_{осн.ср.}}{n*7} = \frac{240000}{14*7} = 2449 \quad руб.$$

Ежегодные амортизационные отчисления

$$A_{0г} = 12 * A_0 = 2449 * 12 = 29388 \quad руб.$$

Трансформатор ТМ-100-10/0,4:

Ежемесячные амортизационные отчисления

$$A_{oe} = \frac{C_{осн.ср.}}{n*7} = \frac{140000}{14*7} = 1428{,}57 \quad руб.$$

Ежегодные амортизационные отчисления

$$A_{0г} = 12 * A_0 = 1428{,}57 * 12 = 17142{,}84 \quad руб.$$

∑А0г**:** 52653,29 руб.

5) Налог на имущество:

Трансформатора ТМ-25-10/0,4=1300 руб.

Трансформатора ТМ-40-10/0,4=3200 руб.

Трансформатора ТМ-63-10/0,4=4080 руб.

$\sum H_u$ **:**8580 руб.

6) Расчет расходов на ремонт и техническое обслуживание:

$$P_{то} = KB \frac{r}{100}$$

где r – годовая норма отчислений на ремонт и техническое обслуживание, %;

Годовая норма отчислений на ремонт и техническое обслуживание трансформаторов = 2%.

$$P_{то} = 1\,407274{,}55 \cdot \frac{2}{100} = 28145{,}5 \ \ руб.$$

7) Стоимость электроэнергии:

Сээ = $Тээ * Qээ$ = 28969,2 ∗ 5,9 = 170918,3 руб.

где Тээ - тариф электроэнергии, равный 5,9 руб./кВт*ч;

Определение прочих расходов:

$$П_р = 0{,}01 \cdot KB = 0{,}01 \cdot 1\,407274{,}55 = 14073 \ \ руб.$$

Эксплуатационные затраты

$$ЭЗ = ЗП + СВ + \sum A_{ог} + \sum H_u + \sum P_{то} + C_{ээ} + \sum П_р = 7056000 + 1557360 + 52653{,}29 + 8580 + 2814$$

Определение себестоимости производства и передачи электроэнергии

$$S = \frac{ЭЗ}{Q_{эп} + \Delta Q_п + \Delta Q_{сн}}$$

где $\Delta Q_п$- потери энергии в линии электропередач, определяемые по формуле

$$\Delta Q_п = \frac{\Delta Q_{ээ}}{100} \cdot \left(Q_{эп} - \Delta Q_{сн}\right)$$

где $\Delta Q_{ээ} = 2$ – потери электроэнергии в линии электропередач, %; $Q_{эп}$ – годовая выработка электроэнергии за год, кВт·ч; $\Delta Q_{сн}$ – электроэнергия, используемая на собственные нужды, кВт·ч;

$$\Delta Q_n = \frac{2}{100} \cdot (282690{,}2 - 2820{,}7) = 279869{,}5 \ \ кВт \cdot ч$$

$$S = \frac{8887730{,}1}{282690{,}2 + 279869{,}5 + 2820{,}7} = 15{,}72 \frac{руб}{кВт \cdot ч}.$$

В таблицу 4.4 впишем технико-экономические показатели.

Таблица 4.4. - Технико-экономические показатели ВЛ-0,4 кВ

Показатели	Значение	Единицы измерения
Капитальные вложения	тыс.руб.	1407,27
Эксплуатационные затраты	тыс.руб.	8887,73
-заработная плата	тыс.руб.	7056
-страховые взносы	тыс.руб.	1557,36
-амортизационные отчисления	тыс.руб.	52,653
- налог на имущество	тыс.руб.	8,58
- ремонт и техническое обслуживание	тыс.руб.	28,146
- потери электроэнергии	тыс.руб.	18,075
- прочие расходы	тыс.руб.	8,299
Приведенные затраты	тыс.руб.	9005,00
Себестоимость электроэнергии	руб/кВт*ч	15,72

Вывод

Суммарные капиталовложения в электроснабжение Самылово» Рязанской области составили –7056000руб. Эксплуатационные затраты составили 8887730,1 руб. Себестоимость передачи электроэнергии – 15,72 $\frac{руб}{кВт \cdot ч}$

Заключение

В даннойвыпускной квалификационной работе, в соответствии с заданием, выполнена реконструкция системы электроснабжения микрорайона в поселке городского типа Белев Тульской области. Для установки на ПС выбрано новое электрооборудование: трансформаторные подстанции столбового исполнения, произведена замена провода с увеличением сечения. Произведен расчет молниезащиты и заземляющего устройства.

Произведен расчет срока окупаемости проекта и его обоснование на основе уменьшения издержек в процессе транспорта электроэнергии.

Подробно рассмотрен вопрос диагностики электрооборудования трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

Список литературы

1. Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 N 6 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (Зарегистрировано в Минюсте России 22.01.2003 N 4145)
2. Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н (ред. от 19.02.2016)
3. ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Общие требования и правила составления [Текст]. - ИПК Изд-во стандартов, 2010. -47 с.
4. ГОСТ 32144-2013.Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.− Стандартинформ, 2014.− 20 с.
5. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.− Стандартинформ, 2007.− 35 с.
6. "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 12.12.2013 N 30593)
7. Правила устройства электроустановок / Все разделы ПУЭ.− Издательство Норматика, 2017.− 504 с.
8. Борисов, Р.К. Заземляющие устройства электроустановок (требования нормативных документов, расчет, проектирование, конструкции, сооружение): справочник/ Горшков А.В., и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 360с.: ил.
9. Водянников, В.Т.Технико-экономическая оценка систем электроснабжения объектов АПК: Учебно-методическое пособие [Текст]. /Водянников В.Т. ,- М.: УМЦ ИЭФ ФГОУ ВПО МГАУ, 2011. - 99 с.
10. Кокин, С.Е. Проектирование подстанций распределительного электро сетевого комплекса: учеб.пособие / Кокин, С.Е., Дмитриев, С.А. – М.: Издательство МЭИ. 2018. – 232 с.

11. Крючков, И.П. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник/ Старшинов, В.А., и др. - М.: Издательство МЭИ, 2018. - 396 с.
12. Куликов, В.В. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие / Куликов, В.В.− Изд-во УрГУПС, 2015.− 108 с.
13. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах, Издательство НГТУ, 2013.−283 с.
14. Лещинская, Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства: учебник / Наумов И.В. – М.: БИБКОМ, ТРАНСЛОГ, 2015. – 656 с. (Учебники и учеб.пособия для студентов высших учебных заведений).
15. Лещинская, Т. Б. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства. / Наумов, И. В. — М.: БИБКОМ—ТРАНСЛОГ , 2015. — 455 с. (Учебники и учеб.пособия для студентов высших учеб. заведений).
16. Настольная книга электрика : сборник нормативных правовых актов. – Проспект, 2019 – 1328 с.
17. Немировский, А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учеб.пособие / Немировский, А.Е., Сергиевская, И.Ю., Крепышева, Л.Ю. – 3-е изд., доп. – М.: Издательство МЭИ, 2018. - 224 с.
18. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98.1– М.: Издательство НЦ ЭНАС, - 2010. – 152 с.
19. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ./ - М.: Издательство «Альвис», 2011.-Том 13, - 608 с.
20. Стушкина, Н.А. Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования в системах электроснабжения: методическое пособие. – М.: ФГБОУ ВПО МГАУ, 2011. – 68 с.
21. Шведов, Г.В. Системы электроснабжения: учебник / Шведов, Г.В., Шестопалова, Т.А. – М.: Издательство МЭИ, 2018.-312 с.

22. Юндин М.А. Токовые защиты электрооборудования. – Зеленоград: РИО ФГОУ ВПО АЧГАА, 2014. – 212 с.
23. Дизельгенераторные установки «Азимут». Руководство по эксплуатации., ООО «Группа Компаний Азимут». [Электронный ресурс] - azimut.nt-rt.ru
24. Интернет источник www.asutpp.ru
25. МатикЭлектро [Электронный ресурс] - www.matic.ru
26. Новые Тарифы [Электронный ресурс] - www.newtariffs.ru
27. Налоговый кодекс РФ. [Электронный ресурс] - Consultant.ru
28. РЭС-36 [Электронный ресурс] - www. res-36.ru
29. Расчет и выбор мощности ДГУ. [Электронный ресурс] - tech-expo.ru
30. Строительные нормы и правила РФ [Электронный ресурс] - www.sniprf.ru
31. Эл.технический интернет-портал [Электронный ресурс] - www.elec.ru

Приложение 1

Потребители	Количество построек, шт	$k_д$	$k_в$	k_0	$P_{рас.}$ на вводе, кВт	Расчётные нагрузки		$cos\varphi_д$	$cos\varphi_в$	Полная расчётная нагрузка	
						$P_д$, кВт	$P_в$, кВт			$S_д$, кВА	$S_в$, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
КТП № 124 (100кВА) Жилые дома	60	0,6	1	0,28	6	58,3	97	0,93	0,96	62,7	101
Магазин на 2 рабочих места	1	-	-	-	7	2,55	4,5	0,85	0,90	3	5
Дом культуры на 150 мест	1	-	-	-	30	4,25	14	0,85	0,90	5	15
Уличное освещение	-	-	-	-	0,30	-	5,7	-	1	-	5,71
ИТОГО	-	-	-	-	-	41,7	79,6	0,88	0,94	42,8	81,4
КТП № 152 (63 кВА) Жилые дома	20	0,6	1	0,34	6	24,4	40	0,93	0,96	26,3	42,5
Фельдшерско-акушерский пункт	1	-	-	-	6	1,7	3,6	0,85	0,90	2	4
Детский сад на 50 мест	1	-	-	-	30	17	10	0,85	0,90	20	12
Уличное освещение	-	-	-	-	0,2	-	8,2	-	1	-	8,25
ИТОГО	-	-	-	-	-	32	41	0,88	0,94	37,2	45,4
КТП № 149 (63 кВА) Водокачка	1	-	-	-	9	6,8	6,8	0,80	0,80	8,5	8,5
Коровник	1	-	-	-	40	16,5	18	0,75	0,85	22	22
Гараж на 15 автомобилей	1	-	-	-	16	7	2,2	0,70	0,75	10	3
Мастерская обслуживания сельскохозяйственной техники	1	-	-	-	70	21	7,5	0,70	0,75	30	10
Зернохранилище с передвижными механизмами вместимостью 1000 т.	1	-	-	-	60	20	10	0,70	0,75	26,6	13,3
Наружное освещение	-	-	-	-	0,2	-	5,5	-	1	-	5,5

ИТОГО	-	-	-	-	-	51,7	37	0,73	0,82	71,3	46,2
КТП № 214 (40 кВА) Административное здание	1	-	-	-	25	4,25	4,5	0,85	0,90	5	5
Жилые дома	12	0,6	1	0,42	6	18,1	30	0,93	0,96	19,5	31,5
Водокачка	1	-	-	-	9	6,8	6,8	0,80	0,80	8,5	8,5
Уличное освещение	-	-	-	-	0,2	-	5,5	-	1	-	5,5
ИТОГО	-	-	-	-	-	20,1	31	0,86	0,92	23,5	34
КТП № 110 (63 кВА) Магазин на два рабочих места	1	-	-	-	7	2,55	4,5	0,85	0,90	3	5
Котельная с котлом «Универсал-6»	1	-	-	-	15	6,75	6,7	0,90	0,90	7,5	7,5
Общеобразовательная школа с электроплитой на 180 учащихся	1	-	-	-	58	20	21	0,85	0,90	23	23
Столовая	1	-	-	-	10	5,1	1,8	0,85	0,90	6	2
Жилые дома	10	0,6	1	0,44	6	15,1	25	0,93	0,96	16,1	26,1
Уличное освещение	-	-	-	-	0,2	-	5,5	-	1	-	5,5
ИТОГО	-	-	-	-	-	37,5	47	0,88	0,93	42,9	51