

**МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ ЗАОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ФГБОУ ВО РГАЗУ)**

Факультет Энергетики и ОВР

Кафедра электрооборудования и автоматики

УТВЕРЖДАЮ
допустить к защите
Зав. кафедрой _____
«__» _____ 20__ г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

**На тему: «Реконструкция ВЛ - 0,4 кВ Починковской ЦРБ
Нижегородской области с заменой неизолированных проводов
на СИП»**

Студент: Гавриков Виктор Александрович

Направление подготовки 35.03.06 Агроинженерия

Профиль Электрооборудование и электротехнологии

Руководитель к.т.н., доцент Липа О.А.

Консультанты:

по БЖД - к.т.н., доцент Липа О.А.

по экономике - к.т.н., доцент Липа О.А.

Балашиха 2017 г.

СОДЕРЖАНИЕ.

Введение

1. Краткая характеристика объекта реконструкции
2. Расчет электрических нагрузок
3. Выбор оборудования ТП 10/0,4 кВ
4. Расчет реконструируемой ВЛ-0,4 кВ
5. Выбор защитного оборудования
6. Организация учета электроэнергии
7. Исполнение ВЛИ-0,4 кВ
8. БЖД и охрана труда при реконструкции ВЛ-0,4 кВ
9. Техничко-экономическая оценка эффективности проекта

Заключение

Библиографический список

ВВЕДЕНИЕ

Начиная с 2015 года в Нижегородской области реализуются несколько региональных программ, в том числе программа модернизации системы здравоохранения и программа реконструкции районных распределительных сетей.

В рамках первой программы во всех районных больницах и поликлинических отделениях происходит постепенная замена устаревшего диагностического оборудования на более современное, а также ремонт самих зданий и инженерных коммуникаций.

В ходе реализации второго проекта, рассчитанного до 2020 года, планируется реконструировать более 65 % действующих электрических сетей, включая реконструкцию подстанций, реконструкцию действующих и строительство новых воздушных линий.

Починковская ЦРБ также участвует в данных программах. В связи с этим в моей выпускной квалификационной работе предлагается осуществить реконструкцию питающей больницу ВЛ – 0,4 кВ осуществить замену неизолированных проводов на СИП.

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

Починковская центральная районная больница находится в райцентре - поселке Починки Нижегородской области и обслуживает более 20 тысяч жителей, из которых около одиннадцати тысяч – жители самого поселка, а остальные – жители других населенных пунктов Починковского района.

На территории Починковской ЦРБ находятся поликлиническое отделение, терапевтическое и детское отделения, хирургия, кожное отделение, гараж, столовая, складские помещения, административный корпус и др.

Больничный комплекс был построен в середине прошлого века, поэтому в 2015-2016 г.г. там был произведен общий ремонт и замена инженерных коммуникаций, в том числе внутренней электропроводки, осветительных сетей, вентиляционного оборудования, шкафов управления и освещения и др.

Починковская ЦРБ является объектом второй категории надежности электроснабжения. Однако ряд зданий больничного комплекса являются потребителями третьей категории. Для организации электроснабжения корпусов больницы и поликлиники в случае аварии в районной распределительной сети Починковская ЦРБ закупила и установила дизель-генератор.

ЦРБ получает питание по ВЛ – 10 кВ от районной подстанции 35/10 кВ. На границе больничного комплекса расположена ТП-10/0,4 кВ, которая поставляет электроэнергию корпусам, расположенным на территории ЦРБ. Нагрузки на вводе отдельных потребителей, входящих в состав ЦРБ, представлены в табл.1.

ВЛ-0,4 кВ, отходящие от данной ТП к корпусам, построены в 70-х годах 20-го века выполнены неизолированными алюминиевыми проводами сечением 50, 35 и 25 мм², что является грубым нарушением действующего

ПУЭ. Кроме того, ВЛ выполнена на железобетонных подставках с деревянными опорами, которые в настоящее время имеют 50-типроцентный износ и должны быть выведены из эксплуатации.

Далее, строительство новых объектов вспомогательного характера (склад и пр.) на территории ЦРБ, а также ремонтные работы на данной линии, проводимые в с момента ввода ее в эксплуатацию, привели к значительному увеличению количества соединений, тем самым вызвало увеличение сопротивления линии 0,4 кВ и, как следствие, снижению чувствительности срабатывания защиты. Кроме того, освещение территории ЦРБ реализуется с помощью устаревших светильников типа НСП, оснащенных лампами накаливания. В рамках повышения энергоэффективности целесообразно произвести их замену на газоразрядные лампы типа ДНаТ-250 в составе получивших распространение светильников ЖКУ-08250, например.

Что касается заземления ВЛ-0,4 кВ, то при таком состоянии опор оно также является неудовлетворительным.

По данным Починковского РЭС среднее количество отключений данной ВЛ за последние три года составляет 17 отключений в год, что является недопустимым для объектов второй категории по надежности и противоречит ПУЭ 2008 года издания.

Установка нового высокотехнологичного медико-диагностического оборудования в поликлинике и хирургическом отделении значительно возросли электрические нагрузки в линии (см. табл.1), запитывающей больничный комплекс, что также делает реконструкцию ВЛ-0,4 кВ необходимой.

На основе анализа состояния внешних электрических сетей Починковской ЦРБ и в рамках региональной программы модернизации районной распределительной системы предлагаю вместо выработавшей свой срок МТП

6/0,4 кВ установить КТП 10/0,4 кВ с трансформатором большей мощности (с учетом роста нагрузок потребителей). Кроме того необходимо демонтировать старые опоры, на их месте установить железобетонные опоры на стойках типа СВ – 95 – 3,5. Одновременно с этим заменить уличные светильники. В соответствии с требованиями ПУЭ воздушную линию 0,4 кВ в процессе реконструкции выполним изолированными проводами. Предусмотрим заземление ТП и ВЛ, а для защиты от грозových перенапряжений целесообразно установить ограничители перенапряжения ОПН – 10кВ и ОПН – 0,4кВ.

2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1. Расчет нагрузок на вводе потребителей

В соответствии с общепринятой методикой, изложенной в «Руководящих указаниях по проектированию систем электроснабжения потребителей» и учебниках по электроснабжению, определим электрические нагрузки потребителей, находящихся на территории Починковской ЦРБ, как для дневного, так и для вечернего максимума нагрузок.

В качестве примера подробно рассмотрим, как производится расчет вечерней и дневной максимальных нагрузок для наиболее энергоемкого объекта, находящегося на территории ЦРБ – хирургического корпуса.

Для этого вначале определим значение перерасчетного коэффициента по формуле

$$K_n = \frac{P_{уст.фактическая}}{P_{уст.}} = \frac{250}{230} = 1,1, \quad (1)$$

где $P_{уст. фактическая}$ – величина фактической установленной мощности на вводе хирургического корпуса, кВт;

$P_{уст.}$ – величина установленной мощности на вводе хирургического корпуса, кВт.

Рассчитаем теперь величину дневной и вечерней максимальных нагрузок. Получаем:

$$P_d = K_n \cdot P_d = 1,1 \cdot 185 = 203,5 \text{ кВт}, \quad (2)$$

$$P_e = K_n \cdot P_e = 1,1 \cdot 185 = 203,5 \text{ кВт}, \quad (3)$$

где P_d – величина дневной мощности на вводе, кВт.

$P_{в}$ – величина вечерней мощности на воде, кВт.

Для остальных зданий больничного комплекса величины нагрузок для дневного и вечернего максимумов нагрузки находим аналогично. Расчеты производим с помощью компьютерной программы, а их результаты представлены в табл. 2.

2.2. Расчет нагрузки наружной осветительной сети

Расчет нагрузки уличного освещения и корпусов ЦРБ производим, исходя из следующего общепринятого соотношения: 250 Вт нагрузки - на здание, 3 Вт нагрузки - на погонный метр (по периметру забора, ограждающего территорию ЦРБ).

Как уже было отмечено в гл. 1, в рамках реконструкции системы электроснабжения Починковской ЦРБ вместе с заменой опор ВЛ-0,4 кВ целесообразно заменить установки уличного освещения устаревшей модели (на базе ламп накаливания) на более современные и энергоэффективные светильники ЖКУ – 08 – 250 – 001 с установкой газоразрядных ламп марки ДНаТ – 250.

В качестве примера произведем расчет нагрузки для линии 2 от ТП 10/0,4 кВ, обслуживающей хирургический корпус.

Определим величину фактической мощности уличного светильника по формуле:

$$P_{фл2} = П_{ф} \cdot P_{нл} = 1 \cdot 250 = 250 \text{ Вт}, \quad (4)$$

где $P_{нл}$ – значение номинальной мощности одной лампы, Вт;

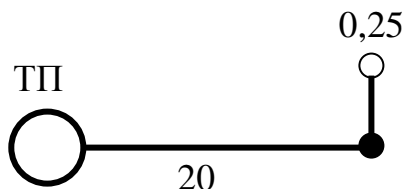
$П_{ф}$ – их число в уличном светильнике, шт.

Тогда значение полной мощности светильника составит:

$$S_{л2} = \frac{P_{фл2}}{\cos \varphi n} = \frac{0,25}{0,92} = 0,272 \text{кВ} \cdot \text{А}, \quad (5)$$

где $P_{фл2}$ – значение фактической мощности уличного светильника, получающего электропитание по линии №2, кВт.

На рис. 1 представлена расчетная схема данной линии.



Вычисление нагрузок по остальным линиям осуществим так же, но с использованием компьютера. Результаты расчетов представлены в табл. 2.

2.3. Расчетные схемы питающих линий

Пользуясь данными, представленными в табл. 2, составим расчетные схемы для всех линий, питающих объекты, расположенные на территории Починковской ЦРБ.

Для линии №3 получаем (см. рис. 2 и 3):

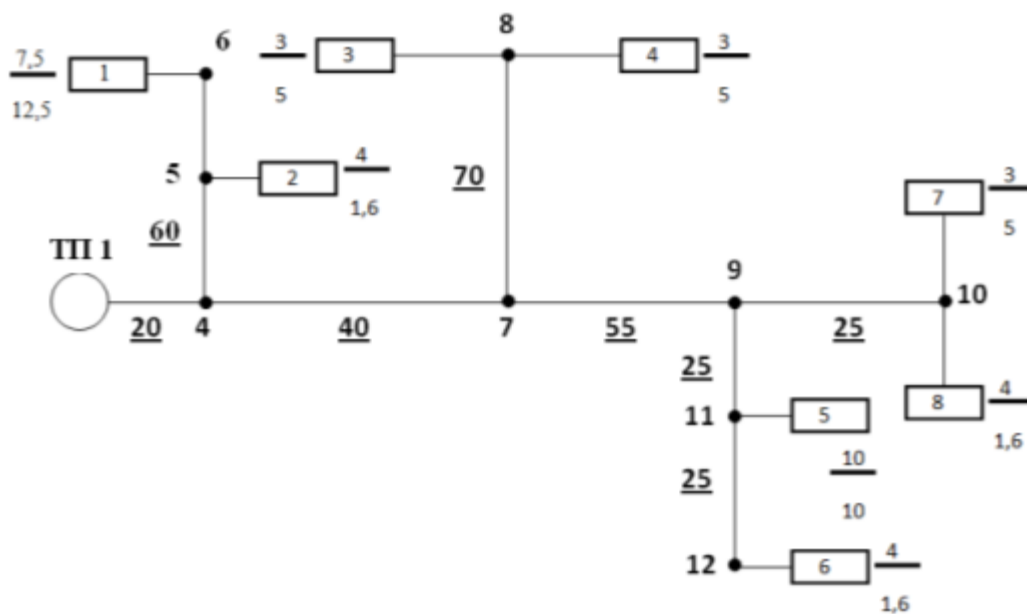


Рис. 2

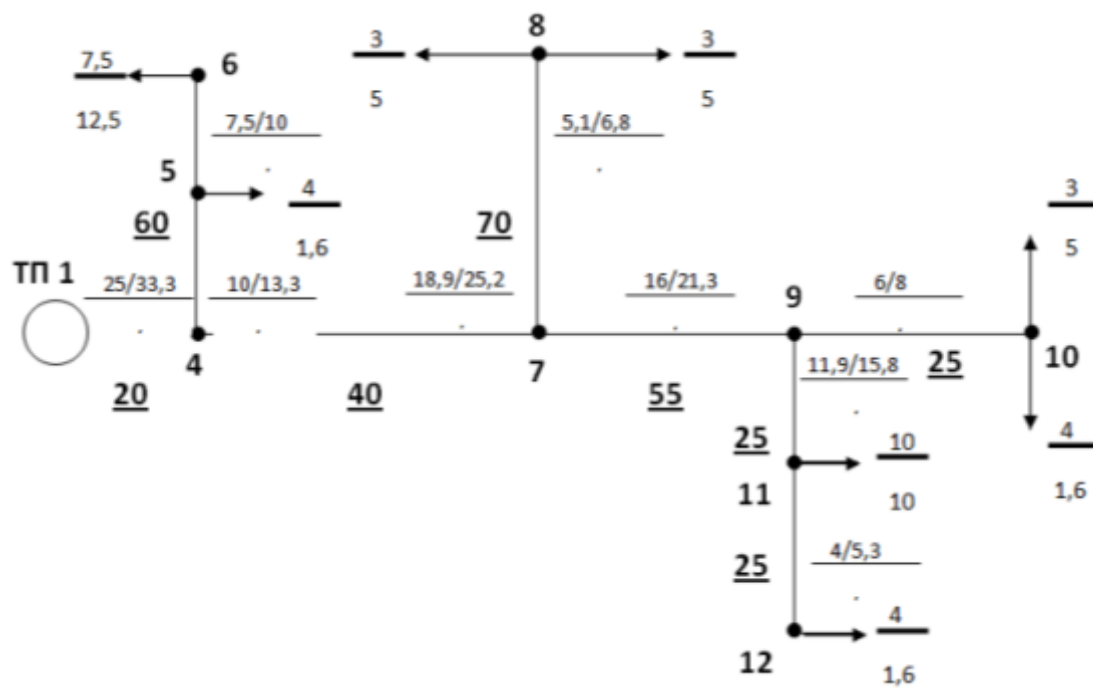


Рис. 3

Пояснения к рисункам 2 и 3:

1. Терапевтическое отделение.
2. Склад.
3. Терапевтическое отделение.
4. Терапевтическое отделение.
5. Кухня-столовая.
6. Склад.
7. Терапевтическое отделение.
8. Склад.

2.4. Расчет нагрузок по участкам линии

При расчете нагрузки на линейных участках учтем значения дневного и вечернего максимумов. Расчеты производим согласно общепринятой методике, подробно изложенной в учебниках по электроснабжению, а также нормативных и руководящих материалах.

Для участка 11 – 12 получаем:

1) Поскольку значение дневной мощности на данном участке составляет $P_{д\ 11-12} = P_{д12} = 4\text{кВт}$, то величину суммарной мощности с учетом дневного максимума рассчитаем по формуле

$$S_{\partial 11-12} = \frac{P_{\partial 11-12}}{\cos \varphi} = \frac{4}{0,75} = 5,33\text{кВ} \cdot \text{А}, \quad (6)$$

где $P_{д11-12}$ – значение дневной мощности расчетного участка, кВт;

$\cos \varphi$ – значение коэффициента мощности у конкретного потребителя.

2) Поскольку значение вечерней мощности рассматриваемого участка составляет $P_{в\ 11-12} = P_{в12} = 1,6\text{кВт}$, то величину суммарной мощности с учетом дневного максимума рассчитаем по формуле

$$S_{\epsilon_{11-12}} = \frac{P_{\epsilon_{11-12}}}{\cos \varphi} = \frac{1,6}{0,85} = 1,88 \text{кВ} \cdot \text{А} , \quad (7)$$

где $P_{\epsilon_{11-12}}$ – величина вечерней мощности расчетного участка линии, кВт;

$\cos \varphi$ – величина коэффициента мощности у данного потребителя.

Далее проводим расчеты для участка 9 – 11 (с учетом коэффициент одновременности K_o).

Получаем:

- для дневного максимума нагрузок величина мощности участка составляет

$$P_{\partial_{9-11}} = K_o (P_{\partial_9} + P_{\partial_{11}}) = 0,85 \cdot (10 + 4) = 11,9 \text{кВт} , \quad (8)$$

а величина суммарной дневной мощности будет равна

$$S_{\partial_{9-11}} = \frac{P_{\partial_{9-11}}}{\cos \varphi} = \frac{11,9}{0,75} = 15,87 \text{кВ} \cdot \text{А} . \quad (9)$$

- для вечернего максимума нагрузок величина мощности участка составляет

$$P_{\epsilon_{9-11}} = K_o (P_{\epsilon_9} + P_{\epsilon_{11}}) = 0,85 \cdot (10 + 1,6) = 9,86 \text{кВт} , \quad (10)$$

а величина суммарной вечерней мощности будет равна

$$S_{\epsilon_{9-11}} = \frac{P_{\epsilon_{9-11}}}{\cos \varphi} = \frac{9,86}{0,85} = 11,6 \text{кВ} \cdot \text{А} . \quad (11)$$

Аналогично для участка 9 – 10 получаем:

$$P_{\partial_{9-10}} = 0,85 \cdot (3 + 4) = 5,95 \text{кВт} .$$

$$S_{\partial_{9-10}} = \frac{P_{\partial_{9-10}}}{\cos \varphi} = \frac{5,95}{0,75} = 7,93 \text{кВ} \cdot \text{А} .$$

$$P_{\epsilon 9-10} = 0,85 \cdot (5 + 1,6) = 5,61 \text{ кВт}.$$

$$S_{\epsilon 9-10} = \frac{P_{\epsilon 9-10}}{\cos \varphi} = \frac{5,61}{0,85} = 6,6 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для участка 7 – 9 имеем:

$$P_{\delta 7-9} = K_o (P_{\delta 11} + P_{\delta 12} + P_{\delta 10}) = 0,75(3 + 4 + 10 + 4) = 15,75 \text{ кВт} \quad (12)$$

$$S_{\delta 7-9} = \frac{P_{\delta 7-9}}{\cos \varphi} = \frac{15,75}{0,75} = 21 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$P_{\epsilon 7-9} = K_o (P_{\epsilon 11} + P_{\epsilon 12} + P_{\epsilon 10}) = 0,85(5 + 1,6 + 10 + 1,6) = 15,47 \text{ кВт}.$$

Полная вечерняя мощность участка:

$$S_{\epsilon 7-9} = \frac{P_{\epsilon 7-9}}{\cos \varphi} = \frac{15,47}{0,85} = 18,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для участка 7 – 8 получаем:

$$P_{\delta 7-8} = 0,75 \cdot (3 + 3) = 4,5 \text{ кВт}.$$

$$S_{\delta 7-8} = \frac{P_{\delta 7-8}}{\cos \varphi} = \frac{4,5}{0,75} = 6 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$P_{\epsilon 7-8} = 0,85 \cdot (5 + 5) = 8,5 \text{ кВт}.$$

$$S_{\epsilon 7-8} = \frac{P_{\epsilon 7-8}}{\cos \varphi} = \frac{8,5}{0,85} = 10 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для участка 4 – 7 имеем:

$$P_{\delta 4-7} = K_o \cdot (P_{\delta 12} + P_{\delta 11} + P_{\delta 10} + P_{\delta 8}) = 0,7(3 + 3 + 3 + 4 + 10 + 4) = 18,9 \text{ кВт}$$

$$S_{\delta 4-7} = \frac{P_{\delta 4-7}}{\cos \varphi} = \frac{18,9}{0,75} = 25,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$P_{\epsilon 4-7} = K_o \cdot (P_{\epsilon 12} + P_{\epsilon 11} + P_{\epsilon 10} + P_{\epsilon 8}) = 0,7(5 + 5 + 5 + 1,6 + 10 + 1,6) = 19,74 \text{кВт}$$

$$S_{\epsilon 4-7} = \frac{P_{\epsilon 4-7}}{\cos \varphi} = \frac{19,74}{0,85} = 23,2 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

Для участка 5 – 6 получаем:

$$P_{\delta 5-6} = P_{\delta 6} = 7,5 \text{кВт}$$

$$S_{\delta 5-6} = \frac{P_{\delta 5-6}}{\cos \varphi} = \frac{7,5}{0,75} = 10 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

$$P_{\epsilon 5-6} = P_{\epsilon 6} = 12,5 \text{кВт}$$

$$S_{\epsilon 5-6} = \frac{P_{\epsilon 5-6}}{\cos \varphi} = \frac{12,5}{0,85} = 14,7 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

Для участка 4 – 5 имеем:

$$P_{\delta 4-5} = 0,85 \cdot (4 + 7,5) = 9,775 \text{кВт}$$

$$S_{\delta 4-6} = \frac{P_{\delta 4-6}}{\cos \varphi} = \frac{9,775}{0,75} = 13 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\epsilon 4-5} = \frac{P_{\epsilon 4-5}}{\cos \varphi} = \frac{12}{0,85} = 14,12 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

Для участка ТП – 4 получаем:

$$P_{\delta mn-4} = K_o (P_{\delta 6} + P_{\delta 8} + P_{\delta 10} + P_{\delta 11} + P_{\delta 12}) = 0,65 \cdot (8,5 + 4 + 3 + 3 + 3 + 4 + 10 + 4) = 25,675 \text{кВт} \quad (13)$$

$$S_{\delta mn-4} = \frac{P_{\delta mn-4}}{\cos \varphi} = \frac{25,675}{0,75} = 34,23 \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

$$P_{\epsilon mn-4} = K_o (P_{\epsilon 6} + P_{\epsilon 8} + P_{\epsilon 10} + P_{\epsilon 11} + P_{\epsilon 12}) = 0,65 \cdot (12,5 + 1,6 + 5 + 5 + 5 + 1,6 + 10 + 1,6) = 27,495 \text{кВт} \quad (14)$$

$$S_{\epsilon mn-4} = \frac{P_{\epsilon mn-4}}{\cos \varphi} = \frac{27,495}{0,85} = 32,35 \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

Результаты расчетов по участкам ВЛ-0,4 кВ для наглядности сводим в табл. 3, округлив значения до значимых цифр.

3. Выбор оборудования ТП 10/0,4 кВ

3.1. Выбор силового трансформатора

Для того чтобы правильно выбрать силовой трансформатор по мощности, необходимо знать нагрузку всех потребителей с учетом дневного и вечернего максимума.

Поскольку все объекты, расположенные на территории больничного комплекса, получают питание по ВЛ-4 кВ и некоторые из них относятся ко 2-ой категории надежности электроснабжения, целесообразно предусмотреть установку двух ТП. Произведем расчет нагрузок для каждой из них.

От трансформаторной подстанции №1 отходят три линии.

От трансформаторной подстанции №2 отходят две линии.

Найдем величину расчетной нагрузки для ТП №1 с учетом дневного и вечернего максимумов

(15)

где $S_{дл1}$ – величина максимальной дневной мощности нагрузок в линии №1, кВ·А;

$\Delta S_{дл2}$ и $\Delta S_{дл3}$ – добавки к наибольшей из всех суммируемых нагрузок.

(16)

С учетом возможного роста нагрузок следует принять к установке силовой трансформатор, мощность которого составляет 250 кВ·А.

Аналогично для трансформаторной подстанции №2:

Как и в случае ТП №1 принимаем к установке силовой трансформатор, мощность которого составляет 250 кВ·А.

С учетом соотношения цены и качества останавливаем выбор на трансформаторе типа ТМ-250 отечественного производства (г. Саранск),

3.2. Выбор типа ТП 10/0,4 кВ

В ходе реконструкции электроснабжения Починковской ЦРБ предлагается произвести замену существующего ТП на комплектную трансформаторную подстанцию шкафного типа: например, КТПШ-250/10/0,4-УХЛ

Для защиты отходящих от КТПШ линий определимся с типом и рабочим током автоматических выключателей.

Для установки КТП Ш 10/0,4 кВ используем незаглубленный фундамент на основе бетонных блоков стандартного исполнения (например, ФБС) такой высоты, чтобы изоляторы, установленные на приемном кронштейне, находились на расстоянии не менее 4,5 метров от земли. В нашем случае высота фундамента не должна быть меньше 40 см от уровня почвы.

4. РАСЧЕТ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ВЛ-0,4 кВ

4.1. Определение допустимых потерь напряжения

Чтобы правильно определить величину допустимых потерь напряжения в реконструируемой линии 0,4 кВ, необходимо составить табл. 4, в которой отразим отклонение напряжения на отдельных участках ВЛ, как со стороны потребителей, так и со стороны КТП. При этом учтем требования ПУЭ 8-го издания при min-ом (25%) и max-ом (100%) значениях нагрузки – отклонения должны быть не более 5% как в большую, так и меньшую сторону.

По табличным данным составляем расчетную схему (рис. 4) .

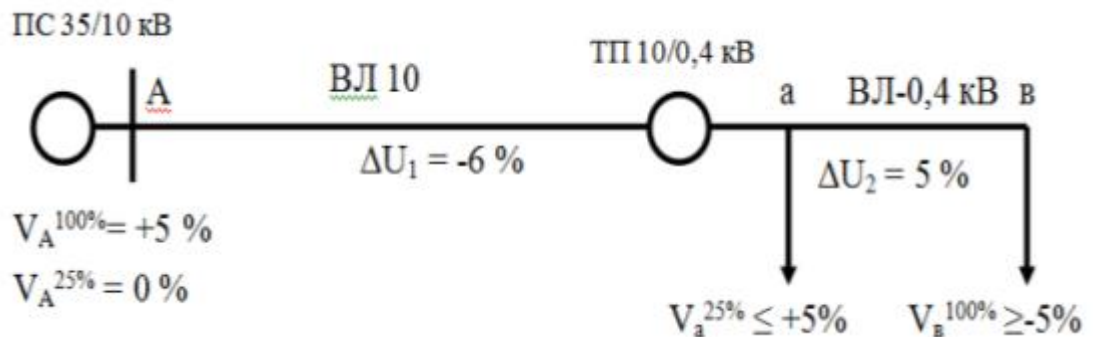


Рис. 4

В том случае, когда нагрузка на силовой трансформатор достигает максимума, надбавка составляет + 5%, а величина потерь напряжения равняется – 4%.

Произведем теперь расчет для линии.

Определим значение потерь напряжения при максимальной нагрузке в линии. Получаем:

$$\Delta Y_{a-\epsilon}^{100\%} = V_a^{100\%} - (V_\epsilon) + \text{надбавка} - \Delta Y_{mp} = 5 - (-5) + 5 - 4 = 11\% , \quad (17)$$

где $Y_a^{100\%}$ - величина отклонения напряжения в случае максимальной нагрузки, выраженная в % ,

Y_ϵ - величина отклонения напряжения в т. В, также выраженная в % .

Поскольку $\Delta U_1 = 6\%$, то получаем:

$$\Delta Y_2 = \Delta Y_{a-\epsilon}^{100\%} - \Delta Y_1 = 11 - 6 = 5\% \quad (18)$$

В качестве проверки найдем величину отклонения напряжения у самого близкого к ТП потребителя электроэнергии в случае минимальной нагрузки. Получаем:

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

Следовательно, для ВЛ - 0,4 кВ, которую будем выполнять изолированными проводами, можно принять следующее значение допустимой потери напряжения: $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$.

4.2. Определение сечения проводов ВЛ – 0,4 кВ и его проверка на потери напряжения

Сечение проводов реконструируемой ВЛ-0,4 кВ определим, воспользовавшись наиболее распространенным методом экономической плотности тока. Для этого необходимо знать величину максимального тока на расчетном участке как при дневном, так и при вечернем максимумах нагрузки. Расчет будем проводить по следующим формулам:

$$I_{\partial} = \frac{S_{\partial}}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (19)$$

$$I_{\epsilon} = \frac{S_{\epsilon}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot A, \quad (20)$$

где S_{∂} и S_{ϵ} – величина максимальной мощности на расчетном участке при дневном и вечернем нагрузочном максимумах соответственно, кВт·А.

Площадь поперечного сечения линейного провода определим по формуле

$$F_{\partial} = \frac{I_{\max}}{i_{\partial}}, \quad (21)$$

где i_{∂} – величина экономической плотности тока, А/мм².

Расчет проведем для каждой линии отдельно.

Для линии №1 получаем:

- величина силы тока на участке ТП – 1 в случае дневного максимума нагрузки составляет

$$I_{\partial_{mn-1}} = \frac{S_{\partial}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{218,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 315,5 \text{ А}.$$

- следовательно, площадь сечения линейного провода должна составлять

$$F_{\partial} = \frac{I_{\partial}}{i_{\text{эк}}} = \frac{315,5}{1,3} = 242,70 \text{ мм}^2$$

Выбираем для данного участка линии изолированный провод типа СИП – 2 А (3 x 120 + 1 x 95).

Проверим его на выполнение условия по нагреву. Так как действующее значение тока составляет $I_d = 340 \text{ A}$, то условие выполняется:

$$I_d = 340 \text{ A} > I_{d \text{ тп-1}} = 315,5 \text{ A} \quad (22)$$

Для линии №2 по аналогии получаем:

- величина силы тока на участке ТП – 2 при дневном максимуме нагрузки составляет

$$I_{d_{\text{тп-2}}} = \frac{S_d}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{35,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 50,8 \text{ A}$$

- с учетом этого площадь сечения линейного провода равняется

$$F_s = \frac{50,8}{1,3} = 39,1 \text{ мм}^2$$

Выбираем к монтажу на данном участке линии так же провод марки СИП – 2 А (3 x 50 + 1 x 50).

Проверим его на выполнение условия по нагреву. Поскольку действующее значение тока равняется $I_d = 195 \text{ A}$, то условие выполняется:

$$I_d = 195 \text{ A} > I_{d \text{ тп-2}} = 50,2 \text{ A} \quad (23)$$

Для других участков реконструируемой линии 0,4 кВ расчеты производим в такой же последовательности. Для вычисления используем компьютерные технологии, а результаты проведенных расчетов представим в виде табл. 5.

Произведем теперь проверку выбранных проводов на выполнение условия по потерям напряжения на участках линии 0,4 кВ. Для расчетов воспользуемся формулой

$$\Delta U_{\text{уч}} = \frac{S_{\text{max.уч}} \cdot l_{\text{уч}} \cdot R_0 \cdot \cos \varphi + S_{\text{max.уч}} \cdot l_{\text{уч}} \cdot X_0 \cdot \sin \varphi}{U_n}, \quad (24)$$

где $S_{\max \text{ уч}}$ – максимальное значение мощности на данном участке, кВт·А;

$l_{\text{уч}}$ – протяженность данного участка линии, км;

R_0 и X_0 – величина активного и реактивного сопротивления провода единичной длины соответственно, Ом/км;

После чего результаты расчетов проверим на выполнение условия

$$\Delta U_{\text{участка}} \leq \Delta U_{\text{допустимое}} = 5\%$$

Для линии №1 от КТП 10/0,4 кВ получаем:

- потери напряжения на участке ТП – 1 составляют

$$\Delta U_{\text{уч}} = \frac{218,6 \cdot 0,035 \cdot 0,253 \cdot 0,75 + 218,6 \cdot 0,035 \cdot 0,092 \cdot 0,66}{0,4} = \frac{1,45 + 3,5}{0,4} = 12,3$$

Эта величина составляет примерно 4 %.

Для линии №2 на участке ТП – 2 получаем:

$$\Delta U_{\text{уч}} = \frac{35,2 \cdot 0,07 \cdot 0,641 \cdot 0,75 + 35,2 \cdot 0,07 \cdot 0,101 \cdot 0,66}{0,4} = 3,3$$

Эти потери в процентном выражении составляют около 2,2 %.

Для проверки провода на соответствие допустимым величинам потерь напряжения на других участках линии воспользуемся компьютером. Расчеты проводим аналогично, а их результаты заносим в табл. 5.

4.3. Выбор провода для системы уличного освещения

Для примера произведем выбор фонарного провода по линии №2, схема которой представлена на рис. 5.

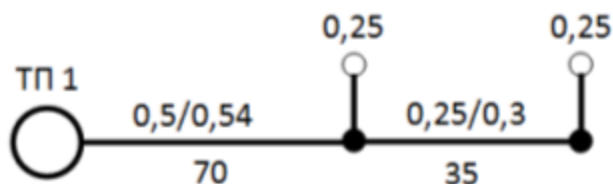


Рис. 5

Для системы уличного освещения выбираем к монтажу изолированный провод типа СИП – 2 А с площадью сечения 25мм^2 .

Осуществим проверку выбранного провода на соответствие условию по потерям напряжения в линии по формуле (24) – см. п. 4.2.

Произведем расчет для участка ТП – 2. Получаем:

$$\Delta U_{m-2} = \frac{0,54 \cdot 0,07 \cdot 1,2 \cdot 0,85 + 0,54 \cdot 0,07 \cdot 0,106 \cdot 0,52}{0,4} = \frac{0,038 + 0,002}{0,4} = 0,1$$

В %-ном выражении данные потери напряжения составляют менее 1%.

Расчет потерь напряжения в фонарном проводе на остальных участках линии проводится аналогично. Его результаты представлены в табл. 6.

Проверка проводов по потере напряжения для остальных участков выполняется аналогично. Результаты сведены в таблицу 6.

По результатам вычислений строим расчетную схему уличной осветительной сети (см. рис. 6).

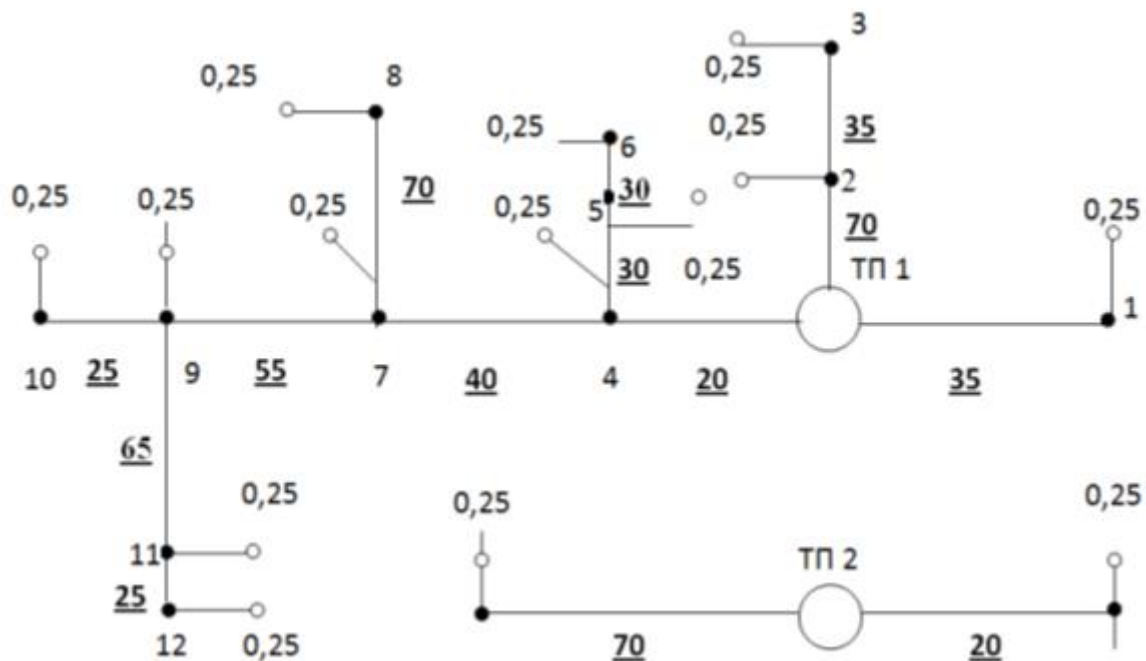


Рис. 6

4.4. Проверка провода на выполнение условия по термической стойкости

Осуществим проверку выбранного сечения линейного провода на выполнение следующего условия:

$$F_{\text{выбр}} > F_{\text{расч}} \quad (25)$$

где $F_{\text{выбр}}$ – площадь поперечного сечения выбранного провода, мм^2 ,

$F_{\text{расч}}$ – расчетная площадь сечения линейного провода (мм^2).

Определим величину сопротивления обмоток силового трансформатора, приведенную к напряжению отходящей линии (0,4 кВ) по формуле

$$Z_{TP} = \frac{U_K \cdot U_{cp}^2}{100 \cdot S_{H.TP}} = \frac{4,5 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 0,25} = 0,029 \text{ Ом}, \quad (26)$$

где U_K – значение напряжения, соответствующее короткому замыканию, выраженное в процентах;

U_{cp} – значение среднего напряжения трансформатора КТП 10/0,4 по стороне 0,4 кВ,

$S_{H.TP}$ – значение номинальной мощности силового трансформатора, МВ·А.

В случае трехфазного короткого замыкания величина тока КЗ равна

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot Z_{TP}} = \frac{400}{1,73 \cdot 0,03} = 7707,13 \text{ А}. \quad (27)$$

Определяем расчетное сечение.

$$F_{расч} = \frac{I_K^{(3)} \cdot \sqrt{t_{cp}}}{l} = \frac{7707,13 \cdot \sqrt{0,25}}{90} = 42,82 \approx 43 \text{ мм}^2 \quad (28),$$

где l – температурный коэффициент, характеризующий степень нагрева линейного провода (табличная величина).

Так как выбранное сечение провода превышает расчетное значение, то провод прошел проверку на соответствие условию термической устойчивости:

$$F_{выбр} = 120 \text{ мм}^2 > F_{расч} = 43 \text{ мм}^2$$

4.5. Оценка механических нагрузок на ВЛИ-0,4 кВ

Кроме электрических расчетов реконструируемой линии электроснабжения корпусов Починковской ЦРБ необходимо произвести оценку механических нагрузок как на сами провода, так и на

устанавливаемые в ходе реконструкции новые опоры. В противном случае невозможно обеспечить требуемую механическую прочность конструктивных элементов, а также выдержать нормативные габариты ВЛИ-0,4 кВ при атмосферных воздействиях.

Как правило, при реконструкции воздушной линии принимают во внимание такие механические характеристики, как механическое напряжение провода, обусловленное температурными перепадами окружающей среды и воздействием таких механических нагрузок, как гололедные явления, порывы ветра и прочее. Кроме того, обязательно рассчитывается максимальное значение стрелы провеса и оптимальная длина пролета линии.

При расчетах необходимо учитывать природно-климатические условия местности, тип исполнения воздушной линии, вид устанавливаемых опор, марку и сечение провода и др. параметры.

Поскольку расчетная длина пролета реконструируемой линии составляет 30 метров, то для выбранного к монтажу изолированного провода (марки СИП – 2 А исполнения 3 х 50 + 1 х 30) получаем следующие расчетные характеристики возможных механических нагрузок:

1. Величина удельной нагрузки в линии, вызванной тяжестью провода, составляет:

$$\nu = g \frac{G}{F} \cdot 10^{-3} = 9,8 \cdot \frac{685}{50} = 134,26 \cdot 10^{-3} \text{ н / м} \cdot \text{мм}^2, \quad (29)$$

где G – масса провода длиной 1 км, кг.

g – среднее значение ускорения свободного падения, $g = 9,8 \text{ м/с}^2$

F – площадь поперечного сечения линейного провода, мм^2

2. Величина удельной нагрузки, обусловленной гололедом, составляет:

$$\nu_2 = 27,8 \cdot \frac{\epsilon(d + \epsilon)}{F} \cdot 10^{-3} = 28,8 \cdot \frac{10(33 + 10)}{50} = 247,68 \cdot 10^{-3} \text{ н/м} \cdot \text{мм}^2, \quad (30)$$

где ϵ – толщина гололедных отложений, мм;

d – диаметр линейного провода, мм.

3. Величина полной удельной нагрузки, вызванной весом самого провода и гололедными явлениями, составляет

$$\nu_3 = \nu_1 + \nu_2 = 134,26 + 247,68 = 381,94 \text{ н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (31)$$

4. Величина удельной нагрузки, вызванной ветровым давлением на линейный провод в отсутствие гололеда, составляет

$$\nu_4 = \frac{\alpha \cdot C_x \cdot Q_n \cdot d}{F} = \frac{\alpha \cdot C_x \cdot U^2 d}{1,6 \cdot F} = \frac{0,35 \cdot 1,1 \cdot 25^2 \cdot 33}{1,6 \cdot 50} = 99,26 \text{ н/м} \cdot \text{мм}^2, \quad (32)$$

где α – коэффициент неравномерности распределения ветрового напора по пролету воздушной линии,

C_x – лобовое сопротивление линии ветру,

Q_n – нормативное значение скоростного напора ветра, Н/м^2 ,

U_n – нормативное значение ветровой скорости, м/с.

5. Величина удельной нагрузки, обусловленной давлением ветра на провод с учетом гололедных явлений, составляет

$$\nu_5 = \frac{C_x \cdot Q_{\Gamma} \cdot (d + 2\epsilon)}{F} = \frac{C_x \cdot U_{\Gamma}^2 \cdot (d + 2\epsilon)}{1,6F} = \frac{1,2 \cdot 156,2 \cdot (33 + 2 \cdot 10)}{1,6 \cdot 50} = 121,84 \text{ н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (33)$$

где Q_{Γ} – величина скоростного напора ветра в условиях гололеда, Н/м^2 ;

U_{Γ} – величина нормативной скорости ветра в условиях гололеда, м/с, причем $U_{\Gamma} = U_n/2$

6. Величина полной удельной нагрузки, вызванной весом провода и ветровым давлением в отсутствие гололеда, составляет

$$v_6 = \sqrt{v_1^2 + v_4^2} = \sqrt{134,26^2 + 99,26^2} = \sqrt{18025,75 + 9852,55} = 166,97 \text{ н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (34)$$

7. Величина результирующей удельной нагрузки, вызванной весом самого провода, ветрового давления и гололедной стенки, составляет

$$v_7 = \sqrt{v_3^2 + v_5^2} = \sqrt{247,68^2 + 121,84^2} = \sqrt{61345,38 + 14844,99} = 276,026 \text{ н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (35)$$

8. Критический пролет (в метрах), вызванный гололедом или др. нагрузками на провод, определим по следующей формуле:

$$\begin{aligned} l_{кр} &= 4,9 \cdot \sigma_{\max} \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_{\Gamma} - t_{\min})}{v_7^2 - v_1^2}} = 4,9 \cdot 117,6 \sqrt{\frac{23 \cdot 10^{-6} (-5 - (-40))}{276,026^2 - 134,26^2}} = \\ &= 576,24 \sqrt{\frac{805}{76190,35 - 18025,75}} = 576,24 \sqrt{\frac{805}{58164,6}} = 576,2 \cdot 0,11 = 64 \text{ м} \end{aligned} \quad (36)$$

$$\sigma_{\max} = 0,4 \cdot \sigma_{\text{вр}} = 0,4 \cdot 294 = 117,6 \text{ МПа},$$

Здесь σ_{\max} – величина максимально допустимого напряжения в линейном проводе, МПа;

α – величина температурного коэффициента линейного удлинения провода, $1/^\circ\text{C}$;

β – величина коэффициента упругого удлинения линейного провода, $\text{мм}^2/\text{Н}$;

$\sigma_{\text{вр}}$ – величина предельного сопротивления материала провода на разрыв, МПа.

Расчетное значение критического пролета не превышает допустимого значения:

$$l_{кр.} = 64 \text{ м} < l_{кр \text{ доп}} = 70 \text{ м}.$$

Это означает, что максимальное значение напряжения линейный провод будет испытывать при температуре $t_{\text{с}} = -5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и величине удельной нагрузки, равной ν_7 .

Запишем уравнение, характеризующее состояние провода при данных условиях эксплуатации.

9. Величина критической температуры может быть определена по формуле

$$t_{кр} = \frac{\beta}{\alpha} \sigma_3 \left(1 - \frac{\nu_1}{\nu_3} \right) - 5 = \frac{16,2 \cdot 10^{-6}}{23 \cdot 10^{-6}} \cdot 36,3 \cdot \left(1 - \frac{134,26}{381,94} \right) - 5 = 16,5^{\circ}\text{C} \quad (38)$$

Проверим получившийся результат на выполнение условия $t_{кр} < t_{\text{max кр}}$

У нас $t_{кр} = +16,5 \text{ }^{\circ}\text{C} < t_{\text{max}} = +40 \text{ }^{\circ}\text{C}$, следовательно, максимальное значение длины провеса нашей линии будет наблюдаться при $t_{\text{max кр}} = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и удельной нагрузке на провод ν_1 .

10. Величина напряжения в линейном проводе при критической температуре $t_{\text{max кр}} = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и удельной нагрузке на провод ν_1

11. Величину максимальной стрелы провеса определяем по формуле

$$f_m = \frac{l^2 \nu_1}{8\sigma_{+40}} = \frac{70^2 \cdot 134,26}{8 \cdot 29,7} = 2,77 \text{ м}.$$

12. Для определения напряжения в линейном проводе, которое возникает при удельной нагрузке ν_1 и температуре окружающей среды в интервале от -30°C до $+40^{\circ}\text{C}$, запишем уравнение, характеризующее состояние провода:

$$\sigma_t - \frac{A}{\sigma_t^2} = B - C(t - t_r), \quad (40)$$

13. Величину напряжения в линейном проводе при температуре 30 °С определим по формуле

$$\sigma_{30} - \frac{227311,7}{\sigma_{30}^2} = -22 - 1,42(30 + 5) \quad (41)$$

$$\sigma_{30} = 31,7 \text{ МПа}$$

14. Величину стрелы провеса, соответствующую напряжению σ_{30} , найдем по формуле

$$f_{30} = \frac{l^2 v_1}{8 \sigma_{30}} = \frac{70^2 \cdot 134,26}{8 \cdot 31,7} = \frac{657,847}{253,6} = 2,59 \text{ м}. \quad (42)$$

5.2 Величину тяжения в проводе, соответствующую температуре 30 °С, определим по формуле

$$T_{30} = \sigma_{30} \cdot F = 31,7 \cdot 50 = 1585 \text{ н}, \quad (43)$$

где F – площадь сечения линейного провода.

Расчеты механических параметров реконструируемой линии при других значениях температуры окружающей среды из означенного нами температурного диапазона проводятся аналогично. Их результаты представлены в монтажной таблице (см. табл. 7).

5. Выбор защитного оборудования

5.1. КЗ в линиях 0,4 кВ

Короткое замыкание (далее по тексту – КЗ) является аварийным состоянием электрооборудования или электрической сети. Оно заключается в непреднамеренном межфазном замыкании, а также замыкании одной или нескольких фаз на землю.

КЗ является следствием нарушения целостности межфазной изоляции. Как правило, на практике чаще всего приходится иметь дело с одно-, двух и трехфазным КЗ. Кроме того, для систем с изолированной нейтралью характерно еще и КЗ, возникающее в результате двойного замыкания на землю.

В связи с этим при выборе защитной аппаратуры необходимо производить ее проверку на соответствие токам короткого замыкания.

В соответствии с требованиями ПУЭ в редакции 2008 года для сетей 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью обязательно нужно знать величину токов при однофазных КЗ, чтобы правильно осуществить выбор защиты по чувствительности срабатывания.

В том случае, когда в качестве защиты используется предохранитель, должно выполняться условие

$$I_k^1 > 3 \cdot I_B \quad (43)$$

Если защита обеспечивается с помощью автоматов, рассчитанных на ток до 100 А, должно выполняться условие

$$I_k^1 > 1,4 \cdot I_{расц} \quad (44)$$

Когда защиту обеспечивают автоматы, рассчитанные на ток более 100 А, необходимо выполнение условия

$$I_k^1 > 1,85 \cdot I_{э \text{ расц}} \quad (45)$$

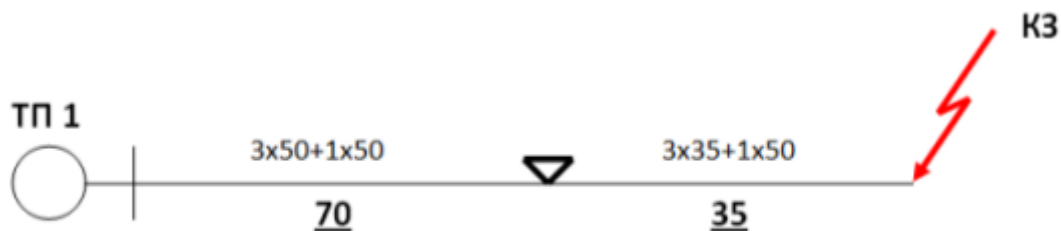
Если же для защиты используются автоматические выключатели, оборудованные тепловыми расцепителями, то должно выполняться условие

$$I_k^1 > 3 \cdot I_{н.т \text{ расц}} \quad (46)$$

5.2. Расчет сопротивления петли «фаза-ноль»

Для осуществления расчета сопротивления петли «фаза-ноль» составим расчетную схему (рис. 7), к примеру, для линии №2.

Рис. 7



По расчетной схеме (см. рис. 7) составим схему замещения (рис. 8).

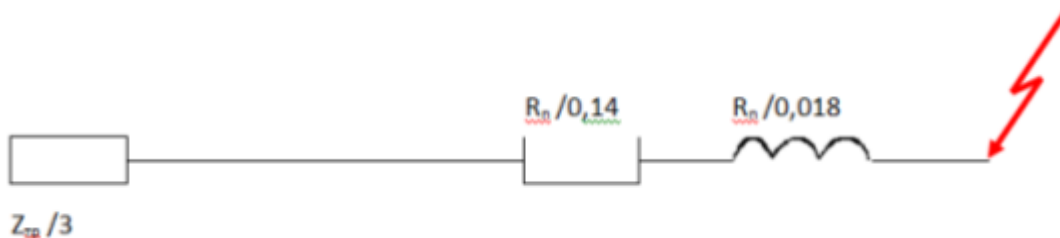


Рис. 8

Величину сопротивления обмоток силового трансформатора относительно стороны низкого напряжения 0,4кВ, можно определить по формуле

$$Z_{TP} = \frac{U_K \cdot U_{cp}^2}{100 \cdot S_{н.тр}}, \quad (47)$$

где U_K – величина напряжения КЗ, выраженная в процентах,

U_{cp} – величина среднего напряжения по низкой стороне ТП-10/0,4 кВ.

$S_{н.тр}$ – величина номинальной мощности трансформатора, МВ·А.

Для выбранного нами трансформатора мощностью 250 МВ·А получаем:

$$Z_{TP} = \frac{U_K \cdot U_{cp}^2}{100 \cdot S_{н.тр}} = \frac{4,5 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 0,25} = 0,030 \text{ м}.$$

Величину активного сопротивления петли «фаза-ноль» определим по формуле

$$r_n = (R_{0_{50}} + R_{0_{50}}) \cdot l + (R_{0_{35}} + R_{0_{50}}) \cdot l \quad (48)$$

Получаем:

$$r_n = (0,641 + 0,72) \cdot 0,07 + (0,868 + 0,72) \cdot 0,035 = 0,09 + 0,55 = 0,14 \text{ Ом}$$

Здесь R_0 – величина активного сопротивления линейного провода длиной 1 км, l – его длина.

Определим теперь величину индуктивного сопротивления петли «фаза-ноль» по формуле

$$x_n = (X_{0,50} + X_{0,35}) \cdot l + (X_{0,35} + X_{0,50}) \cdot l$$

$$x_n = (0,101 + 0,073) \cdot 0,07 + (0,104 + 0,073) \cdot 0,035 = 0,12 + 0,0061 = 0,018 \text{ Ом} \quad (49)$$

где X_0 – значение реактивного сопротивления линейного провода длиной 1 км, l – его длина (в километрах).

С учетом этого величина полного сопротивления петли «фаза-ноль» составляет

$$Z_n = \sqrt{R_n^2 + X_n^2} = \sqrt{0,014^2 + 0,018^2} = \sqrt{0,0196 + 0,00032} = 0,14 \text{ Ом} \quad (50)$$

Расчет сопротивления петли «фаза-ноль» по другим линиям проводится таким же образом. Их результаты представлены в табл. 8.

5.3. Расчет тока при однофазном КЗ

В качестве примера произведем расчет тока, возникающего в случае однофазного КЗ, в линии №2. Получаем:

$$I_L^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{mp}}{3} + Z_n} = \frac{220}{\frac{0,03}{3} + 0,14} = 1466 \text{ А}, \quad (51)$$

где U_ϕ – значение фазного напряжения,

Z_{mp} – величина сопротивления обмотки силового трансформатора по стороне низкого напряжения,

Z_n – величина полного сопротивления петли «фаза-ноль».

Аналогично выполняем расчет токов однофазного КЗ по другим линиям сети 0,4 кВ Починковской ЦРБ. Для расчетов применяем компьютерные технологии. Полученные значения фиксируем в табл. 8.

5.4. Выбор защитной аппаратуры для ВЛИ-0,4 кВ

5.4.1. Выбор автоматических выключателей для ВЛИ-0,4 кВ

В качестве примера произведем выбор автоматов для линии №1 сети 0,4 кВ.

Величину рабочего тока определим по формуле

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,25 \cdot S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1,26 \cdot 218,6}{1,73 \cdot 0,4} = 415,6 \text{ А}, \quad (52)$$

где S_{max} – величина максимальной линейной мощности, кВ·А.

На основании полученного значения рабочего тока с помощью справочной таблицы принимаем к установке автоматический выключатель марки ВА – 52 – 39, величина номинального рабочего тока для которого составляет 500 А, т.е. больше расчетного значения. Это означает, что условие выбора автоматического выключателя соблюдается.

Автоматические выключатели, которые будут защищать другие линии 0,4 кВ, выбираем по аналогии с приведенным расчетом. Их параметры представлены в табл. 9.

5.4.2. Выбор защиты сети уличного освещения

Как и в п. 5.4.1. в качестве примера произведем выбор автоматов для сети уличного освещения, расположенного на линии №1. Для этого рассчитаем величину номинального тока в осветительной сети. Получаем:

$$I_{\text{н.л1}} = \frac{S_{\text{ул.л1}}}{U_n} = \frac{0,3}{0,22} = 1,4 \text{ А}, \quad (53)$$

где $S_{ул л 1}$ – величина полной мощности осветительной сети по линии №1, кВ·А.

На основании полученного значения тока с помощью справочной таблицы осуществляем выбор автоматического выключателя марки ВА – 52 – 39, который обладает номинальным током расцепителя 2 А, значение которого превышает величину номинального тока в данной линии.

Следовательно, условие выбора автомата выполняется.

Расчеты защитного оборудования по другим линиям уличного освещения выполняем таким же образом. Результаты расчетов представлены в табл. 9.

5.2.3. Проверка аппаратов защиты на срабатывание

Осуществим проверку выбранных аппаратов защиты на чувствительность срабатывания. В качестве примера подробно рассмотрим последовательность проверки на срабатывание для защитных аппаратов, установленных на линии №1, отходящей от ТП 10/0,4 кВ.

Правильно подобранная защита должна отвечать следующему условию:

$$I_K^1 > 1,25 \cdot I_{эм расц} \quad (54)$$

Получаем:

$$I_K^1 = 7333 > 1,25 \cdot I_{эм расц} = 1,25 \cdot 500 = 625 \text{ А}$$

$$K_4 = \frac{I_K^{(1)}}{I_{эм расц}} = \frac{7333}{500} = 14,6, \quad (55)$$

где I_K^1 – величина тока при однофазном КЗ;

$I_{эм расц}$ – величина тока в электромагнитном расцепителе,

K_4 – значение коэффициента чувствительности.

Для защитных аппаратов, установленных на других линиях, проверка на чувствительность к срабатыванию проводится аналогичным образом.

5.3. Выбор защитных аппаратов по стороне 10 кВ

Произведем теперь выбор защиты на стороне высокого напряжения. Для этого определим величину номинального тока на стороне 10 кВ по формуле

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,43 \text{ A}, \quad (56)$$

где S_n – значение номинальной мощности силового трансформатора, кВ·А.

Следовательно, защиту стороны 10 кВ обеспечим установкой предохранителя вида ПК – 10 Н, для которого значение номинального тока вставки составляет 20 А.

Если защита подобрана правильно, сила тока в плавкой вставке должна отвечать следующему условию:

$$I_B > 1,25 \cdot I_n \quad (57)$$

Для выбранного предохранителя получаем:

$$I_B = 20 \text{ A} > 1,25 \cdot I_n = 1,25 \cdot 14,43 = 18,04 \text{ A}$$

Следовательно, защита стороны 10 кВ выбрана верно.

6. ОРГАНИЗАЦИЯ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Для правильной организации учета потребляемой электроэнергии необходимо выбрать и установить измерительные трансформаторы. Для этого произведем следующие расчеты.

Определим величину номинального тока по низкой стороне:

$$I_n = \frac{S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{250}{1,732 \cdot 0,4} = 360,853 \text{ А}, \quad (58)$$

где $S_{н.мп}$ – величина номинальной мощности силового трансформатора, кВ·А,

U_n - величина номинального напряжения по низкой стороне (0,4 кВ).

По номинальному току произведем выбор трансформатора тока вида Т - 0,66, величина номинального тока которого превышает расчетное значение и составляет 400А.

Определим теперь значение коэффициента трансформации по формуле

$$K_T = \frac{I_{н1}}{I_{н2}} = \frac{400}{5} = 80, \quad (59)$$

где $I_{н1}$ – сила ток в первичной обмотке трансформатора тока,

$I_{н2}$ – сила тока во вторичной обмотке этого же трансформатора.

В качестве прибора учета электроэнергии, затрачиваемой на уличное и общее освещение, будем использовать электросчетчик марки ПСЧ – 3, выпускаемый в Нижнем Новгороде. Он может подключаться в трех- и четырехпроводную сеть напряжением 0,4 кВ, имеет класс точности 2,0 и номинальный ток 5 А. Выбранный к установке счетчик обладает порогом чувствительности, равным 4,4Вт и предназначен к прямому включению и работе по одноставочному тарифу. Обладает высокой степенью надежности и точностью измерений в широком диапазоне температур окружающей

среды. Кроме того счетчик типа ПСЧ является микропроцессорным устройством, поэтому на его основе может быть реализована дистанционная автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

7. ИСПОЛНЕНИЕ ВЛИ – 0,4 кВ

7.1. Строительство воздушной линии

Поскольку при реконструкции ВЛ-0,4 кВ, поставляющей электроэнергию отдельно стоящим зданиям и служебным помещениям Починковской ЦРБ, расположение трассы не будет изменено, то строительные работы будут минимальные. Они будут заключаться в демонтаже старых деревянных опор и обветшавших подпорных стоек, на место которых будут установлены новые железобетонные опоры, которые соответствуют «Правилам устройства воздушных линий напряжением до 1кВ с СИП».

Согласно методическим рекомендациям, разработанным ООО «НИЛЕД», к установке принимаем одноцепные железобетонные опоры длиной 9,5 метров, устанавливаемые на железобетонные стойки типа СВ – 95 – 2 с и СВ – 95 – 3 с.

С учетом траектории трассы к установке принимаем опоры промежуточного, углового, анкерного и анкерного ответвительного типа.

7.2. Конструктивное выполнение ВЛ – 0,4 кВ проводами СИП

Поскольку территория больничного комплекса является часто посещаемой людьми, то в соответствии с ПУЭ в редакции 2008 года неизолированные провода подлежат замене на изолированные для предупреждения поражения электротоком и повышения надежности электроснабжения.

Как уже отмечалось ранее, в рамках реконструкции ВЛ-0,4 кВ производим замену неизолированных проводов на провода марки СИП – 2, выбор которых был обоснован в главе 4.

Для крепления проводов марки СИП к опорам разработана специальная арматура, выпускаемая различными фирмами. Монтаж самонесущих изолированных проводов осуществляется согласно методике, разработанной ООО «НИЛЕД», являющейся крупнейшим в нашей стране поставщиком оборудования для реализации ВЛИ.

Благодаря тому, что фазные и нулевой провода в СИП – 2 покрыты изоляцией, уменьшается вероятность возникновения нерабочих и аварийных ситуаций при эксплуатации данной линии, сводится к минимуму вероятность несанкционированных подключений, увеличивается устойчивость линии к атмосферным воздействиям и пр.

За счет того, что в СИП провода скручены в жгут, они обладают высокой устойчивостью к механическим нагрузкам. Кроме того в данную связку удобно добавлять также изолированный провод для реализации системы уличного освещения. Как правило, все фазные провода изготовлены из довольно экономичного по стоимости алюминия, а несущий нулевой провод – из более прочного алюминиевого сплава.

Провод СИП – 2 снабжен высокопрочной изоляцией, устойчивой к ультрафиолету, то при его монтаже изоляторы на опорах не устанавливаются.

Поскольку масса 1 погонного километра длины изолированного провода больше массы неизолированного провода той же длины, то для крепления проводов марки СИП вышеупомянутой фирмой «НИЛЕД» разработана специальная поддерживающая, натяжная, контактная, соединительная и цепная арматура (различные зажимы и крюки).

7.3. Установка линейного разъединителя

Для того чтобы осуществлять дистанционное включение и/или отключение линии от распределительной сети предусмотрим установку

линейного разъединителя. В соответствии с ПУЭ 2008 года выбранный к установке разъединитель должен отвечать следующим условиям:

- 1) Номинальное напряжение линейного разъединителя не должно быть меньше номинального напряжения потребителя.
- 2) Номинальный ток в линейном разъединителе не должен быть меньше значения максимального рабочего тока в цепи.

Данным условиям отвечает линейный разъединитель наружной установки марки РЛНДМ – 1 - 10/200 – У1, оснащенный медными ножами и электроприводом. Выбранный разъединитель оснащен заземляющими ножами и рассчитан на величину номинального тока $I_{н.раз} = 200$ А, что значительно больше максимального значения рабочего тока $I_{р.мах} = 14,3$ А.

7.4. Защита ВЛИ – 0,4 кВ от перенапряжения

В Нижегородской области в теплое время года дождь часто сопровождается грозовыми разрядами и молниями. Поскольку ВЛ-0,4 кВ, как правило, обладают большой протяженностью и имеют малое экранирование, летние грозы часто вызывают отключение отдельных участков воздушной линии за счет набегающего перенапряжения.

Для борьбы с негативными последствиями от прямого попадания молнии и/или перенапряжения кроме заземления линейных опор и установки разрядников применяют линейные ограничители перенапряжения, которые достаточно эффективно борются с набегающей волной, образующейся в проводе в результате перенапряжения.

В связи с этим при реконструкции ВЛ-0,4 кВ Починковской ЦРБ считаю целесообразным установить по высокой и низкой стороне ТП – 10/0,4 кВ ограничители перенапряжения: ОПН10 – по стороне 10кВ и ОПН0,4 - по

стороне 0,4кВ, технические характеристики которых представлены в табл. 10 (см. приложения).

8. БЖД и охрана труда при реконструкции ВЛ – 0,4 кВ

8.1. Техника безопасности и охрана труда при реконструкции ВЛ - 0,4 кВ и установке КТП 10/0,4 кВ

Все мероприятия по технике безопасности и охране труда при строительстве и реконструкции уже действующих линий электропередачи напряжением до 1 кВ, в ходе которой осуществляется замена опор и неизолированных проводов на СИПы, производятся в строгом соответствии с требованиями, изложенными в «Правилах устройства электроустановок» (в современной редакции), «Правилах устройства опытно - промышленных воздушных линий напряжением до 1 кВ с проводами СИП» и ряде других нормативных актов и методических рекомендаций. В частности, к ним относятся «Правила ТБ при производстве электромонтажных работ», СНиП Ш – 4 – 80 «ТБ в строительстве», а также «Методические указания по эксплуатации, проведению приемо - сдаточных испытаний и эксплуатации ВЛ - 0,4кВ с самонесущими изолированными проводами» и др.

К проведению строительных, монтажных и пуско-наладочных работ допускаются лица, имеющие соответствующую квалификацию, достигшие совершеннолетия и прошедшие инструктаж по ТБ и правилам проведения соответствующих работ. Лица, имеющие ограничения по здоровью или находящиеся в нетрезвом состоянии, до работы не допускаются.

Вся техника, оборудование и инструменты должны находиться в рабочем состоянии, быть исправными и вовремя прошедшими поверочные испытания. Оборудование, находящееся под напряжением, во время проведения работ должно быть отключено от сетевого питания. Все токоведущие части должны быть надежно изолированы и иметь заземление или зануление.

Установка опор и КТП должны производиться с помощью специальных механизмов. Персонал, обслуживающий данную технику, должен иметь соответствующую квалификацию и опыт проведения подобных работ. При этом территория, на которой производятся строительно-монтажные работы, должна быть огорожена или оцеплена сигнальной лентой по периметру. На подходе к реконструируемому объекту должны быть установлены предупреждающие таблички и информационные щиты.

8.2. Мероприятия по охране окружающей среды

Поскольку в ходе реконструкции ВЛ и установке КТП производимые строительные работы не связаны с нарушением грунта и подземных вод, а вырубка зеленых насаждений сведена к минимуму и носит больше санитарный характер, данные мероприятия не наносят вред окружающей среде.

Поскольку линия 0,4 кВ выполняется самонесущими изолированными проводами, это не требует отчуждения прилегающих территорий.

При демонтаже старых опор и установке новых, а также при установке КТП на незаглубленный фундамент отсутствуют вибрация и вредные выбросы в атмосферу. Монтаж СИП – 2 также не сопровождается вредным воздействием на природу.

Старые опоры и демонтированные стойки, а также строительный мусор по окончании всех работ должны быть вывезены с территории Починковской ЦРБ и утилизированы.

8.3. Мероприятия по защите ВЛИ-0,4 кВ

В соответствии с требованиями ПУЭ в редакции 2008 года и прочими нормативными и руководящими материалами реконструируемая ВЛИ должна быть заземлена и оборудована разрядниками и ОПНами.

Установка заземляющих устройств позволяет осуществить повторное заземление нулевого (несущего) провода, защитить линию от грозовых перенапряжений, а также заземлить установленное на несущих опорах электрооборудование, а также ОПНы и разрядники.

В нашем случае при реконструкции линии 0,4 кВ производится замена деревянных опор на железобетонные, которые устанавливаются на железобетонных стойках, имеющих заземляющий выпуск арматуры. Именно к этому выпуску и присоединяем нулевой провод, тем самым обеспечивая его заземление.

Кроме этого, на новых опорах предусматриваем установку разрядников и ОПНов, которые также заземляем. Назначение данных устройств и их характеристики подробно были рассмотрены ранее - в пунктах 7.3 и 7.4.

Для заземления опор, как правило, используют стальной оцинкованный провод круглого сечения и диаметра более 0,6 см либо неоцинкованный стальной провод такого же диаметра. Однако в последнем случае заземлитель необходимо защитить от коррозии.

Согласно общим техническим требованиям к электрическим контактным соединениям, прописанным в ГОСТе 10434 – 82 все соединения проводников, связанных с контуром заземления, должны быть выполнены с помощью сварки.

Для контроля напряжения в электросети и качества заземления на обоих концах ВЛИ-0,4 кВ в ходе реконструкции устанавливаем зажимы на

линейных проводах, чтобы к ним можно было присоединить соответствующие приборы.

Для надежной работы трансформатора необходимо предусмотреть защиту КТП 10/0,4 кВ в виде сооружения заземляющего контура, к которому присоединим нейтраль силового трансформатора.

При проведении работ необходимо соблюсти следующие требования ПУЭ (в редакции 2008 года):

- сопротивление заземлителя, к которому подсоединяем трансформатор, не должно превышать 4 Ом,

- сопротивление повторного заземления не должно превышать 10 Ом.

Контур заземления КТП выполним из вертикальных стальных прутков длиной не менее 3 метров и диаметром 1,6 см, соединенных между собой горизонтальным стальным заземлителем такого же сечения на глубине 80 см.

Рассчитаем величину сопротивления каждого вертикального электрода по формуле

$$R_e = \frac{0,366 \cdot \rho}{\lg} \left(l_0 \frac{2 \times l_3}{d} + 0,5 l_0 \frac{4 \cdot P_{cp} + l_3}{4 \cdot P_{cp} - l_3} \right) = \frac{0,366 \cdot 100}{3} \left(l_0 \frac{2 \times 3}{0,012} + 0,5 l_0 \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) =$$
$$= 12,2 (l_0 500 + 0,5 l_0 2) = 12,2 (2,7 + 0,5 \cdot 0,3) = 34,77 \text{ Ом} \quad (60)$$

где l_3 – длина вертикального электрода, м;

ρ – удельное сопротивление почвогрунта, Ом·м;

d – диаметр стального прута, из которого выполнен вертикальный электрод, м;

P_{cp} – глубина, на которую вбивается электрод, м.

Она рассчитывается по формуле

$$P_{cp} = \frac{l_3}{2} + 0,8 = \frac{3}{2} + 0,8 = 2,3 м \quad (61)$$

Найдем приблизительное число заземлителей по формуле

$$n = \frac{R_6}{R_3} = \frac{34,77}{4} = 8,69 \approx 9 шт, \quad (62)$$

где R_6 – сопротивление вертикального электрода, Ом;

R_3 – сопротивление заземлителя, Ом.

Для более эффективной работы контура заземления принимаем к установке большее количество электродов, т.е. 10 штук.

Определим длину горизонтального электрода с учетом коэффициента экранирования по формуле

$$l_r = A \cdot n = 3 \cdot 18 = 54 м \quad (63),$$

где A – расстояние между вертикальными электродами, м,

n – число вертикальных электродов.

Величину сопротивления горизонтального электрода контура заземления определим по формуле

$$R_r = \frac{0,366 \cdot \rho_{uzm} \cdot l_0}{\lg} \frac{2 \cdot l_r^2}{2 \cdot d \cdot h} = \frac{0,366 \cdot 100}{54} \cdot l_0 \frac{2 \cdot 54^2}{2 \cdot 0,012 \cdot 0,8} = 0,67 \cdot l_0 \cdot 151875 = 3,5 Ом \quad (64)$$

где d – диаметр прута, из которого выполнен горизонтальный электрод, м;

h – глубина, на которую закладывают горизонтальный электрод, м;

ρ_{uzm} – величина удельного сопротивления почвогрунта, Ом·м.

Рассчитаем теперь величину общего сопротивления контура заземления. При расчетах будем учитывать коэффициент взаимного экранирования. Получаем:

$$R_{общ} = \frac{R_{\epsilon} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\epsilon} \cdot \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{\epsilon}} = \frac{34,77 \cdot 3,5}{34,77 \cdot 0,48 + 3,5 \cdot 10 \cdot 0,25} = 3,750 \text{ м}, \quad (65)$$

где η_{ϵ} и η_{Γ} – величины коэффициентов экранирования для вертикального и

горизонтального электродов контура заземления соответственно.

9. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА

Для проведения технико-экономической оценки эффективности мероприятий, проведенных в ходе реализации проекта по реконструкции воздушной линии 0,4 кВ, питающей больничный комплекс, и замене неизолированных проводов на СИП, необходимо подсчитать затраты на проведение реконструкции и потенциальную прибыль.

При расчетах будем пользоваться теми данными, которые были предоставлены в РЭС, а именно:

- сметой на проведение работ,
- спецификацией на оборудование, материалы и пр. (табл. 10).

Согласно бухгалтерской документации общие затраты составили

$$\Delta K = 5,897 \text{ тысяч рублей,}$$

включая стоимость проекта, непосредственно проведение работ по реконструкции, заработную плату, накладные расходы и налог на добавленную стоимость.

Проведенные мероприятия позволят значительно сократить количество отключений в линии 0,4 кВ, повысить надежность и качество поставляемой электроэнергии, что, в свою очередь позволит сократить количество персонала, обслуживающего данную линию. В результате этого планируется получить годовую экономию денежных средств в размере

$$\Delta C = 1,275 \text{ тысяч рублей.}$$

Рассчитаем теперь, за какое время окупится данный проект и сравним полученный результат с нормативным сроком окупаемости $T_{н.ок.}$

Получаем:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\Delta C} = \frac{5,987}{1,275} = 4,7 \text{ года} \quad (66)$$

Следовательно, срок окупаемости проекта ниже нормативного срока, т.е. проект будет экономически эффективным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием, полученным на кафедре «Электрооборудование и автоматика», в моей выпускной квалификационной работе были проведены инженерно-технические расчеты по реконструкции ВЛ-0,4 кВ, питающей Починковскую центральную районную больницу. На основании данных расчетов был произведен выбор опор, проводов и др. оборудования, а также силового трансформатора на устанавливаемой КТП 10/0,4 кВ и защитных автоматов. Для защиты линии предложено установить ОПНы по высокой и низкой стороне и разрядники, а также заземлить линию и силовой трансформатор. В ходе реконструкции была произведена замена изолированных проводов на провод марки СИП-2 и замена устаревших уличных светильников с лампами накаливания на современное осветительное оборудование.

Проведенные мероприятия проводились в рамках региональной программы развития и модернизации районных электрических сетей Нижегородской области и позволили снизить количество аварий и нерабочих ситуаций на реконструированной ВЛ и повысить качество электроэнергии, поставляемое больничному комплексу.

Проведенная технико-экономическая оценка рентабельности проекта подтверждает его эффективность.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ПУЭ. – СПб., 2008.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. – М.: Энергосервис, 2003
3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей – М.: НЦ ЭНАС, 2005
4. Руководящие материалы по проектированию распределительных электрических сетей (РУМ) – М.: РОСЭП, 2003
5. В.М. Расторгуев. Проектирование систем электрификации: учеб. пособие / Рос. Гос. Аграр. Заоч. Ун-т. – М., 2004
6. Техническая информация «Блочная комплексная трансформаторная подстанция БКТПБ в бетонной оболочке – СПб.: Элтехника, 2004
7. А.А. Раздорожный, Безопасность производственной деятельности. – М. : ИНФРА- М, 2003
8. Электроснабжение. Курсовое и дипломное проектирование: учеб. пособие / Под общ. ред. Г.В. Коробова – 2-е изд., испр. и доп. – СПб.: Лань, 2011
9. Попов Н. М. Справочник студента - электрика по электроснабжению и электрооборудованию: для студ. заоч. отделения. - Кострома, 1995
10. Зотов Б.И., Курдюмов В.И., / Безопасность жизнедеятельности в сельскохозяйственном производстве. – М.: «Колос», 2000
11. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. - РД 153-34.0-03.150-00