Курсовая работа

«Реконструкция схемы электроснабжения 0,4 кВ села Коврыгино»

**Содержание**

Введение

1. Характеристика объекта проектирования и существующей схемы электроснабжения

1.1 Расчёт распределения мощности по участкам сети существующей схемы электроснабжения

1.2 Определение потерь напряжения

1.3 Расчёт потерь энергии

1.4 Определение нагрузки трансформаторов

1.5 Определение допустимых потерь напряжения

1.6 Выводы по существующей схеме электроснабжения

2. Реконструкция схемы электроснабжения села Коврыгино

2.1 Возможные варианты реконструкции

2.2 Электрический расчёт вариантов реконструкции

2.2.1 Выбор трансформатора для ТП-55-6-9

2.2.2 Замена проводов ЛЭП по фидерам ТП-55-6-9

2.2.3 Определение место расположения трансформаторных подстанций

2.2.4 Изменение конфигурации ЛЭП по фидерам ТП-55-6-9 и ТП 55-6-15

2.2.5 Выбор сечения проводов по экономической плотности тока

2.2.6 Определение потерь напряжения

2.2.7 Расчет потерь энергии после реконструкции

2.2.8 Выбор трансформаторов для первого и второго участков

3. Расчёт токов короткого замыкания

4. Выбор электрической аппаратуры

4.1 Общие сведения

4.2 Расчёт токов нормального режима

4.3 Выбор электрической аппаратуры напряжением ниже 1000В 51

Заключение

Список литературы

**Введение**

Современное сельскохозяйственное производство и сельский быт немыслимы без электрификации. Обогрев и вентиляция, водоснабжение, приготовление и раздача корма, уборка навоза, электрификация строительных работ, освещение и обогрев жилых помещений – это далеко не полный перечень использования электроэнергии. В связи с этим возросли требования к надежности электроснабжения сельскохозяйственных объектов, к качеству электрической энергии, к ее экономному использованию и рациональному расходованию материальных ресурсов при сооружении систем электроснабжения.

Сельскохозяйственные объекты отличаются исключительным разнообразием условий, в которых приходится работать электрооборудованию. Срок его службы, эффективность и безопасность эксплуатации в значительной мере зависят от грамотного выбора конструкции, способа монтажа и умелого использования. Отсюда – повышение роли инженеров – электриков в хозяйствах.

Сельское население в быту применяет различные электрические приборы. К приборам, облегчающим домашний труд, сокращающим затраты времени на него и создающим условия удобства и комфорта, относятся нагревательные устройства (электроплиты и электроплитки, электрокипятильники и электроводонагреватели, электрочайники и электрокастрюли, электрорадиаторы, электрокамины и электроотражатели, электроутюги), электрические холодильники, стиральные машины, электрические пылесосы и т.п.

В быт сельских тружеников начинают входить такие современные бытовые приборы, как электрокондиционеры, индукционные печи, ионизаторы воздуха, ультрафиолетовые облучатели и некоторые другие.

Данная работа посвящена решению вопросов реконструкции сетей электроснабжения 10/0,4 кВ села Коврыгино. Необходимость реконструкции связана с невыполнением требований, предъявляемым к качеству электроэнергии, а также ростом нагрузок жилого сектора.

**1. Характиристика объекта проектирования и существующей схемы электроснабжения**

Село Коврыгино находится на 20 км Енисейского тракта. Население 1 тысяча жителей. В поселке располагаются сельскохозяйственные предприятия, леспромхоз.

В процессе развития поселка стали строиться новые улицы, возводились и подключались новые производственные объекты, что привело к строительству новых трансформаторных подстанций различной мощности.

В настоящее время в результате увеличения установленных мощностей бытовых потребителей, связанных с улучшением бытовых условий и развитием НТП, возникла проблема перегрузки существующих ТП, к тому же существующие конфигурации сетей не обеспечивают требуемого качества электроэнергии.

В связи с резким увеличением потребления электроэнергии существующие сечения проводов не обеспечивают требования допустимых потерь напряжения, а также надежности электроснабжения. Мощности трансформаторных подстанций не соответствуют подключенным к ним нагрузкам.

# Исходя из выше сказанного, необходимо пересмотреть существующую схему электроснабжения села Коврыгино ТП № 55-6-9, мощностью 160 кВА. Для более полного выявления проблем в существующей схеме электроснабжения села Коврыгино, необходимо выполнить её электрический расчёт, что и выполнено в следующей главе.

**1.1 Расчёт распределения мощности по участкам сети существующей схемы электроснабжения**

Расчёт распределения мощности по участкам сети проводим для вечернего и дневного максимумов нагрузок.

Суммирование нагрузок проводим по формуле:

Р = Рб + ΔРдоб,)

где: Р – нагрузка на участке линии сети, кВт;

Рб – большая из слагаемых нагрузок, кВт;

ΔРдоб – добавка от меньшей из составляющих нагрузок, определяется из [2], кВт.

Выполним расчет распределения мощности по участкам Ф–1 ТП–55-6-9, для вечернего и дневного максимумов нагрузок для существующего варианта. В связи с повышением комфортности бытовых условий проживания населения примем дневную максимальную мощность одноквартирного жилого дома равной 1,3 кВт, а вечернюю 3,0 кВт. Так как вечерняя максимальная мощность больше расчет будем проводить только для вечернего максимума нагрузки. Схема существующего электроснабжения представлена на листе 01.93.06.78.01 Э7

Рв26-34 = 5 кВт.

Рв25-26 = 5 + Δ3 = 5 + 1,8 = 6,8 кВт.

Рв23-25 = 6,8 + Δ3 = 6,8 + 1,8 = 8,6 кВт.

Рв22-23 = 8,6 + Δ3 = 8,6 + 1,8 = 10,4 кВт.

Рв20-22 = 10,4 + Δ3 = 10,4 + 1,8 = 12,2 кВт.

Рв18-20 = 12,2 + Δ3 = 12,2 + 1,8 = 14 кВт.

Рв17-18 = 14 + Δ3 = 14 + 1,8 = 15,8 кВт.

Рв16-17 = 15,8 + Δ3 = 15,8 + 1,8 = 17,6 кВт.

Рв15-16 = 17,6 + Δ6 = 17,6 + 3,6 = 21,2 кВт.

Рв14-15 = 21,2 + Δ6 = 21,2 + 3,6 = 24,8 кВт.

Рв12-14 = 24,8 + Δ6 = 24,8 + 3,6 = 28,4 кВт.

Рв11-12 = 28,4 + Δ6 = 28,4 + 3,6 = 32 кВт.

Рв10-11 = 32 + Δ6 = 32 + 3,6 = 35,6 кВт.

Рв9-10 = 35,6 + Δ4 = 35,6 + 2,4 = 38 кВт.

Рв7-9 = 38 + Δ6 = 38 + 3,6 = 41,6 кВт.

Рв5-7 = 41,6 + Δ2 = 41,6 + 1,2 = 42,8 кВт.

Рвтп-5 = 42,8 + Δ6 = 42,8 + 3,6 = 46,4 кВт.

Для Ф-2 и Ф-3 расчет ведем аналогично, результаты сводим в таблицы 1.1, 1.2 и 1.3.

Определение значений полных мощностей

Значения полных мощностей на участках определяем по формуле:

Sд(в) = Pд(в) / cos,

Pд(в)- активная дневная и вечерняя мощность, (кВт);

cos-коэффициент мощности в максимум нагрузки, принимаем из [1].

Пример расчёта значений полных мощностей на участках Ф–1 ТП–55-6-9, для вечернего максимума нагрузок Sв..ТП-1 =46,4/0,90=55,6кВА.

**1.2 Определение потерь напряжения**

Определение потерь напряжения на участках линий

Потери напряжения на участках линий рассчитываем по формуле:

,

где ΔU – потери напряжения в линии, В;

Рл – максимальное значение активной мощности на участке сети, кВт;

Qл – максимальное значение реактивной мощности на участке сети, кВА;

*l* – длина участка линии, км;

ro – удельное электрическое сопротивление электрическому току, Ом/км;

хо – индуктивное сопротивление провода, Ом/км.

Расчёт потерь напряжения, на участках Ф-1, Ф-2 и Ф-3, ТП–55-6-9 ведем по участкам линий, по формуле 1.3. Провод для основной линии используется А–35, для отпаек А–25 и А–16, расстояние между опорами 30 метров, результаты расчетов сведем в таблицы 1.1 , 1.2 и 1.3.

Максимальные потери в линиях будут наблюдаться в периоды вечернего максимума нагрузок, по этому, определение потерь напряжения в линии осуществляем для вечерних нагрузок.

Потери напряжения в линии определяются по формуле:

U%= ⋅ 100% , (1.4)

где -суммарные потери напряжения по участкам линии, В;

Uн = 0,38 – номинальное напряжение сети, В

**1.3 Расчет потерь энергии**

Потери энергии определяются как на стадии проектирования электрических сетей, так и при их эксплуатации. Наиболее распространенным является метод максимальных потерь, согласно которому потери энергии определяются по максимальной нагрузке и числу использования максимума нагрузок.

Потери энергии в трехфазной линии определяются по формуле

ΔW=3 I2мах⋅rо *l* τ 10-3, кВт⋅ч,

где Iмах – максимальный ток, А;

rо – удельное сопротивление провода, Ом/км;

*l* – длина линии, км;

τ – время максимальных потерь, то есть время в течении которого электроустановка, работая с максимальной нагрузкой, имеет такие же потери, как и при работе по действительному графику нагрузок.

Значение времени потерь τ можно определить для сельских электрических сетей из уравнения:

τ = 0,69 · Тм – 584 ,

где Тм – число часов использования максимума нагрузки в год.

Для расчетов можно принять Тм = 3600 часов.

ф= 0,69 · 3600 – 584 = 1900

Пример расчета линии Ф–1 ТП–55-6-9 по участкам линии:

ΔW26-34 = 3⋅8,442⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 82,58 кВт⋅ч

ΔW25-26 = 3⋅11,482⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 18,70 кВт⋅ч

ΔW23-25 = 3⋅14,522⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 59,83 кВт⋅ч

ΔW22-23 = 3⋅17,562⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 43,75 кВт⋅ч

ΔW20-22 = 3⋅20,62⋅ 0,83⋅0,06⋅1900⋅10-3 = 120,41 кВт⋅ч

ΔW18-20 = 3⋅23,632⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 158,56 кВт⋅ч

ΔW17-18 = 3⋅26,672⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 100,98 кВт⋅ч

ΔW16-17 = 3⋅29,712⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 125,29 кВт⋅ч

ΔW15-16 = 3⋅35,792⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 242,39 кВт⋅ч

ΔW14-15 = 3⋅41,872⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 331,7 кВт⋅ч

ΔW12-14 = 3⋅47,942⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 652,48 кВт⋅ч

ΔW11-12 = 3⋅54,022⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 414,19 кВт⋅ч

ΔW10-11 = 3⋅60,12⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 512,63 кВт⋅ч

ΔW9-10 = 3⋅64,152⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 584,07 кВт⋅ч

ΔW7-9 = 3⋅70,232⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 699,98 кВт⋅ч

ΔW5-7 = 3⋅72,252⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 740,95 кВт⋅ч

ΔWтп-5 = 3⋅78,32⋅ 0,83⋅0,03⋅1900⋅10-3 = 4063,9 кВт⋅ч

Потери энергии во всей линии:

ΣΔW=82,58+18,70+59,83+43,75+120,41+158,56+100,98+125,29+242,39+331,7+652,48+414,19+512,63+584,07+699,98+740,95+4063,9=8952,39 кВт⋅ч

Для остальных участков сети расчёт проводим аналогично. Полученные при расчётах значения потерь энергии по фидерам Ф-1, Ф-2 и Ф-3, ТП–55-6-9

Определим общие потери энергии в существующей схеме электроснабжения

ΔWсущ = ΣΔWф-1 + ΣΔWф-2+ΣΔWф-3,

**1.4 Определение нагрузки трансформаторов**

Нагрузки трансформаторов определяем по формуле 1.1, но при этом учитываем мощность, расходуемую уличным освещением. Для освещения территории приближенно принимаем 5,5 Вт на 1 метр линии электропередачи. Сети 0,4 кВ ТП–55-5-6 имеют 117 пролетов линий электропередачи (ЛЭП) каждый пролет составляет в среднем 30 метров, поэтому суммарная протяженность сетей составляет 3510 метров

ТП–55-6-9:

Ртп-55-6-9 = Рф2 + ΔРф1 +ΔРф3 + ΔРул.освещ, кВт

Ртп-55-6-9 = 144,13 + 38,2 + 28,8+19,3 = 230,43 кВт

Sтп-55-6-9 = 230,43 / 0,9 = 256,03 кВА

После определения расчетной мощности ТП, становится очевидным, что ТП–55-6-9 перегружена на 60%, что не допустимо.

Для выявления положительных или отрицательных сторон рассматриваемой схемы электроснабжения необходимо определить допустимые потери напряжения на её участках.

**1.5 Определение допустимых потерь напряжения**

На шинах трансформаторной подстанции 10 кВ осуществляется встречное регулирование, в режиме 100% нагрузки – 0, в режиме 25% нагрузки –2, это позволяет установить ПБВ трансформаторов 10/0,4 кВ в положение +5. В линии 10 кВ при данном режиме регулирования допустимые потери напряжения составляют – 4%, в линии 0,4кВ – 7%.

**1.6 Выводы по существующей схеме электроснабжения**

Выполнив расчеты существующей схемы электроснабжения села Коврыгино, были выявлены следующие отклонения от требований предъявляемым к электроснабжению сельскохозяйственных потребителей:

– трансформаторная подстанция ТП-55-6-9 оказалась перегружена на 60%, что недопустимо, при этом потери напряжения в линиях электропередачи отходящих от неё не укладываться в интервал значений допустимых потерь напряжения для данной сети (таблица 1.7). Для наиболее удалённых потребителей Ф–1 потери напряжения в процентном отношении от номинального, составляют 29,16%.

Изучив схему электроснабжения села Коврыгино и проведя расчеты перетоков мощностей по участкам сети, были определены значения потерь напряжения на этих участках. Сравнивая эти значения со значениями таблицы допустимых потерь напряжения, составленной для данной сети, были выявлены существенные различия между ними, что недопустимо при электроснабжении сельскохозяйственных потребителей.

На основании выше сказанного можно сказать, что данная схема электроснабжения села Коврыгино не эффективна и требует проведения реконструкции.

**2. Реконструкция схемы электроснабжения села Коврыгино**

**2.1 Возможные варианты реконструкции**

Возможные пути реконструкции электроснабжения села Коврыгино от ТП–55-6-9:

– необходимо поменять трансформатор ТП–55-6-9 со 160 кВА на 250 кВА;

– предлагается увеличить сечение проводов линии на головных участках,

– предлагается изменить существующую конфигурацию сети электроснабжения на более рациональную, при этом существующая трансформаторная подстанция остается на своем месте;

– в случае если вышеперечисленные мероприятия не принесут желаемых результатов, то необходимо будет, из-за большой протяженности линий электроснабжения и разбросанности потребителей разбить весь участок на две группы, поставив в каждую трансформаторную подстанцию и выбрать наиболее рациональную схему электроснабжения.

**2.2 Электрический расчет вариантов реконструкции**

**2.2.1 Выбор трансформатора для ТП-55-6-9**

# В связи с тем, что в проведенных ранее расчетах был выявлен факт перегрузки ТП-55-6-9 на 60%, то предлагается заменить трансформатор на более мощный. Принимаем трёхфазный двух обмоточный силовой трансформатор ТП–250 кВА. Технические характеристики трансформатора ТП–250 кВА приведены в таблице 2.1. Габаритные размеры и масса приведена в таблице 2.2.

Таблица 2.1 Технические характеристики трансформатора ТП–250 кВА

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип | Sном,  кВА | Сочетание  напряжений | | Схема и группа соединения  обмоток | Потери, кВт | | Uкз,  % | Iхх,  % | Вид переключения  ответвлений  обмоток |
| ХХ | КЗ |
| ВН | НН |
|
| ТП | 250 | 10 | 0,4 | Y/Yн-0 | 0,71 | 4,2 | 6,8 | 2,3 | ПБВ |

Таблица 2.2 Габаритные размеры и масса двух обмоточного трансформатора ТП–250 кВА

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Габариты, м, не более | | | | Масса, т, не более | | |
| Тип | Длина, м | Ширина, м | Высота, м | | Полная | Масла | Транспортная |
| Полная | До крышки |
| ТП – 250/10 | 1,5 | 2,1 | 2,9 | 2,51 | 1,85 | – | – |

# **2.2.2 Замена проводов ЛЭП по фидерам ТП-55-6-9**

Выполним увеличение проводов по участкам ЛЭП и проведем расчет потерь напряжения по формуле 1.3, для наиболее удаленных потребителей Ф-2. Результаты расчета по Ф-2 сведем в таблиу 2.3.

Таблица 2.3. Расчёт потерь напряжения Ф-2 при увеличении сечения проводов на головных участках

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер участка. | Длина участка, км. | Рв,  кВт. | Qв,  кВАр. | Sв,  кВА. | rо,  Ом/км. | xо,  Ом/км. | U в,  В. | U в,  %. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 130-131 | 0,045 | 6 | 1,75 | 6,25 | 0,83 | 0,308 | 0,654 | 0,172 |
| 129-130 | 0,03 | 9,6 | 5,95 | 11,3 | 0,83 | 0,308 | 0,774 | 0,204 |
| 128-129 | 0,03 | 11,4 | 7,07 | 13,41 | 0,83 | 0,308 | 0,919 | 0,242 |
| 127-128 | 0,03 | 13,2 | 8,18 | 15,53 | 0,412 | 0,283 | 0,612 | 0,161 |
| 126-127 | 0,03 | 16,8 | 10,42 | 19,77 | 0,412 | 0,283 | 0,779 | 0,205 |
| 122-126 | 0,12 | 18,6 | 11,53 | 21,88 | 0,412 | 0,283 | 3,451 | 0,908 |
| 119-122 | 0,09 | 20,4 | 12,65 | 24 | 0,412 | 0,283 | 2,838 | 0,747 |
| 118-119 | 0,03 | 24 | 14,88 | 28,24 | 0,412 | 0,283 | 1,113 | 0,293 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 110-118 | 0,13 | 25,8 | 16 | 30,36 | 0,308 | 0,274 | 4,218 | 1,110 |
| 107-110 | 0,03 | 27,6 | 17,11 | 32,47 | 0,308 | 0,274 | 1,041 | 0,274 |
| 102-107 | 0,03 | 31,2 | 19,34 | 36,71 | 0,308 | 0,274 | 1,177 | 0,31 |
| ТП-102 | 0,29 | 34,8 | 21,58 | 40,95 | 0,246 | 0,292 | 11,341 | 2,985 |
|  |  |  |  |  |  |  | 28,917 | 7,61 |

Дальнейший расчет данного варианта реконструкции не целесообразен, так как при увеличении сечения провода, у наиболее отдаленных потребителей по Ф–2 ТП -55-6-9 от ТП до 102-ой опоры с А–35 на А–120, с 102-ой по 118-ю опору с А–35 на А–95 и с 118-ой по 128-ую опору с А–35 на А–70 потери напряжения составят 7,61%, что более 7%, а это недопустимо.

Возможно данная проблема исчезнет если разбить весь участок на две группы, поставив в каждую группу трансформаторную подстанцию и выбрать наиболее рациональную схему электроснабжения.

**2.2.3 Определение место расположения трансформаторных подстанций**

Разобьем схему электроснабжения села Коврыгино на два участка и найдем координаты потребителей Рис.1., которые представлены в таблицах 2.4. и 2.5.

Место расположения трансформаторных подстанций определяется на практике как центр тяжести нагрузок. Электрическую нагрузку при этом рассматривают как «тяжесть», «силу», а координаты подстанций определяются по формулам:



 2.1.

где:  и  - координаты потребителей, которые планируется

подключить к данной подстанции;

 - расчетная нагрузка потребителей, кВт

 - число потребителей.

Место расположение первой трансформаторной подстанции





Место расположение второй трансформаторной подстанции





Таблица 2.4 Месторасположение 1-ой трансформаторной подстанции

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № Нагр. | P.i | X.i | Y.i | P.i\*X.i | P.i\*Y.i |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | 6 | 7,7 | 7,9 | 46 | 47,2 |
| 6 | 6 | 4,7 | 7,2 | 28,4 | 42 |
| 7 | 6 | 5,3 | 7,2 | 32 | 42 |
| 8 | 6 | 5,7 | 7,2 | 34,4 | 42 |
| 9 | 3 | 6,2 | 7,2 | 18,6 | 21 |
| 10 | 3 | 6,5 | 7,2 | 19,6 | 21 |
| 11 | 3 | 6,9 | 7,2 | 20,8 | 21 |
| 12 | 3 | 7,3 | 7,2 | 21,8 | 21 |
| 13 | 3 | 7,6 | 7,2 | 22,8 | 21 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 14 | 3 | 7,9 | 7,2 | 23,8 | 21 |
| 15 | 3 | 8,2 | 7,2 | 24,6 | 21 |
| 70 | 3 | 8 | 3,3 | 24 | 10 |
| 71 | 3 | 8,4 | 3,3 | 25,2 | 10 |
| 34 | 3 | 6,3 | 5,3 | 19 | 16 |
| 35 | 3 | 7,2 | 5,3 | 21,6 | 16 |
| 36 | 6 | 7,6 | 5,3 | 45,6 | 32 |
| 37 | 6 | 8,1 | 5,3 | 48,4 | 32 |
| 59 | 3 | 5,2 | 4,8 | 15,6 | 14,4 |
| 60 | 3 | 5,5 | 4,8 | 16,6 | 14,4 |
| 61 | 3 | 6,2 | 4,8 | 18,6 | 14,4 |
| 62 | 3 | 6,5 | 4,8 | 19,6 | 14,4 |
| 63 | 3 | 7,6 | 4,8 | 22,8 | 14,4 |
| 64 | 3 | 8 | 4,8 | 24 | 14,4 |
| 68 | 3 | 5,5 | 3,7 | 16,4 | 11 |
| 69 | 3 | 6,9 | 3,3 | 20,8 | 10 |
| 74 | 3 | 6,7 | 3,0 | 20 | 9 |
| 75 | 3 | 6,9 | 3,0 | 20,8 | 9 |
| 76 | 3 | 5,3 | 3,0 | 16 | 9 |
| 77 | 3 | 4,7 | 2,3 | 14 | 6,8 |
| 78 | 3 | 4,3 | 2,1 | 13 | 6,4 |
| 79 | 3 | 4,1 | 1,9 | 12,2 | 5,6 |
| 80 | 3 | 4,1 | 1,6 | 12,2 | 4,8 |
| 81 | 3 | 3,9 | 1,3 | 11,6 | 4 |
| 82 | 3 | 3,7 | 1,0 | 11 | 3 |
| 83 | 3 | 3,9 | 0,7 | 11,6 | 2 |
| 84 | 6 | 4,7 | 0,3 | 28,4 | 2 |
| 32 | 3 | 5,7 | 5,3 | 17,2 | 16 |
| 33 | 3 | 6,1 | 5,3 | 18,2 | 16 |
| 65 | 3 | 9,2 | 4,8 | 27,6 | 14,4 |
|  | 138 |  |  | 864,8 | 651,6 |

Таблица 2.5 Месторасположение 2-ой трансформаторной подстанции

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № Нагр. | P.i | X.i | Y.i | P.i\*X.i | P.i\*Y.i |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 2 | 2 | 9,2 | 7,7 | 18,4 | 15,47 |
| 3 | 6 | 8,8 | 7,3 | 52,8 | 44 |
| 5 | 4 | 10 | 7,3 | 40, | 29,33 |
| 16 | 6 | 9,6 | 7,2 | 57,6 | 42 |
| 17 | 3 | 10,2 | 7,2 | 30,6 | 21 |
| 18 | 3 | 10,5 | 7,2 | 31,6 | 21 |
| 19 | 3 | 10,8 | 7,2 | 32,4 | 21 |
| 20 | 3 | 11,1 | 7,2 | 33,2 | 21 |
| 21 | 6 | 11,6 | 7,2 | 69,6 | 42 |
| 22 | 3 | 12 | 7,2 | 36 | 21 |
| 23 | 3 | 12,3 | 7,2 | 36,8 | 21 |
| 24 | 6 | 12,7 | 7,2 | 76,4 | 42 |
| 25 | 3 | 13,1 | 7,2 | 39,2 | 21 |
| 26 | 3 | 13,5 | 7,2 | 40,6 | 21 |
| 27 | 3 | 14,3 | 7,2 | 43 | 21 |
| 28 | 3 | 15,1 | 7,2 | 45,2 | 21 |
| 29 | 3 | 15,5 | 7,2 | 46,6 | 21 |
| 30 | 3 | 16,3 | 7,2 | 49 | 21 |
| 31 | 3 | 16,7 | 7,2 | 50,2 | 21 |
| 38 | 3 | 8,5 | 5,3 | 25,6 | 16 |
| 39 | 3 | 8,8 | 5,3 | 26,4 | 16 |
| 40 | 6 | 9,2 | 5,3 | 55,2 | 32 |
| 41 | 6 | 9,7 | 5,3 | 58,4 | 32 |
| 42 | 3 | 10,1 | 5,3 | 30,2 | 16 |
| 44 | 3 | 10,8 | 5,3 | 32,4 | 16 |
| 45 | 3 | 11,1 | 5,3 | 33,2 | 16 |
| 46 | 3 | 11,4 | 5,3 | 34,2 | 16 |
| 47 | 3 | 11,7 | 5,3 | 35,2 | 16 |
| 48 | 3 | 12 | 5,3 | 36 | 16 |
| 49 | 3 | 12,3 | 5,3 | 36,8 | 16 |
| 50 | 3 | 12,5 | 5,3 | 37,6 | 16 |
| 51 | 3 | 12,9 | 5,3 | 38,6 | 16 |
| 52 | 3 | 13,4 | 5,3 | 40,2 | 16 |
| 53 | 3 | 13,9 | 5,3 | 41,6 | 16 |
| 54 | 3 | 14,5 | 5,3 | 43,6 | 16 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 55 | 3 | 14,9 | 5,3 | 44,8 | 16 |
| 56 | 3 | 15,7 | 5,3 | 47,2 | 16 |
| 57 | 3 | 16,1 | 5,3 | 48,4 | 16 |
| 72 | 3 | 11,9 | 3,3 | 35,6 | 10 |
| 73 | 3 | 12,7 | 3,3 | 38 | 10 |
| 85 | 5 | 16,7 | 3,1 | 83,67 | 15,67 |
|  | 143 |  |  | 1732,07 | 859,47 |

**2.2.4 Изменение конфигурации ЛЭП по фидерам ТП-55-6-9 и ТП 55-6-15**

Произведем изменение конфигурации сети 0,4 кВ, как показано на листе 01.93.06.78.02. Э7.

Для изменения конфигурации сети ТП-55-6-9 потребителей первого участка, разобьем на три части и примем три фидера.

Для изменения конфигурации сети ТП-55-6-15 потребителей второго участка, разобьем на три части и примем три фидера.

Произведем расчёт распределения мощности по участкам сети для ТП–55-6-9 и ТП-55-6-15. Так как вечерняя максимальная мощность больше расчет будем проводить только для вечернего максимума нагрузки по формуле 1.1, результаты сведем в таблицу 2.6, 2.7, 2.8, 2.9, 2.10 и 2.11.

**2.2.5 Выбор сечения проводов по экономической плотности тока**

Согласно ПУЭ рекомендуется для определения экономического сечения провода использовать формулу [1]:

Fэ=Imax / jэ ⋅ Кп, (2.1)

где Fэ – экономически целесообразное сечение провода, мм2;

Imax – сила тока, протекающего по проводам линии в нормальном режиме при максимальной нагрузке, А;

jэ – экономическая плотность тока, jэ = 0,7 А/мм2;

Кп – поправочный коэффициент, учитывающий неравномерность нагрузки на линии.

Определение силы тока, протекающего по проводам линии в нормальном режиме при максимальной нагрузке

, (2.2)

где Uн = 0,38 кВ – номинальное напряжение сети, В

Поправочный коэффициент определяется по формуле:

Кп=, (2.3)

где *l* –полная длина линии, км;

Imax –максимальный ток наиболее загруженного участка сети, А;

*l* –полная длина линий, км; li –длина i-го участка линии, км;

Imaxi –максимальный ток i-го участка cети, А.

Пример расчёта экономического сечения провода по участкам линии Ф–1 ТП-55-6-9





Fэ = 44,1 / 0,7 ⋅1,349 = 62,99 мм2

Провода сечением 62,99 мм2 не существует поэтому необходимо выбрать ближайший из стандартных сечений, примем провод А–70 и проверим линию по потерям напряжения.

Для остальных линий расчет проводим аналогично.

Определяем сечения проводов для остальных участков линий. Значения активного и индуктивного сопротивления одного километра провода выбранного сечения, полученные при расчетах, сводим в таблицы 2.6, 2.7, 2.8, 2.9, 2.10 и 2.11 и одновременно определяем потери напряжения по участкам линии.

**2.2.6 Определение потерь напряжения**

Потери напряжения на участках линий рассчитываем по формуле 1.3 и 1.4 сводим в таблицу 2.6, 2.7, 2.8, 2.9, 2.10 и 2.11.

Таблица 2.6 Потери напряжения после преобразования сети ТП-55-6-9, Ф-1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер участка. | Длина участка, км. | Рв,  кВт. | Qв,  кВАр. | Sв,  кВА. | rо,  Ом/км. | xо,  Ом/км. | U в,  В. | U в,  %. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 130-131 | 0,045 | 6 | 1,75 | 6,25 | 0,83 | 0,308 | 0,654 | 0,172 |
| 129-130 | 0,03 | 9,6 | 5,95 | 11,3 | 0,83 | 0,308 | 0,774 | 0,204 |
| 128-129 | 0,03 | 11,4 | 7,07 | 13,41 | 0,83 | 0,308 | 0,919 | 0,242 |
| 127-128 | 0,03 | 13,2 | 8,18 | 15,53 | 0,576 | 0,297 | 0,792 | 0,208 |
| 126-127 | 0,03 | 16,8 | 10,42 | 19,77 | 0,576 | 0,297 | 1,008 | 0,265 |
| 124-126 | 0,06 | 18,6 | 11,53 | 21,88 | 0,412 | 0,283 | 1,725 | 0,454 |
| 122-124 | 0,07 | 20,4 | 12,65 | 24 | 0,412 | 0,283 | 2,208 | 0,581 |
| 114-122 | 0,07 | 22,2 | 13,76 | 26,12 | 0,412 | 0,283 | 2,402 | 0,632 |
| ТП-114 | 0,015 | 25,8 | 16 | 30,36 | 0,412 | 0,283 | 0,598 | 0,157 |
|  |  |  |  |  |  |  | 11,08 | 2,92 |

Таблица 2.7 Потери напряжения после преобразования сети ТП-55-6-9, Ф-2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер участка. | Длина участка, км. | Рв,  кВт. | Qв,  кВАр. | Sв,  кВА. | rо,  Ом/км. | xо,  Ом/км. | U в,  В. | U в,  %. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 99-100 | 0,03 | 6 | 1,75 | 6,25 | 0,83 | 0,308 | 0,436 | 0,115 |
| 96-99 | 0,09 | 7,8 | 4,84 | 9,18 | 0,83 | 0,308 | 1,886 | 0,496 |
| 95-96 | 0,03 | 13,5 | 8,37 | 15,88 | 0,412 | 0,283 | 0,626 | 0,165 |
| 102-95 | 0,12 | 17,1 | 10,6 | 20,12 | 0,412 | 0,283 | 3,172 | 0,835 |
| 107-102 | 0,03 | 18,9 | 11,72 | 22,24 | 0,412 | 0,283 | 0,877 | 0,231 |
| 110-107 | 0,03 | 20,7 | 12,83 | 24,36 | 0,412 | 0,283 | 0,96 | 0,253 |
| 112-110 | 0,06 | 22,5 | 13,95 | 26,47 | 0,412 | 0,283 | 2,087 | 0,549 |
| 113-112 | 0,03 | 31,7 | 19,65 | 37,3 | 0,246 | 0,292 | 1,069 | 0,281 |
| ТП- | 0,04 | 35,3 | 21,89 | 41,53 | 0,246 | 0,292 | 1,587 | 0,418 |
|  |  |  |  |  |  |  | 12,7 | 3,34 |

Таблица 2.8 Потери напряжения после преобразования сети ТП-55-6-9, Ф-3

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер участка. | Длина участка, км. | Рв,  кВт. | Qв,  кВАр. | Sв,  кВА. | rо,  Ом/км. | xо,  Ом/км. | U в,  В. | U в,  %. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 36-35 | 0,15 | 6 | 1,75 | 6,25 | 0,83 | 0,308 | 2,179 | 0,573 |
| 37-36 | 0,03 | 9,6 | 5,95 | 11,3 | 0,83 | 0,308 | 0,774 | 0,204 |
| 38-37 | 0,03 | 13,2 | 8,18 | 15,53 | 0,576 | 0,297 | 0,792 | 0,208 |
| 39-38 | 0,03 | 15 | 9,3 | 17,65 | 0,576 | 0,297 | 0,9 | 0,237 |
| 40-39 | 0,03 | 16,8 | 10,42 | 19,77 | 0,576 | 0,297 | 1,008 | 0,265 |
| 100-40 | 0,09 | 30,8 | 19,1 | 36,24 | 0,246 | 0,292 | 3,115 | 0,82 |
| ТП-100 | 0,075 | 36,2 | 22,44 | 42,59 | 0,246 | 0,292 | 3,051 | 0,803 |
|  |  |  |  |  |  |  | 11,82 | 3,11 |

Таблица 2.9 Потери напряжения после преобразования сети ТП-55-6-15, Ф-1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер участка. | Длина участка, км. | Рв,  кВт. | Qв,  кВАр. | Sв,  кВА. | rо,  Ом/км. | xо,  Ом/км. | U в,  В. | U в,  %. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 89-34 | 0,17 | 5 | - | 5 | 0,83 | 0,308 | 1,857 | 0,489 |
| 88-89 | 0,03 | 6,8 | 4,22 | 8 | 0,83 | 0,308 | 0,548 | 0,144 |
| 86-88 | 0,06 | 8,6 | 5,33 | 10,12 | 0,83 | 0,308 | 1,386 | 0,365 |
| 85-86 | 0,03 | 10,4 | 6,45 | 12,24 | 0,83 | 0,308 | 0,838 | 0,221 |
| 83-85 | 0,055 | 12,2 | 7,56 | 14,35 | 0,83 | 0,308 | 1,803 | 0,474 |
| 82-83 | 0,03 | 14 | 8,68 | 16,47 | 0,576 | 0,297 | 0,84 | 0,221 |
| 80-82 | 0,06 | 15,8 | 9,80 | 18,59 | 0,576 | 0,297 | 1,896 | 0,499 |
| 79-80 | 0,04 | 23,1 | 14,32 | 27,18 | 0,308 | 0,274 | 1,162 | 0,306 |
| ТП-79 | 0,015 | 26,7 | 16,55 | 31,42 | 0,308 | 0,274 | 0,504 | 0,133 |
|  |  |  |  |  |  |  | 10,83 | 2,85 |

Таблица 2.10 Потери напряжения после преобразования сети ТП-55-6-15, Ф-2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер участка. | Длина участка, км. | Рв,  кВт. | Qв,  кВАр. | Sв,  кВА. | rо,  Ом/км. | xо,  Ом/км. | U в,  В. | U в,  %. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 7-6 | 0,055 | 6 | 1,75 | 6,25 | 0,83 | 0,308 | 0,799 | 0,21 |
| 9-7 | 0,03 | 7,2 | 4,46 | 8,47 | 0,83 | 0,308 | 0,58 | 0,153 |
| 10-9 | 0,03 | 10,8 | 6,7 | 12,71 | 0,83 | 0,308 | 0,871 | 0,229 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 79-10 | 0,09 | 13,2 | 8,18 | 15,53 | 0,83 | 0,308 | 3,192 | 0,84 |
| 75-74 | 0,07 | 28,9 | 17,92 | 34 | 0,308 | 0,274 | 2,544 | 0,669 |
| 77-76 | 0,03 | 32,5 | 20,15 | 38,24 | 0,308 | 0,274 | 1,226 | 0,323 |
| 78-77 | 0,03 | 34,3 | 21,27 | 40,36 | 0,246 | 0,292 | 1,156 | 0,304 |
| ТП-78 | 0,015 | 36,1 | 22,38 | 42,48 | 0,246 | 0,292 | 0,609 | 0,16 |
|  |  |  |  |  |  |  | 10,98 | 2,89 |

Таблица 2.11 Потери напряжения после преобразования сети ТП-55-6-15, Ф-3

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер участка. | Длина участка, км. | Рв,  кВт. | Qв,  кВАр. | Sв,  кВА. | rо,  Ом/км. | xо,  Ом/км. | U в,  В. | U в,  %. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 25-26 | 0,03 | 3 | 1,75 | 3,47 | 0,83 | 0,308 | 0,239 | 0,063 |
| 23-25 | 0,06 | 4,8 | 2,98 | 5,65 | 0,83 | 0,308 | 0,774 | 0,204 |
| 22-23 | 0,03 | 6,6 | 4,09 | 7,77 | 0,83 | 0,308 | 0,532 | 0,140 |
| 20-22 | 0,06 | 8,4 | 5,21 | 9,88 | 0,83 | 0,308 | 1,354 | 0,356 |
| 18-20 | 0,06 | 10,2 | 6,32 | 12,00 | 0,83 | 0,308 | 1,644 | 0,433 |
| 17-18 | 0,03 | 12 | 7,44 | 14,12 | 0,83 | 0,308 | 0,967 | 0,255 |
| 16-17 | 0,03 | 13,8 | 8,56 | 16,24 | 0,576 | 0,297 | 0,828 | 0,218 |
| 15-16 | 0,04 | 17,4 | 10,79 | 20,47 | 0,576 | 0,297 | 1,392 | 0,366 |
| 27-15 | 0,02 | 21 | 13,02 | 24,71 | 0,308 | 0,274 | 0,528 | 0,139 |
| ТП-27 | 0,11 | 32,2 | 19,96 | 37,89 | 0,308 | 0,274 | 4,454 | 1,172 |
|  |  |  |  |  |  |  | 12,71 | 3,35 |

В данном случае потери напряжения находятся в пределах нормы, менее 7%, тем самым мы можем принять данную схему реконструкции.

### Для проведения реконструкции понадобиться установить дополнительные опоры, установить ТП-55-6-9, заменить провода головных участков на А–70, А–120, А–120, установить ТП-55-6-9, заменить провода головных участков на А–95, А–120, А–95.

**2.2.7 Расчет потерь энергии после реконструкции**

Потери энергии определяются как на стадии проектирования электрических сетей, так и при их эксплуатации. Потери энергии по фидерам определяем по формуле 1.5, результаты сводим в таблицы 2.12, 2.13, 2.14, 2.15, 2.16, 2.17.

Таблица 2.12 Расчет потерь энергии по ТП–55-6-9, Ф-1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № Уч-ка. | *l*, км. | Imax, А. | ΔW, кВт⋅ч. |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 130-131 | 0,045 | 10,13 | 21,84 |
| 129-130 | 0,03 | 16,21 | 37,28 |
| 128-129 | 0,03 | 19,25 | 52,57 |
| 127-128 | 0,03 | 22,28 | 48,91 |
| 126-127 | 0,03 | 28,36 | 79,23 |
| 124-126 | 0,06 | 31,4 | 138,92 |
| 122-124 | 0,07 | 34,44 | 194,97 |
| 114-122 | 0,07 | 37,48 | 230,89 |
| ТП-114 | 0,015 | 43,55 | 66,82 |
|  |  |  | 871,42 |

Таблица 2.13 Расчет потерь энергии по ТП–55-6-9, Ф-2

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № Уч-ка. | *l*, км. | Imax, А. | ΔW, кВт⋅ч. |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 99-100 | 0,03 | 10,13 | 14,56 |
| 96-99 | 0,09 | 13,17 | 73,83 |
| 95-96 | 0,03 | 22,79 | 36,59 |
| 102-95 | 0,12 | 28,87 | 234,84 |
| 107-102 | 0,03 | 31,91 | 71,72 |
| 110-107 | 0,03 | 34,94 | 86,03 |
| 112-110 | 0,06 | 37,98 | 203,29 |
| 113-112 | 0,03 | 53,51 | 120,47 |
| ТП- | 0,04 | 59,59 | 199,18 |
|  |  |  | 1040,51 |

Таблица 2.14 Расчет потерь энергии по ТП–55-6-9, Ф-3

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № Уч-ка. | *l*, км. | Imax, А. | ΔW, кВт⋅ч. |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 36-35 | 0,15 | 10,13 | 72,81 |
| 37-36 | 0,03 | 16,21 | 37,28 |
| 38-37 | 0,03 | 22,28 | 48,91 |
| 39-38 | 0,03 | 25,32 | 63,16 |
| 40-39 | 0,03 | 28,36 | 79,23 |
| 100-40 | 0,09 | 52 | 341,18 |
| ТП-100 | 0,075 | 61,11 | 392,75 |
|  |  |  | 1035,3 |

Таблица 2.15 Расчет потерь энергии по ТП–55-6-15, Ф-1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № Уч-ка. | *l*, км. | Imax, А. | ΔW, кВт⋅ч. |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 89-34 | 0,17 | 8,44 | 57,3 |
| 88-89 | 0,03 | 11,48 | 18,7 |
| 86-88 | 0,06 | 14,52 | 59,83 |
| 85-86 | 0,03 | 17,56 | 43,75 |
| 83-85 | 0,055 | 20,60 | 110,37 |
| 82-83 | 0,03 | 23,63 | 55,02 |
| 80-82 | 0,06 | 26,67 | 140,15 |
| 79-80 | 0,04 | 39 | 106,79 |
| ТП-79 | 0,015 | 45,07 | 53,5 |
|  |  |  | 645,42 |

Таблица 2.16 Расчет потерь энергии по ТП–55-6-15, Ф-2

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № Уч-ка. | *l*, км. | Imax, А. | ΔW, кВт⋅ч. |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 7-6 | 0,055 | 10,13 | 26,7 |
| 9-7 | 0,03 | 12,15 | 20,97 |
| 10-9 | 0,03 | 18,23 | 47,18 |
| 79-10 | 0,09 | 22,28 | 211,43 |
| 75-74 | 0,07 | 48,79 | 292,51 |
| 77-76 | 0,03 | 54,87 | 158,54 |

Таблица 2.17 Расчет потерь энергии по ТП–55-6-15, Ф-3

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № Уч-ка. | *l*, км. | Imax, А. | ΔW, кВт⋅ч. |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 25-26 | 0,03 | 5,06 | 3,64 |
| 23-25 | 0,06 | 8,1 | 18,64 |
| 22-23 | 0,03 | 11,14 | 17,62 |
| 20-22 | 0,06 | 14,18 | 57,08 |
| 18-20 | 0,06 | 17,22 | 84,16 |
| 17-18 | 0,03 | 20,26 | 58,25 |
| 16-17 | 0,03 | 23,3 | 53,46 |
| 15-16 | 0,04 | 29,37 | 113,31 |
| 27-15 | 0,02 | 35,45 | 44,13 |
| ТП-27 | 0,11 | 54,36 | 570,63 |
|  |  |  | 1020,92 |

Определим общие потери энергии в реконструированной схеме электроснабжения по формуле (1.7).

ΔWТП-55-6-9 = 871,42 + 1040,51 + 1035,3 = 2947,24 кВт⋅ч

ΔWТП-55-6-15= 645,42 + 976,49 + 1020,92 = 2642,82 кВт⋅ч

ΔWрек = 2947,24 + 2642,82 = 5590,06 кВт⋅ч

Потери энергии до реконструкции составляли – ΣΔWсущ= 59915,37 кВт⋅ч,

Снижение потерь после реконструкции снизились в 10,72 раза.

**2.2.8 Выбор трансформаторов для первого и второго участков**

Нагрузки трансформаторов определяем по формуле 1.1, но при этом учитываем мощность, расходуемую уличным освещением. Для освещения территории приближенно принимаем 5,5 Вт на 1 метр линии электропередачи. Сети 0,4 кВ ТП–55-5-6 имеют 69 пролета линий электропередачи (ЛЭП) каждый пролет составляет в среднем 30 метров, поэтому суммарная протяженность сетей составляет 2070 метров, а ТП–55-5-15 имеют 53 пролета линий электропередачи (ЛЭП), поэтому суммарная протяженность сетей составляет 1590 метров.

ТП–55-6-9:

Ртп-55-6-9 = Рф3 + ΔРф2 +ΔРф1 + ΔРул.освещ, кВт

Ртп-55-6-9 = 42,59 + 27,26 + 19,4 + 11,39 = 100,98 кВт

Sтп-55-6-9 = 100,98 / 0,9 = 112,2 кВА

ТП–55-6-15:

Ртп-55-6-15 = Рф2 + ΔРф1 +ΔРф3 + ΔРул.освещ, кВт

Ртп-55-6-15 = 42,48 + 20,2 + 25 + 8,75 = 96,43 кВт

Sтп-55-6-15 = 96,43 / 0,9 = 107,14 кВА

# Для двух участков принимаем трёхфазный двух обмоточный силовой трансформатор ТП–100 кВА. Технические характеристики трансформатора ТП–100 кВА приведены в таблице 2.18. Габаритные размеры и масса приведена в таблице 2.19.

Таблица 2.1 Технические характеристики трансформатора ТП–250 кВА

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип | Sном,  кВА | Сочетание  напряжений | | Схема и группа соединения  обмоток | Потери, кВт | | Uкз,  % | Iхх,  % | Вид переключения  ответвлений  обмоток |
| ХХ | КЗ |
| ВН | НН |
|
| ТП | 100 | 10 | 0,4 | Y/Yн-0 | 0,42 | 2,27 | 4,7 | 2,6 | ПБВ |

Таблица 2.2 Габаритные размеры и масса двух обмоточного трансформатора ТП–250 кВА

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Габариты, м, не более | | | | Масса, т, не более | | |
| Тип | Длина, м | Ширина, м | Высота, м | | Полная | Масла | Транспортная |
| Полная | До крышки |
| ТП – 100/10 | 1,3 | 1,3 | 2,74 | 2,14 | 1,1 | – | – |

**3. Расчёт токов короткого замыкания**

Для выбора электрооборудования необходимо рассчитать токи нормального режима работы сети и определить токи короткого замыкания

Токи к.з. рассчитывают для проверки токоведущих частей и аппаратуры на термическую и динамическую стойкость, выбора грозозащитных разрядников, релейных защит и заземляющих устройств.

Расчет токов к.з. методом относительных единиц. Сначала, необходимо составить схему замещения, в которую все элементы электроустановок, влияющие на силу токов КЗ, должны войти со своими сопротивлениями.

Принимаем за Sб = 100 МВА,

Sкз = 2800 МВА

1.Система

 (3.1)



2.Линии

 (3.2)

 (3.3)

 (3.4)

где *Sд* = 100 МВА;

*UСР.Н* = 115 кВ;

*r0* – удельное активное сопротивление проводов, Ом / км;

*x0* – удельное индуктивное сопротивление проводов, Ом / км;

*l* – длина провода, км.





Аналогично рассчитываем другие линии.

3.Трансформаторы

, (3.5)

, (3.6)

, (3.7)

где *∆РКЗ*, *UКЗ*, *SН* – паспортные данные трансформатора.

Т1 (ТМ – 100 / 10):

,

,

,

Результирующие сопротивления до соответствующих точек к.з:





Аналогично рассчитываем другие результирующие сопротивления.

Все полученные данные сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 К определению сопротивлений элементов схемы замещения

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Обознач. | Значения | Обознач. | Значения | Обознач. | Значения | Обознач. | Значения |
| x1 | 0,036 | r1 | 0 | z3 | 1,19 | zрез1 | 0+j0,036 |
| x2 | 0,043 | r2 | 0,064 | r3 | 0,01 | zрез2 | 0,064+j0,043 |
| x4 | 3,04 | r4 | 5,051 | x3 | 1,189 | zрез3 | 0,01+j1,89 |
| x5 | 0,071 | r5 | 0,138 | z7 | 45 | zрез4 | 5,051+j3,04 |
| x6 | 0,057 | r6 | 0,11 | r7 | 26,5 | zрез5 | 0,138+j0,071 |
| x9 | 92,536 | r9 | 221,95 | x7 | 36,37 | zрез6 | 0,11+j0,057 |
| x10 | 64,8 | r10 | 132,51 | z8 | 45 | zрез7 | 26,5+j36,37 |
| x11 | 87,231 | r11 | 190,29 | r8 | 26,5 | zрез8 | 26,5+j36,37 |
| x12 | 101,778 | r12 | 131,43 | x8 | 36,37 | zрез9 | 221,9+j92,54 |
| x13 | 83,631 | r13 | 142,54 |  |  | zрез10 | 132,51+j64,8 |
| x14 | 81,469 | r14 | 151,14 |  |  | zрез11 | 190,29+j87,2 |
|  |  |  |  |  |  | zрез12 | 131,4+j101,8 |
|  |  |  |  |  |  | zрез13 | 142,54+j83,6 |
|  |  |  |  |  |  | zрез14 | 151,14+j81,5 |

### Токи трехфазного короткого замыкания

, (3.8)

где *Sд* = 100 МВА;

*UСР.Н* – среднее номинальное напряжение в точке КЗ, кВ;

*zэкв.k-i* – эквивалентное сопротивление для точки *к-i*;

*I (3)k-i* –трёхфазный ток КЗ в точке *к-i*,кА.

Ik1=(1/0,102)\*(100/1,7\*115)= 4,94 кА

Аналогично рассчитываем другие токи трехфазного короткого замыкания, полученные значения сводим в таблицу 3.2.

Токи двухфазного короткого замыкания

 (3.9)

где: *I (3)k-i* –трёхфазный ток КЗ в точке *к-i*,кА.

 - двухфазный ток КЗ в точке *к-i*,кА.



Аналогично рассчитываем другие токи двухфазного короткого замыкания, полученные значения сводим в таблицу 3.2.

Ударные токи короткого замыкания:

 (3.10)

 (3.11)

 (3.12)

где, Куi- ударный коэффициент он показывает, насколько ударный ток больше максимального значения периодической слагающей;

Tаi-постоянная времени.



Полученные данные сносим в таблицу 3.2.

Таблицу 3.2 Результаты расчетов токов короткого замыкания

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Точки к.з. | I(3), кА | I(2), кА | iук , кА | Kу |
| к-1 | 4,938 | 4,296 | 1,079 | 7,532 |
| к-2 | 4,329 | 3,766 | 1,833 | 11,219 |
| к-3 | 0,803 | 0,699 | 1,023 | 1,162 |
| к-4 | 2,794 | 2,430 | 1,087 | 4,293 |
| к-5 | 0,504 | 0,438 | 1,003 | 0,714 |
| к-6 | 0,739 | 0,643 | 1,008 | 1,053 |
| к-7 | 0,563 | 0,490 | 1,004 | 0,8 |
| к-8 | 0,807 | 0,702 | 1,023 | 1,167 |
| к-9 | 2,795 | 2,432 | 1,087 | 4,295 |
| к-10 | 0,667 | 0,580 | 1,027 | 0,969 |
| к-11 | 0,675 | 0,587 | 1,012 | 0,966 |
| к-12 | 0,657 | 0,571 | 1,009 | 0,937 |

Определим сопротивление петли (фазный провод – нулевой провод).

Считаем, что сопротивление воздушной линии 10 кВ равно нулю.

Zп.л.=l\*((ro.ф.+ ro.н.)2+( хo.ф.+ хo.н.)2)0,5 , (3.13)

где *l* – длина провода (см. рис. 3.1), км;

*r0Ф* – удельное активное сопротивление фазного провода, Ом / км;

*r0Н* – удельное активное сопротивление нулевого провода, Ом / км;

*x0П* – удельное индуктивное сопротивление фазного провода, Ом / км;

*x0Н* – удельное индуктивное сопротивление нулевого провода, Ом/км.

Для алюминиевого провода *x0П* = 0,6 Ом / км [3].

Т1:

Zп1=0,49\*((0,308+ 0,412)2+( 0,6+ 0,6)2)0,5 =0,36 Ом,

Zп2=0,35\*((0,292+ 0,308)2+( 0,6+ 0,6)2)0,5=0,29 Ом,

Zп3=0,47\*((0,308+ 0,412)2+( 0,6+ 0,6)2)0,5=0,32 Ом,

Т2:

Zп1=0,38\*((0,412+ 0,412)2+( 0,6+ 0,6)2)0,5=0,27 Ом,

Zп2=0,46\*((0,246+ 0,412)2+( 0,6+ 0,6)2)0,5=0,35 Ом,

Zп3=0,435\*((0,0,246+ 0,412)2+( 0,6+ 0,6)2)0,5=0,33 Ом.

Сопротивление трансформатора:

ТМ – 100 – Ом.

Ток однофазного КЗ определяем по приближенной формуле:

, (3.14)

где  – однофазный ток КЗ в точке *k-i* , А;

*UФ* = 230 В;

 – сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, Ом;

*zП* – сопротивление петли, Ом;

*j* – номер линии.

Т1:

 А,

 А,

 А,

Т2:

 А,

 А,

 А,

**4 Выбор электрической аппаратуры**

**4.1 Общие сведения**

Надежная и экономичная работа электрических аппаратов и токоведущих частей может быть обеспечена лишь при их правильном выборе по условиям работы, как в нормальном режиме, так и в режиме короткого замыкания (КЗ).

Согласно ПУЭ электрические аппараты необходимо выбирать по каталогам, исходя из условий нормального режима. Выбранные аппараты следует затем проверить по режиму максимальных токов КЗ для точки, где предполагается установка того или иного аппарата. [4]

**4.2 Расчет токов нормального режима**

Iраб.м.=Sмах/30,5Uн , (4.1)

где Iраб.м -максимальный ток нормального режима, А;

Sмах – максимальная потребляемая мощность, кВА;

Uн – номинальное напряжение линии, кВ.

Т1:

Iраб.м.л2=30,36/30,5\*0,4=43,82 А

Iраб.м.л3=41,53/30,5\*0,4=59,94 А

Iраб.м.л4=42,59/30,5\*0,4=61,47 А

Т2:

Iраб.м.л1=31,42/30,5\*10,5=45,35 А

Iраб.м.л2=42,48/30,5\*10,5=61,31 А

Iраб.м.л3=37,89/30,5\*10,5=54,69 А

**4.3 Выбор электрической аппаратуры напряжением ниже 1000 В**

Автоматические выключатели выбирают по следующим условиям:

,

,

, (4.8)

где *IН.Т.Р* – номинальный ток срабатывания теплового расцепителя, А;

, (4.9)

где *IЭМ.Р* –ток срабатывания электромагнитного расцепителя, А;

, (4.10)

где *IМАХ.ОТК* – максимальный ток отключения автомата, кА;

 – однофазный ток КЗ, кА.

При выборе автоматических выключателей необходимо произвести проверку на чувствительность их срабатывания. [2]

Кч= I(1)к.з./Iтр.н.≥ 3 , (4.11)

где Кч –коэффициент чувствительности защиты;

Iтр.н -номинальный ток теплового расцепителя, А.

При Кч< 3 устанавливается дополнительная защита

**Заключение**

В данном проекте предлагается провести реконструкцию существующей схемы электроснабжения села Коврыгино, ТП 55-6-9. Необходимость реконструкции вызвана тем, что в связи с ростом электрических нагрузок жилого сектора, существующая конфигурация сети не обеспечивает требуемого качества и надёжности электроснабжения.

Предлагается выполнить реконструкцию следующим способом – разделить схему электроснабжения на две части, установив в каждой трансформаторную подстанцию, распределить нагрузки в каждой части на три линии, перераспределение нагрузок привело к уменьшению потерь напряжения и мощности. Произведен расчёт токов короткого замыкания и выполнен выбор защитного оборудования.

**Список литературы**

реконструкция село электричество схема

1. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд, перераб. и доп. – Красноярск, 1998. – 656 с.
2. Костюченко Л.П., Чебодаев А.В. Проектирование систем сельского электроснабжения. Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп. Красноярский государственный аграрный университет. Красноярск 2005. – 184 с.
3. Будзко И.А., Лещинская Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Аграпромиздат, 2000. – 496 с.
4. И.А.Будзко, Н.М.Зуль " Электроснабжение сельского хозяйства" – М.: Агропромиздат, 1990.-446с.
5. Пястолов А.А, Вахрямеев А.Л. Эксплуатация и ремонт электрооборудования. – М.: Колос, 1993 – 335с.
6. Алиев И.И. Электротехнический справочник.-4-е изд., испр.-М.: ИП РадиоСофт, 2001. – 384с.
7. Кисаримов Р.А. Справочник электрика.-М.: ИП РадиоСофт, 2000.-320с.
8. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов: - М.: Энергоатомиздат, 1989 -176с..
9. Михальчук А.Н. Спутник сельского электрика. – М.: Росагропроихдат, 1998. – 254с.
10. Левин М.С., Лещинская Т.Б. О времени максимальных потерь графиков нагрузки в сельском хозяйстве / Электрические станции, 1996, №2.
11. Никольский О.К., Цугленок Н.В. и др. Хрестоматия инженера электрика. – Красноярск :, государственный аграрный университет - 2002
12. Правила эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), – М.: Энергоиздат, 2004 г.
13. Бастрон А.В., Бастрон Т.Н., Христинич Е.В. Методические указания по дипломному проектированию для студентов специальности 311400 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства» / Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2001. – 52 с.