

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция системы электроснабжения коттеджного поселка «Ядровка»
Тамбовской области

Обучающийся

А. Н. Ширшов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доц. М. Н. Третьякова

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Аннотация

Выпускная квалификационная работа посвящена реконструкции системы электроснабжения коттеджного поселка «Ядровка» Тамбовской области.

Целью работы является анализ и разработка основных вопросов по реконструкции данной системы электроснабжения коттеджного поселка «Ядровка» Тамбовской области, включающих реконструкцию схемы системы электроснабжения коттеджного поселка «Ядровка» Тамбовской области, с непосредственной заменой проводов марки линий 10 кВ и 0,38/0,22 кВ марки АС на современные провода марки СИП, а также замену силового трансформатора на ТП-10/0,4 кВ вследствие увеличения нагрузок потребителей.

В результате проведения расчётов разработана реконструированная система электроснабжения поселка «Ядровка» Тамбовской области, отвечающая требованиям нормативных документов по надёжности электроснабжения потребителей, а также экономичности, безопасности и экологичности. Представленная работа включает печатных 41 страницу и 6 чертежей А1.

Содержание

Введение	4
1 Анализ данных существующей электрической сети коттеджного поселка «Ядровка»	6
1.1 Обоснование реконструкции существующей сети	6
2 Расчет электрических нагрузок	8
3 Расчет освещения и прочих нагрузок.....	10
4 Выбор силового трансформатора и схемы электроснабжения.....	12
4.1 Выбор силового трансформатора.....	12
4.2 Расчет электрической сети 10 кВ.....	15
4.2.1 Проверка нормального режима	15
4.2.2 Проверка на нагрев.....	16
4.2.3 Проверка на потери напряжения в линии	16
4.3 Расчет электрической сети 0,4 кВ.....	17
5 Расчеты токов короткого замыкания и выбор оборудования	23
5.1 Токи короткого замыкания.....	23
5.1.1 Расчет тока трехфазного КЗ для напряжения 10 кВ.....	24
5.1.2 Расчет токов КЗ для напряжения 0,4 кВ	26
5.2 Выбор оборудования 10 кВ	28
5.3 Выбор электрического оборудования 0,4 кВ.....	29
6 Модернизация систем учета электроэнергии	33
Заключение	37
Список используемой литературы	39

Введение

В конце и в начале 21 века Российская Федерация переживала не лучшие времена: постоянные кризисы, нестабильная ситуация в стране и в мире не давало возможность потребителям приобретать новые товары. Как пишет издание Forbes [1]: «Рост ВВП на 3,6% по итогам 2023 года стал самым высоким за последнее десятилетие, если не считать постпандемийного отскока на 5,9% в 2021 году. Экономика отыграла прошлогодний спад — к 2021 году она выросла на 2,3%». Эти данные говорят нам о том, что население готово к приобретению новых товаров, в том числе нового жилья.

«Перспективы изменения в бытовом потреблении электроэнергии будет зависеть от соотношения темпов роста доходов населения и стоимости энергии от достижения уровня насыщенности домашних хозяйств бытовой электротехникой, уровня их информатизации, от будущих условий снабжения тепловой энергией и т. п.» [27].

Следовательно, увеличение экономического роста приводит к росту электрических нагрузок, на которые существующие системы электроснабжения либо не рассчитаны, либо морально и физически устарели. Необходимо проводить модернизацию и реконструкцию существующих сетей.

В работе указанная реконструкция коснулась села Ядровка, которая будет перестроена в коттеджный поселок «Ядровка». В связи с увеличением нагрузки необходимо полностью переделать и существующую систему электроснабжения поселка.

Объектом исследования является система электроснабжения коттеджного поселка «Ядровка» Тамбовской области.

Предметом исследования является электрическая схема, в состав которой входят сети 10 кВ, сети 0,4 кВ, силовой трансформатор 10/0,4 кВ, а также электрооборудование и коммутационные аппараты, входящие в состав комплектной трансформаторной подстанции.

Актуальность работы связана с требованиями [7, 4, 6, 2], которые регламентируют необходимость проведения качественной модернизации, существующей электрических сетей и электрооборудования населенного пункта с целью повышения надежности электроснабжения.

В работе выделяются несколько основных задач:

- анализ существующей сети села Ядровка с обоснованием необходимости проведения реконструкции;
- в результате анализа разработать новую систему электроснабжения коттеджного поселка «Ядровка», выбрать сечение и марку проводов, марку трансформатора и электрооборудование.

Результатом выполнения работы станет реконструированная схема электроснабжения коттеджного поселка «Ядровка», представленные в графических материалах.

1 Анализ данных существующей электрической сети коттеджного поселка «Ядровка»

Коттеджный поселок «Ядровка» (далее – КП «Ядровка») расположен в Уметском районе Тамбовской области Российской Федерации. Ближайший крупный населенный пункт (рабочий поселок Умёт) расположен в 11 километрах от КП «Ядровка», где расположена питающая подстанция «Восточная» 35/10 кВ, находящаяся на балансе ПАО «Россети Центр» филиал «Тамбовэнерго».

К КП «Ядровка» идет одноцепная магистральная линия на железобетонных опорах 10 кВ от фидера 1, к которой присоединена понижающая комплектная трансформаторная подстанция (далее – КТП) с установленным на ней трансформатором ТСЗ 160/10 с номинальной мощностью 160 кВА. В качестве проводников для воздушных линий электропередачи (далее – ВЛ) используются провода марки АС для напряжений 10 и 0,4 кВ. КТП является тупиковой, так как к ней идет ВЛ 10 кВ отпайкой от магистральной ВЛ, идущей от центра питания.

1.1 Обоснование реконструкции существующей сети

Расположенные ранее жилые дома на территории КП «Ядровка» были снесены для новой застройки, поэтому в дальнейших расчетах не будем учитывать их нагрузку при реконструкции.

КП «Ядровка» не будет газифицирован, проложено новое дорожное покрытие и новые дороги. Расположение КТП 10/0,4 кВ не изменилось.

Количество новых присоединений – 60 коттеджей круглогодичного проживания и 1 пункта охраны суммарной мощностью 910 кВт (по заявлению потребителя).

Категория надежности – третья. К сети все новые потребители подключаются на три фазы.

Следовательно, нагрузка увеличится практически в девять раз, существующая сеть не выдержит новую нагрузку. Необходима реконструкция существующей сети.

Для реконструкции сети необходимы данные мероприятия:

- замена в КТП-10/0,4 кВ трансформатора;
- замена в КТП-10/0,4 кВ коммутационных и защитных аппаратов;
- замена ВЛ-10 кВ и ВЛ-0,4 кВ;
- постройка новых ВЛ-0,4 кВ.

Все мероприятия должны быть проверены на соответствие нормативным документам.

Вывод по разделу 1:

В данном разделе проведен анализ существующей сети КП «Ядровка» (приведены данные по нагрузкам до реконструкции, территориальная сетевая организация, состав электрооборудования до реконструкции), обоснованы причины реконструкции и составлен перечень мероприятий по совершенствованию системы электроснабжения поселка.

2 Расчет электрических нагрузок

Исходные данные для расчета приведены в разделе 1.

Согласно техническому условию, предъявленному потребителем, к сети необходимо подключить 61 новых объектов, среди них 60 домов с удельной мощностью 15 кВт/дом и 1 пункт охраны с удельной мощностью 10 кВт.

Для расчетных нагрузок воспользуемся формулами ниже:

$$P_{р.д.} = K_{одн} \cdot P_{уд.д.}, \text{ кВт/дом} \quad (1)$$

$$S_{р.д.} = \frac{P_{р.д.}}{\cos\varphi}, \text{ кВА/дом} \quad (2)$$

$$Q_{р.д.} = \sqrt{S_{р.д.}^2 - P_{р.д.}^2}, \text{ кВар/дом} \quad (3)$$

где $K_{одн} = 0,18$ – коэффициент одновременности для 60 домов с повышенной комфортностью (площадь дома более 90 м², будут установлены электрические плиты мощностью более 8,5 кВт, электрическое отопление, водонагреватели, бытовые кондиционеры)[22];

$P_{уд.д.} = 15$ кВт/дом – удельная активная мощность на вводе в жилой дом;

$S_{р.д.}, P_{р.д.}, Q_{р.д.}$ – полная, активная и реактивная расчетная мощность на вводе в жилой дом;

$\cos\varphi = 0,94$ – коэффициент активной мощности с учетом приложения к приказу ФАС России от 30.06.2022 №490/22 [26].

Проведем расчет для одного дома с учетом коэффициента одновременности по формулам (1–3):

$$P_{р.д.} = K_{одн} \cdot P_{уд.д.} = 0,18 \cdot 15 = 2,1 \text{ кВт/дом}$$

$$S_{p.d.} = \frac{P_{p.d.}}{\cos\varphi} = \frac{2,1}{0,94} = 2,23 \text{ кВА/дом}$$

$$Q_{p.d.} = \sqrt{S_{p.d.}^2 - P_{p.d.}^2} = \sqrt{2,23^2 - 2,1^2} = 0,762 \text{ кВар/дом}$$

Рассчитаем суммарную нагрузку с учетом коэффициента одновременности:

$$P_{p.d.} = n \cdot P_{уд.д.} = 60 \cdot 2,1 = 126 \text{ кВт}$$

$$S_{p.d.} = n \cdot S_{p.d.} = 60 \cdot 2,23 = 134,04 \text{ кВА}$$

$$Q_{p.d.} = n \cdot Q_{p.d.} = 60 \cdot 0,762 = 45,73 \text{ кВар}$$

Аналогичный расчет проведем без учета коэффициента одновременности, чтобы найти максимальную нагрузку (без учета коэффициента одновременности) по формулам 1–3. Результаты расчетов приведем в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов нагрузок на вводе в дом

Удельная нагрузка			
Нагрузки	$K_{одн}$	С учетом $K_{одн}$	Без учета $K_{одн}$
S , кВА	0,14	2,23	15,96
P , кВт		2,1	15
Q , кВар		0,762	5,44
Суммарная нагрузка			
Нагрузки	Кол-во домов, шт	С учетом $K_{одн}$	Без учета $K_{одн}$
S_{Σ} , кВА	60	134,04	957,45
P_{Σ} , кВт		126	900
Q_{Σ} , кВар		45,73	326,66

Вывод по разделу 2:

Проведен расчет нагрузок на вводах жилых домов с учетом коэффициента одновременности и без него.

3 Расчет освещения и прочих нагрузок

Удельные значения нагрузки уличного освещения принимают в соответствии с нормами [12]. Расчетная активная нагрузка рассчитывается с помощью формулы:

$$P_{\text{ул.осв.}} = P_{\text{уд.осв.}} \cdot S \quad (4)$$

где $P_{\text{уд.осв.}} = 2,7 \text{ Вт/м}^2$ – удельное значение активной мощности на квадратный метр;

$S = 1410 \text{ м}^2$ – площадь дорожного покрытия, подлежащая освещению.

$$P_{\text{ул.осв.}} = P_{\text{уд.осв.}} \cdot S = 2,7 \cdot 1410 = 3807 \text{ Вт} = 3,81 \text{ кВт}$$

Аналогично формулам (2–3) найдем полную и реактивную мощность:

$$S_{\text{ул.осв.}} = \frac{P_{\text{ул.осв.}}}{\cos\varphi} = \frac{3,81}{0,73} = 5,22 \text{ кВА}$$

$$Q_{\text{ул.осв.}} = \sqrt{S_{\text{ул.осв.}}^2 - P_{\text{ул.осв.}}^2} = \sqrt{5,22^2 - 3,81^2} = 3,56 \text{ кВар}$$

где $\cos\varphi = 0,73$ – коэффициент активной мощности для источников света в виде ламп дуговых ртутная с излучающими добавками (далее – лампы ДРИ). Выбор данных ламп исходит из высокой энергоэффективности при их большой площади покрытия, а также долгого срока службы.

Также присутствует дополнительная нагрузка в виде поста охраны. По заявлению потребителя, необходимая активная мощность для данного объекта

составляет $P_{\text{охр.пост}} = 10$ кВт. Тогда суммарная нагрузка освещения и прочих нагрузок:

$$P_{\Sigma\text{доп}} = P_{\text{ул.осв.}} + P_{\text{охр.пост}} = 3,81 + 10 = 13,81 \text{ кВт}$$

$$S_{\Sigma\text{доп}} = S_{\text{ул.осв.}} + S_{\text{охр.пост}} = S_{\text{ул.осв.}} + \frac{P_{\text{охр.пост}}}{\cos\varphi} = 5,22 + \frac{10}{0,94} = 15,85 \text{ кВА}$$

$$Q_{\Sigma\text{доп}} = Q_{\text{ул.осв.}} + Q_{\text{охр.пост.}} = Q_{\text{ул.осв.}} + \sqrt{S_{\Sigma\text{доп}}^2 - P_{\Sigma\text{доп}}^2}$$

$$= 3,56 + \sqrt{\left(\frac{10}{0,94}\right)^2 - 10^2}$$

$$Q_{\Sigma\text{доп}} = 7,2 \text{ кВар}$$

Результаты расчетов приведем в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов прочих нагрузок

Нагрузка	S , кВА	P , кВт	Q , кВар
Уличное освещение	5,22	3,81	3,56
Пост охраны	10,64	10	3,63
Суммарная нагрузка	15,85	13,81	7,2

Вывод по разделу 3:

Проведен расчет дополнительных нагрузок, в которые входят нагрузка на уличное освещение и на пост охраны.

4 Выбор силового трансформатора и схемы электроснабжения

4.1 Выбор силового трансформатора

Необходимо выбрать и проверить номинальную полную мощность и тип трансформатора на существующей КТП 10/0,4 кВ ПК «Ядровка» с учетом подключения новых потребителей.

До реконструкции на КТП 10/0,4 стоит ТСЗ 160/10, расположение КТП не изменилось. Категория потребителя не изменилась, поэтому оставляем один трансформатор.

Выбор мощности силового трансформатора проводится по формуле [8]:

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq \frac{S_{\Sigma}}{K_3} \quad (5)$$

где S_{Σ} – суммарная полная мощность для всего КП «Ядровка»;

$K_3 = 0,95$ – коэффициент загрузки силового трансформатор. Для однострансформаторной ТП 10/0,4.

Расчет данной мощности производим по формуле (для расчетов используем результаты таблицы 1 и 2):

$$S_{\Sigma} = S_{\text{р.д.}} + S_{\Sigma\text{доп}} = 134,04 + 15,85 = 149,9 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq \frac{S_{\Sigma}}{K_3} = \frac{149,9}{0,95} = 157,8 \text{ кВА}$$

Из расчетов видно, что 160 кВа больше 157,8 кВА, следовательно, существующий трансформатор удовлетворяет условию (5). Проверим значение фактического коэффициента загрузки выбранного силового трансформатора по условию ниже:

$$K_{з.ф.} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{ном.тр.}} \quad (6)$$

$$K_{з.ф.} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{ном.тр.}} = \frac{157,8}{160} = 0,99$$

Для повышения надежности рассмотрим ситуацию, что $K_{одн} = 0,5$ (зимний пик). Проверим условие (6):

$$K_{з.ф.маx} = \frac{S_{р.д.маx} \cdot K_{одн} + S_{\Sigma доп}}{S_{ном.тр.}} = \frac{957,45 \cdot 0,5 + 15,85}{160} = 3,09$$

Как видим, $K_{з.ф.маx} > 1,4$, трансформатор не справится с нагрузкой. Следовательно, для обеспечения бесперебойной работы трансформатора необходимо выбрать другой трансформатор:

$$S_{ном.тр.} \geq \frac{S_{\Sigma}}{K_3} = \frac{957,45 \cdot 0,5 + 15,85}{0,95} = 520,6 \text{ кВА}$$

Выберем трансформатор ТСЗ 630/10. Проверим коэффициент загрузки трансформатора из двух условий: $K_{одн.маx} = 0,5$ и $K_{одн.мин} = 0,18$:

$$K_{з.ф.маx} = \frac{S_{р.д.маx} \cdot K_{одн.маx} + S_{\Sigma доп}}{S_{ном.тр.}} = \frac{957,45 \cdot 0,5 + 15,85}{630} = 0,79$$

$$K_{з.ф.мин} = \frac{S_{р.д.маx} \cdot K_{одн.мин} + S_{\Sigma доп}}{S_{ном.тр.}} = \frac{957,45 \cdot 0,18 + 15,85}{630} = 0,3$$

Для принятия решения о выборе трансформатора необходимо определить коэффициент загрузки, при котором мы достигнем оптимальной загрузки трансформатора [13]:

$$K_{з.опт.} = \sqrt{\frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}} \quad (7)$$

При этом $K_{з.опт.} < K_{з.} < 1,4$.

Для ТСЗ 630/10 $\Delta P_{xx} = 2000$ Вт, $\Delta P_{кз} = 7300$ Вт, тогда:

$$K_{з.опт.} = \sqrt{\frac{2000}{7300}} = 0,52 > K_{з.ф.мин} = 0,3$$

Вывод: трансформатор загружен неоптимально. Возьмем ТСЗ 400/10.

Проведем аналогичные расчеты и проверим на условие (7):

$$K_{з.ф.макс} = \frac{S_{р.д.макс} \cdot K_{одн.макс} + S_{\Sigma доп}}{S_{ном.тр.}} = \frac{957,45 \cdot 0,5 + 15,85}{400} = 1,24$$

$$K_{з.ф.мин} = \frac{S_{р.д.макс} \cdot K_{одн.мин} + S_{\Sigma доп}}{S_{ном.тр.}} = \frac{957,45 \cdot 0,18 + 15,85}{400} = 0,49$$

Для ТСЗ 400/10 $\Delta P_{xx} = 1300$ Вт, $\Delta P_{кз} = 5400$ Вт, тогда:

$$K_{з.опт.} = \sqrt{\frac{1300}{5400}} = 0,49 = K_{з.ф.мин} = 0,49$$

Вывод: коэффициент загрузки при максимальных и минимальных нагрузках лежит в диапазоне 0,49–1,4, следовательно, оптимальным будет выбор ТСЗ 400/10.

4.2 Расчет электрической сети 10 кВ

Для проведения реконструкции воздушной линии 10 кВ необходимо:

- заменить провод марки АС на провод марки СИП (для повышения надежности);
- при необходимости увеличить сечение провода марки СИП.

По техническому условию, КТП 10/0,4 кВ питается от магистральной линии 10 кВ, идущей от ПС «Восточная» 35/10 кВ. Длина ВЛ 10 кВ – 120 метров. На КТП 10/0,4 кВ в результате реконструкции установлен ТСЗ 400/10.

Для выбора сечения провода необходимо:

- проверить сечение провода в нормальном режиме работы при наибольшей нагрузке;
- проверить сечение провода на нагрев;
- проверить сечение провода на потери напряжения в линии.

Для обеспечения электробезопасности будет выбрана система сети TN-S («Terra-Neutral-Separated» – трансформатор или его корпус подключен к заземлению, линия соединена с глухозаземленной нейтралью трансформатора, нейтраль и заземление разделены [18]).

4.2.1 Проверка нормального режима

Выбор сечения питающей ВЛ 10 кВ осуществим при максимальном значении тока с помощью экономической плотности тока.

$$S_{\text{ЭК.10кВ}} \geq \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{ЭК}}} \quad (8)$$

где I_{max} – максимальный ток в нормальном режиме наибольших нагрузок, А;

$j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока. Согласно [18] для ВЛ 10 кВ при применении проводов марки СИП с изоляцией из сшитого полиэтилена выбирается с учетом числа использования максимальной нагрузки, А/мм².

$$S_{\text{эк.10кВ}} = \frac{28,55}{1,4} = 20,4 \text{ мм}^2$$

Из [16] выберем $S_{\text{ст}} = 25 \text{ мм}^2 \geq S_{\text{эк.10кВ}} = 20,4 \text{ мм}^2$.

Вывод: выбираем провод марки СИП 3×25 с допустимым током $I_{\text{доп}} = 130 \text{ А}$.

4.2.2 Проверка на нагрев

Проверка на нагрев производится с помощью следующего условия:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}} \quad (9)$$

где $I_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 130 = 117 \text{ А}$ ($K_{\text{пр}} = 0,9$ – поправочный коэффициент на количество фазных проводников).

Следовательно, условие 9 выполняется, так как $117 > 28,55 \text{ А}$.

Вывод: выбранная марка провода СИП 3×25 прошла проверку по нагреву.

4.2.3 Проверка на потери напряжения в линии

Согласно [2] в режиме наибольшей нагрузки необходимо выполнять условие:

$$\Delta U_{\text{ВЛ}} \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\% \quad (10)$$

Потери напряжение в ВЛ рассчитывается по формуле:

$$\Delta U_{\text{ВЛ}} = \frac{S_{\Sigma \text{max}}}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot l_{\text{ВЛ}} \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi) \cdot 100\% \quad (11)$$

где $r_0 = 2,06 \text{ Ом/км}$ – погонное активное сопротивление выбранного провода;

$x_0 = 0,405 \text{ Ом/км}$ – погонное индуктивное сопротивление выбранного провода;

$l_{\text{ВЛ}} = 0,12 \text{ км}$ – длина питающей ВЛ 10 кВ;

$\sin\varphi = \sqrt{1 - \cos\varphi^2} = \sqrt{1 - 0,94^2} = 0,341$ – коэффициент реактивной мощности.

$$\Delta U_{\text{ВЛ}} = \frac{957,45 \cdot 0,5 + 15,85}{10^2} \cdot 0,12 \cdot (2,06 \cdot 0,94 + 0,405 \cdot 0,341) \cdot 100\%$$
$$\Delta U_{\text{ВЛ}} = 0,123 \leq 5\%$$

Вывод: выбранное сечение прошло проверку на потери в ВЛ.

4.3 Расчет электрической сети 0,4 кВ

Для проведения реконструкции воздушной линии 0,4 кВ необходимо:

- заменить провод марки АС на провод марки СИП (для повышения надежности);
- при необходимости увеличить сечение провода марки СИП.

Для обеспечения электробезопасности будет выбрана система сети типа TN-S.

Выберем в качестве проводов марку СИП-2, состоящий из трех изолированных алюминиевых жил и одной стале-алюминиевой провода.

Согласно техническому условию, от КТП 10/0,4 кВ отходят 3 линии – магистрали (М1, М2, М3. Принципиальная схема электроснабжения КП «Ядровка» представлена на графическом рисунке №3.

Выбор сечения проводим аналогично пункту 4.2. Для расчета тока необходимо рассчитать эквивалентную полную мощность магистрали, определяемую по формуле:

$$S_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (S_i^2 \cdot l_i)}{\sum_{i=1}^n l_i}}, \text{кВА} \quad (12)$$

Расчет экономического сечения проводим по формуле 8, учитывая, что $j_{\text{эк}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$. Проверки по нагреву производим по формуле 9. Расчет потери напряжения на магистральной ВЛ проводим по формуле 11 с учетом условия 10.

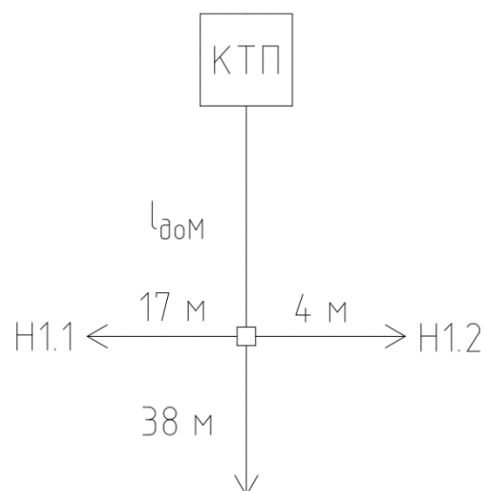


Рисунок 1 – принципиальная схема магистрали, где $l_{\text{дом}}$ – расстояние от КТП 10/0,4 до магистрали

Так как КП «Ядровка» имеет симметричное расположение домов, то можно эквивалентировать схему, представленную на графическом рисунке 3, в принципиальную схему магистрали, представленную на рисунке 1. При расчете не будем учитывать нагрузку на освещение и на дополнительную постройку в виде пункта охраны, так как нагрузка не существенна.

Согласно схеме электроснабжения КП «Ядровка», расстояние до магистрали М1 составляет 55 метров; магистрали М2 32 метра; магистрали М3 84 метра.

С учетом вышеописанного посчитаем эквивалентную полную мощность по формуле 12:

$$S_{\text{ЭКВМ}} = \sqrt{\frac{(2 \cdot 15,96 \cdot 0,5)^2 \cdot (17 + 4 + 38) \cdot 10 + (2 \cdot 15,96 \cdot 0,5)^2 \cdot (17 + 4 + 55)}{(17 + 4 + 38) \cdot 10 + 55}}$$

$$S_{\text{ЭКВМ}} = 15,96 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\Sigma \text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{15,96}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 23,04 \text{ А}$$

$$S_{\text{ЭКВ.ЭК.0,4кВ}} = \frac{23,04}{1,3} = 17,72 \text{ мм}^2$$

Чаще всего, независимо от экономического сечения, принимаются сечение провода марки СИП-2 с сечением 25 мм^2 ($3 \times 25 + 1 \times 35$) с техническими характеристиками: $r_0 = 1,54 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,0827 \text{ Ом/км}$ [23].

Потери напряжения на участке считаются по следующей формуле с учетом условия не превышения значения потерь в линии [18]:

$$\Delta U_{\%} = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot 10^3}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot l_{\text{уч}} \leq 6 \% \quad (13)$$

Так как мы считаем нагрузку одинаковой, то преобразуем формулу 13 в вид:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{уч}}} P_i \cdot r_0 + \sum_{i=1}^{n_{\text{уч}}} Q_i \cdot x_0}{U_{\text{НОМ}}} \cdot l_{\text{уч}}$$

где $n_{\text{уч}} = 10$ – количество участков эквивалентной схемы рисунка 1.

Очевидно, что наибольшие потери будут на головном участке, так как сечения проводов одинаковое, нагрузка распределена равномерно, следовательно для проверки условия 13 рассчитаем потери на головном участке:

$$\Delta U_{\% \text{экв}} = \frac{(15 \cdot 1,54 + 5,44 \cdot 0,0827) \cdot 0,5 \cdot 10^3 \cdot 18}{380^2} \cdot 0,038 = 5,58 \% \leq 6 \%$$

Вывод: потери напряжения на головном участке не превышают допустимых значений.

Рассмотрим магистраль М1. Посчитаем потери напряжения на данном участке:

$$\Delta U_{\% \text{М1}} = \frac{(15 \cdot 1,54 + 5,44 \cdot 0,0827) \cdot 0,5 \cdot 10^3 \cdot 20}{380^2} \cdot 0,055 = 8,97 \% \leq 6 \%$$

Как мы видим, условие не выполняется, следовательно необходимо увеличить сечение провода марки СИП-2 до 35 мм² (3×35+1×50), тогда имеем следующие технические характеристики: $r_0 = 1,111$ Ом/км, $x_0 = 0,0802$ Ом/км [23], следовательно:

$$\Delta U_{\% \text{М1}} = \frac{(15 \cdot 1,111 + 5,44 \cdot 0,0802) \cdot 0,5 \cdot 10^3 \cdot 20}{380^2} \cdot 0,055 = 6,51 \% \leq 6 \%$$

Как мы видим, условие не выполняется, следовательно необходимо увеличить сечение провода марки СИП-2 до 50 мм² (3×50+1×50), тогда имеем следующие технические характеристики: $r_0 = 0,882$ Ом/км, $x_0 = 0,0794$ Ом/км [23], следовательно:

$$\Delta U_{\% \text{М1}} = \frac{(15 \cdot 0,882 + 5,44 \cdot 0,0794) \cdot 0,5 \cdot 10^3 \cdot 20}{380^2} \cdot 0,055 = 5,2 \% \leq 6 \%$$

Вывод: на участке от КТП 10/0,4 кВ до М1 выполняется условие по потерям напряжения в случае выбора провода марки СИП-2 с сечением 50 мм² (3×50+1×50). В целях снижения затрат на ремонт ВЛ 0,4 кВ в КП «Ядровка»

экономически целесообразнее выбор данного провода для всех участков. Для проверки пересчитаем потери для головного участка магистралей:

$$\Delta U_{\% \text{ЭКВ}} = \frac{(15 \cdot 0,882 + 5,44 \cdot 0,0794) \cdot 0,5 \cdot 10^3 \cdot 18}{380^2} \cdot 0,038 = 3,24 \% \leq 6 \%$$

Условие выполняется. При выборе данного сечения потери уменьшатся на $5,58 - 3,24 = 2,34 \%$ на головном участке магистрали М1. Аналогично будет для магистралей М2 и М3.

Рассмотрим магистраль М2, аналогично М1, тогда:

$$\Delta U_{\% \text{М2}} = \frac{(15 \cdot 0,882 + 5,44 \cdot 0,0794) \cdot 0,5 \cdot 10^3 \cdot 20}{380^2} \cdot 0,032 = 3,03 \% \leq 6 \%$$

Условие выполняется.

Рассмотрим магистраль М3, аналогично М1, тогда:

$$\Delta U_{\% \text{М3}} = \frac{(15 \cdot 0,882 + 5,44 \cdot 0,0794) \cdot 0,5 \cdot 10^3 \cdot 20}{380^2} \cdot 0,084 = 7,95 \% \leq 6 \%$$

Условие не выполняется. Необходимо поднять сечение провода марки СИП-2 до 70 мм^2 ($3 \times 70 + 1 \times 70$), тогда имеем следующие технические характеристики: $r_0 = 0,568 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,0785 \text{ Ом/км}$ [23], следовательно:

$$\Delta U_{\% \text{М3}} = \frac{(15 \cdot 0,568 + 5,44 \cdot 0,0785) \cdot 0,5 \cdot 10^3 \cdot 20}{380^2} \cdot 0,084 = 5,2 \% \leq 6 \%$$

Условие выполняется. Пересчитаем долю потерь напряжения на головных участках магистралей М1, М2, а также на участках между КТП 10/0,4 кВ и магистралями М1, М2:

$$\Delta U_{\%M1} = \frac{(15 \cdot 0,568 + 5,44 \cdot 0,0785) \cdot 0,5 \cdot 10^3 \cdot 20}{380^2} \cdot 0,055 = 3,41 \% \leq 6 \%$$

$$\Delta U_{\%M2} = \frac{(15 \cdot 0,568 + 5,44 \cdot 0,0785) \cdot 0,5 \cdot 10^3 \cdot 20}{380^2} \cdot 0,032 = 1,98 \% \leq 6 \%$$

$$\Delta U_{\%ЭКВ} = \frac{(15 \cdot 0,568 + 5,44 \cdot 0,0785) \cdot 0,5 \cdot 10^3 \cdot 18}{380^2} \cdot 0,038 = 2,12 \% \leq 6 \%$$

По сравнению с предыдущим сечением потери напряжения уменьшатся на участке КТП 10/0,4 кВ – М1 на $5,58 - 3,41 = 2,34 \%$; участке КТП 10/0,4 кВ – М2 на $3,03 - 1,98 = 2,34 \%$; головных участках на $3,24 - 2,12 = 2,34 \%$.

Вывод: выбрано значение сечения марки провода СИП-2, но из-за большой протяженности магистрали М3 пришлось поднять сечение марки провода до значения 70 мм^2 . Тогда, в результате расчета электрической сети 0,4 кВ, необходимо выбрать провода марки СИП-2 $3 \times 70 + 1 \times 70$.

Вывод по разделу 4: был проведен расчет полной мощности для выбора трансформатора. При минимальной нагрузке мы можем оставить существующий трансформатор ТСЗ 160/10, но при максимальной нагрузке данный трансформатор будет перегружен в 2 раза, что вызовет отключение потребителей, тем самым снижением надежности, так как резерва нет. С учетом оптимального коэффициента нагрузки приходим к выводу, что необходимо установить ТСЗ 400/10, что повысит надежность сети, снизит вероятность отключения при росте нагрузки, связанных с зимним пиком.

5 Расчеты токов короткого замыкания и выбор оборудования

5.1 Токи короткого замыкания

«Короткое замыкание – это не предусмотренное нормальными условиями работы электрическое соединение точек электрической цепи с различными потенциалами через малое сопротивление» [5].

«В электрической системе при коротком замыкании понижается напряжение у потребителей электроэнергии; при однофазном, двухфазном и двухфазном на землю коротких замыканиях появляется асимметрия напряжений, частично или полностью нарушается нормальное электроснабжение» [5].

Из приведенных выше цитат очевидно, что короткие замыкания в любых сетях могут привести к серьезным повреждениям, поэтому необходимо обеспечить максимальную защиту от токов короткого замыкания. Для электрических сетей используют такие методы защиты от токов замыкания как:

- установка дополнительных электроустановок для обеспечения механической и тепловой устойчивости (токоограничивающие реакторы, секционирование электрических сетей и прочее);
- установка релейной защиты и автоматики (автоматические выключатели, плавкие предохранители и прочее) для быстрого автоматического отключения поврежденного участка от электрической сети.

Для заданной сети 10/0,4 кВ установка дополнительных электроустановок экономически не целесообразно, так как протекающие токи не имеют таких значений, на которые рассчитаны данные электроустановки. Для обеспечения защиты от токов короткого замыкания необходима установка релейной защиты и автоматики.

Расчет токов короткого замыкания (далее – КЗ) производится в двух точках: на вводе КТП 10/0,4 кВ (точка К1) и в самой удаленной точке от КТП 10/0,4 кВ (точка К2, расположенная в конце магистрали М3).

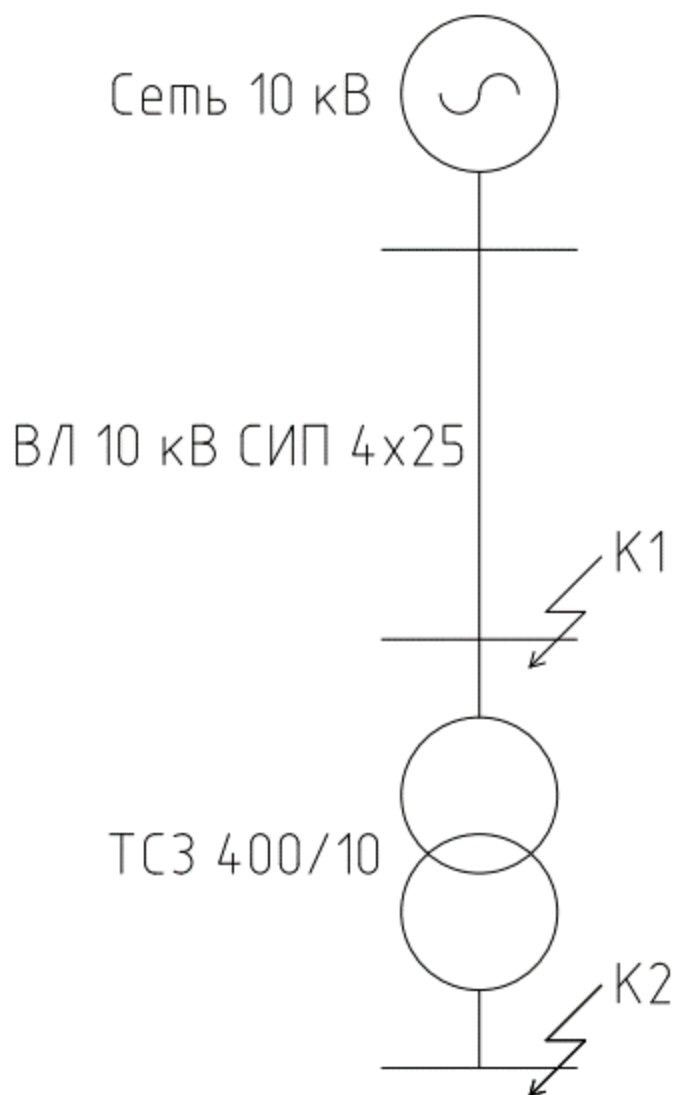


Рисунок 2 – Расчетная схема для расчета токов КЗ

5.1.1 Расчет тока трехфазного КЗ для напряжения 10 кВ

Формула тока трехфазного КЗ в именованных единицах, приведенных к базисным условиям:

$$I_{\text{К}}^{(3)} = \frac{E_{\text{с}}}{x_{\text{с}} + x_{\text{л}}} \cdot I_{\text{б}} \quad (14)$$

где $E_{\text{с}} = 1$ о. е. – сверхпереходная электродвижущая сила (далее – ЭДС) энергосистемы;

$x_{\text{с}} = I_{\text{б}}/I_{\text{п.о.}}^2$ – сопротивление прилегающей энергосистемы;

$x_{\text{л}} = x_0 \cdot L_{\text{л}}$ – сопротивление питающей линии.

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}} \quad (15)$$

где $S_{\text{б}} = 400$ кВа – базисная мощность, приравненная к мощности трансформатора;

$U_{\text{б}}$ – базисное напряжение, выбираемая из шкалы средних номинальных напряжений [20].

Для выбора электрических аппаратов необходимо также посчитать значение ударного тока КЗ:

$$i_{\text{уд.К}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{К}}^{(3)} \quad (16)$$

где $k_{\text{уд}} = 1,4$ – ударный коэффициент [13].

Тогда имеем следующие значения:

$$I_{\text{б}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 21,99 \text{ А}$$

$$x_{\text{с}} = \frac{21,99}{6} = 3,67 \text{ Ом}; \quad x_{\text{л}} = 0,405 \cdot 0,12 = 0,0486 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{К1}}^{(3)} = \frac{1}{3,67 + 0,0486} \cdot 21,99 = 5,92 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.К1}} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 5,92 = 11,72 \text{ кА}$$

5.1.2 Расчет токов КЗ для напряжения 0,4 кВ

Расчет тока КЗ необходим для определения следующих параметров:

- номинальный вторичный ток трансформатора, рассчитываемый по условию 15:

$$I_{н.тр.} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,35 \text{ А};$$

- расчетные токи магистральных линий, которые равны $I_{\max} = 23,04 \text{ А}$.

По полученным данным выше необходимо рассчитать значения токов трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ.

Расчет трехфазного тока КЗ производится по формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{100}{U_K} \cdot S_{\sigma} \quad (17)$$

где $U_K = 5,5 \%$ - напряжение КЗ [13].

Тогда имеем следующий расчет:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{100}{5,5} \cdot 400 = 7273 \text{ А} = 7,27 \text{ кА}$$

Расчет двухфазного тока КЗ производится по формуле:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)} \quad (18)$$
$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,27 = 6,3 \text{ кА}$$

Расчет однофазного тока КЗ производится по формуле [25]:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_T/3 + Z_\Pi} \quad (19)$$

где $U_\phi = 220$ В – фазное напряжение сети;

$Z_T = 66$ мОм – полное сопротивление понижающего трансформатора току однофазного КЗ [25];

Z_Π – полное сопротивление петли «фаза-нуль» от трансформатора до точки КЗ.

Полное сопротивление петли «фаза-нуль» от трансформатора до точки КЗ рассчитывается по формуле:

$$Z_\Pi = L \cdot \sqrt{(R_\phi + R_H)^2 + X_H^2} \quad (20)$$

где $R_\phi = 0,568$ Ом/км – погонное активное сопротивление фазного провода;

$R_H = 0,568$ Ом/км – погонное активное сопротивление петли «фаза-нуль»;

$X_H = 0,0785$ Ом/км – погонное индуктивное сопротивление петли «фаза-нуль»;

$L_{M3} = 84 + 38 \cdot 10 + 17 = 481$ м = 0,481 км – расстояние от КТП 10/0,4 кВ до максимально удаленной точки К2 (по техническим условиям) магистрали М3.

Произведем расчет:

$$Z_{\Pi M3} = 0,481 \cdot \sqrt{(0,568 + 0,568)^2 + 0,0785^2} = 0,548 \text{ Ом}$$

$$I_{K2M3}^{(1)} = \frac{220}{0,066/3 + 0,548} = 358,47 \text{ А}$$

Аналогичный расчет проведем для магистралей М1, М2.

$$Z_{пМ1} = (55 + 38 \cdot 10 + 17) \cdot \sqrt{(0,568 + 0,568)^2 + 0,0785^2} = 0,515 \text{ Ом}$$

$$Z_{пМ2} = (32 + 38 \cdot 10 + 17) \cdot \sqrt{(0,568 + 0,568)^2 + 0,0785^2} = 0,489 \text{ Ом}$$

$$I_{к2М1}^{(1)} = \frac{220}{0,066/3 + 0,515} = 409,9 \text{ А}$$

$$I_{к2М2}^{(1)} = \frac{220}{0,066/3 + 0,489} = 430,9 \text{ А}$$

5.2 Выбор оборудования 10 кВ

Согласно [4, 6, 7, 15, 19] необходимо выбрать следующие электрические оборудования:

- трехфазный разъединитель 10 кВ;
- плавкий предохранитель 10 кВ;
- ограничитель перенапряжения 10 кВ (далее – ОПН).

Данные электрические оборудования выбираются из следующих условий:

- по номинальному напряжению;
- по номинальному току.

Также для отключающих аппаратов необходимо провести проверку на коммутационную способность, отключения токов КЗ, термической и электродинамической стойкости к токам КЗ. Номинальные параметры сети:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}, I_p = 23,04 \text{ А}, i_{уд.к1} = 11,72 \text{ кА}, I_{к1}^{(3)} = 5,92 \text{ кА}.$$

Для выбора трехфазного разъединителя воспользуемся справочными данными [13]. Выбираем РЛНД-10/400У1 с параметрами: $U_{разъед.} = 10 \text{ кВ}$, $I_{ном.разъед.} = 400 \text{ А}$, $i_{дин} = 25 \text{ кА}$, $I_{терм.разъед.} = 10 \text{ кА}$, $t_{терм.разъед.} = 4 \text{ с}$.

Проверим по следующим условиям: $I_p < I_{ном.разъед.} \Rightarrow$ условие по номинальному току выполняется; $i_{уд.к1} < i_{дин} \Rightarrow$ условие по

электродинамической стойкости выполняется; $(I_{K1}^{(3)})^2 < I_{\text{тер.разъед.}}^2 \Rightarrow$ условие по термической стойкости выполняется.

Вывод: выбираем трехфазный разъединитель РЛНД-10/400У1.

Выберем плавкий предохранитель ПКТ101-10-20-31,5У3 с параметрами: $I_{\text{ном.пред.}} = 20 \text{ А}$, $I_{\text{откл.пред.}} = 31,5 \text{ А}$. Проверим выбранный предохранитель по условиям [21]: $I_p < I_{\text{ном.пред.}} \Rightarrow$ условие по номинальному току выполняется; $1,5 \cdot I_p = 8,88 \text{ А} < I_{\text{ном.пред.}} \Rightarrow$ условие по отстройке от пусковых токов выполняется; $I_{K1}^{(3)} < I_{\text{откл.пред.}} \Rightarrow$ условие по отключающей способности выполняется.

Вывод: выбираем плавкий предохранитель ПКТ101-10-20-31,5У3.

Выберем ОПН для защиты трансформатора от коммутационных и грозовых перенапряжений в сети. Выбор осуществляется по номинальному напряжению, поэтому выберем ОПНп-10/12/1 УХЛ1 [11].

5.3 Выбор электрического оборудования 0,4 кВ.

Согласно [15], [19] необходимо выбрать следующие электрические оборудования:

- рубильник в КТП 10/0,4 кВ;
- ОПН 0,4 кВ;
- линейные автоматические выключатели 0,4 кВ на каждый фидер в количестве четырех штук;
- линейные автоматические выключатели 0,4 кВ на ввод в коттеджные дома.

Данные электрические оборудования выбираются аналогично электрическому оборудованию 10 кВ.

Для выбора рубильника 0,4 кВ воспользуемся каталогом [10]. Выбор осуществляется по номинальному току, который равен $I_{\text{н.тр.}} = 577,35 \text{ А}$. Тогда выберем рубильник ВР32-39 В 31 150–32 УХЛ3 с номинальным рабочим током

$I_{\text{ном.руб.}} = 630 \text{ А}$. Проверим на условие: $I_{\text{н.тр.}} < I_{\text{ном.руб.}} \Rightarrow$ условие выполняется.

Для выбора ОПН 0,4 кВ также воспользуемся каталогом [11], следовательно выбираем ОПНп-0,4/300/0,26 УХЛ1 тип 1.

Для выбора автоматических выключателей 0,4 кВ необходимо соблюсти несколько дополнительных условий:

$$I_{\text{т.р.}} \geq 1,1 \cdot I_{\text{н.тр.}} \quad (21)$$

где $I_{\text{т.р.}}$ – номинальный ток теплового расцепителя, выбираемый в каталоге.

$$I_{\text{эм.р.}} \geq k_{\text{уст}} \cdot I_{\text{т.р.}} \quad (22)$$

где $I_{\text{эм.р.}}$ – номинальный ток электромагнитного расцепителя, выбираемый в каталоге;

$k_{\text{уст}}$ – кратность уставок электромагнитного и теплового расцепителей автоматического выключателя, выбираемый из каталога.

$$I_{\text{выкл}} \geq I_{\text{К2}}^{(3)} \quad (23)$$

где $I_{\text{выкл}}$ – ток отключающей способности, выбираемый в каталоге.

$$K_{\text{чувств.т.р.}} = \frac{I_{\text{К2}}^{(1)}}{I_{\text{т.р.}}} \geq 3 \quad (24)$$

где $K_{\text{чувств.т.р.}}$ – коэффициент чувствительности теплового расцепителя [14].

$$K_{\text{чувств.эм.р.}} = \frac{I_{\text{К2}}^{(2)}}{I_{\text{эм.р.}}} \geq 1,1 \quad (25)$$

где $K_{\text{чувств.т.р.}}$ – коэффициент чувствительности электромагнитного расцепителя [14].

Первичные условия выбора автоматического выключателя 0,4 кВ – выбор по номинальному напряжению и рабочему току. По данным условиям выбираем ВА44 33 3Р 32А 15кА из каталога [9]. Выполним проверку по условиям (21–24):

$$I_{\text{т.р.}} = 32 \text{ А} \geq 1,1 \cdot 23,04 = 25,34 \text{ А}$$

$$I_{\text{эм.р.}} = 320 \text{ А} \geq 10 \cdot 25,34 = 253,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{выкл}} = 15 \text{ кА} \geq 7,27 \text{ кА}$$

$$K_{\text{чувств.т.р.М1}} = \frac{358,47}{25,34} = 14,15 > 3$$

$$K_{\text{чувств.эм.р.}} = \frac{6300}{320} = 19,69 > 1,1$$

Проверим коэффициент чувствительности теплового расцепителя для магистралей М1 и М2, так как остальные параметры идентичны, кроме однофазного тока КЗ:

$$K_{\text{чувств.т.р.М1}} = \frac{409,9}{25,34} = 16,18 > 3$$

$$K_{\text{чувств.т.р.М2}} = \frac{430,9}{25,34} = 17,1 > 3$$

Вывод: автоматический выключатель ВА44 33 3Р 32А 15кА удовлетворяет условиям 21–24, следовательно выбираем данный выключатель.

Выбор автоматического выключателя 0,4 кВ на вводе в коттеджные дома производится аналогично предыдущему, при условии, что расчетный ток коттеджного поселка равен:

$$I_{p.d.} = \frac{S_{p.d.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{15,96}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 23,04 \text{ А}$$

Выберем автоматический выключатель из каталога [9]. Выберем автоматический выключатель ВА44 33 ЗР 25А 15кА.

Вывод по разделу 5: в пункте 5.1 был проведен расчет токов короткого замыкания в сетях 10 кВ и 0,4 кВ в точках К1 на стороне 10 кВ и К2 на стороне 0,4 кВ. В результате расчетов были выбраны электрические аппараты для обеспечения надежности электрической сети.

Для сети 10 кВ были выбраны: линейный трехфазный разъединитель РЛНД-10/400У1; плавкий предохранитель ПКТ101-10-20-31,5У3; ограничитель перенапряжения ОПНп-10/12/1 УХЛ1.

Для сети 0,4 кВ были выбраны: рубильник ВР32-39 В 31150–32 УХЛ3; ограничитель перенапряжения ОПНп-0,4/300/0,26 УХЛ1 тип 1; линейный автоматический выключатель в КТП 10/0,4 кВ ВА44 33 ЗР 32А 15кА; линейный автоматический выключатель на ввод в коттеджные дома ВА44 33 ЗР 25А 15кА.

Каждый элемент был проверен по заданным условиям, обеспечивающим возможность своевременного срабатывания.

6 Модернизация систем учета электроэнергии

Учет электроэнергии необходим как в плановой, так и в рыночной экономике. Без учета рынок, существующий на данный момент в Российской Федерации, просто невозможен, так как не будет средств для поддержания работоспособности энергосистемы.

В данной системе основной покупатель электрической энергии – это промышленные предприятия, коммерческие предприятия и бытовые потребители. Рассмотрим только бытовых потребителей, так как именно эти потребители нам актуальны для данной работы.

Бытовой потребитель участвует в рынке электроэнергии посредством энергосбытовых организаций, которые непосредственно участвуют в этом рынке. На рисунке 3 приведена схема работы рынка.

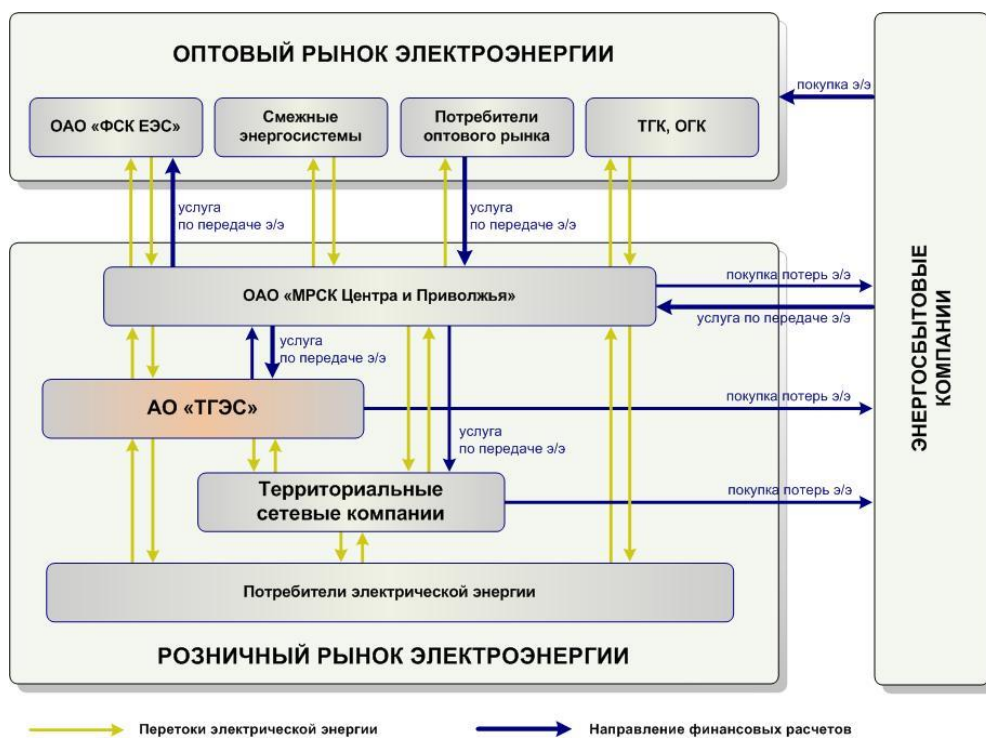


Рисунок 3 – схема работы рынка электроэнергетики

Следовательно, системы учета просто необходимы, так как без него технологический процесс просто невозможен.

Так как КП «Ядровка» полностью переоснащается, то необходимо задуматься об системе учета электроэнергии. Если рассматривать классический способ учета – снятие показателя со счетчиков с помощью сотрудников электросетевой организации – то возникают следующие проблемы:

- количество потребителей и возможность своевременного снятия показателей. Если рассматривать конкретно КП «Ядровка», то уже мы имеем 60 потребителей электроэнергии, данные которых необходимо зафиксировать. Если рассматривать целый район, то это число, в десятки, а то и в сотни раз больше потребителей, чем один поселок. Следовательно, необходимо выделять сотрудников, которые должны своевременно передавать эти показатели в организацию, что достаточно неэффективно;
- точность показателей потребленной электроэнергии. «Участники этого рынка должны быстро принимать решения на основе точной и оперативно полученной информации о товаре, если хотят оставаться конкурентоспособными на нем» [17]. То есть вопрос учета – это не только поддержание технологического процесса, но и это вопрос экономии энергоресурсов и, как следствие, снижение финансовых потерь.

Но данные проблемы, описанные выше, были решены. С развитием автоматизации процессов появились альтернативы старым методам учета электроэнергии – автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (далее – АСКУЭ). На рисунке 4 приведена структурная схема АСКУЭ.

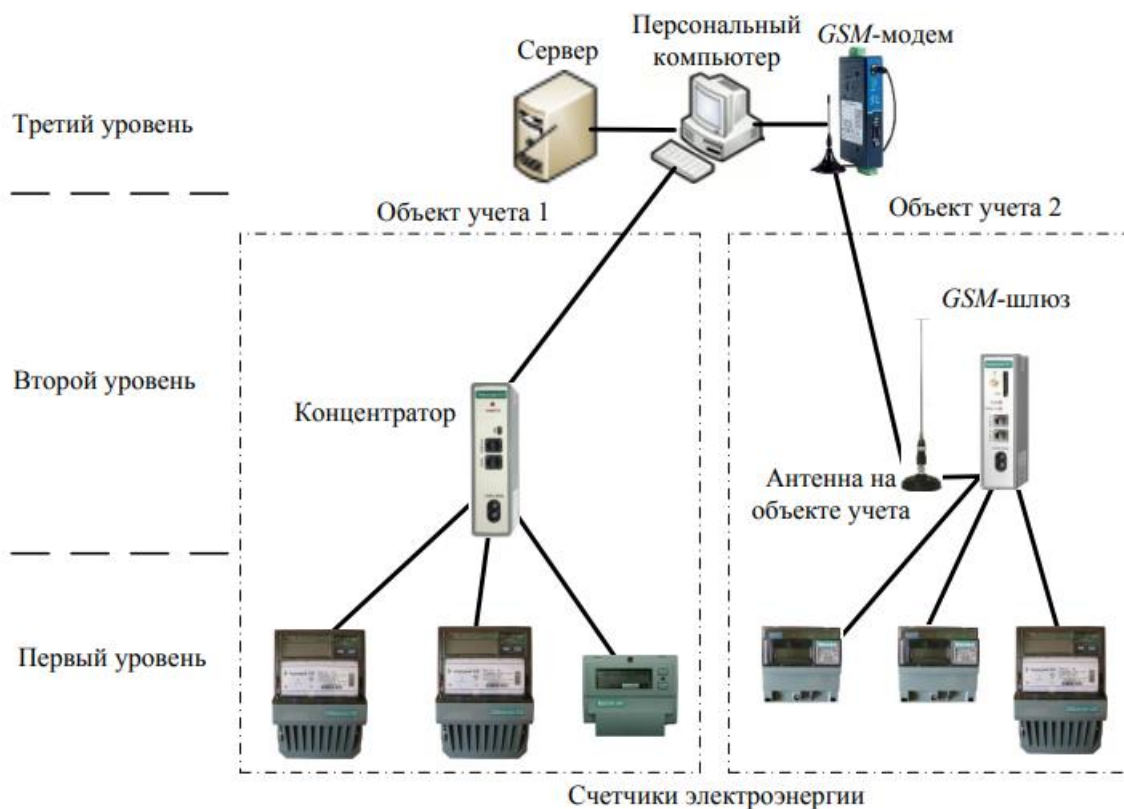


Рисунок 4 – структура АСКУЭ

«Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) – многоуровневая, иерархическая, автоматизированная система, обеспечивающая измерение количества электроэнергии и величин ее параметров (тока, напряжения, мощности и др.), автоматизированный сбор и передачу результатов измерений по коммуникационным каналам на верхний уровень, с последующим ее хранением и использованием» [17].

Данная система полностью избавляет нас от проблем с учетом, так как данные передаются непосредственно в энергосбытовую организацию, что сокращает затраты. Также АСКУЭ позволяет снимать данные по нагрузкам, что дает нам возможность более верно планировать график нагрузки. На рисунке 5 представлена структурная схема цифрового счетчика электроэнергии.

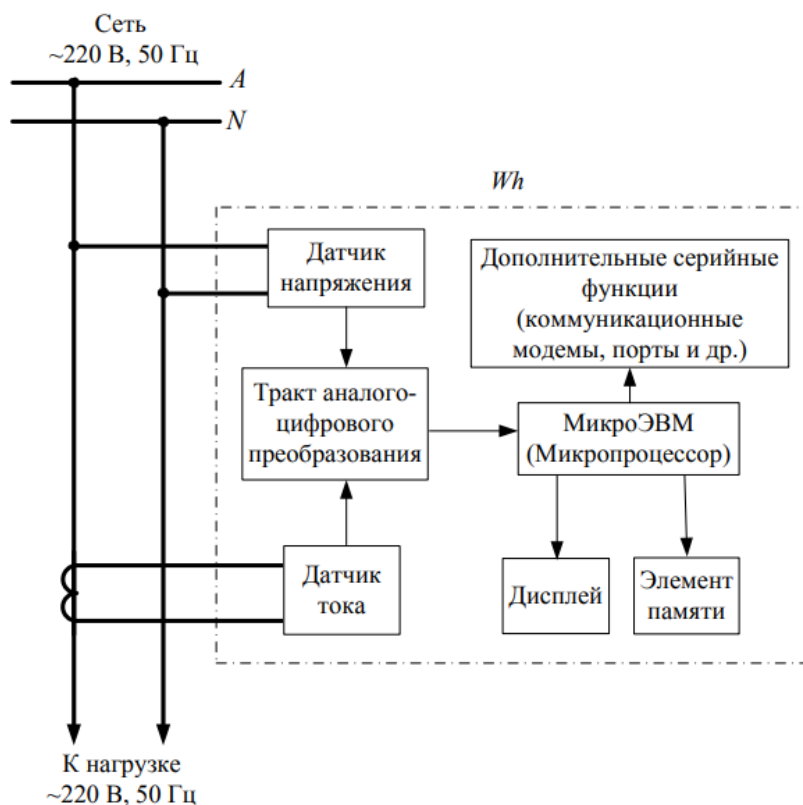


Рисунок 5 – структурная схема цифрового счетчика электроэнергии

Для обеспечения бесперебойного сбора данных учета электроэнергии необходимо установить трехфазный счетчик с GSM-модулем. Для данных целей подходит счетчик Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G1 .2 [24] с многотарифным учетом (есть возможность при такой исполнении использовать также однотарифный учет и двухтарифный). Данные со счетчиков поступают в АСКУЭ Тамбовская область КОМЕТА-Энергоучёт [3]. Счетчики необходимо установить, как во вводных щитах, так и в КТП 10/0,4 кВ.

Вывод по разделу 6: был обоснован выбор систем учета – АСКУЭ. Также было выбрано оборудование для реализации данной системы учета – трехфазные счетчики Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.G1 .2, установленные во вводных щитах коттеджных домов и в КТП 10/0,4 кВ. Выбрана система учета – АСКУЭ Тамбовская область КОМЕТА-Энергоучёт, куда будут поступать данные со счетчиков.

Заключение

В результате выполнения данной работы разработан проект реконструкции систем электроснабжения КП «Ядровка» Тамбовской области в связи со строительством новых домов и подключения их к существующей сети.

В работе указанная реконструкция выполняется путем подключения новых потребителей к существующей сети 10 кВ, замены проводов марки АС на СИП на классах напряжения 10 и 0,4 кВ, трансформатора в КТП 10/0,4 кВ на более мощный, а также полное переоборудования электрического оборудования в КТП 10/0,4 кВ. Причиной реконструкции является увеличение нагрузки потребителей.

Для выполнения данной работы необходимо было пройти несколько этапов, которые зависимы друг от друга:

- описана существующая сеть, приведены технические условия КП «Ядровка», а также характеристика местности, в которой проводится реконструкция;
- приведены аргументы по обоснованию реконструкции, обозначен план необходимых мероприятий;
- произведен расчет электрических нагрузок основных потребителей, а также остальных: освещения и пункта охраны;
- выбран новый силовой трансформатор, необходимый для обеспечения надежного электроснабжения потребителя;
- рассчитаны сети 10 и 0,4 кВ. В результате расчета по экономической плотности тока выбрана сечения и марки проводов, необходимые для качественного и надежного электроснабжения потребителей. Каждое сечение было проверено на соответствия нормативным документам;
- произведен расчет токов короткого замыкания в сетях 10 и 0,4 кВ, необходимые для выбора электрических аппаратов;

- выбраны электрические аппараты для сетей 10 и 0,4 кВ. Каждый электрический аппарат был проверен на соответствие нормативным документам;
- выбрана система учета электроэнергии, а также выбран счетчик, необходимый для фиксации показаний электроэнергии.

Каждый из пунктов был обоснован нормативно-технической документацией, приведенной в списке литературы.

В результате всех мероприятий разработаны схемы электроснабжения, освещения, а также однолинейная схема в КТП 10/0,4 кВ и схема подключения счетчиков электроэнергии на входе в коттеджные дома.

Как итог можно выделить, что была реконструированная схема полностью соответствует современному законодательству, возможность перегрузок электрооборудования минимальна, как и возможность обесточения потребителей, что говорит о высокой надежности системы электроснабжения КП «Ядровка». Также выполнены все технические условия, выставленные КП «Ядровка», и соблюдены все условия электробезопасности.

Список используемой литературы

1. Forbes: сработали на склад: почему экономика России в 2023 году выросла выше ожиданий [статья] - 09. 02. 2024 г. - URL: <https://www.forbes.ru/finansy/505868-srabotali-na-sklad-pocemu-ekonomika-rossii-v-2023-godu-vyrosla-vyse-ozidaniy>.
2. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий [Книга]. - Москва : НИЦ ИНРФА-М, 2016. - стр. 416.
3. АСКУЭ Тамбовская область КОМЕТА-Энергоучёт [сайт] - 2024 г. - URL: https://cometa.ru/askue/?yagla=76104274&utm_source=yandex&utm_medium=spc&utm_campaign=%5B%D0%90%D0%A1%D0%9A%D0%A3%D0%AD%5D%20%5B%D0%9F%D0%BE%D0%B8%D1%81%D0%BA%5D&utm_content=15310954198&utm_term=%D0%90%D0%A1%D0%9A%D0%A3%D0%AD%20%D0%A2%D0%B0%D0%BC%D0%B1%D0.
4. Баранов Л. А. Светотехника и электротехнология [Книга]. - Москва : Колос, 2018. - стр. 343.
5. Веников В. А. : Учебник для электроэнергетических специальных вузов [Книга]. - Москва : Высшая школа, 1985. - 4-е издание, переработанное и дополненное : стр. 536.
6. Газалов В. С. Светотехника и электротехнология [Книга]. - Зеленоград : ФГОУ ВПО АЧГАА, 2016. - стр. 268.
7. ГОСТ 32144-2013 // Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения..
8. Карапетян И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей [Книга] / Карапетян И. Г., Файбисович Д. Л., Шапиро И. М; - Москва : ЭНАС, 2012. - стр. 376.
9. Каталог Силовое оборудование защиты и коммутации [каталог] - 2020 г. - URL:

https://www.iek.ru/upload/pictures/katalogi/ru_ru/2_catalog_silovoe.pdf?ysclid=lt4deoxnzd724120037.

10. Каталог продукции Электротехник [каталог] - 2020 г. - URL: <https://www.elektrotehnik.ru/pdf/4rubiln.pdf>.

11. Каталог продукции Полимер-аппарат [каталог] - 2016 г. - URL: https://www.lep-snab.ru/upload/iblock/5c1/20160225200017_13158.pdf?ysclid=lsw5fkb6i400723395.

12. Козлов В. А. Электроснабжение городов [Книга] - Санкт-Петербург: Энергоатомиздат, 2016. - 5-е издание : стр. 264.

13. Копылов И. П. Электрические машины: учебник для вузов [Книга] - Москва: Высш. шк., 2009. - стр. 360.

14. Кудрин Б. И. Электроснабжение [Книга]. - Москва : Academia, 2018. - стр. 352.

15. Курдюмов В. И. Проектирование и расчет средств [Книга] / Курдюмов В. И., Зотов Б. И.; - Москва: Колос, 2016. - стр. 184.

16. Лещинская Т. Б. Проектирование систем электроснабжения [Книга] - Иркутск: Издательство ИрГСХА, 2015. - стр. 327.

17. Лоскутов А. Б. Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии [Книга] / Лоскутов А. Б., Гардин А. И., Лоскутов А. А.; - Нижний Новгород: Типография НГТУ, 2018.

18. Минэнерго России Приказ от 08.07.2002 №204 // Правило устройства электроустановок. - 7-е издание. - стр. 330.

19. Приказ от 15.12.2020 №903Н // Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

20. РД 153–34.0–20.527–98 // Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

21. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования [Книга]. - Москва : ИЦ Академия, 2016. - стр. 448.

22. СП 256.1325800.2016 // Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа.

23. Справочная информация по кабельной продукции [каталог] - 2020 г. - URL:

https://elcable.ru/upload/load/eeb/4c3fe8cd_5c9a_11eb_a2d4_b026281add27.pdf?ysclid=ls1lyruclt624990143.

24. Счетчик электроэнергии Меркурий [сайт] - 2024 г. - URL: <https://www.etm.ru/cat/nn/6175442?city=77>.

25. Указания по расчету токов однофазных коротких замыканий в сетях до 1 кВ. - Москва: ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ имени Ф. Б. Якубовского, 1993 г.

26. Федеральная антимонопольная служба: Приказ № 490/22 Об утверждении Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

27. Шведов Г. В. Системы электроснабжения [Книга] / Шведов Г. В., Шестопалова Т. А.; - Москва: Издательство МЭИ, 2018. - стр. 312.