

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность  
(направленность (профиль))

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Внедрение автоматических систем учёта потребления электроэнергии районных электрических сетей в Няганьском филиале АО «ЮРЭСК»

Обучающийся

Р. Р. Ахметханов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В. И. Платов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти, 2024

## Содержание

Введение.....	3
1 Хищения электроэнергии в районных электрических сетях Няганьского филиала АО «ЮРЭСК».....	5
2 «Расчет системы электроснабжения населенного пункта и выбор оборудования АСКУЭ.....	14
2.1 Характеристика зоны электроснабжения .....	14
2.2 Расчёт электрических нагрузок .....	15
2.3 Выбор количества трансформаторных подстанций и места их установки .....	23
2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	25
2.5 Составление расчетной схемы сети 0,38 кВ.....	26
2.6 Электрический расчёт сети 0,38 кВ .....	27
2.7 Расчет токов короткого замыкания .....	34
2.8 Выбор аппаратов защиты и трансформаторов тока отходящих линий. 39	
2.9 Выбор методов сокращения хищений электроэнергии» [12].....	42
2.10 Выбор оборудования АСКУЭ.....	46
3 «Экономическая эффективность проекта .....	70
3.1 Расчет затрат на внедрение проекта.....	70
3.2 Техничко–экономическое обоснование проекта» [12].....	73
Заключение.....	77
Список используемой литературы и используемых источников.....	80

## Введение

Актуальность исследований обусловлена двумя основными группами объективных факторов. Во-первых, как следует из официальных источников, объем хищений электроэнергии в данном регионе составляет 40%, что приводит к потере значительных финансовых средств. Во-вторых, большая площадь региона, особенности его климата и менталитет местного населения крайне затрудняют своевременный сбор информации о расходах электроэнергии. Таким образом, единственным реальным путем нормализации учета расхода электроэнергии является автоматизация этого процесса.

Объект исследования: районные электрические сети Няганьского филиала АО «ЮРЭСК».

Предмет исследования: возможности и особенности внедрения в районные электрические сети Няганьского филиала АО «ЮРЭСК» автоматической системы учёта потребления электроэнергии.

Цель исследования: разработка предложений по повышению эффективности работы районных электрических сетей Няганьского филиала АО «ЮРЭСК» и сокращению хищений электроэнергии за счет внедрения системы автоматизированного учета электроэнергии.

Гипотеза исследования состоит в том, что внедрение современной АСКУЭ на объекте повысит качество контроля расхода электроэнергии и снизит уровень ее хищений.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать каналы хищения электроэнергии и обосновать выбор точек установки приборов АСКУЭ;
- выбрать оборудование АСКУЭ;
- оценить затраты на планируемые мероприятия.

Методы исследования, применяемые в магистерской диссертации: анализ технических, климатических и других особенностей объекта исследования, статистическая обработка технической информации, математический анализ.

Так как электроэнергия похищается из местной электросети значительной протяженности и не отличающейся низкими потерями, то очевидным, на первый взгляд направлением борьбы с хищениями является применение местных источников энергии. Однако анализ местных условий показывает, что в данном районе такой подход нельзя считать перспективным. ХМАО имеет низкую инсоляцию, что делает его непригодным для солнечной энергетики, а среднегодовая скорость ветра составляет всего 2 м/с, поэтому ветряная энергетика также не имеет смысла. Таким образом, единственным способом борьбы с хищениями остается автоматизация учета расхода электроэнергии. С этой целью предложено применить систему АСКУЭ и ряд других средств автоматизации. Кроме того, необходимо провести организационно-технические мероприятия.

Научная новизна исследования заключается в разработке методов применения систем автоматизированного учета расхода электроэнергии применительно к конкретному объекту с учетом местных условий.

Практическая значимость исследования.

Практическая значимость работы состоит в возможности применения разработанных предложений как на рассматриваемом объекте, так и на других.

Личное участие автора в организации и проведении исследования состоит в проведении анализа состояния учета электроэнергии на объекте, выборе оборудования АСКУЭ, а также разработке схем монтажа данного оборудования.

Апробация и внедрение результатов работы - опубликовано в электронном научном журнале «Студенческий форум» № 35(214) и № 21(244).

## **1 Хищения электроэнергии в районных электрических сетях Няганьского филиала АО «ЮРЭСК»**

«Энергосберегающая политика – это направление в электроэнергетике являющееся приоритетным. Цель данной политики – повышение эффективности в использовании и снижение объема потерь энергоресурсов. Исходя из данных Ростехнадзора в России потери от неэффективного использования энергетических ресурсов составляют более 1/3 от их общего объема потребления. Один из источников потерь – это ее хищение, иначе еще называют коммерческими потерями. На практике отмечается что хищения по масштабу в последнее время становятся явлением, носящим катастрофический характер» [22].

«Электроэнергия – это, по своей сути товар, который можно продавать, покупать, а также присваивать, растрачивать или красть. Все противоправные действия, связанные с этим, определяются таким понятием как хищение. Электроэнергия в качестве товара имеет свои специфические особенности, способствующие ее хищению, которые состоят в том что она производится, передается, распределяется и потребляется одновременно и не складывается. Завершающий этап коммерческого цикла – это реализация электроэнергии потребителям. Электроэнергия покупается и продается, как производителями, так и покупателями только в случае предварительного соединения энергопринимающих устройств с ее источниками, для этого на техническое присоединение к электрическим сетям осуществляется заключение договора» [10].

На основании заключенного договора на электроснабжение осуществляются расчеты за потребленную мощность и электрическую энергию. Данный договор обязывает предприятие электроснабжения посредством присоединительной электросети подавать электроэнергию потребителю, а потребителя оплачивать данные услуги и потребляемую

электроэнергию при соблюдении режима потребления, предусмотряваемого этим же договором.

Хищению электрической энергии способствуют и особенности в процессах по ее производству, сбыту и передаче, имеющие достаточно сложную конфигурацию разветвленные распределительные и магистральные сети.

К примеру, в Правилах пользования электрической и тепловой энергией в пункте 1.8.13 указывалось право предприятий энергоснабжения на отключение потребителя от электрической сети и проведение перерасчета расхода электрической энергии по фактическому значению мощности установленной для потребителей либо являющейся «максимальной нагрузке и количеству часов работы за период, рассчитываемый с даты последнего проведения замены электрических счетчиков либо проведения проверки схемы подключения, но не более чем срок исковой давности в следующих случаях» [17]: при изменении схемы по подключению или повреждение электрических счетчиков потребителем; хищении электрической энергии.

«Наказания за хищение электрической энергии до момента появления в данной отрасли коммерческих отношений, были установлены нормативными актами и иными документами и потребителя отключить от сети могли в незамедлительном порядке. Такие меры не предусматриваются в действующих на сегодняшний день законодательных, правовых и подзаконных актах. На сегодняшний день в действующих законодательных актах, правовых актах и подзаконных актах данные меры воздействия не предусматриваются» [9].

При самовольном подключении потребителей к электрическим сетям или при повышении установленного договором значения мощности было предусмотрено аналогичное наказание. Данное наказание хоть и было жестким, но при этом, вполне справедливым.

На сегодняшний день электроэнергетические компании являются частной собственностью, кроме ряда генерирующих компаний и ФСК, «где

осталась доля государственной собственности. В результате проведенной реформы в сфере электроэнергетики контролирование фактов хищения электроэнергии оказалось почти утраченным: полностью отсутствуют либо слабо действуют организационно–правовые меры и технические меры, связанные с предотвращением данного явления. Для решения проблем хищения электроэнергии требуется усиление государственного влияния как на электроэнергетические компании, так и на потребителей электроэнергии» [12].

«Как предприятия по энергоснабжению, так и государственный бюджет несут убытки вследствие хищения электроэнергии. При уменьшении объемов ее реализации сокращается и размер уплачиваемых в бюджет налогов.

Очень большое количество возможностей для хищения электроэнергии есть в электрических установках, включая и следующие» [14]:

- правовая база и подзаконные акты ведомственной НТД недостаточно проработаны;
- слабое применение компаниями энергосбыта мер воздействия за хищения;
- расчетные приборы учета расположены в основном «на балансе и на территории абонентов электроэнергии и предприятия не всегда пускают контролеров и инспекторов на территорию для того, чтобы они сняли показания электросчетчиков» [16];
- «ВЛЭП напряжение которых составляет менее 1000 В и вводы в здания в большинстве случаев выполнены из проводов без изоляции, имеют большое число ответвлений и спусков, что также создает условия для подключения помимо учета нагрузки, в большинстве случаев, бытовой и мелкомоторной» [14];
- «большинство индукционных расчетных приборов учета обладают рядом конструктивных недостатков: отсутствие стопорных приспособлений или реверсивных устройств в измерительном

механизме прибора учета, доступность его клеммных зажимов, высокие погрешности измерений, а также относительно узкий диапазон измерений по току нагрузки (для сравнения: у индукционных приборов учета этот диапазон составляет от 5 до 400 %, а у электронных приборов учета – от 1 до 1000 %) и пр.» [14].

«Вопросы, связанные с хищениями электрической энергии, методы фактического обнаружения хищений, меры предотвращения хищений и их исключения ни в нормативной документации, ни в технической литературе не раскрываются должным образом» [22] и скорее всего это связано с опасениями раскрытия возможностей хищений.

Сеть интернет является одним из источников, содержащих информацию о предотвращении, обнаружении хищений электрической энергии и о возможностях хищения. Но данный источник «приводит неправомерные с законодательной точки зрения, неграмотные в отношении электробезопасности и сомнительные технически способы. Пользователи обмениваются опытом внедрения таких способов включая и по запросам желающих» [22] такие действия выполнять.

«Электроэнергия постоянно дорожает, а платежеспособность потребителей снижается и это основные причины неизбежности хищений электрической энергии» [22].

Предприятиями по причине большого числа случаев хищения электроэнергии теряются сотни миллионов рублей ежегодно [22].

«Потребители тоже несут потери при питании от их сетей других потребителей – субабоненты. «Большое количество субабонентов имеют современные заводы, расчеты с ними осуществляются на основании электрических счетчиков, установленных на границе их балансовой принадлежности» [12].

«Специалистами АО Газпром энергосбыт Тюмень проводилось обследование таких субабонентов, и его результаты показали, что в половине случаев обнаруживается значительный недоучет электрической энергии,



который, как правило, простым внешним осмотром выявить невозможно» [12]. То есть данные системы имеют «слабое звено» в схемах подключения к электрической сети, сюда можно отнести и измерительные ТН и ТТ, а также кабели и провода соединения. При этом, при внешнем осмотре невозможно обнаружить причины, приводящие к неправильной работе приборов учета [10]. Соответственно коммерческие потери по причине большого числа хищений электроэнергии потребителями увеличиваются, а ее поставщики несут существенные убытки.

Происходит постоянное усовершенствование методов хищения электроэнергии, при этом они становятся более «изошренными и скрытыми. Для этого существует несколько причин» [12]:

- «увеличение стоимости электроэнергии» [12];
- «снижение у населения платежеспособности» [12];
- «доступность и простота применения методов хищения» [12];
- «несовершенство законодательства по вопросам наказания и привлечения к ответственности за хищения и т.д. » [12], [27].

«Проведение целенаправленной работы будет способствовать своевременному обнаружению и предотвращению хищения электроэнергии» [12], но для этого необходимо постоянное внимание инспекторов, усовершенствование системы по учету электроэнергии которое требует немалых материальных затрат, информационное обеспечение, наличие эффективных в обнаружении хищений технических средств.

«Выявление и предотвращение электроэнергии возможно благодаря проведению следующих организационно-технических мероприятия:

- применение систем учета с дистанционной передачей данных от расчетных электросчетчиков по силовой цепи электроснабжения потребителей;
- установка расчетных электросчетчиков на стороне высшего напряжения абонентских трансформаторов, а также перенос

- расчетных электросчетчиков за границы балансовой принадлежности абонентов;
- согласование однолинейных схем электроснабжения вновь вводимых и реконструированных электрических установок потребителя не только с энергосбытовой и электросетевой организацией, но и с органами Ростехнадзора.
  - замена индукционных приборов учета на статические (электронные) приборы учета;
  - использование приборов–индикаторов, которые позволяют сравнить значения токов нагрузки в фазном и нулевом проводах;
  - использование электронных сканеров, выявляющих скрытую электропроводку, которая выполнена в обход зафиксированной схемы учета электрической энергии;
  - систематическая проверка правильности схем включения электросчетчиков, порядка чередования фаз и правильности работы счетного механизма» [12].

«Приведенный перечень организационных и технических мероприятий не является исчерпывающим. Подобные меры разрабатываются и используются на сегодняшний день, постоянно развиваются и совершенствуются» [12], [26].

Тем не менее, весомый эффект не способно обеспечить ни какое из мероприятий, которые промышленным предприятием проводятся в целях устранения всех случаев, которые непосредственно связаны с хищением производственным персоналом электроэнергии. Требуется в данном случае комплексная реализация указанных выше мероприятий, чем обеспечится успешное решение задачи сокращения коммерческих потерь электрической энергии в электросетях [30].

На сегодняшний день энергосбытовые компании ведут активную работу по выявлению и борьбе с хищениями электрической энергии. Контролеры энергосбытовых компаний выполняют осмотр электросчетчиков

бытовых потребителей один и более раз в год. Планируют повысить число осмотров до четырех раз в год, но этому мешает непродуманное сокращение количества контролеров, которое было проведено ранее и отсутствие денежных средств на увеличение их штата в настоящее время. Регулярно проверяют расчетные электросчетчики и правильное снятие показаний на промышленных предприятиях и общественно–коммунально–бытовых потребителей. Рейды по выявлению хищения электрической энергии носят, в основном, случайный и бессистемный характер, в связи с тем, что действующая система учета не дает возможность эффективно локализовывать места хищений электрической энергии. Существующее положение в организации учета электрической энергии не дает возможность эффективно бороться с хищениями электрической энергии, объем которых, согласно статистической информации филиалов АО «ЮРЭСК» неуклонно растет. В таблице 1 приведена статистика объемов хищения электроэнергии, собранная филиалами АО «ЮРЭСК» за последние три года.

Таблица 1 – Статистика объемов хищения электроэнергии по филиалам АО «ЮРЭСК»

Производственное отделение (ПО)	Отпущено с фидеров подстанций, кВт·ч	Оплачено потребителями, кВт·ч	Коммерческие потери, кВт·ч	Коммерческие потери, %
2019 г.				
Кондинский филиал	6958447	6213483	744964	10,7
Советский филиал	3019158	2850742	168416	5,6
Березовский филиал	4214505	3365501	849004	20,1
Белоярский филиал	4134906	3416922	717984	17,4
Няганьский филиал	1350340	1142305	208035	15,4
ИТОГО	19677356	16988953	2688403	13,7
2020 г.				
Кондинский филиал	6632124	5945401	686723	10,4
Советский филиал	3033178	2528004	505174	16,7
Березовский филиал	4417248	3762857	654391	14,8
Белоярский филиал	4051197	3379042	672155	16,6
Няганьский филиал	1265295	1038831	226464	17,9
ИТОГО	19399042	16654135	2744907	14,1
2021 г.				
Кондинский филиал	6190502	5098891	1091611	17,6

Продолжение таблицы 1

Производственное отделение (ПО)	Отпущено с фидеров подстанций, кВт·ч	Оплачено потребителями, кВт·ч	Коммерческие потери, кВт·ч	Коммерческие потери, %
Советский филиал	2951341	2474078	477263	16,2
Березовский филиал	3966415	3325235	641180	16,2
Белоярский филиал	4044623	3344397	700226	17,3
Няганьский филиал	1389859	1082176	307683	22,1
ИТОГО	18542740	15324777	3217963	17,4

Вследствие недостаточной точности и достоверности получаемых сведений по потреблению электроэнергии существенно искажаются показатели работы энергетической системы [28].

Необходимо выделить основные способы устранения недостатков существующей организации учета электрической энергии:

- усовершенствование электросчетчиков электрической энергии;
- внедрение автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии – АСКУЭ;
- проведение необходимых организационных мероприятий.

Проведен анализ изменений в показаниях электроэнергии до и после установки АСКУЭ в других населенных пунктах ХМАО — Югра, обслуживанием которых занимаются филиалы АО «ЮРЭСК» на основании которого сделан вывод, что в среднем потери электроэнергии снижаются на 20 %. Анализ снижения коммерческих потерь после установки АСКУЭ в других населенных пунктах ХМАО - Югра представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Анализ снижения коммерческих потерь после установки АСКУЭ в других населенных пунктах ХМАО — Югра

Населенный пункт	Коммерческие потери до внедрения АСКУЭ		Коммерческие потери после внедрения АСКУЭ		Снижение потерь электроэнергии, %
	кВт·ч	%	кВт·ч	%	
Советский	12388,4	12,2	10438,1	10,4	20,6
Зеленоборск	14465,2	18,3	11750,4	15,1	24,1
Коммунистический	11354,4	19,7	9130,2	15,8	26,1
Уньюган	15510,2	8,1	13140,8	6,8	19,2

Продолжение таблицы 2

Населенный пункт	Коммерческие потери до внедрения АСКУЭ		Коммерческие потери после внедрения АСКУЭ		Снижение потерь электроэнергии, %
	кВт·ч	%	кВт·ч	%	
Светлый	10310,5	9,0	8953,1	7,8	17,8
Шеркалы	17587,0	11,4	14582,9	9,7	21,1

По анализу изменений в показаниях электроэнергии до и после установки АСКУЭ в других населенных пунктах ХМАО — Югра, обслуживанием которых занимаются филиалы АО «ЮРЭСК» можно сделать вывод, что в среднем потери электроэнергии снижаются на 20 %. Таким образом, внедрение системы АСКУЭ приводит к существенному сокращению потерь в электросетях [29].

Выводы по разделу 1

В первом разделе магистерской диссертации рассмотрены возможные организационные и технические мероприятия по предотвращению хищений электроэнергии в электрических сетях. Определено, что внедрение системы АСКУЭ приводит к существенному сокращению потерь в электросетях.

## 2 Расчет системы электроснабжения населенного пункта и выбор оборудования АСКУЭ

### 2.1 Характеристика зоны электроснабжения

Населённый пункт не имеет сложной конфигурации. В данной местности покрытия улиц асфальтобетонные и переходные и ширина проезжей части 10 метров. В населенном пункте расположены коммунально бытовые и сельскохозяйственные объекты. Коммунально–бытовые потребители «населённого пункта по надёжности электроснабжения относятся к III категории. Сельскохозяйственные предприятия в соответствии с технологическими особенностями по надёжности электроснабжения относятся к III категории электроснабжения. Климатический район по гололеду – второй» [18], влажность грунта средняя. Удельное сопротивление грунта составляет 85 Ом·м. Номинальное напряжение питающей линии 10 кВ. Для электроснабжения коммунально–бытовых потребителей населённого пункта требуется одна понижающая трансформаторная подстанция, на напряжение 10/0,4 кВ. В населённом пункте расположено 30 многоквартирных и 17 двухквартирных жилых домов. Жилые дома с газификацией с нагрузкой 3,5 кВт на вводе в одну квартиру.

«Исходные данные по коммунально–бытовым потребителям заносим в таблицу 3» [18].

Таблица 3 – Исходные данные коммунально–бытовых и сельскохозяйственных потребителей

Наименования объекта	Дневной максимум $S_d$ , кВА	Вечерний максимум $S_v$ , кВА
Одноквартирный дом	3,2	5,7
Двухквартирный дом	4,3	11,8
Коровник привязного содержания с механизированным доением и уборкой навоза на 200 голов	25	25

Продолжение таблицы 3

Наименования объекта	Дневной максимум $S_d$ , кВА	Вечерний максимум $S_v$ , кВА
Сектор промышленного стада на 30000 кур–несушек	80	56
Птичник клеточного содержания на 30000 кур	40	60
Лесопильный цех с пилорамой: ЛРМ – 79	25	2
Столовая на 75–100 мест	80	50
Дом культуры со зрительным залом на 400–600 мест	11	55
Пункт приготовления травяной муки АВМ–1,5	140	1
Гараж на 50 автомашин с закрытой стоянкой на 14 машин	15	5
Картофеле овощехранилище с электрокалориферной отопительно–вентиляционной установкой емкостью т: 500–600	25	14

Относительная удельная мощность дорожного освещения поселка составляет 25 Вт/м.

## 2.2 Расчёт электрических нагрузок

«Электрические нагрузки в сетях напряжением 380/220 В складываются из нагрузок жилых домов, общественных и коммунальных учреждений, а также нагрузки уличного освещения. Группируем все потребители населённого пункта по соизмеримой мощности и присваиваем номера отдельным потребителям и группам потребителей, чтобы нагрузки по величине не отличались более чем в 4 раза» [3].

Определяем расчетные активные мощности 1 и 2–х квартирных домов

$$P_{р1дж} = S_{дж} \cdot \cos\varphi_{д}, \quad (1)$$

$$P_{р1вж} = S_{вж} \cdot \cos\varphi_{в}.$$

«Коэффициент мощности для жилых домов принимается равным» [3], [19]:

$$\cos\varphi_d = 0,9; \cos\varphi_B = 0,93.$$

Активная мощность 1 квартирных домов

$$P_{\text{рідж}} = 3,2 \cdot 0,9 = 2,9 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{відж}} = 5,7 \cdot 0,93 = 5,3 \text{ кВт}.$$

Активная мощность 2-х квартирных домов

$$P_{\text{рідж}} = 4,3 \cdot 0,9 = 3,9 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{відж}} = 11,8 \cdot 0,93 = 11 \text{ кВт}.$$

«Определяются расчётные нагрузки для дневного и вечернего максимумов для групп из жилых домов по формулам» [3], [19]:

$$P_{\text{дж}} = k_0 \cdot P_{\text{рідж}} \cdot n, \quad (2)$$

$$P_{\text{вж}} = k_0 \cdot P_{\text{ривж}} \cdot n,$$

где  $k_0$  – коэффициент одновременности [2];

$P_{\text{рi}}$  – расчётная нагрузка на вводе в жилой дом кВт;

$n$  – количество жилых домов в группе, шт.

Для группы из 16 домов (одноквартирных):

$$P_{\text{дж}} = 0,36 \cdot 2,9 \cdot 16 = 16,7 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{вж}} = 0,36 \cdot 5,3 \cdot 16 = 30,5 \text{ кВт}.$$

Для группы из 6 домов (одноквартирных)

$$P_{\text{дж}} = 0,50 \cdot 2,9 \cdot 6 = 8,7 \text{ кВт};$$



$$P_{\text{вж}} = 0,50 \cdot 5,3 \cdot 6 = 15,9 \text{ кВт.}$$

«Для группы из 6 домов (двухквартирных) расчётные нагрузки для дневного и вечернего максимумов составляют» [3], [19]:

$$P_{\text{дж}} = 0,50 \cdot 3,9 \cdot 6 = 11,7 \text{ кВт;}$$

$$P_{\text{вж}} = 0,50 \cdot 11 \cdot 6 = 33 \text{ кВт.}$$

Для группы из 4 домов (одноквартирных)

$$P_{\text{вж}} = 0,58 \cdot 2,9 \cdot 4 = 6,7 \text{ кВт;}$$

$$P_{\text{рв}} = 0,58 \cdot 5,3 \cdot 4 = 12,3 \text{ кВт.}$$

«Для группы из 4 домов (двухквартирных)» [3], [19]:

$$P_{\text{дж}} = 0,58 \cdot 3,9 \cdot 4 = 9,0 \text{ кВт;}$$

$$P_{\text{вж}} = 0,58 \cdot 11 \cdot 4 = 25,5 \text{ кВт.}$$

«Для группы из 3 домов (двухквартирных)» [3], [19]:

$$P_{\text{дж}} = 0,64 \cdot 3,9 \cdot 3 = 7,5 \text{ кВт;}$$

$$P_{\text{вж}} = 0,64 \cdot 11 \cdot 3 = 21,1 \text{ кВт.}$$

Результаты расчётов заносим в таблицу 4.

Определяются расчетные активные мощности других производителей по формулам:

$$P_{\text{д}} = S_{\text{д}} \cdot \cos\varphi_{\text{д}}, \quad (3)$$

$$P_{\text{в}} = S_{\text{в}} \cdot \cos\varphi_{\text{в}}.$$

Значения коэффициента мощности показаны в таблице 4.

Таблица 4 – Коэффициенты мощности электропотребителей поселка

Наименование потребителя	$\cos\varphi_D$	$\cos\varphi_B$
1. Коровник привязного содержания с механизированным доением и уборкой навоза на 200 голов (3)	0,75	0,85
2. Сектор промышленного стада на 30000 кур–несушек (4)	0,75	0,85
3. Птичник клеточного содержания на 30000 кур (5)	0,75	0,85
4. Лесопильный цех с пилорамой: ЛРМ – 79 (6)	0,8	0,8
5. Столовая на 75–100 мест (7)	0,95	0,95
6. Дом культуры со зрительным залом на 400–600 мест (8)	0,95	0,95
7. Пункт приготовления травяной муки АВМ–1,5 (9)	0,75	0,88
8. Гараж на 50 автомашин с закрытой стоянкой на 14 машин (10)	0,95	0,95
9. Картофеле овощехранилище с электрокалориферной отопительно–вентиляционной установкой емкостью т: 500–600 (11)	0,7	0,75

«Коровник привязного содержания с механизированным доением и уборкой навоза на 200 голов» [3], [19]:

$$P_D = 25 \cdot 0,75 = 18,7 \text{ кВт},$$

$$P_B = 25 \cdot 0,85 = 21,25 \text{ кВт}.$$

Сектор промышленного стада на 30000 кур–несушек

$$P_D = 80 \cdot 0,75 = 60 \text{ кВт},$$

$$P_B = 56 \cdot 0,85 = 47,6 \text{ кВт}.$$

Птичник клеточного содержания на 30000 кур

$$P_D = 40 \cdot 0,75 = 30 \text{ кВт},$$

$$P_B = 60 \cdot 0,85 = 51 \text{ кВт}.$$

Лесопильный цех с пилорамой: ЛРМ – 79

$$P_{\text{д}} = 25 \cdot 0,8 = 20 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{в}} = 2 \cdot 0,8 = 1,6 \text{ кВт}.$$

Столовая на 75–100 мест

$$P_{\text{д}} = 80 \cdot 0,95 = 76 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{в}} = 50 \cdot 0,95 = 47,5 \text{ кВт}.$$

Дом культуры со зрительным залом на 400–600 мест

$$P_{\text{д}} = 11 \cdot 0,95 = 10,4 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{в}} = 55 \cdot 0,95 = 52,2 \text{ кВт}.$$

Пункт приготовления травяной муки АВМ–1,5

$$P_{\text{д}} = 140 \cdot 0,75 = 105 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{в}} = 1 \cdot 0,88 = 0,88 \text{ кВт}.$$

Гараж на 50 автомашин с закрытой стоянкой на 14 машин

$$P_{\text{д}} = 15 \cdot 0,95 = 14,2 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{в}} = 5 \cdot 0,95 = 4,7 \text{ кВт}.$$

Картофеле овощехранилище с электрокалориферной отопительно–  
вентиляционной установкой емкостью т: 500–600

$$P_{\text{д}} = 25 \cdot 0,7 = 17,5 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{в}} = 14 \cdot 0,75 = 10,5 \text{ кВт}.$$

«Определяется расчетная мощность наружного освещения населенного пункта по формуле» [3], [19]:

$$P_{р.ул.} = l \cdot P_{уд}, \quad (4)$$

где  $l$  – «общая протяженность улиц населенного пункта,  $l = 912$  м» [3];

$P_{уд}$  – «удельная мощность уличного освещения на 1 м улицы, зависящая от ширины улицы и вида покрытия, для рассматриваемого посёлка 25 Вт/м» [3], [19].

$$P_{р.ул.} = 912 \cdot 25 = 22800 \text{ Вт} = 22,8 \text{ кВт.}$$

«Результаты расчетов электрических нагрузок» [3], [19] приведены в таблице 5. Также в таблице 5 приводятся результаты расчетов произведения мощностей на координаты объекта или группы объектов населенного пункта для определения координат установки трансформаторной подстанции. Место установки ТП поселка будет рассчитано далее в работе.

Таблица 5 – Результаты расчетов электрических нагрузок

Наименование потребителя	Расчетная мощность, кВт		Надбавка, кВт		Координаты нагрузок, м		Коэффициент мощности		Рр·х, кВт·м	Рр·у, кВт·м
	Рд	Рв	ΔРд	ΔРв	х	у	cosφ <sub>д</sub>	cosφ <sub>в</sub>		
Коровник привязного содержания с механизированным доением и уборкой навоза на 200 голов	18,7	21,25	11,8	13,2	131	184	0,75	0,85	2783,75	3910
Сектор промышленного стада на 30000 кур–несушек	60	47,6	41	32,4	20	130	0,75	0,85	952	6188
Птичник клеточного содержания на 30000 кур	30	51	19	34,7	12	36	0,75	0,85	612	1836

Продолжение таблицы 5

Наименование потребителя	Расчетная мощность, кВт		Надбавка, кВт		Координаты нагрузок, м		Коэффициент мощности		Рр·х, кВт·м	Рр·у, кВт·м
	Рд	Рв	ΔРд	ΔРв	х	у	cosφ <sub>д</sub>	cosφ <sub>в</sub>		
Лесопильный цех с пилорамой: ЛРМ – 79	20	1,6	12,5	0,9	41	43	0,8	0,8	65,6	68,8
Столовая на 75–100 мест	76	47,5	52,2	32	21	80	0,95	0,95	997,5	3800
Дом культуры со зрительным залом на 400–600 мест	10,4	52,2	6,3	36	50	78	0,95	0,95	2610	4071,6
Пункт приготовления травяной муки АВМ–1,5	105	0,88	72	0,55	84	97	0,75	0,88	73,92	85,36
Гараж на 50 автомашин с закрытой стоянкой на 14 машин	14,2	4,7	8,6	2,8	119	98	0,95	0,95	559,3	460,6
Картофеле овощехранилище с электрокалориферной отопительно–вентиляционной установкой емкостью т: 500–600	17,5	10,5	10,6	6,2	204	127	0,7	0,75	2142	1333,5
10.Группа из 16 домов 1 кв.	16,7	30,5	10	19,3	192	155	0,9	0,93	5856	4727,5
11.Группа из 6 домов 1 кв.	8,7	15,9	20,6	9,8	255	102	0,9	0,93	4054,5	1621,8
12.Группа из 6 домов 2–х кв.	11,7	33	7	21,2	156	99	0,9	0,93	5148	3267
13.Группа из 4 домов 1 кв.	6,7	12,3	4	7,4	92	170	0,9	0,93	1131,6	2091
14.Группа из 4 домов 1 кв.	6,7	12,3	4	7,4	253	50	0,9	0,93	3111,9	615
15.Группа из 4 домов 2–х кв.	9,0	25,5	5,4	16	99	125	0,9	0,93	2524,5	3187,5
16.Группа из 4 домов 2–х кв.	9,0	25,5	5,4	16	200	65	0,9	0,93	5100	1657,5
17.Группа из 3 домов 2–х кв.	7,5	21,1	4,5	13,2	225	105	0,9	0,93	4747,5	2215,5
Итого	427,8	413,33	–	–	–	–	–	–	42470,0	41136,6

Определяется «суммарная активная нагрузка для дневного и вечернего максимумов с учетом» [3], [19] сельскохозяйственных предприятий, жилых домов, наружного освещения:

$$\Sigma P_{\text{д}} = P_{\text{д.б}} + \sum_{c=1}^{n-1} \Delta P_{\text{д}}, \quad \Sigma P_{\text{в}} = P_{\text{в.б}} + \sum_{c=1}^{n-1} \Delta P_{\text{в}} + P_{\text{у.о.}}, \quad (5)$$

где  $P_{\text{д.б}}$  – максимальная дневная нагрузка, кВт;

$\Delta P_{\text{д}}$  – дневная надбавка каждого абонента, кВт;

$P_{\text{в.б}}$  – максимальная вечерняя нагрузка, кВт;

$\Delta P_{\text{в}}$  – вечерняя надбавка каждого абонента, кВт;

$P_{\text{у.о.}}$  – мощность уличного электроосвещения, кВт.

$$P_{\text{д}\Sigma} = 327,9 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{в}\Sigma} = 285,35 \text{ кВт}.$$

«Определяется средневзвешенный коэффициент мощности по формулам» [3], [19]:

$$\cos \varphi_{\text{ср.д}} = \frac{\sum P_{\text{д}i} \cdot \cos \varphi_{\text{д}i}}{\sum P_{\text{д}i}}; \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \cos \varphi_{\text{ср.д}} = & (18,7 \cdot 0,75 + 60 \cdot 0,75 + 30 \cdot 0,75 + 20 \cdot 0,8 + 76 \cdot 0,95 + 10,4 \cdot 0,95 + \\ & 105 \cdot 0,75 + 14,2 \cdot 0,95 + 17,5 \cdot 0,7 + 16,7 \cdot 0,9 + 8,7 \cdot 0,9 + 11,7 \cdot 0,9 + 6,7 \cdot 0,9 + 6,7 \cdot 0,9 \\ & + 9,0 \cdot 0,9 + 9,0 \cdot 0,9 + 7,5 \cdot 0,9) / (18,7 + 60 + 30 + 20 + 76 + 10,4 + 105 + 14,2 + \\ & 17,5 + 16,7 + 8,7 + 11,7 + 6,7 + 6,7 + 9,0 + 9,0 + 7,5) = 0,83; \end{aligned}$$

$$\cos \varphi_{\text{ср.в}} = \frac{\sum P_{\text{в}i} \cdot \cos \varphi_{\text{в}i}}{\sum P_{\text{в}i}}; \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \cos \varphi_{\text{ср.в}} = & (21,25 \cdot 0,85 + 47,6 \cdot 0,85 + 51 \cdot 0,85 + 1,6 \cdot 0,8 + 47,5 \cdot 0,95 + 52,2 \cdot 0,95 + \\ & 0,88 \cdot 0,88 + 4,7 \cdot 0,95 + 10,5 \cdot 0,75 + 30,5 \cdot 0,93 + 15,9 \cdot 0,93 + 33 \cdot 0,93 + 12,3 \cdot 0,93 + \\ & 12,3 \cdot 0,93 + 25,5 \cdot 0,93 + 25,5 \cdot 0,93 + 21,1 \cdot 0,93) / (21,25 + 47,6 + 51 + 1,6 + 47,5 + \\ & 52,2 + 0,88 + 4,7 + 10,5 + 30,5 + 15,9 + 33 + 12,3 + 12,3 + 25 + 25,5 + 21,1) = \\ & 0,9. \end{aligned}$$

«Определяется суммарное значение полной максимальной расчётной мощности населённого пункта для дневного и вечернего максимумов» [3], [19]:

$$S_{\Sigma \text{д}} = \frac{\Sigma P_{\text{д}}}{\cos \varphi_{\text{ср.д}}}, \quad (8)$$

$$327,9 / 0,83 = 395 \text{ кВА};$$

$$S_{\Sigma B} = \frac{\Sigma P_B}{\cos \varphi_{\text{ср.В}}}, \quad (9)$$

$$S_{\Sigma B} = 285,35 / 0,9 = 317 \text{ кВА}.$$

Дневной максимум является наибольшим, поэтому дальнейший расчет ведем по дневному максимуму.

### 2.3 Выбор количества трансформаторных подстанций и места их установки

«Определяется площадь населённого пункта» [21]:

$$F = a \cdot l, \quad (10)$$

$$F = 0,195 \cdot 0,283 = 0,55 \text{ км}^2.$$

«Определяется приближительное число ТП для населенного пункта по формуле» [21]:

$$N_{\text{ТП}} = 0,35 \sqrt[3]{\frac{S_{p\Sigma}^2 \cdot F}{\Delta U_{0,38}}}, \quad (11)$$

где  $S_{p\Sigma}$  – «максимальная расчётная мощность населённого пункта, кВА» [21];

$\Delta U$  – «допустимая потеря напряжения сети 380/220 В;

$F$  – «площадь населённого пункта, км<sup>2</sup>».

$$N_{\text{ТП}} = 0,35 \sqrt[3]{\frac{395 \cdot 0,55}{4,5}} = 1,25 \text{ шт.}$$

«Принимается к установке одна трансформаторная подстанция. Определяются координаты установки трансформаторной подстанции» [21]:

$$X_p = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i}, \quad (12)$$

$$Y_p = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i}, \quad (13)$$

где  $P_i$  – расчетная мощность, кВт,

$x_i, y_i$  – «координаты центры нагрузок потребителей или отдельных групп, м» [21],

$\sum P_i \cdot y_i$  – принимаем из таблицы 5.

$$X_p = 42470 / 427,8 = 99,3 \text{ м},$$

$$Y_p = 41136,6 / 413,3 = 99,5 \text{ м}.$$

«Корректируем место установки ТП с учетом планировки населенного пункта, возможности подхода ЛЭП 10 кВ и выхода линий 0,38 кВ. Выбранное место должно быть свободно от застроек и потом окончательно определяем координаты и место установки ТП» [21]:

$$x = 95,7 \text{ м}, y = 78,2 \text{ м}.$$

«Место установки ТП показано на рисунке 1» [21].



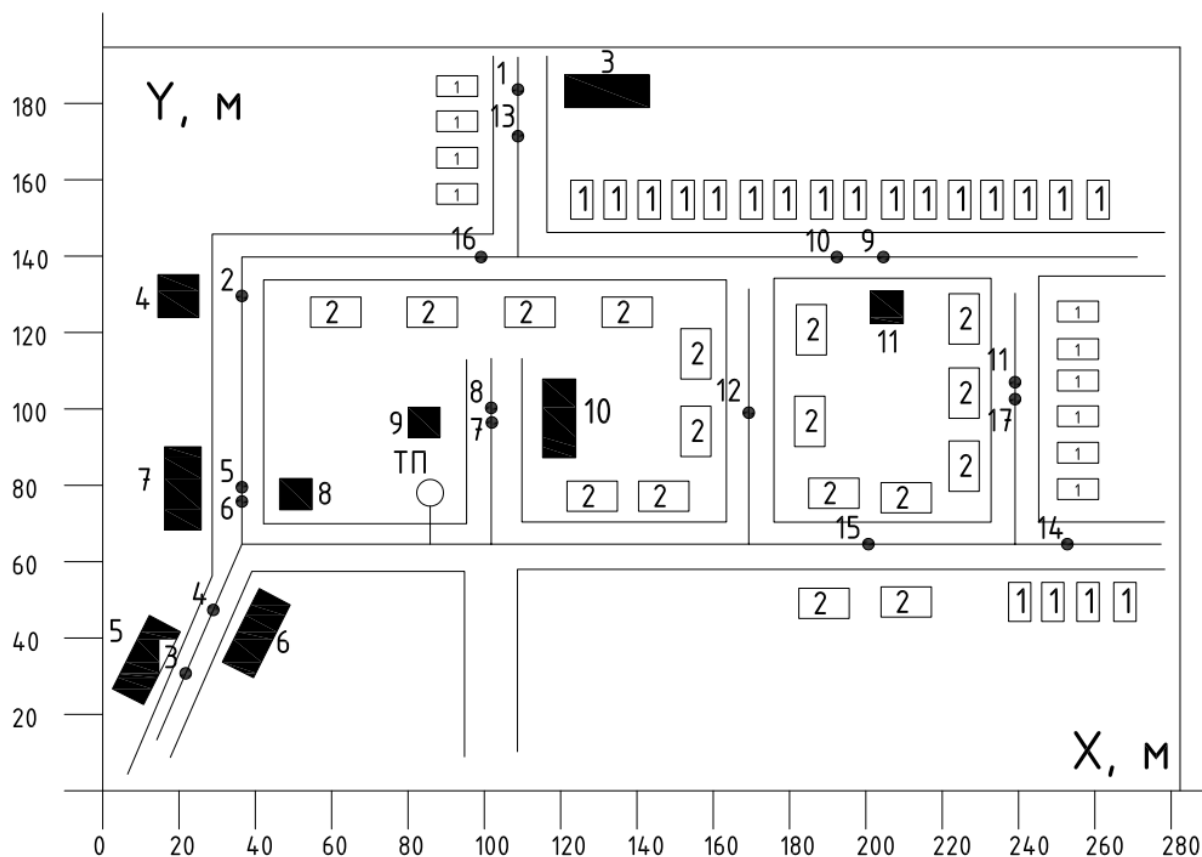


Рисунок 1 – План населенного пункта в масштабе 1:2000

## 2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов

В современном мире энергетика играет ключевую роль в обеспечении стабильного функционирования различных отраслей экономики. Одним из ключевых элементов системы электроснабжения являются силовые трансформаторы, которые используются для преобразования и распределения электрической энергии [27]. Правильный выбор числа и мощности трансформаторов имеет большое значение для обеспечения надёжности и эффективности работы системы электроснабжения. В рамках данного раздела будут изучены основные принципы и критерии выбора числа и мощности трансформаторов, а также рассмотрены примеры практического применения этих принципов на реальных объектах.

«Для питания нагрузок населенного пункта принимаем однострансформаторную подстанцию, так как потребитель относится к 3 категории по надежности электроснабжения» [8], [28];.

«При расчетной мощности дневного максимума  $S_{\Sigma д} = 395$  кВА, и с учетом перспективы роста нагрузок при сооружении ТП принимаем силовой трансформатор ТМГ–630/10/0,4 установленной мощностью  $S_H = 630$  кВА, производства ОАО «Минский электротехнический завод им. В. И. Козлова» [23].

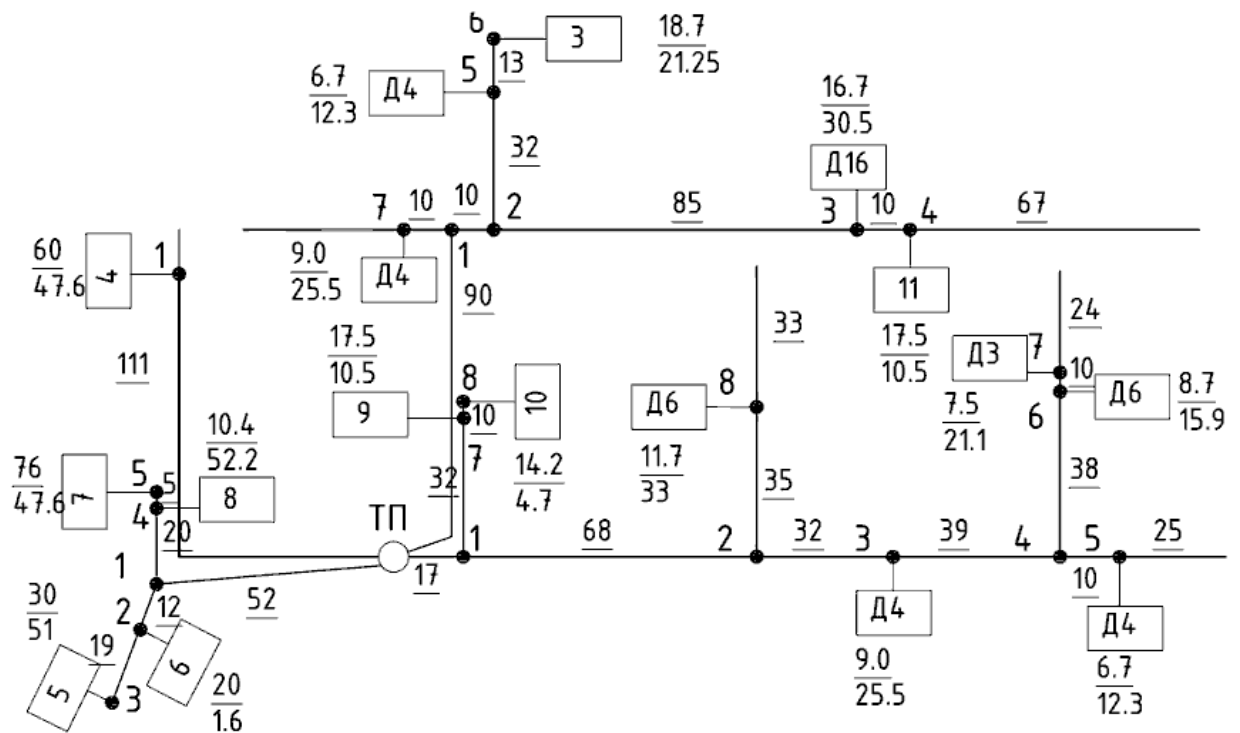
«Технические данные силового трансформатора типа ТМГ–630/10/0,4 представлены в таблице 6» [23], [29].

Таблица 6 – Технические данные силового трансформатора [23]

$S_H$	Сочетание напряжений		Схема групп соединения обмоток	Потери мощности, кВт		Напря- жение к.з, %	Сопротивление прямой последовательности $Z_T$ , Ом	Сопротивление при однофазном замыкании, Ом
	$V_H$	$H_H$		$\Delta P_{к.з.}$	$\Delta P_{х.х.}$			
630	10	0,4	Y/Y <sub>H</sub>	8,5	1,7	5,5	0,014	0,128

## 2.5 Составление расчетной схемы сети 0,38 кВ

«После определения места установки ТП определяется количество ЛЭП и трасса их прохождения. Для питания рассматриваемого населенного пункта применяется не больше трех линий. Трассы линий проводятся по обеим сторонам дорог, не загромождая проезжую часть. Для каждой линии составляется расчетная схема, на которой указываются потребители, их расчетные участки и отмечается их длина, указывается мощности потребителей, номера линий и номера расчетных участков. Расчетная схема показана на рисунке 2» [11], [30].



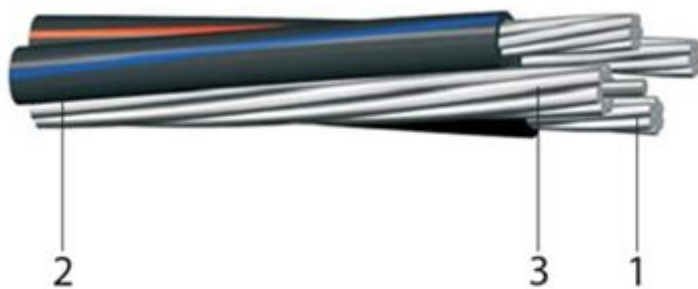
$\underline{52}$  – длина участка, м;  $\frac{20}{1.6}$  – мощность  $\frac{P_{\text{д}}}{P_{\text{в}}}$ , кВт; ДЗ – жилые дома х кол-во;

Рисунок 2 – Расчетная схема 0,38 кВ

## 2.6 Электрический расчёт сети 0,38 кВ

«Расчетную активную мощность на каждом участке линий определяем суммируя мощности всех расположенных на нем потребителей» [11].

Для воздушной линии 0,38 кВ выбираем изолированные провода типа СИП–2 (рисунок 3). Данные провода представляют собой скрученные в жгут алюминиевые изолированные фазные жилы и нулевую несущую неизолированную жилу. Изоляция фазных жил выполнена шитым светостабилизированным полиэтиленом черного цвета, который стойкий к влиянию ультрафиолетового излучения. В нулевой несущей жиле в центре размещается сердечник из стальной проволоки, вокруг которого скручены алюминиевые проволоки.



1 - Токопроводящая фазная жила; 2 - Изоляция; 3 - Токопроводящая нулевая несущая жила

Рисунок 3 – Изолированный провод СИП–2

«Определяются активные нагрузки на участках линий по формулам»

[11]:

$$P_{уч} = P_{\phi} + \Delta P_M, \quad (14)$$

$$P_{уч} = K_0 \cdot (P_{учi} + P_i), \quad (15)$$

где  $K_0$  – «коэффициент одновременности [2];

$P_{учi}$  – «активная нагрузка потребителей соответствующего участка, кВт» [11];

$P_i$  – «активная нагрузка наибольшего по мощности потребителя, кВт» [11];

$P_{\phi}$  – «большая из нагрузок, кВт» [11];

$\Delta P_M$  – «надбавка от нагрузки наименьшего по мощности потребителя, кВт» [11].

«Коэффициент мощности для каждого участка» [11] ВЛ определяем по формуле

$$\cos \varphi_{уч} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}. \quad (16)$$

Линия Л1

$$P_{4-3} = P_4 = 17,5 \text{ кВт},$$

$$\cos\varphi_{4-3} = \cos\varphi_4 = 0,70,$$

$$P_{3-2} = K_0 \cdot (P_3 + P_4); \quad (17)$$

$$P_{3-2} = 1,00 \cdot (16,7 + 17,5) = 34,2 \text{ кВт};$$

$$\cos\varphi_{3-2} = (\cos\varphi_3 \cdot P_3 + \cos\varphi_4 \cdot P_4) / (P_3 + P_4);$$

$$\cos\varphi_{3-2} = (0,90 \cdot 16,7 + 0,70 \cdot 17,5) / (16,7 + 17,5) = 0,80;$$

$$P_{6-5} = P_6 = 18,7 \text{ кВт};$$

$$\cos\varphi_{6-5} = \cos\varphi_6 = 0,75;$$

$$P_{5-2} = K_0 \cdot (P_5 + P_6); \quad (18)$$

$$P_{5-2} = 1,00 \cdot (6,7 + 18,7) = 25,4 \text{ кВт};$$

$$\cos\varphi_{5-2} = (\cos\varphi_5 \cdot P_5 + \cos\varphi_6 \cdot P_6) / (P_5 + P_6); \quad (19)$$

$$\cos\varphi_{5-2} = (0,90 \cdot 6,7 + 0,75 \cdot 18,7) / (6,7 + 18,7) = 0,79;$$

$$P_{2-1} = K_0 \cdot (P_{2-3} + P_{2-5}); \quad (20)$$

$$P_{2-1} = 1,00 \cdot (34,2 + 25,4) = 59,6 \text{ кВт};$$

$$\cos\varphi_{2-1} = (\cos\varphi_2 \cdot P_2 + \cos\varphi_{2-3} \cdot P_{2-3} + \cos\varphi_{2-5} \cdot P_{2-5}) / (P_2 + P_{2-3} + P_{2-5}); \quad (21)$$

$$\cos\varphi_{2-1} = (1,00 \cdot 0,0 + 0,80 \cdot 34,2 + 0,79 \cdot 25,4) / (0,0 + 34,2 + 25,4) = 0,79;$$

$$P_{7-1} = P_7 = 9,0 \text{ кВт};$$

$$\cos\varphi_{7-1} = \cos\varphi_7 = 0,90;$$

$$P_{12} + \Delta P_{1-0} \Delta P_{1-7} = 0,09,0 = 65,0 \text{ кВт};$$

$$\cos\varphi_{1-0} = (\cos\varphi_1 \cdot P_1 + \cos\varphi_{1-2} \cdot P_{1-2} + \cos\varphi_{1-7} \cdot P_{1-7}) / (P_1 + P_{1-2} + P_{1-7}); \quad (22)$$

$$\cos\varphi_{1-0} = (1 \cdot 0 + 0,79 \cdot 59,6 + 0,90 \cdot 9,0) / (0,0 + 59,6 + 9,0) = 0,81.$$

Для остальных линий расчет выполняется аналогично. Результаты расчета приведены в таблице 2.5.

«Определяется значение полной мощности на участках линии ВЛ по формуле» [11]:

$$S_{\text{уч}} = \frac{P_{\text{уч}}}{\cos\varphi_{\text{уч}}}. \quad (23)$$

Линия 1:

$$S_{0-1} = 65,0 / 0,81 = 80,4 \text{ кВА.}$$

Для остальных линий расчет выполняется аналогично. Результаты расчета приведены в таблице 7.

Определяем значение тока на участках линии ВЛ по формуле

$$I_{\text{уч}} = \frac{S_{\text{уч}}}{U_{\text{ном}}}. \quad (24)$$

Линия 1:

$$I_{\text{уч}0-1} = 80,4/0,38 = 212,0 \text{ А.}$$

Для остальных линий расчет выполняется аналогично. Результаты расчета приведены в таблице 7.

«Определяются потери напряжения на участках сети и сравниваем их с допустимой потерей напряжения ( $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$ ). Определяются потери напряжения на участках сети по формуле» [11]:

$$\Delta U_{\text{уч}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{уч}} \cdot L_{\text{уч}} \cdot (\cos\varphi_{\text{уч}} \cdot r_0 + \sin\varphi_{\text{уч}} \cdot x_0), \quad (25)$$

где  $\Delta U_{\text{уд}}$  – «значение потери напряжения, В» [11];

$I_{\text{уч}}$  – «ток расчетный на участке линии, А» [11];

$L_{\text{уч}}$  – «длина участка линии, км» [11];

$r_0$  – «активное сопротивление участка линии, Ом/км» [11];

$x_0$  – «реактивное сопротивление участка линии, Ом/км» [11].

«Потери мощности в линии определяются по формуле» [11]:

$$\Delta P = 3I^2 \cdot r_o \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (26)$$

где  $I$  – «расчётный ток участка, А» [11];

$r_o$  – «удельное активное сопротивление участка, Ом/км» [11];

$L$  – «длина участка, км» [11].

Линия 1:

$$\Delta U_{\text{уч0-1}} = 1,732 \cdot I_{\text{уч0-1}} \cdot L_{\text{уч0-1}} \cdot (\cos\varphi_{\text{уч0-1}} \cdot r_{0\text{уч0-1}} + \sin\varphi_{\text{уч0-1}} \cdot x_{0\text{уч0-1}}); \quad (27)$$

$$\Delta U_{\text{уч0-1}} = 1,732 \cdot 212,0 \cdot 0,090 \cdot (0,81 \cdot 0,33 + 0,59 \cdot 0,07) = 2,66 \text{ \%}.$$

Для остальных линий расчет выполняется аналогично. Результаты расчета приведены в таблице 7.

«Определяются суммарные потери в конце линии» [11].

Линия 1.

$$\Delta U_{\% \text{уч0-4}} = \Delta U_{\text{уч3-4}} + \Delta U_{\text{уч2-3}} + \Delta U_{\text{уч1-2}} + \Delta U_{\text{уч0-1}}; \quad (28)$$

$$\Delta U_{\% \text{уч0-4}} = 0,70 + 1,33 + 0,27 + 2,66 = 4,96 \text{ \%},$$

что находится в допустимых системой пределах,

$$\Delta U_{\% \text{уч0-6}} = \Delta U_{\text{уч5-6}} + \Delta U_{\text{уч2-5}} + \Delta U_{\text{уч1-2}} + \Delta U_{\text{уч0-1}}; \quad (29)$$

$$\Delta U_{\% \text{уч0-6}} = 0,94 + 1,14 + 0,27 + 2,66 = 5 \text{ \%},$$

что находится в допустимых системой пределах,

$$\Delta U_{\% \text{уч0-7}} = \Delta U_{\text{уч1-7}} + \Delta U_{\text{уч0-1}}, \quad (30)$$

$$\Delta U_{\% \text{уч0-7}} = 0,31 + 2,66 = 2,97 \text{ \%}.$$

что находится в допустимых системой пределах.

«Результаты расчетов заносим в таблицу 7» [11].

Таблица 7 – Результаты расчета проводов линий напряжением 0,4/0,23 кВ

Участок линии	P, кВт	cosφ	S, кВА	I, А	Марка провода	L, м	Потери напряжения		ΔP, кВт
							U <sub>уч</sub> , В	ΔU <sub>уч</sub> , %	
Линия 1									
0–1	65,0	0,81	80,4	212,0	СИП–2 3x120+1x95	90	10,10	2,66	2,14
1–2	59,6	0,79	75,0	197,0	СИП–2 3x120+1x95	10	1,04	0,27	0,20
2–3	34,2	0,80	42,9	113,0	СИП–2 3x120+1x95	85	5,05	1,33	0,57
3–4	17,5	0,70	25,0	65,8	СИП–2 3x16+1x25	10	2,66	0,70	0,18
2–5	25,4	0,79	32,2	84,7	СИП–2 3x35+1x50	32	4,35	1,14	0,37
5–6	18,7	0,75	24,9	65,6	СИП–2 3x16+1x25	13	3,56	0,94	0,23
1–7	9,0	0,90	10,0	26,3	СИП–2 3x16+1x25	10	1,18	0,31	0,03
Линия 2									
0–1	60,0	0,75	80,0	211,0	СИП–2 3x120+1x95	111	11,90	3,12	2,51
Линия 3									
0–1	80,9	0,87	93,2	245,0	СИП–2 3x120+1x95	52	7,05	1,85	1,73
1–2	43,0	0,77	55,8	147,0	СИП–2 3x50+1x50	12	2,09	0,55	0,31
2–3	30,0	0,75	40,0	105,0	СИП–2 3x35+1x50	19	3,07	0,81	0,32
1–4	52,2	0,95	54,9	145,0	СИП–2 3x95+1x70	20	2,07	0,55	0,30
4–5	76,0	0,95	80,0	211,0	СИП–2 3x95+1x70	5	0,76	0,20	0,16
Линия 4									
0–1	56,0	0,87	64,3	169,0	СИП–2 3x70+1x70	17	2,66	0,70	0,45
1–2	28,7	0,90	31,9	84,0	СИП–2 3x70+1x70	68	5,39	1,42	0,45
2–3	26,6	0,90	29,5	77,8	СИП–2 3x35+1x50	32	4,46	1,17	0,35
3–4	21,9	0,90	24,4	64,1	СИП–2 3x35+1x50	39	4,48	1,18	0,29
4–5	6,7	0,90	7,4	19,6	СИП–2 3x16+1x25	10	0,88	0,23	0,02
4–6	22,5	0,90	25,0	65,9	СИП–2 3x35+1x50	38	4,49	1,18	0,30
6–7	17,5	0,90	19,4	51,2	СИП–2 3x16+1x25	10	2,29	0,60	0,12
2–8	11,7	0,90	13,0	34,2	СИП–2 3x25+1x35	35	2,95	0,78	0,10
1–9	27,3	0,84	32,5	85,4	СИП–2 3x35+1x50	32	4,62	1,22	0,39
9–10	14,2	0,95	14,9	39,3	СИП–2 3x16+1x25	10	1,77	0,47	0,07

На стороне 10 кВ принимаем проводники типа СИП–3. Сечение проводников выбираем по расчетному току

$$I_{10\text{расч}} = \frac{S_T}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}; \quad (31)$$

$$I_{10\text{расч}} = \frac{630}{1,73 \cdot 10} = 51\text{А.}$$



В соответствии с [15] расчетному току соответствует проводник СИП–3 с сечением жилы  $50 \text{ мм}^2$  с допустимым током нагрузки 245 А.

Потери напряжения по длине определяются СИП–3  $3 \times (1 \times 50)$  в определяются по формуле [26];

$$\Delta U_{\text{уч}} = \Delta U_{\text{уд}} \cdot S_{\text{уч}} \cdot L_{\text{уч}}, \quad (32)$$

где  $\Delta U_{\text{уд}}$  – значение потери напряжения 3, % МВА · км;

$S_{\text{уч}}$  – полная мощность на участке линии, МВА;

$L_{\text{уч}}$  – длина участка линии, км.

$$\Delta U_{\text{уч}} = 0,755 \cdot 0,395 \cdot 8 = 2,38\%,$$

что находится в допустимых пределах.

«Считается, что нагрузка уличного электроосвещения равномерно распределена на ЛЭП, в связи с этим суммарная мощность условно падает к ее середине. Выбирается минимально допустимая по механической прочности площадь сечения провода для IV климатического района по гололеду и проверяется провод по условию допустимых потерь напряжения. Для линии наружного электроосвещения выбирается провод сечением  $25 \text{ мм}^2$ . Для электроосвещения улиц рассматриваемого населенного пункта принимаются светильники типа РКУ с лампой ДРЛ – 150» [11].

«Определяется число осветительных приборов уличного электроосвещения по выражению» [11]:

$$n_{\text{св}} = \frac{P_{\text{ул}}}{P_{\text{л}}}, \quad (33)$$

где  $P_{\text{л}}$  – мощность лампы, Вт.

$$n_{\text{св}} = \frac{22800}{150} = 152 \text{ шт},$$

с учетом реального расположения улиц принимаем 23 светильника.

## 2.7 Расчет токов короткого замыкания

«Расчет токов КЗ в низковольтных электросетях выполняется в именованных единицах. Расчет сводится к определению максимального тока КЗ на сборных шинах 0,4 кВ силового трансформатора, которым является трехфазным, и минимального тока в наиболее электрически удаленной точке линии, которым является однофазный. По трехфазному ТКЗ проверяется устойчивость электроаппаратов ТП, по однофазному – настраивается работа защиты и проверяется эффективность системы зануления» [6], [21].

«При расчете ТКЗ в электросетях напряжением 380/220 В учитываются:

- «активные и реактивные сопротивления элементов схемы» [6], [21];
- «сопротивления соединенных шин и кабелей длиной 10–15 м и больше» [6], [21];
- «сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока (многовитковых), катушек максимальных расцепителей автоматов, контактов рубильников и т.д.» [6], [21].

«Расчетная схема для расчетов токов короткого замыкания представлена на рисунке 4» [6], [21].

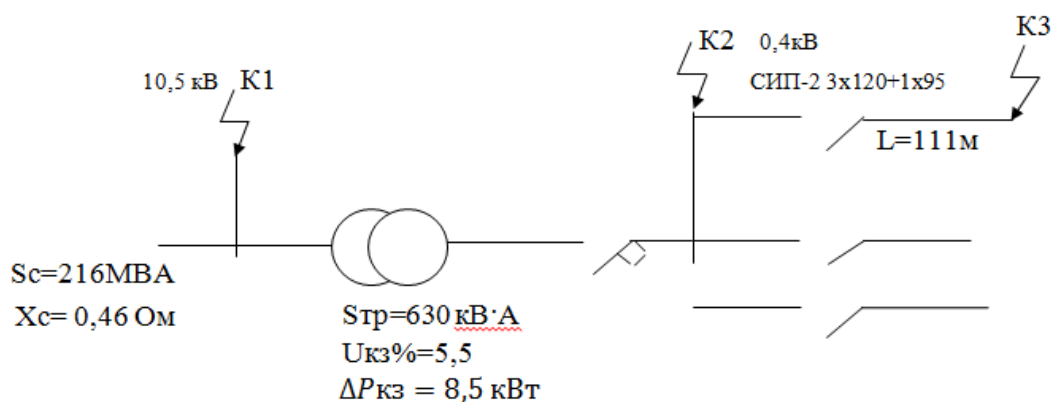


Рисунок 4 – Расчетная схема

«Производится расчёт токов короткого замыкания для самой протяжённой линии (ВЛ1). Схема замещения приведена на рисунке 5» [6], [21].

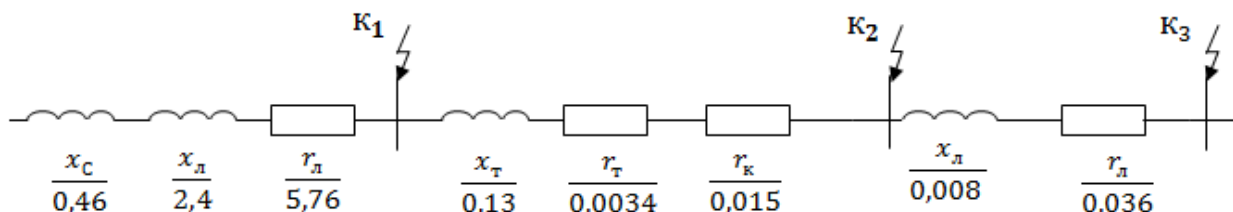


Рисунок 5 – Схема замещения

Мощность КЗ на шинах 10 кВ питающей подстанции принимаем равной отключающей мощности выключателя на питающей линии  $S_K = S_{откл} = 216 \text{ МВА}$ .

Сопротивление системы:

$$X_c = U_{\phi}^2 / S_K; \quad (34)$$

$$X_c = 10^2 / 216 = 0,46 \text{ Ом.}$$

Сопротивление питающей воздушной линии при длине  $L = 8 \text{ км}$  с проводником СИП–3 3х(1х50):

$$R_{л} = r_0 \cdot L; \quad (35)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot L; \quad (36)$$

где  $r_0$ ,  $x_0$  – активное и индуктивное удельные сопротивления линии, Ом/км.

$$R_{л} = 0,72 \cdot 8 = 5,76 \text{ Ом;}$$

$$X_{л} = 0,299 \cdot 8 = 2,4 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma}^2 + (X_C + X_L)^2}}; \quad (37)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{10500}{1,73 \cdot \sqrt{5,76^2 + (0,46 + 2,4)^2}} = 940 \text{ А.}$$

Ударный ток КЗ

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_{y1} \cdot I_{K1}^{(3)}; \quad (38)$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент, учитывающий соотношение между активным и индуктивным сопротивлениями КЗ, что определяется местом КЗ;

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 0,94 = 1,8 \text{ кА.}$$

Принимается за базисное напряжение  $U_6=0,4$  кВ.

Сопротивление трансформатора активное прямой последовательности, отнесенное к  $U_6$ :

$$r_T = \Delta P_{K3} U_6^2 / S_{TP}^2; \quad (39)$$

$$r_T = 8,5 \cdot 0,4^2 / 630^2 \cdot 1000 = 0,0034 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора реактивное

$$x_T = \sqrt{Z_T^{(1)2} - r_T^2}; \quad (40)$$

где  $Z_T^{(1)}$  – полное сопротивление прямой последовательности трансформатора [6]  $Z_T^{(1)} = 0,13$  Ом.

$$x_T = \sqrt{0,129^2 - 0,0034^2} = 0,13 \text{ Ом.}$$

Удельное сопротивление проводов марки СИП–2 3x120 [18]

$$R_{0\ 35} = 0,325 \frac{\text{Ом}}{\text{км}},$$

$$X_{0\ 35} = 0,0735 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Сопротивление линии

$$r_{\text{л}} = R_0 \cdot l; \quad (41)$$

$$r_{\text{л}} = 0,325 \cdot 0,111 = 0,036 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{л}} = X_0 \cdot l; \quad (42)$$

$$x_{\text{л}} = 0,0735 \cdot 0,111 = 0,008 \text{ Ом}.$$

Сопротивление контактов принимаем  $r_{\text{к}} = 0,015 \text{ Ом}$  [6].

Находим результирующие сопротивления

$$Z_{\text{рез 1}} = \sqrt{(r_{\text{т}} + r_{\text{к}})^2 + X_{\text{т}}^2}; \quad (43)$$

$$Z_{\text{рез 1}} = \sqrt{(0,0034 + 0,015)^2 + 0,04^2} = 0,044 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{рез 2}} = \sqrt{(r_{\text{т}} + r_{\text{к}} + r_{\text{л}})^2 + (X_{\text{т}} + X_{\text{л}})^2}; \quad (44)$$

$$Z_{\text{рез 2}} = \sqrt{(0,0034 + 0,015 + 0,036)^2 + (0,04 + 0,008)^2} = 0,072 \text{ Ом}.$$

Определяются токи КЗ.

Трёхфазный ток в точке  $K_2$

$$I_{\text{к2}}^{(3)} = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{рез 1}}}, \quad (45)$$

где  $U_{\text{б}}$  – напряжение сети, кВ.

$$I_{\text{к2}}^{(3)} = 0,4 / (1,73 \cdot 0,044) = 5,25 \text{ кА}$$

Двухфазный ток в точке  $K_2$

$$I_{K2}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K1}^{(3)} = 0,87 \cdot 5,25 = 4,56 \text{ кА.}$$

Трёхфазный ток в точке  $K_3$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{рез } 2}}; \quad (46)$$

$$I_{K3}^{(3)} = 0,4 / (1,73 \cdot 0,072) = 3,2 \text{ кА.}$$

Двухфазный ток в точке  $K_3$

$$I_{K3}^{(2)} = 0,87 \cdot 3,2 = 2,8 \text{ кА.}$$

Определим  $Z_{\Pi}$

$$Z_{\Pi} = l \sqrt{(r_{\text{оф}} + r_{\text{нп}})^2 + (X_{\text{оф}} + X_{\text{нп}})^2}; \quad (47)$$

где  $r_{\text{оф}}$  – «активное сопротивление фазного проводника, Ом/км» [6];

$r_{\text{нп}}$  – «активное сопротивление нулевого проводника, Ом/км» [6];

$X_{\text{оф}}$  – «реактивное сопротивление фазного проводника, Ом/км» [6];

$X_{\text{нп}}$  – «реактивное сопротивление нулевого проводника, Ом/км» [6].

$$Z_{\Pi} = 0,111 \cdot \sqrt{(0,325 + 0,411)^2 + (0,0745 + 0,065)^2} = 0,083 \text{ Ом.}$$

Однофазный ток в точке  $K_2$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_{\Pi}}; \quad (48)$$

$$I_{K3}^{(1)} = 230 / (0,13 / 3 + 0,083) = 1820 \text{ А.}$$

## 2.8 Выбор аппаратов защиты и трансформаторов тока отходящих линий

«ЛЭП, которые отходят от ТП 10/0,4кВ, должны иметь защиту от токов КЗ. Данная защита должна обеспечить отключение повреждённого участка при КЗ в конце защищаемой ЛЭП» [7].

«Как было отмечено ранее, электросети, которые проложены открыто внутри помещений и выполнены проводами с горючей изоляцией, электросети освещения, электросети во взрывоопасных помещениях и в которых по условиям работы возможно возникновение длительной перегрузки, необходимо защищать и от перегрузки» [7].

«Основные аппараты защиты электросетей напряжением 0,4 кВ от КЗ и перегрузки – это плавкие предохранители и автоматы» [7].

«Так как электросети напряжением 0,4 кВ выполнены с глухозаземленной нейтралью и в них возможны и 1–нофазные КЗ, то защиту от КЗ следует осуществлять в трехфазном исполнении. Расцепитель автоматических выключателей и плавкие предохранители устанавливают в каждой фазе. Если автомат обладает максимальным расцепителем в нулевом проводе, то он должен срабатывать на отключение всех 3–х фаз. В данном случае допускается установка двух расцепителей.

Автоматические выключатели выбираются по нижеприведенным условиям.

По соответствию напряжению сети» [7]:

$$U_{н.а.} \geq U_c, \quad (49)$$

где  $U_{н.а.}$  – «номинальное напряжение автомата, В» [7];

$U_c$  – напряжение сети, В,

и току нагрузки

$$I_{нагр} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (50)$$

где  $S_H$  – мощность нагрузки на линии, кВ·А;

$U_H$  – номинальное напряжение сети, В ( $U_H = 380$  В).

Токи нагрузки для каждой линии показаны в таблице 2.5. Для участка 0–1 линии  $I_{\text{нагр}} = 212$  А.

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА 52–35 с  $I_H = 250$  А.  $U_{\text{ном.авт}} = 400\text{В} > U_{\text{ном}} = 380\text{В}$ , что соответствует условию.

«Номинальный ток теплового расцепителя» [7]:

$$I_{\text{н.т.р}} \geq k_H \cdot I_{\text{нагр}}, \quad (51)$$

где  $k_H$  – «коэффициент надёжности  $k_H = 1,1$ » [7].

$$I_{\text{н.т.р.}} = 1,1 \cdot 212 = 233 \text{ А.}$$

Принимается  $I_{\text{н.т.р.}} = 250$  А.

«Предельно допустимый ток отключения автомата» [7]:

$$I_{\text{пр.а}} \geq I_{\text{к.мах}}^{(3)}, \quad (52)$$

где  $I_{\text{к.мах}}^{(3)}$  – максимальный ток трехфазного короткого замыкания.

Для выбранного аппарата защиты  $I_{\text{пр.а}} = 30 \text{ кА} > 5,25 \text{ кА}$ , что соответствует условию.

«Ток срабатывания электромагнитного расцепителя (токовой отсечки)» [7]:

$$I_{\text{с.э.р}} \geq k_{\text{н.э.}} \cdot I_{\text{к2}}^{(3)}, \quad (53)$$

где  $k_{\text{н.э.}}$  – «коэффициент надёжности, учитывающий разброс по току электромагнитного расцепителя» [7].

Для автоматического выключателя принимаем  $k_{\text{н.э.}} = 1,25$ .



$$I_{с.э.р} \geq 1,25 \cdot 3,2 = 4 \text{ кА}$$

Минимальный ток срабатывания расцепителя в соответствии с время–токовой характеристикой аппарата защиты

$$I_{у.э.р} = I_{н.т.р} \cdot 12 = 250 \cdot 12 = 3\text{кА} < 4 \text{ кА},$$

что соответствует условию.

Коэффициент чувствительности электромагнитного расцепителя

$$k_{ч.э.р.} = \frac{I_{к}^{(2)}}{I_{у.э.р}} \geq 1,1, \quad (54)$$

где  $I_{к}^{(2)}$  – «ток двухфазного короткого замыкания в месте установки автомата, кА» [7];

$I_{у.э.р}$  – «ток уставки электромагнитного расцепителя, кА» [7].

Принимается  $I_{с.э.р} \geq I_{у.э.р}$ .

$$k_{ч.э.р.} = 4,56 / 0,25 = 18,2 > 1,1,$$

что соответствует условию.

«Коэффициент чувствительности теплового расцепителя» [7]:

$$k_{ч.т.р.} = \frac{I_{к}^{(1)}}{I_{н.т.р}} \geq 3, \quad (55)$$

где  $I_{к}^{(1)}$  – «ток однофазного короткого замыкания в наиболее удаленной точке защищаемого участка, А» [7].

$$k_{ч.т.р.} = 1820 / 250 = 7,2 > 3,$$

что соответствует условию.

Правильный выбор трансформаторов тока влияет на надёжность и эффективность работы всей системы. Для линии 1 принимаются трансформаторы тока ТТИ–30–200/5.

Для других линий принимаем аппараты защиты и трансформаторы тока:

ВЛ2: ВА 52–35 с  $I_n = 250$  А,  $I_{н.т.р.} = 250$  А, трансформаторы тока ТТИ–30–200/5;

ВЛ3: ВА 52–35 с  $I_n = 250$  А,  $I_{н.т.р.} = 250$  А, трансформаторы тока ТТИ–30–250/5;

ВЛ4: ВА 52–35 с  $I_n = 250$  А,  $I_{н.т.р.} = 200$  А, трансформаторы тока ТТИ–30–150/5.

На вводе силового трансформатора на стороне 0,4 кВ устанавливаются автоматические выключатели ВА55–43 с  $I_n = 1600$  А,  $I_{н.т.р.} = 1600$  А, трансформаторы тока ТТИ–100–1500/5.

## 2.9 Выбор методов сокращения хищений электроэнергии

В таблице 8 приведена статистика выявленных в районе объемов хищения электроэнергии за последние три года.

Таблица 8 – Статистика объемов хищения электроэнергии по филиалам АО «ЮРЭСК»

Год	Отпущено с фидеров подстанций, кВт·ч	Оплачено потребителями, кВт·ч	Коммерческие потери, кВт·ч	Коммерческие потери, %
2019	19677356	16988953	2688403	13,7
2020	19399042	16654135	2744907	14,1
2021	18542740	15324777	3217963	17,4

Далее выполняется анализ возможностей использования альтернативных источников на территории региона, так как из-за больших

расстояний проще воровать. Ветра в Ханты-Мансийском автономном округе приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Ветра в Ханты-Мансийском автономном округе

Расположение метеостанции	Среднегодовая скорость ветра (на высоте 10м)	Средняя скорость ветра (м/с)				Максимальная с корость ветра (м/с)
		Зима	Весна	Лето	Осень	
Ханты-Мансийск	2,0	1,9	2,3	1,8	2,1	20

Предельная мощность воздушного винта рассчитывается по формуле:

$$P = S \cdot V^3, \quad (56)$$

где  $V$  – скорость ветра, м/с;

$S$  – площадь лопастей, м<sup>2</sup>;

Ветроэлектростанции рассчитаны на горы или побережье, где скорость ветра составляет 10-11 м/с., а в ХМАО она в среднем равна 2 м/с. Учитывая зависимость мощности от скорости ветра в третьей степени, от номинальной мощности останется не более 1 %.

«Кроме того, недостатками ХМАО для внедрения ветроэлектростанций является:

- климатические условия: ХМАО расположен в зоне континентального климата с продолжительной холодной зимой и коротким прохладным летом, среднегодовая температура составляет около -3 °С, а ветряные электростанции эффективны в регионах с постоянными и сильными ветрами и с более высокими среднегодовыми температурами» [12];
- низкая ветровая активность: в ХМАО скорость ветра обычно ниже, чем требуется для эффективной работы ветряных турбин, прогнозируемая ветровая мощность в регионе составляет около 250-350 Вт/м<sup>2</sup>, что ниже среднего мирового показателя;

- высокая стоимость: ветряные электростанции требуют значительных инвестиций на этапе строительства, особенно в регионах с неблагоприятными климатическими условиями и низкой ветровой активностью, ХМАО является одним из наиболее дорогих регионов России для ведения бизнеса, что делает строительство ветряных электростанций еще более затратным;
- зависимость от импортных технологий: большинство современных эффективных ветряных турбин производятся за рубежом и зависят от импортных комплектующих, что может создавать риски для стабильности работы электростанций и их развития;
- экологические аспекты: несмотря на то что ветряная энергетика считается одной из самых экологически чистых, существует риск воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации ветряных установок, так как в ХМАО важно учитывать уязвимость экосистем, особенно на территории традиционного природопользования коренных народов.

Таким образом, на основании климатических условий, низкой ветровой активности, отсутствия инфраструктуры, высокой стоимости, зависимости от импортных технологий и экологических аспектов использование ветряных электростанций в ХМАО может быть признано нецелесообразным или экономически неэффективным.

О солнечной энергетике.

Для оценки перспектив солнечной энергетике была проанализирована карта инсоляции Российской Федерации, приведенная на рисунке 1.



Рисунок 6 – Карта инсоляции Российской Федерации

Использование солнечных электростанций в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) невозможно из-за климатических условий и географического расположения. Регион находится в зоне сурового климата с продолжительной зимой и коротким летом, что делает солнечные лучи непостоянными и недостаточными для эффективного использования солнечной энергии. Погода в Ханты-Мансийске радует нас солнечными днями в году — 57, облачными днями — 79, и пасмурными — 232. Для примера, в Марокко, в котором активно развивается солнечная энергетика 360 солнечных дней в году.

Среднегодовая температура в ХМАО составляет около  $-3^{\circ}\text{C}$ , а средняя температура января достигает  $-22^{\circ}\text{C}$ . В таких условиях фотовольтаические панели будут покрываться снегом и льдом, что снизит их эффективность и приведет к быстрому износу.

Кроме того, регион обладает низкой инсоляцией, то есть количеством солнечной радиации, достигающей поверхности земли. Из-за географического положения ХМАО (61-63° северной широты), солнечные лучи падают на поверхность под относительно низким углом, что также снижает количество доступной солнечной энергии.

В целом, использование солнечных электростанций не является экономически выгодным и технически обоснованным решением для ХМАО из-за экстремальных климатических условий и низкой инсоляции.

Эффективным вариантом сокращения хищений электроэнергии является использование АСКУЭ совместно с системами видеофиксации. Однако внедрение данного варианта проблематично из-за больших расстояний в регионе.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что для сокращения хищений электроэнергии в регионе нужна система оперативного выявления факта хищений. Идея данной системы состоит в следующем. На трансформаторных подстанциях населенных пунктов региона нужно установить счетчики, включенные в единую систему АСКУЭ. Кроме того, требуется установка дополнительных счетчиков с АСКУЭ на узлах ЛЭП с возможностью передачи информации по GSM сети. В результате на диспетчерском пункте за счет сопоставления всех данных могут быть выявлены участки утечки.

## **2.10 Выбор оборудования АСКУЭ**

Для рассматриваемого населенного пункта, находящегося на обслуживании районных электрических сетей в Няганьского филиала АО «ЮРЭСК», выбрано оборудование АСКУЭ, производства компании Echelon и приведены его технические характеристики. Для установки в ТП применяются приборы учета трансформаторного включения KNUM2023. В качестве потребительских приборов учета применены приборы учета

прямого включения KNUM EM 1021 (для однофазных потребителей) и KNUM EM 1023 (для трехфазных потребителей). Помимо приборов учета, в АСКУЭ рассматриваемого населенного пункта входят следующие технические средства:

- устройства передачи данных PLC–концентраторы данных типа Echelon,
- GSM–модемы,
- программное обеспечение ПО RDM верхний уровень.

«В индивидуальных жилых домах частного сектора монтаж электросчетчиков осуществляется в пластиковых шкафах с классом защиты от поражения электрическим током II и степенью защиты оболочки от проникновения твердых предметов и воды IP 54, устанавливаемых на опорах линий электропередач» [4].

«Шкаф имеет смотровое окно для возможности визуального контроля показаний счетчика, запираемые дверцы, а так же лючок на дверце шкафа для возможности включения автоматического выключателя в случае его отключения. Дверца шкафа и лючок имеют возможность пломбировки. При монтаже счетчиков электроэнергии со стороны питающей линии устанавливается автоматический выключатель со стороны ввода от потребителя типа ВА 47–29 с для защиты счетчика электроэнергии от короткого замыкания во внутридомовой сети» [4].

«В соответствии с ПУЭ п.1.5.29 установка шкафов производится так, чтобы высота до коробки зажимов счетчиков была в пределах 0,8– 1,7 метра» [18].

Установка приборов учета трансформаторного включения производится как правило в существующих РУ–0,4 кВ КТП 10/0,4 кВ. При невозможности монтажа в существующие шкафы, устанавливается отдельный выносной шкаф учёта. В зависимости от большого числа факторов (места монтажа, состояния вводных устройств, и т.д.) узел учета и схема подключения потребителей имеют различные исполнения. В районных

электрических сетях Няганского филиала АО «ЮРЭСК» основными схемами являются воздушный ввод в здание от ВЛ 0,4 кВ с изолированными проводами при установке учета на опоре (рисунок 7).

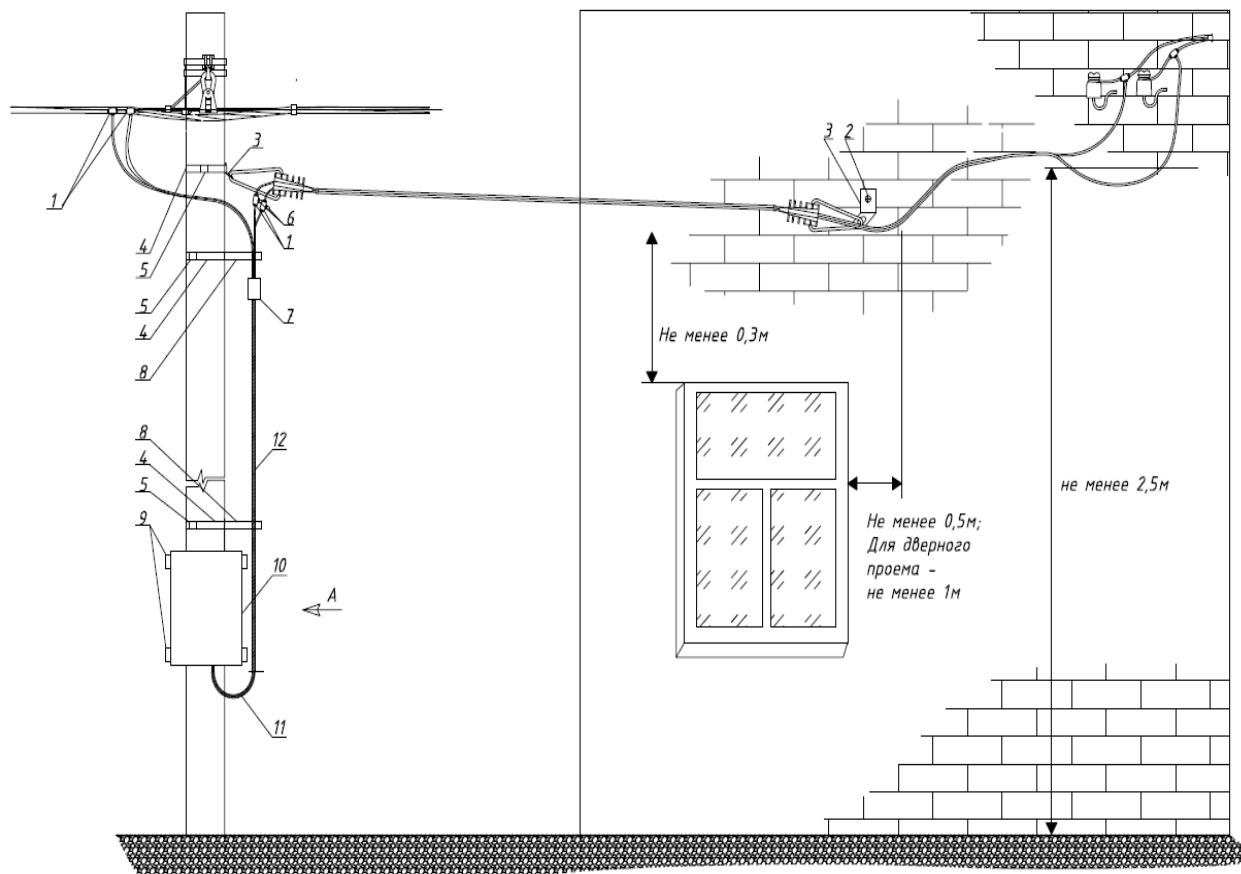


Рисунок 7 – Воздушный ввод в здания от ВЛ 0,4 кВ с изолированными проводами при установке учета на опоре

Спецификация материалов, применяемых для выполнения узла учета при воздушном «вводе в здания от ВЛ 0,4 кВ с изолированными проводами при установке учета на опоре» [16] представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Спецификация материалов

Наименование	Кол-во
Зажим ответвительный, шт	2
Анкерный болт М8 10х60, шт	1
Анкерный кронштейн СА-16, шт	2
Лента бандажная, м	5
Скрепа СУ-20, шт	5



Продолжение таблицы 10

Наименование	Кол-во
Колпачок герметичный КИ-6-35, шт	2
Талреп DIN 1480 M5, шт	1
Кронштейн, шт	2
Комплект крепления шкафа на опору, шт	1
Шкаф в комплекте с прибором учета и размыкателем нагрузки	1
Провод СИП-4-2х16 (4х16), м	5
Гофрированная труба d32 мм, м	3

Схема крепления щита учета на опоре представлена на рисунке 8.

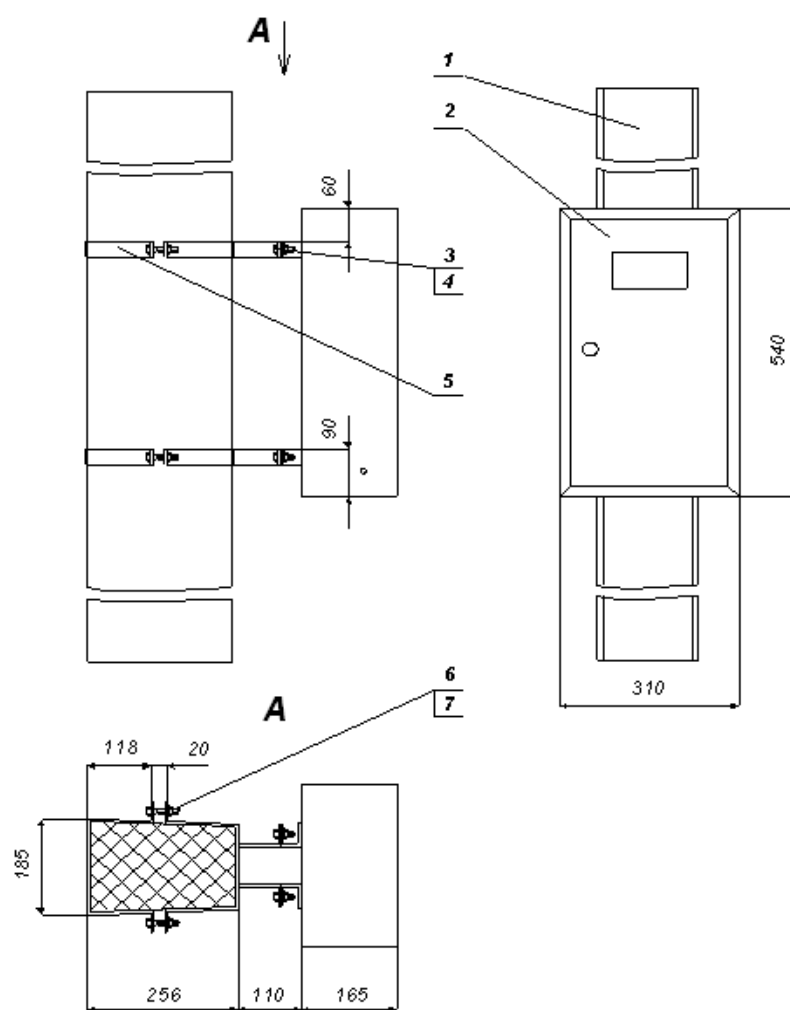


Рисунок 8 – Схема крепления щита учета на опоре

Спецификация материалов, применяемых для крепления щита учета на опоре представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Спецификация материалов

Обозначение на схеме	Наименование	Тип	Кол-во
1	Стойка железобетонная	СВ-95	1
2	Щит учета наружной установки	-	1
3	Болт ГОСТ 7798	M10x20	4
4	Гайка DIN6923 самоконтрящаяся с фланцем	M10	4
5	Кронштейн для крепления ЩУРН-3/12 к стойке СВ-95	-	2
6	Болт ГОСТ7798	M10x45	4
7	Гайка DIN6923 самоконтрящаяся с фланцем	M10	4

Ввод в здания от ВЛ 0,4 кВ с изолированными проводами при установке учета на фасаде здания показан на рисунке 9.

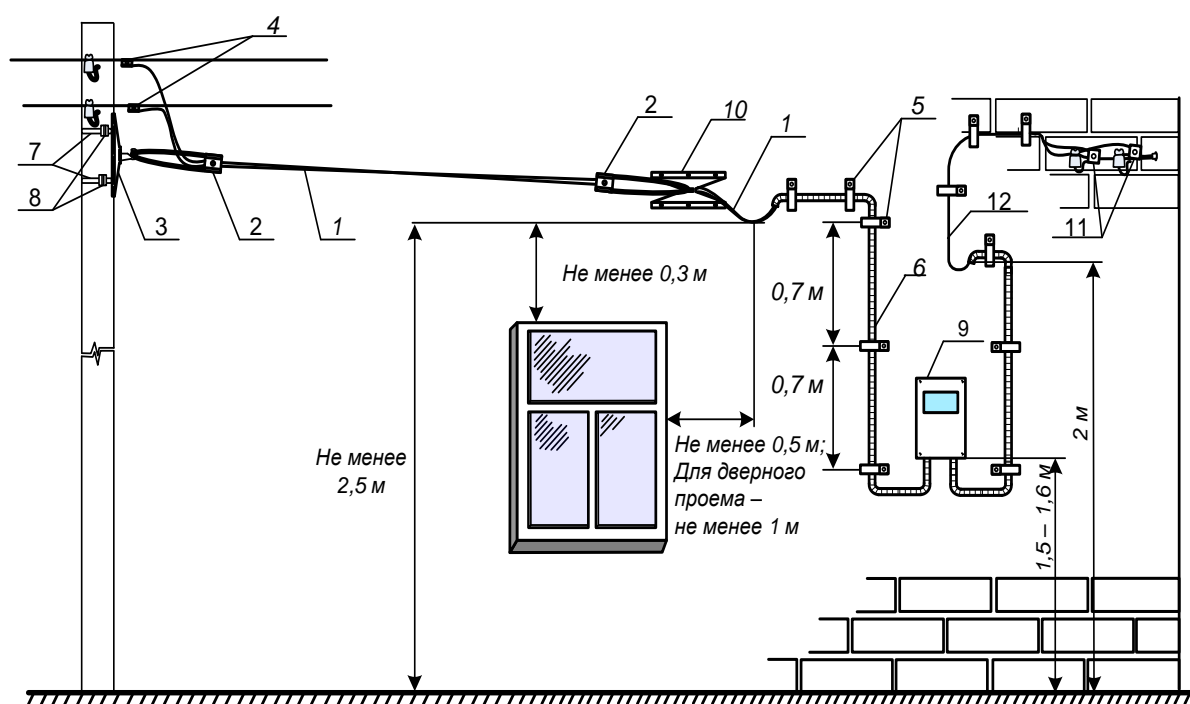


Рисунок 9 – Ввод в здания от ВЛ 0,4 кВ с изолированными проводами при установке учета на фасаде здания

Спецификация материалов, применяемых для выполнения узла учета при воздушном «вводе в здания от ВЛ 0,4 кВ с изолированными проводами при установке учета на» [16] фасаде здания представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Спецификация материалов

Наименование	1 ф. ввод	3 ф. ввод
	Кол-во	Кол-во
Провод СИП – 2 (2х16)	0,025 км	–
Провод СИП – 2 (4х16)	–	0,025 км
Зажим анкерный DN123	2 шт.	2 шт.
Бандажный универсальный крюк SOT 76	1 шт.	1 шт.
Ответвительный прокалывающий зажим R72	2 шт.	4 шт.
Дистанционный фиксатор для крепления СИП на стенах зданий SF50	10 шт.	10 шт.
Гофра (пластик. рукав) СТГ10–25–К41–050	2,4 м	–
Гофра (пластик. рукав) СТГ10–32–К41–025	–	2,4 м
Бандажная стальная лента COT 37	2 м	2 м
Скрепка NC20	2 шт.	2 шт.
Наименование	1 ф. ввод	3 ф. ввод
	Кол-во	Кол-во
Шкаф пластиковый в комплекте с размыкателем нагрузки ВН63 2Р	1 шт.	–
Шкаф пластиковый в комплекте с размыкателем нагрузки ВН63 3Р	–	1 шт.
Настенный крюк SOT 28.2 в комплекте с шурупами, дюбелями	1 шт.	1 шт.
Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 11.1	2 шт.	4 шт.
Кабель АВВГ–2х10	0,005 км	–
Кабель АВВГ–4х10	–	0,005 км

Схема размещения приборов учета в населенном пункте представлена на рисунке 10.

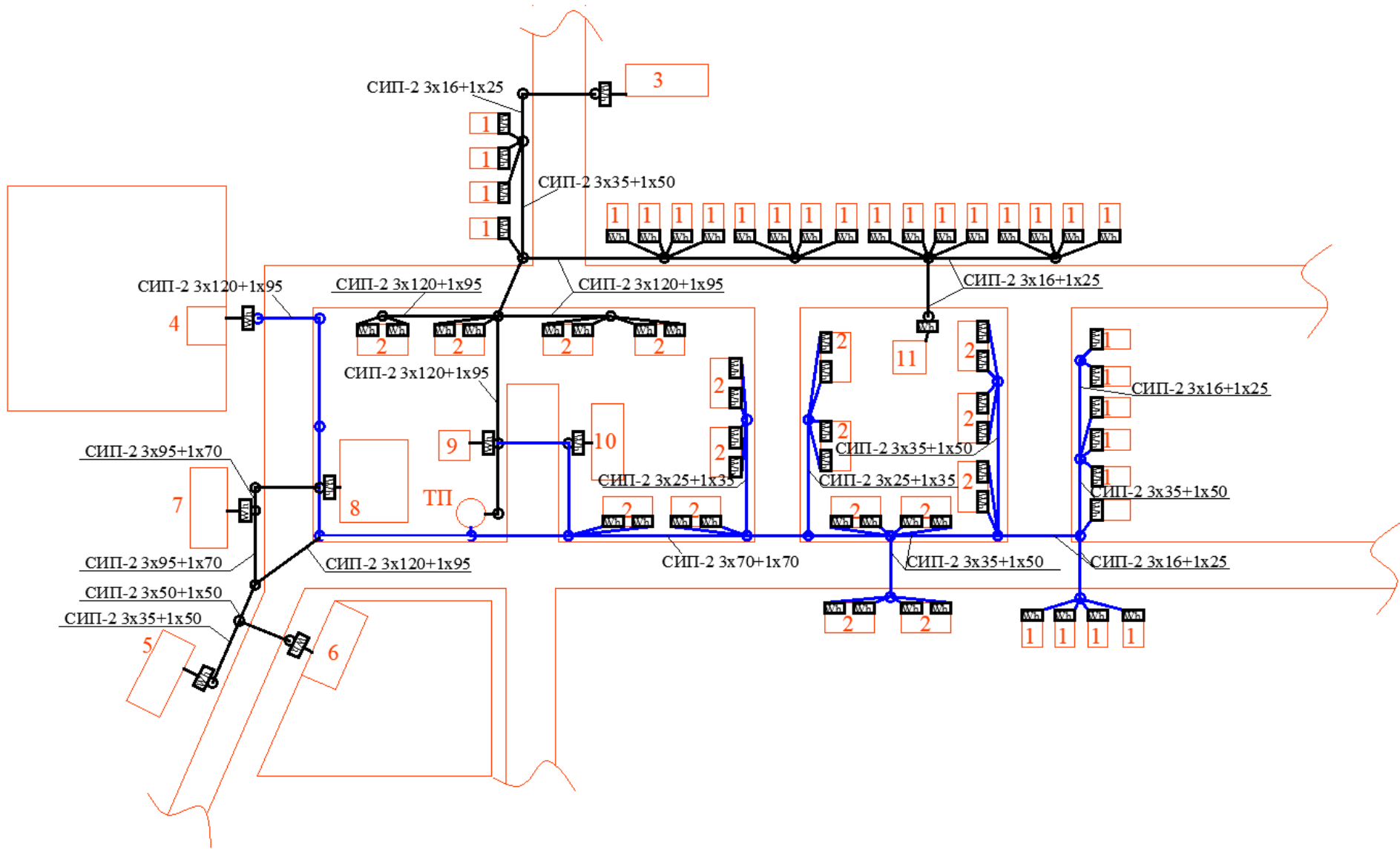


Рисунок 10 – Схема размещения приборов учета в населенном пункте

## Описание комплекса технических средств.

В состав 1 уровня измерительно–информационный комплекс точек учёта (ИИК ТУ) входят счетчики однофазные и многофазные типа Echelon KNUM EM 1021 (рисунок 11), Echelon KNUM EM 1023, Echelon KNUM EM 2023 (рисунок 12).



Рисунок 11 – Счетчик однофазный Echelon KNUM EM 1021



Рисунок 12 – Многофазные электрические счетчики Echelon KNUM EM 1023 и KNUM EM 2023

Данные приборы учета электроэнергии применяются для:

- «измерения активной, реактивной электроэнергии в однофазных и (или) трехфазных цепях переменного тока с номинальной частотой 50 Гц в многотарифном режиме» [16];
- «измерения среднеквадратического напряжения и тока, коэффициента мощности по каждой фазе, частоты в однофазных и (или) цепях переменного тока с номинальной частотой 50 Гц» [16].

Область использования: электросчетчики применяются для организации для учета активной, реактивной электроэнергии, а также для передачи измеренных или определенных значений по каналам АСКУЭ.

Приборы учета электроэнергии однофазные и многофазные «Echelon состоят из первичных измерительных преобразователей напряжения и тока, быстродействующего АЦП, процессора обработки сигналов, которые обрабатывают цифровые сигналы для интегрирования измеренных величин, хранения измеренных величин и прочих необходимых данных. Измеряемые величины отображаются на жидкокристаллическом индикаторе, который предназначен для работы в широком температурном диапазоне. Питание электросчетчиков выполняется от входных сигналов напряжения. Для переключения тарифов применяются внутренние часы» [16].

Паспортные данные приборов учета электроэнергии однофазных и многофазных сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Паспортные данные приборов учета электроэнергии

Параметр		Значение параметра
Класс точности по ГОСТ Р 52322–2005		1,0
Класс точности по ГОС	Г Р 52425–2005	2,0
Номинальное напряжение	ЕМ 1021	220 (240) В
	ЕМ 1023	3 х 220 (240) В / 380 (415) В
	ЕМ 2023	3 х 220 В / 380 В
Номинальное значение силы тока		5 А
Максимальное значение силы тока, $I_{\text{макс.}}$	ЕМ 1021, ЕМ 1023	100 А
	ЕМ 2023	20 А
Номинальная частота		50±2,5 Гц
Потребляемая мощность в цепи напряжения		не более 2 Вт и 5 В–А
Рабочие температуры		– 40 °С ...+ 70°С
Влажность		до 95 %

Продолжение таблицы 13

Параметр		Значение параметра
Степень защиты корпуса		IP54
Масса электросчетчика		3,0 кг
Габаритные размеры электросчетчика, не более	EM 1021	198,3 мм x x125,3 мм x 67,8 мм
	EM 1023	272 мм x 169 мм x 98.5 мм
	EM 2023	272 мм x 169 мм x 98.5 мм

Выбор прибора учета и ТТ для конкретных потребителей, на отходящих линиях ТП и на вводе ТП выполняется с учетом токовой нагрузке данных участков. Результаты данного выбора представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор прибора учета и трансформаторов тока для конкретных потребителей, на отходящих линиях ТП и на вводе ТП

Наименования объекта	S, МВА	I, А	Трансформатор тока	Прибор учета
Одноквартирный дом	5,7	25,9	–	KNUM EM1021
Двухквартирный дом	11,8	53,6	–	KNUM EM1021
Коровник привязного содержания с механизированным доением и уборкой навоза на 200 голов	25	38,0	–	KNUM EM1023
Сектор промышленного стада на 30000 кур–несушек	80	121,7	ТТИ–30–150/5	KNUM EM2023
Птичник клеточного содержания на 30000 кур	60	91,3	–	KNUM EM1023
Лесопильный цех с пилорамой: ЛРМ – 79	25	38,0	–	KNUM EM1023
Столовая на 75–100 мест	80	121,7	ТТИ–30–150/5	KNUM EM2023
Дом культуры со зрительным залом на 400–600 мест	55	83,7	–	KNUM EM1023
Пункт приготовления травяной муки АВМ–1,5	140	213,0	ТТИ–30–200/5	KNUM EM2023
Гараж на 50 автомашин с закрытой стоянкой на 14 машин	15	22,8	–	KNUM EM1023
Картофеле овощехранилище с электрокалориферной отопительно–вентиляционной установкой емкостью т: 500–600	25	38,0	–	KNUM EM1023
Фидер «ВЛ1»	–	212	ТТИ–30–200/5	KNUM EM2023
Фидер «ВЛ2»	–	212	ТТИ–30–200/5	KNUM EM2023
Фидер «ВЛ3»	–	245	ТТИ–30–250/5	KNUM EM2023
Фидер «ВЛ4»	–	169	ТТИ–30–150/5	KNUM EM2023
Фидер «Уличное освещение»	22,8	9	ТТИ–30–30/5	KNUM EM2023
Ввод 0,4 кВ ТП	–	–	ТТИ–100–1500/5	KNUM EM2023

Далее приводятся схемы размещения для различных приборов учета в выносных шкафах для подключения потребителей и в трансформаторной подстанции.

Размещение однофазного прибора учета для подключения потребителей в выносном шкафу приведено на рисунке 13.

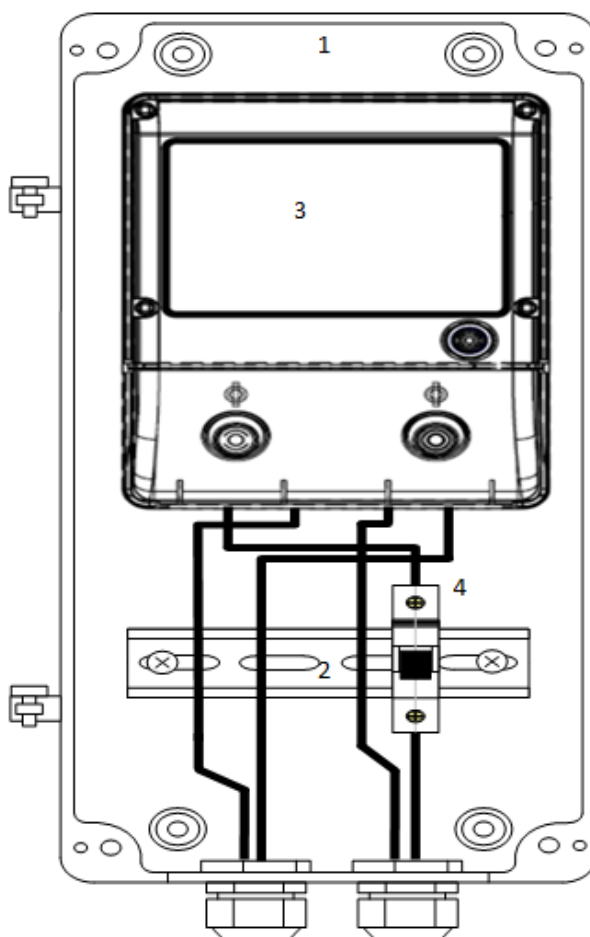


Рисунок 13 – Размещение однофазного прибора учета в шкафу.

Спецификация материалов, применяемых при размещении однофазного прибора учета в шкафу приведена в таблице 15.

«Таблица 15 – Спецификация материалов

Наименование	Ед. изм	Кол-во
Корпус шкафа	шт.	1
DIN – рейка l=175 мм	шт.	1
Прибор учета электрической энергии интервальный однофазный	шт.	1
Выключатель	шт.	1



Размещение трехфазного прибора учета для подключения потребителей в выносном шкафу приведено на рисунке 14.»[12]

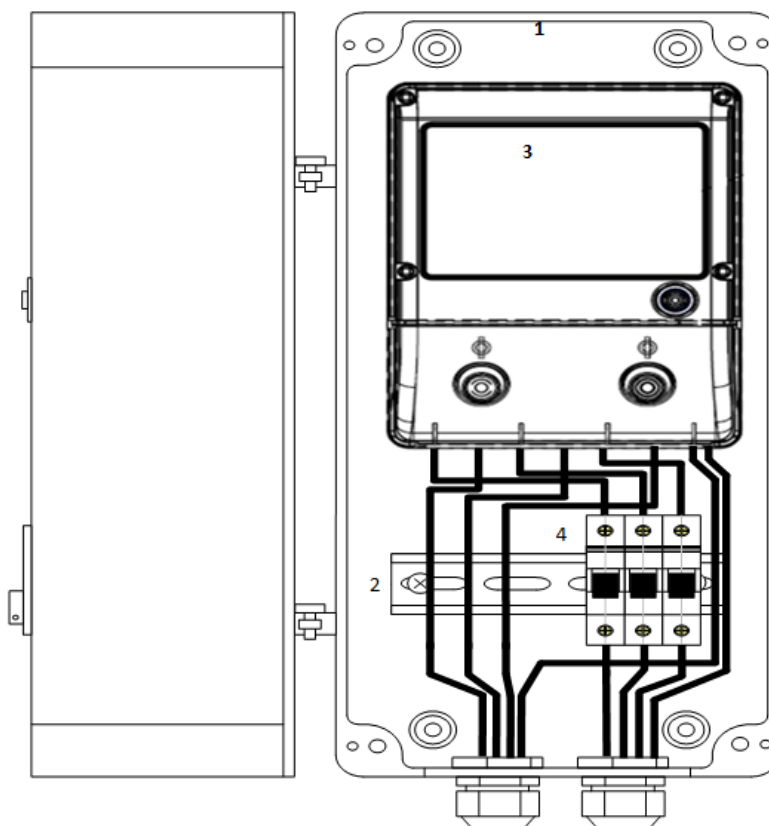


Рисунок 14 – Размещение трехфазного прибора учета в выносном шкафу

Спецификация материалов, применяемых при размещении трехфазного прибора учета в шкафу приведена в таблице 16.

«Таблица 16 – Спецификация материалов

«Наименование	Ед. изм	Кол-во
Корпус шкафа	шт.	1
DIN – рейка l=175 мм	шт.	1
Прибор учета электроэнергии интервальный однофазный	шт.	1
Выключатель	шт.	1

«Размещение прибора учета трансформаторного включения в выносном шкафу» [16] представлено на рисунке 15.

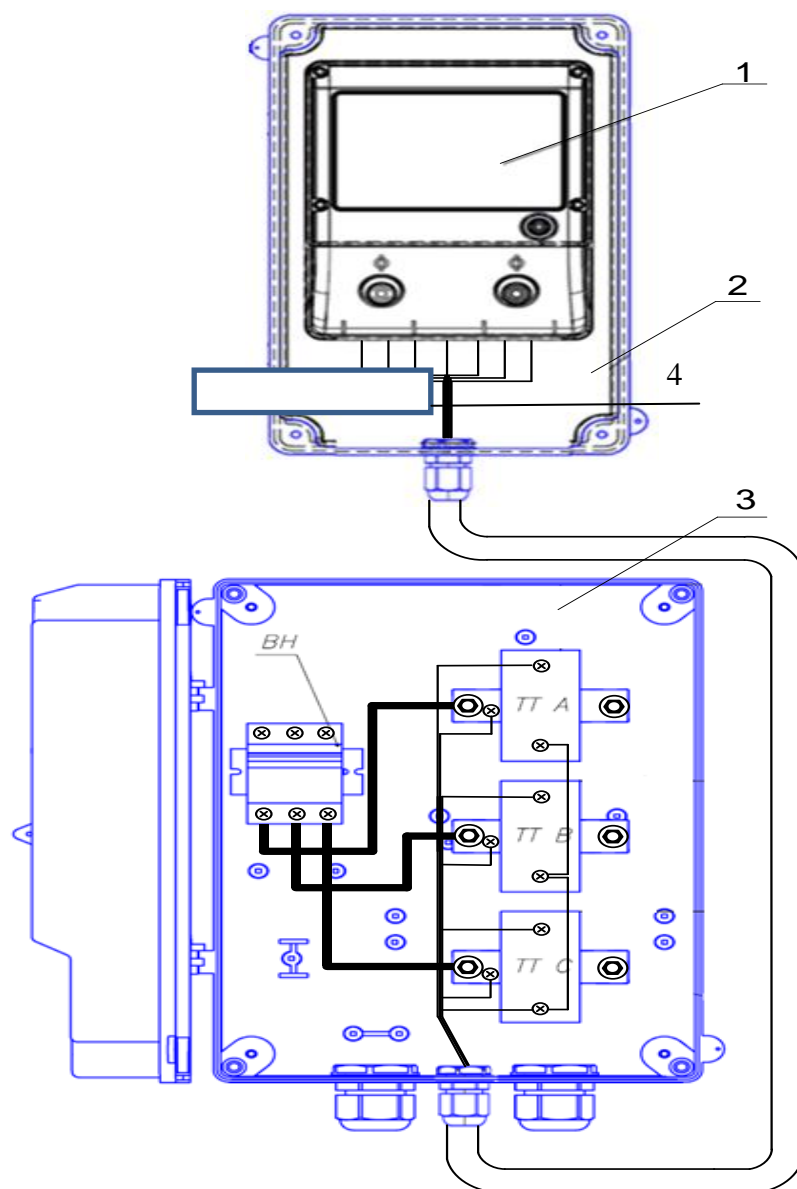


Рисунок 15 – Размещение прибора учета трансформаторного включения в выносном шкафу

«Спецификация материалов, применяемых при размещении прибора учета трансформаторного включения в выносном шкафу» [16] приведена в таблице 17.

«Таблица 17 – Спецификация материалов

Наименование	Ед. изм.	Кол-во
Трехфазный прибор учета электроэнергии	шт.	1
Выносной шкаф	шт.	1
Выносной шкаф 3-х фазный с трансформаторами тока и выключателем нагрузки	шт.	1
Испытательная клеммная коробка	шт.	1

Размещение балансовых приборов учета трансформаторного включения, устанавливаемого на вводе НН силового трансформатора» [16] и на отходящих линиях, в низковольтном шкафу ТП представлено на рисунке 16.

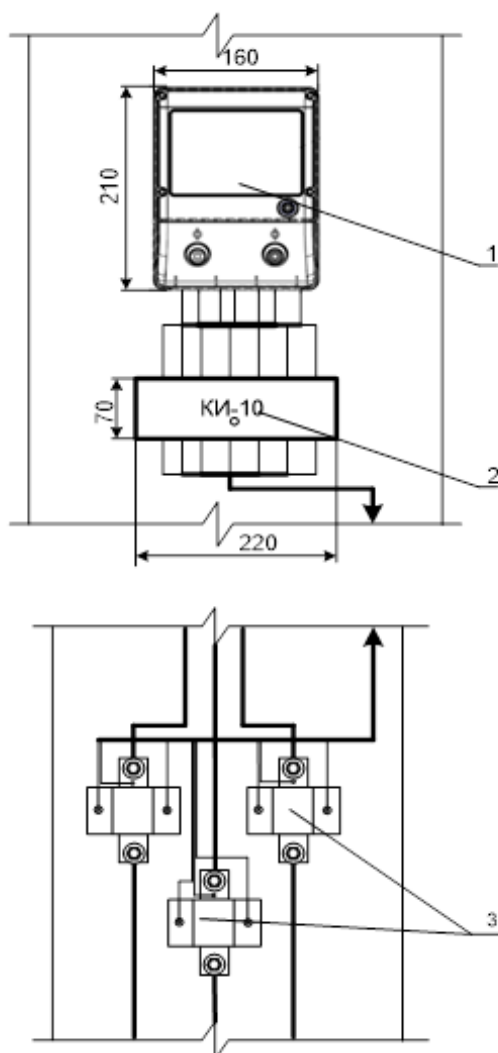


Рисунок 16 – Размещение балансовых приборов учета трансформаторного включения, устанавливаемого на вводе НН силового трансформатора и на отходящих линиях, в низковольтном шкафу ТП

Спецификация материалов, применяемых «при размещении балансовых приборов учета трансформаторного включения, устанавливаемого на вводе НН силового трансформатора и на отходящих линиях, в низковольтном шкафу ТП» [16] приведена в таблице 18.

Таблица 18 – Спецификация материалов

Наименование	Ед.изм.	Кол-во
Трёхфазный прибор учета электроэнергии	шт.	1
Коробка испытательная КИ-10	шт.	1
Трансформатор тока ТТИ-0,66	шт.	3
Провод ПВ 1х2,5	м	35
Саморез оц. св. 4,2х19	шт.	1

В состав 2 уровня входит «информационно–вычислительный комплекс электроустановок (ИВКЭ)» [13], который состоит из устройства передачи данных PLC–концентраторы данных типа dc–1000/sl фирмы Echelon и GSM–модемы.

Концентратор данных DC–1000/SL является неотъемлемой частью систем сетевых счётчиков фирмы Echelon, управляет устройствами силовых электрических сетей и обеспечивает связность инфраструктур счётчиков и программного обеспечения (ПО RDM). DC–1000/SL автоматически обнаруживает счётчики (создавая цепочки с применением ретрансляции в целях обеспечения надёжной связи), выполняет безопасную настройку приборов учета, которые работают в шифрованной сети LonWorksR, координирует двунаправленный обмен данными приборов учета, а также оперативно контролирует исправность и работу приборов учета.

Концентратор DC–1000/SL можно установить в пределах любого удобного участка топологии низковольтной электросети, включая совместное размещение с прибором учета, если это желательно. DC–1000/SL подключается к любой стандартной глобальной сети на основе протокола TCP/IP с помощью стандартного модема. Внутренний модемный отсек обеспечивает питание и связность в целях лёгкой интеграции, а также включает поддержку внешнего беспроводного модема с антенной. Так как DC–1000/SL может применять любую глобальную сеть с применением стандартных модемов, включая GSM, GPRS или широкополосную связь, сервисные программы могут выгодно применять современные варианты связи с глобальными сетями.

Паспортные данные PLC-концентратора данных типа dc-1000/s1 фирмы Echelon приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Основные технические характеристики PLC-концентратора данных типа dc-1000/s1 фирмы Echelon

Максимально возможное количество управляемых устройств NES	1024 электрических счётчика NES и 4096 устройств, взаимодействующих с устройствами M-Bus (модель 78704-001 K), или 5 электрических счётчиков NES и 20 устройств, взаимодействующих с устройствами M-Bus (модель 78704-001 V)
Входное напряжение	120/240 В переменного тока, от -10% до +20%, 50/60 Гц
Включение в сеть	Подключение к трём фазам (L10, L20, L30) и нейтрали
Потребляемая мощность	5 Вт
Часы	Часы и календарь в режиме реального времени с точностью ± 1 минута в месяц; точность поддерживается программным обеспечением системы NES
Интерфейс локальной сети	PLC CENELEC A-диапазона
Интерфейс глобальной сети	Стандартный Hayes-совместимый модем или нуль-модем, соединённый с сетью TCP/IP
Последовательный порт EIA-232C	Работает на скорости до 115,2 Кб/с
Оптический порт	IEC 61107 (физические и электрические требования)
Безопасность информации	Протоколы SHAP, MS-SHAP, PAP и 160-битная аутентификация на прикладном уровне для глобальных сетей; 96-битная аутентификация для PLC; 128-битное шифрование RSA для глобальной сети и сети PLC; защита паролем для оптической связи
Хранение информации	Энергонезависимая память
Электромагнитная совместимость	EN50065-1:2001, EN55022:1998, EN61000-4-2, EN55024:1998, EN61000-4-4, EN61000-4-3, EN61000-4-6, EN61000-4-5, EN61000-4-11, EN61000-4-8
Температура, рабочий диапазон	от -40° до +70°С
Влажность	25-90% при 50°С (отсутствие конденсации)
Тип корпуса	Пластиковый; прошёл испытания на IP56
Размеры корпуса	22,2 см х 16,9 см х 7,9 см
Размеры модема	11 см х 7 см х 3 см
Питание модема	14 В постоянного тока, 3 Вт (максимум)
Подключение антенны	Поддерживает внутреннюю, внешнюю и удалённую антенны;
Монтаж	DIN 43857; точки крепления для счётчика NES МЭК находятся спереди
Стандарты безопасности	Отвечает требованиям TOV, SEMKO и KEMA-KEUR для EN60950; сертифицировано TLIV UL60950 и CSA60950; соответствует стандартам качества и безопасности Европейского Союза

К каждому GSM-модему подключается антенна. Кабель антенны заводится через кабельный ввод шкафа и прикручивается к антенному разъему модема. Антенны устанавливаются (магнитятся) на верхней крышке шкафа в случае при установке ТП 10/0,4 кВ или на крышке распределительного шкафа в случае КТП.

Шкаф имеет заземление. Заземление выполняется согласно ПУЭ гл. 1.7.

Концентратор данных типа dc-1000/sl фирмы Echelon показан на рисунке 17.



Рисунок 17 – Концентратор данных типа dc-1000/sl фирмы Echelon

Схема подключения PLC-концентратора данных dc-1000/sl в ТП населенного пункта представлена на рисунке 18.

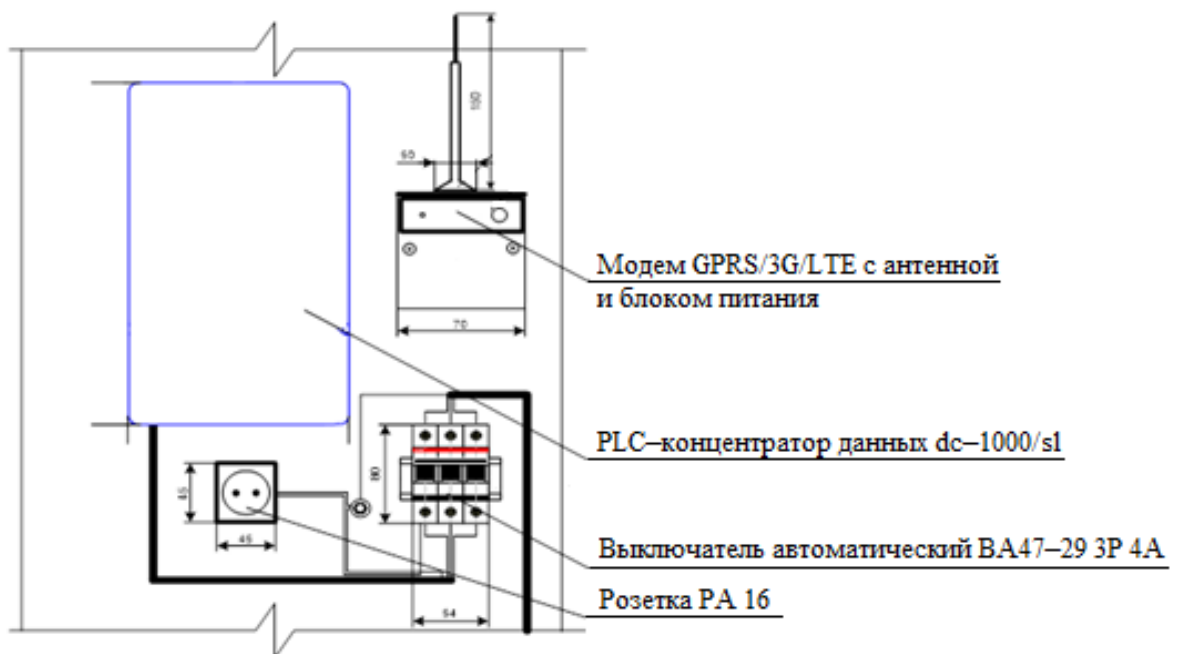


Рисунок 18 – Схема подключения PLC-концентратора данных dc-1000/s1 в ТП

3 уровень состоит из информационно-вычислительного комплекса.

В соответствии с территориальным принципом обслуживания и управления объектами, информация с системы поступает на три уровня сбора данных:

- I уровень: группы транспорта электрической энергии районов электрических сетей;
- II уровень: службы транспорта электрической энергии;
- III уровень: департамент транспорта электрической энергии АО «ЮРЭСК».

Программное обеспечение.

Программное обеспечение (ПО) верхнего уровня АИСКУ РРЭ RDM (Resource Data «Manager»), Это программный комплекс верхнего уровня, применяемый для построения АИСКУЭ по требованиям оптового и розничных рынков электрической энергии» [13].

«RDM – первая российская и одна из немногих в мире программ, разработанных для работы в составе крупных систем учета энергетических

ресурсов (электрической энергии, воды и тепловой энергии). Число точек учета может доходить до нескольких миллионов» [13].

«Программное обеспечение RDM предназначается для сбора, хранения, обработки и анализа данных по потреблению электрической энергии и других энергетических ресурсов, таких, как горячая и холодная вода, газ, тепло. АИСКУ РРЭ RDM разработан с применением самых современных технологий, оптимизирован для хранения и обработки больших объемов данных, легко расширяем и способен работать» [13] с большинством система управления баз данных, используемых потенциальными заказчиками (Oracle, MS SQL Server и др.).

«Функции ПО RDM:

- возможность гибкого конфигурирования программного обеспечения для различных групп заказчиков (электросетевые, сбытовые компании, ЖКХ и др.);
- поддерживает оборудование как импортных, так и отечественных производителей;
- возможность дистанционно считывает показания приборов учета;
- возможность дистанционно управлять нагрузкой потребителей;
- возможность регистрации событий приборов учета, фактов несанкционированного доступа;
- дистанционное параметрирование приборов учета и УСПД;
- возможность контроля параметров электросети и показателей качества электрической энергии;
- возможность комплексного мониторинга инфраструктуры, в том числе измерительного, связного и серверного оборудования;
- поддержка большинства известных СУБД;
- работа с системой через веб-браузер;
- личный кабинет абонента» [13].

Доработанная схема ТП населенного пункта с оборудованием АСКУЭ представлена на рисунке 19.



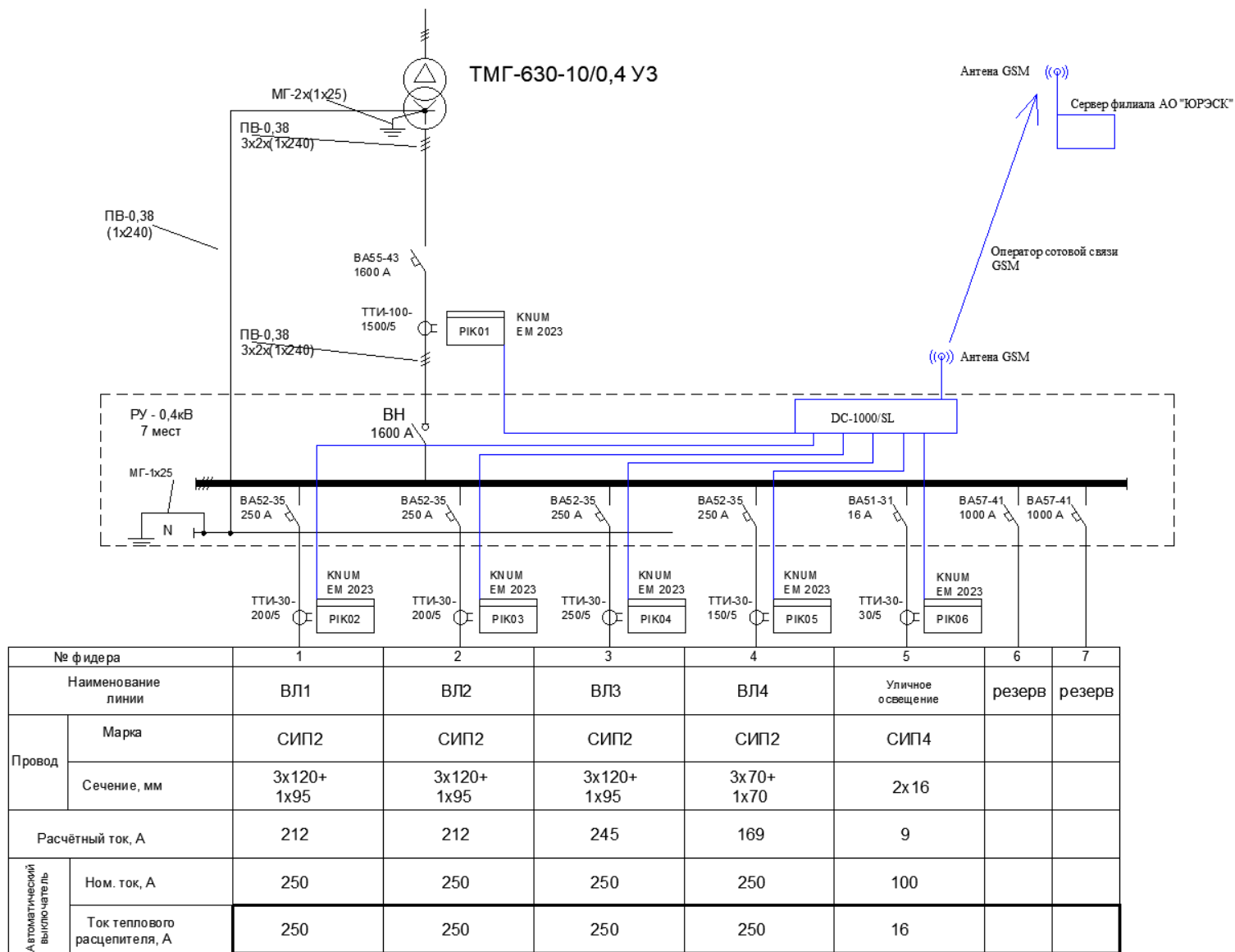


Рисунок 19 – Схема ТП населенного пункта с оборудованием АСКУЭ

«В системе, созданной на основе программного пакета RDM, пользователь (поставщик электроэнергии) имеет возможность осуществлять сбор профилей по точкам учета или группам таких точек с заданным интервалом времени по любым измеряемым прибором учета величинам (нагрузка, частота, напряжение, фазные углы, токи и др.). Диагностические данные позволяют анализировать различные параметры, в том числе качество электроэнергии. В системе отображается регистрация событий приборов учета, в частности прямо или косвенно свидетельствующих о фактах несанкционированного доступа и возможных хищениях. RDM дает возможность отправлять массовые команды на любое количество приборов учета и контролировать их выполнение в режиме реального времени, а также проводить дистанционное параметрирование приборов учета.

Схема расположения элементов системы АСКУЭ участка районных электрических сетей Няганского филиала АО «ЮРЭСК» приведена на рисунке

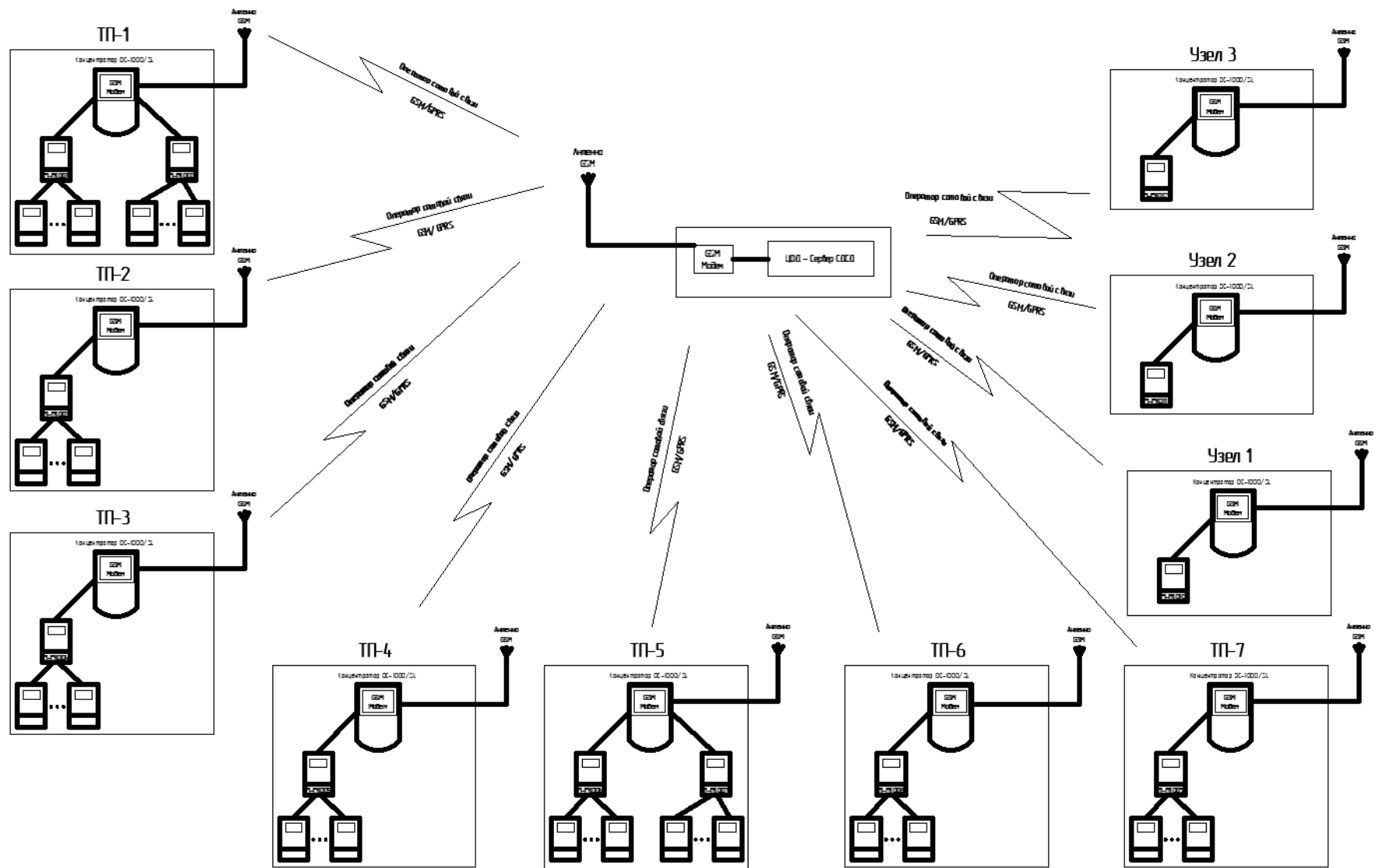


Рисунок 20 – Схема расположения элементов системы АСКУЭ районных электрических сетей Няганского филиала АО «ЮРЭСК»

## Выводы по разделу 2

Во втором разделе магистерской диссертации раскрываются возможные способы снижения несанционированных затрат энергии в системе электроснабжения Няганьского филиала АО «ЮРЭСК» на примере одного из населенных пунктов региона. «Для питания нагрузок населенного пункта принята однотрансформаторная подстанция, так как потребители населенного пункта относятся к III категории по надежности электроснабжения. Для рассматриваемого поселка проведен выбор силовых трансформаторов и электрооборудования ТП, проводов ЛЭП» [12].

Проведен выбор методов сокращения хищений электроэнергии. Рассмотрена возможность использования ветряной и солнечной энергетики с целью уменьшения доли энергии, потребляемой от электросетей. Однако принято решение, что данные источники электроэнергии не подходят к применению в рассматриваемом регионе в связи с климатическими условиями и рядом других факторов. Также определено, что сокращение хищений электроэнергии путём использования АСКУЭ совместно с системами видеофиксации проблематично из-за больших расстояний в регионе.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что для сокращения хищений электроэнергии в регионе нужна система оперативного выявления факта хищений. Идея данной системы состоит в следующем. На трансформаторных подстанциях населенных пунктов региона нужно установить счетчики, включенные в единую систему АСКУЭ. Кроме того, требуется установка дополнительных счетчиков с АСКУЭ на узлах ЛЭП с возможностью передачи информации по GSM сети. В результате на диспетчерском пункте за счет сопоставления всех данных могут быть выявлены участки утечки.

Для рассматриваемого населенного пункта, находящегося на обслуживании районных электрических сетей в Няганьского филиала АО «ЮРЭСК», выбрано оборудование АСКУЭ, производства компании Echelon

и приведены его технические характеристики. Для установки в ТП применяются приборы учета трансформаторного включения KNUM2023. В качестве потребительских приборов учета применены приборы учета прямого включения KNUM EM 1021 (для однофазных потребителей) и KNUM EM 1023 (для трехфазных потребителей). Помимо приборов учета, в АСКУЭ рассматриваемого населенного пункта входят следующие технические средства:

- устройства передачи данных PLC–концентраторы данных типа Echelon,
- GSM–модемы,
- программное обеспечение ПО RDM верхний уровень.

Рассмотрены схемы подключения оборудования системы АСКУЭ. Приведены схемы воздушного ввода в здание от ВЛ 0,4 кВ с изолированными проводами при установке учета на опоре и установке учета на фасаде здания. Представлена схема ТП населенного пункта с оборудованием АСКУЭ. Составлена схема расположения элементов системы АСКУЭ районных электрических сетей Няганского филиала АО «ЮРЭСК».

### 3 Экономическая эффективность проекта

#### 3.1 Расчет затрат на внедрение проекта

Единовременные затраты на внедрение системы АСКУЭ рассматриваемого населенного пункта состоят из затрат на покупку оборудования АСКУЭ с учетом стоимости доставки на объект, затрат на составление проектно-сметной документации и работ по монтажу системы АСКУЭ на объекте. Также в стоимость работ по внедрению АСКУЭ необходимо включить работы по замене существующих проводов на провода СИП. Затраты на покупку оборудования АСКУЭ и провода СИП определяются по каталогам производителей. Для разработанной системы АСКУЭ затраты на покупку оборудования АСКУЭ даны в таблице 21 [24].

Таблица 21 – Затраты на покупку оборудования АСКУЭ и провода СИП

Оборудование	Количество	Цена, руб	Стоимость, руб
Пластиковый шкаф типа «БИЗ-С» с электросчетчиком KNUM EM 1021	64 шт.	20960	1341440
Пластиковый шкаф типа «БИЗ-С» с электросчетчиком KNUM EM 1023	6 шт.	23000	138000
Пластиковый шкаф типа «БИЗ-С» с электросчетчиком KNUM EM 2023	9 шт.	28520	256680
Шкаф сбора данных с устройством передачи данных PLC-концентратором данных типа dc-1000/sl фирмы Echelon и GSM-модемом	1 шт.	25920	25920
Провода СИП-2 3x120+1x95	348 м	358	124584
Провода СИП-2 3x95+1x70	25 м	285	7125
Провода СИП-2 3x70+1x70	85 м	230	19550
Провода СИП-2 3x50+1x50	12 м	132	1584
Провода СИП-2 3x35+1x50	192 м	98	18816
Провода СИП-2 3x25+1x35	35 м	98	3430
Провода СИП-2 3x16+1x25	63 м	70	4410
Провода СИП-4 2x16	768 м	30	23040
ИТОГО:	–	–	1964579

Транспортные затраты по доставке оборудования АСКУЭ и проводов воздушных линий 0,4 кВ до рассматриваемого населенного пункта принимаются равными 5 % от стоимости оборудования

$$Z_{\text{тр}} = 0,05 \cdot C_{\text{об}}, \quad (56)$$

где  $C_{\text{об}}$  – стоимость оборудования АСКУЭ и проводов воздушных линий 0,4 кВ, руб.;

$$Z_{\text{тр}} = 0,05 \cdot 1964579 = 98229 \text{ руб.}$$

Непредвиденные расходы принимаются равными 10 % от стоимости оборудования

$$Z_{\text{непред}} = 0,1 \cdot C_{\text{об}}; \quad (57)$$

$$Z_{\text{непред}} = 0,1 \cdot 1964579 = 196458 \text{ руб.}$$

Таким образом, затраты на приобретение оборудования АСКУЭ и проводов воздушных линий 0,4 кВ с учетом стоимости доставки на объект составляют

$$Z_{\Sigma} = C_{\text{об}} + Z_{\text{тр}} + Z_{\text{непред}}; \quad (58)$$

$$Z_{\Sigma} = 1964579 + 98229 + 196458 = 2259266 \text{ руб.}$$

Стоимость работ по монтажу системы АСКУЭ на объекте необходимо определять исходя из сметных цен данных работ, а также учитывая реальную стоимость аренды спецтехники. При написании данной работы стоимость работ по монтажу системы АСКУЭ на объекте определяется упрощенно и принимается равной 40 % от затрат на приобретение оборудования АСКУЭ и проводов воздушных линий 0,4 кВ с учетом стоимости доставки на объект

$$Z_{\text{монт}} = 0,4 \cdot Z_{\Sigma}; \quad (59)$$

$$Z_{\text{монт}} = 0,4 \cdot 2259266 = 903706 \text{ руб.}$$

Затраты на составление проектно–сметной документации при написании данной работы определяются упрощенно и принимаются равными 5 % от затрат на приобретение оборудования АСКУЭ и проводов воздушных линий 0,4 кВ с учетом стоимости доставки на объект

$$Z_{\text{проект}} = 0,05 \cdot Z_{\Sigma}; \quad (60)$$

$$Z_{\text{проект}} = 0,05 \cdot 2259266 = 112963 \text{ руб.}$$

Таким образом, капитальные вложения в внедрение проекта «автоматических систем учёта потребления электроэнергии районных электрических сетей» [5] для рассматриваемого населенного пункта составляют:

$$K = Z_{\Sigma} + Z_{\text{монт}} + Z_{\text{проект}}; \quad (61)$$

$$K = 2259266 + 903706 + 112963 = 3275935 \text{ руб.}$$

Также для расчета экономической эффективности внедрения проекта «автоматических систем учёта потребления электроэнергии районных электрических сетей» [5] для рассматриваемого населенного пункта необходимо определить затраты на техобслуживание разработанной системы. Данные затраты состоят из затрат на передачу информации по каналу GSM и проведению технического обслуживания и ремонта внедряемого оборудования и принимаются на основании опыта эксплуатации на аналогичных объектах ХМАО–Югра, расположенных на расстоянии более 100 км от Нягани в размере 1500 рублей в год за одну точку учета. Тогда суммарные затраты на техобслуживание разработанной системы АСКУЭ составляют



$$И = n_{сч} \cdot И_{ТО.1}; \quad (62)$$

где  $n_{сч}$  – количество приборов учета в рассматриваемом населенном пункте,  $n_{сч} = 80$  шт.;

$И_{ТО.1}$  – издержки на проведение ТО одной точки учета в год,

$И_{ТО.1} = 1500$  руб.;

$$И = 80 \cdot 1500 = 120000 \text{ руб.}$$

### 3.2 Техничко–экономическое обоснование проекта

Экономическая эффективность инвестиционных затрат определяется с учетом их покрытия за счет ожидаемого снижения потерь электрической энергии в связи с использованием АСКУЭ в рассматриваемом населенном пункте, которое исключит хищение электрической энергии местными жителями и предприятиями.

При написании ВКР изучено улучшение ситуации с хищениями электроэнергии в различных населенных пунктах, которые обслуживаются РЭС производственных отделений филиала АО «ЮРЭСК» после установки АСКУЭ в данных населенных пунктах согласно внутренним документам филиала АО «ЮРЭСК». Согласно данным документам улучшение ситуации с хищениями электроэнергии в различных населенных пунктах составляет в среднем около 20 %. Тогда, принимая допущение, что в рассматриваемом населенном пункте улучшение ситуации с хищениями электроэнергии также будет составлять 20 % ежегодный дополнительный доход АО «Газпром энергосбыт Тюмень» будет составлять

$$Д = \Delta W \cdot T_{э\text{э}}; \quad (63)$$

где  $\Delta W$  – дополнительно оплачиваемая электроэнергия в рассматриваемом населенном пункте после внедрения АСКУЭ, кВт · ч;

$$\Delta W = 0,2 \cdot P_{\text{д}\Sigma} \cdot T_{\text{м}}; \quad (64)$$

где  $P_{\text{д}\Sigma}$  – суммарное потребление активной мощности во время дневного максимума,  $P_{\text{д}\Sigma} = 327,9$  кВт;

$T_{\text{э}\text{э}}$  – тариф на электрическую энергию в Ханты–Мансийском автономном округе – Югре для населения с 1 января 2024 года,  $T_{\text{э}\text{э}} = 2,43$  руб / кВт · ч [25];

$T_{\text{м}}$  – время использования максимальной нагрузки, для населенных пунктов  $T_{\text{м}} = 3200$  ч [1];

$$\Delta W = 0,2 \cdot 327,9 \cdot 3200 = 209856 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Ежегодный дополнительный доход АО «Газпром энергосбыт Тюмень» будет составлять

$$Д = 209856 \cdot 2,43 = 743142 \text{ руб.}$$

Для определения срока окупаемости внедрения АСКУЭ в рассматриваемый населенный пункт можно применить чистый дисконтированный доход

$$\text{ЧДД} = -К + \sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} \frac{Д-И}{(1+i)^t}; \quad (65)$$

где  $i$  – «ставка дисконтирования, которая учитывает затраты на обслуживание заемных средств, необходимых для прямых инвестиций в проект,  $i = 10\%$ » [20].

«Проект окупится, когда ЧДД будет больше 0» [20].

«После первого года эксплуатации» [20]:

$$\text{ЧДД} = -3275935 + \frac{743142 - 120000}{(1 + 0,1)^1} = -2709442 \text{ руб.} < 0,$$

«следовательно в первый год эксплуатации проект» [20] еще не окупится.

Аналогично выполняются расчеты для последующих годов эксплуатации. Результаты расчета сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Расчет срока окупаемости внедрения АСКУЭ в рассматриваемый населенный пункт

Год эксплуатации	Капиталовложения, руб.	Доход, руб.	ЧДД, руб.
0	-3275935	-	-3275935
1	-	566493	-2709442
2	-	514993	-2194449
3	-	468176	-1726273
4	-	425614	-1300659
5	-	386922	-913737
6	-	351747	-561989
7	-	319770	-242219
8	-	290700	48482

График окупаемости внедрения АСКУЭ в рассматриваемый населенный пункт представлен на рисунке 21.

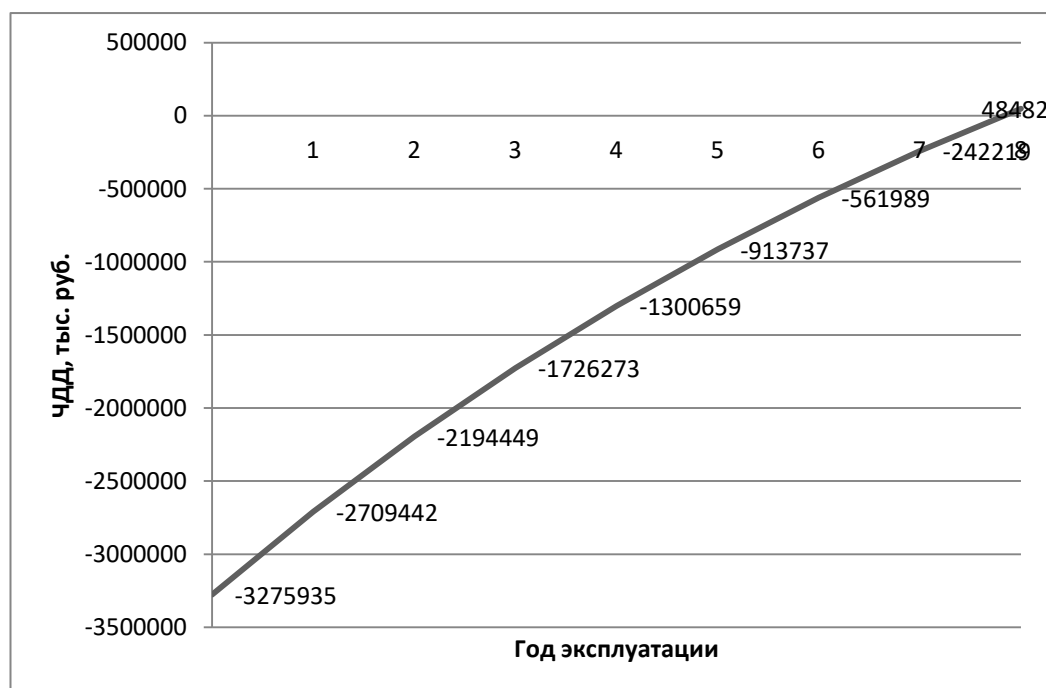


Рисунок 21 – График окупаемости внедрения АСКУЭ в рассматриваемый населенный пункт

з таблицы 22 и из графика окупаемости внедрения АСКУЭ в рассматриваемый населенный пункт видно, что на восьмой год эксплуатации проект окупится и экономический эффект будет составлять 48482 руб.

Так как проект окупается на восьмом году эксплуатации, то внедрение АСКУЭ в рассматриваемый населенный пункт экономически эффективно.

### Выводы по разделу 3

В третьем разделе магистерской диссертации определена экономическая эффективность проекта. Затраты на покупку оборудования АСКУЭ и проводов воздушных линий 0,4 кВ составляют 1964579 руб. Транспортные затраты по доставке оборудования АСКУЭ и проводов воздушных линий 0,4 кВ до рассматриваемого населенного пункта составляют 98229 руб. Непредвиденные расходы составляют 196458 руб. Стоимость работ по монтажу системы АСКУЭ на объекте составляет 903706 руб. Затраты на составление проектно–сметной документации составляют 112963 руб. Капитальные вложения в внедрение проекта автоматических систем учёта потребления электроэнергии районных электрических сетей для рассматриваемого населенного пункта составляют 3275935 руб.

Суммарные затраты на техобслуживание разработанной системы АСКУЭ составляют 120000 руб. в год. Ежегодный дополнительный доход АО «Газпром энергосбыт Тюмень» будет составлять 743142 руб. На восьмой год эксплуатации проект окупится и экономический эффект будет составлять 48482 руб. Так как проект окупается на восьмом году эксплуатации, то внедрение АСКУЭ в рассматриваемый населенный пункт экономически эффективно.

## Заключение

В магистерской диссертации разработано внедрение автоматизированных систем учета потребления электроэнергии районных электрических сетей в Няганьском филиале АО «ЮРЭСК», которое является важным шагом в повышении эффективности работы районных электрических сетей, снижении потерь электроэнергии и обеспечении надежного и качественного электроснабжения потребителей.

«Рассмотрены вопросы хищения электроэнергии в электрических сетях. Рассмотрены возможные организационные и технические мероприятия по предотвращению хищений электроэнергии» [20] в электрических сетях. Проведен анализ изменений в показаниях электроэнергии до и после установки АСКУЭ в других населенных пунктах ХМАО — Югра, обслуживанием которых занимаются филиалы АО «ЮРЭСК» на основании которого сделан вывод, что в среднем потери электроэнергии снижаются на 20 %. Таким образом, внедрение системы АСКУЭ приводит к существенному сокращению потерь в электросетях.

Во втором разделе магистерской диссертации раскрываются возможные способы снижения несанционированных затрат энергии в системе электроснабжения Няганьского филиала АО «ЮРЭСК» на примере одного из населенных пунктов региона. Для питания нагрузок населенного пункта принята однострансформаторная подстанция, так как потребители населенного пункта относятся к III категории по надежности электроснабжения. Для рассматриваемого поселка проведен выбор силовых трансформаторов и электрооборудования ТП, проводов ЛЭП.

Проведен выбор методов сокращения хищений электроэнергии. Рассмотрена возможность использования ветряной и солнечной энергетики с целью уменьшения доли энергии, потребляемой от электросетей. Однако принято решение, что данные источники электроэнергии не подходят к применению в рассматриваемом регионе в связи с климатическими

условиями и рядом других факторов. Также определено, что сокращение хищений электроэнергии путём использования АСКУЭ совместно с системами видеофиксации проблематично из-за больших расстояний в регионе.

На основании вышеизложенного сделан вывод, что для сокращения хищений электроэнергии в регионе нужна система оперативного выявления факта хищений. Идея данной системы состоит в следующем. На трансформаторных подстанциях населенных пунктов региона нужно установить счетчики, включенные в единую систему АСКУЭ. Кроме того, требуется установка дополнительных счетчиков с АСКУЭ на узлах ЛЭП с возможностью передачи информации по GSM сети. В результате на диспетчерском пункте за счет сопоставления всех данных могут быть выявлены участки утечки.

Для рассматриваемого населенного пункта, находящегося на обслуживании районных электрических сетей в Няганьского филиала АО «ЮРЭСК», выбрано оборудование АСКУЭ, производства компании Echelon и приведены его технические характеристики. Для установки в ТП применяются приборы учета трансформаторного включения KNUM2023. В качестве потребительских приборов учета применены приборы учета прямого включения KNUM EM 1021 (для однофазных потребителей) и KNUM EM 1023 (для трехфазных потребителей). Помимо приборов учета, в АСКУЭ рассматриваемого населенного пункта входят следующие технические средства:

- устройства передачи данных PLC–концентраторы данных типа Echelon,
- GSM–модемы,
- программное обеспечение ПО RDM верхний уровень.

Рассмотрены схемы подключения оборудования системы АСКУЭ. Приведены схемы воздушного ввода в здание от ВЛ 0,4 кВ с изолированными проводами при установке учета на опоре и установке учета

на фасаде здания. Представлена схема ТП населенного пункта с оборудованием АСКУЭ. Составлена схема расположения элементов системы АСКУЭ районных электрических сетей Няганского филиала АО «ЮРЭСК».

В третьем разделе магистерской диссертации определена экономическая эффективность проекта. Затраты на покупку оборудования АСКУЭ и проводов воздушных линий 0,4 кВ составляют 1964579 руб. Транспортные затраты по доставке оборудования АСКУЭ и проводов воздушных линий 0,4 кВ до рассматриваемого населенного пункта составляют 98229 руб. Стоимость работ по монтажу системы АСКУЭ на объекте составляет 903706 руб. Капитальные вложения в внедрение проекта автоматических систем учёта потребления электроэнергии районных электрических сетей для рассматриваемого населенного пункта составляют 3275935 руб.

Суммарные затраты на техобслуживание разработанной системы АСКУЭ составляют 120000 руб. в год. Ежегодный дополнительный доход АО «Газпром энергосбыт Тюмень» будет составлять 743142 руб. На восьмой год эксплуатации проект окупится и экономический эффект будет составлять 48482 руб. Так как проект окупается на восьмом году эксплуатации, то внедрение АСКУЭ в рассматриваемый населенный пункт экономически эффективно.

## Список используемой литературы и используемых источников

- 1 Барыбин В.В. Справочник по проектированию. М.: Энергоатомиздат, 2008. 278 с.
- 2 Будзко И.А., Лещинская Т.Б., Сукманов В.И. Электроснабжение сельского хозяйства. М.: Колос, 2000. 536 с.
- 3 Бурдуков А.П., Петин Ю.П. Методические указания по расчету электрических нагрузок. М.: Инфра – М, 1999. 136 с.
- 4 Винтин Г.И. АСКУЭ для частного сектора. М.: Изд-во ФГУП «Наука», 2011 с. 74 - 79
- 5 Водяников В.Т. В 62 Экономическая оценка энергетики АПК. Учебное пособие для студентов высших учебных заведений. М.: ИКФ «ЭКМОС», 2002. 304 с.
- 6 ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ // Консультант плюс: справочно-правовая система
- 7 Горбунов И. В. Расчет и проектирование электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат. 2012. 420 с.
- 8 Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций. 2-е изд., перераб. и доп. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. 187 с.
- 9 Качурин Д.В. Квалификация совершаемых неоднократно хищений // Следователь. М., 2008.
- 10 Красник В.В. 102 способа хищения энергии. М.: ЭНАС, 2008. 12 с.
- 11 Логинов А.В., Логинов С.Е., Шаманов Д.Г., Ударов В.М. Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами. Книга 4. Система защищенных проводов напряжением 6-20 кВ. Том 1. Одноцепные и двухцепные железобетонные опоры. Редакция 2. С-Пб: ENSTO - ОАО «РОСЭП», 2005 г.



12 Ляхов М.С. Проблема хищения электроэнергии. Введение в энергетику. Сборник материалов II Всероссийской (с международным участием) молодежной научно-практической конференции. Кемерово : Изд-во КузГТУ, 2016

13 Мелких А.А., Микова С.Ю., Оладько В.С. Исследование проблемы информационной безопасности АСКУЭ // Universum: Технические науки: электрон. научн. журн. 2016. № 6 (27)

14 Метелева С.Е. Разграничение форм хищения // Журнал «Закон и право». М. 2003.

15 Наумов И.В., Лещинская Т.Б., Бондаренко С.И. Проектирование систем электроснабжения: межвузовское учебное пособие для самостоятельной работы студентов. Иркутск: ИрГСХА, 2011. 327 с.

16 Ожегов А.Н. Системы АСКУЭ: Учебное пособие. Киров: Изд-во ВятГУ, 2006. 102 с.

17 Правила от 06.12.81, N 310 Правила пользования электрической и тепловой энергией // Консультант плюс: справочно-правовая система

18 Правила устройства электроустановок // Консультант плюс: справочно-правовая система

19 РД 34.20.178. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения // Консультант плюс: справочно-правовая система

20 Семенычева А.А., Черненко А.Н. Технико-экономическое обоснование внедрения автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии для мониторинга электропотребления населения. // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов. IV Всероссийская научно-техническая конференция студентов, магистрантов, аспирантов: сборник трудов. ТГУ, 2016. с. 222-225

21 Файрушин Р.Р. Системы электроснабжения. Учебно-методическое пособие. Нижнекамск: Казанский государственный технологический университет, 2019. 78 с.

22 Чаусовский О. А. Современные методы хищения электроэнергии и борьба с ними / Журнал Промышленная энергетика 2016 год № 1. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2016. 54 – 56 с.

23 Силовые трансформаторы производства ОАО «Минский электротехнический завод им. В. И. Козлова». URL: <http://metz.by/products/catalog/20.html> (Дата обращения 15.12.2023)

24 Стоимость электротехнической продукции. URL: <http://www.etm.ru/im/> (Дата обращения 15.12.2023)

25 Приказ Региональной службы по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 30 ноября 2023 года № 81-нп. URL: <https://rst.admhmao.ru/dokumenty/prikazy-sluzhby/elektroenergetika/2023/9553509/prikaz-ot-30-11-2023-81-np/?ysclid=lr0v0kudjz932122708> (Дата обращения 15.12.2023)

26 Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2020. 428 p.

27 Discussion on construction of green power grid enterprises. Zhang Hong; Guiyang Power Supply Bureau. Guizhou Electric Power Technolog. 2020-06. P 87–91.

28 Erkin Abduraimov. Development of contactless device for maintaining the rated voltage of power supply systems. AIP Conf. Proc. 2552, 040012, 2023.

29 European Technology Platform Smart Grids. Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. April, 2020. 305 p.

30 Smart Grid System Report. U. S. Department of Energy. July 2021.