

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой
 Н.В.Савина
« 14 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения напряжением 6 кВ поселка Солнечный Республики Саха (Якутия) с центром питания подстанция МПС

Исполнитель
студент группы 542 узб

 14.06.19
подпись, дата

И.И. Шумеев

Руководитель доцент

 14.06.19
подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант:
по безопасности и
экологичности, доцент,
кан. тех.наук

 17.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
Профессор, кан.тех.наук

 17.06.19
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Шумеева Ивана Ивановича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция сети внешнего электроснабжения сетей напряжением 6 кВ п. Солнечный с центром питания подстанции МПС

(утверждено приказом от 04.04.19 № 752-У4)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 14.06.19

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: План села с указанием линий 0,4 кВ, Однолинейная схема существующей сети 6 кВ, замерные нагрузки ТП.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Энергоэкономическая характеристика района электроснабжения; Нагрузки и их расчёты; Выбор уровней номинального напряжения

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) План села с указанием линий 0,4 кВ; Варианты выполнения сети 6 кВ; Однолинейная схема и параметры сети 6 кВ

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания 04.04.19

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ромачёва А.Г. Доцент

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 04.04.19


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 112 с, 55 таблиц, 15 рисунков, 31 источник, 1 приложение.

ТУПИКОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСЧЕТНАЯ АКТИВНАЯ НАГРУЗКА, ОТПАЕЧНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРЁХФАЗНОЕ КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЭЛЕКТРООБОГРЕВ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ, КОЭФФИЦИЕНТ ОДНОВРЕМЕННОСТИ, МАСЛЯНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ, САМО-НЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСЧЁТНЫЙ ТОК.

В связи с текущим состоянием системы электроснабжения 0,4-6 кВ п. Солнечный Южно-Якутских электрических сетей рассматривается вопрос проведения реконструкции сетей. Реконструкция позволит повысить надёжность электроснабжения, обеспечить соблюдение требований к качеству электроэнергии.

В проекте проводится реконструкция системы электроснабжения поселка Солнечный, что способствует повышению надёжности сети и снижения потерь электроэнергии при ее транспорте до конечного потребителя.

Определены уровни токов КЗ в сети 0,4-6 кВ при помощи приближенного приведения в именованных единицах. Выбраны уставки средств РЗ и А трансформаторов и линий 0,4-6 кВ.

Рассчитана надёжность сети 6 кВ аналитическим методом. Суммарный ущерб от недоотпуска составляет по всем ТП – 10117руб.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Энергоэкономическая характеристика района электроснабжения	9
2 Нагрузки и их расчёт	15
2.1 Расчёт нагрузок сельских жилых домов	15
2.2 Расчёт нагрузки производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений	18
2.3 Расчёт нагрузки уличного освещения	18
3 Выбор уровней номинального напряжения	19
4 Низковольтное электроснабжение	20
4.1 Расчёт электрических нагрузок линий 0,4 кВ, выбор и проверка проводников распределительной сети	20
4.2 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	26
5 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	28
6 Выбор схемы подключения ТП к ПС	32
6.1 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП	32
6.2 Приведенная нагрузка к стороне 6 кВ ТП	34
6.3 Выбор схемы и сечений распределительной сети 6 кВ	35
6.4 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 6 кВ	37
6.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах ПС «МПС»	39
7 Компенсация реактивной мощности	41
8 Токи короткого замыкания	43
8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ	43
8.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ	46
9 Выбор и проверка оборудования напряжением до 1 кВ	52
10 Выбор и проверка оборудования напряжением выше 1 кВ	55
10.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП	55
10.2 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ	55

10.3	Выбор трансформаторов тока	56
10.4	Выбор трансформатора напряжения	61
10.5	Выбор выключателей нагрузки	63
10.6	Выбор выключателей 6 кВ	64
10.7	Выбор КРУ	66
11	Расчёт и анализ надёжности существующей и проектируемой схем	68
12	Компенсация емкостных токов замыкания на землю	76
13	Релейная защита и автоматика	77
13.1	Токовая отсечка без выдержки времени.	78
13.2	Максимальная токовая защита линий	79
13.3	Устройства автоматического включения резерва	80
13.4	Защита от однофазных замыканий на землю	81
13.5	Защита понижающих трансформаторов ТП	82
14	Молниезащита, заземление	83
14.1	Молниезащита ТП	83
14.2	Заземление ТП	84
15	Автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учёта электроэнергии	89
16	Безопасность и экологичность	94
16.1	Безопасность	94
16.2	Экологичность	97
16.3	Чрезвычайные ситуации	99
	Заключение	101
	Библиографический список	102
	Приложение А Расчёт надёжности сети 6 кВ до и после реконструкции	105

ВВЕДЕНИЕ

Выбранная система электроснабжения 0,4-6 кВ п. Солнечный для проведения реконструкции относится к эксплуатационной ответственности АО «ДРСК» филиал «Южно-Якутские электрические сети», Алданский РЭС. Проведенный анализ электропотребления по фидеру «МПС-2» от ПС 35/6 МПС, питающим п. Солнечный показывает, что за 2018-2019 год, потери электроэнергии от отпуска в фидер варьируются от 16% (в летний период) до 50% (в зимний период), доля воровства электроэнергии в величине потерь составляет от 30% до 50%. В таком случае, требуется повысить эффективность функционирования системы электроснабжения 0,4 – 6 кВ п. Солнечный. В работе проводятся наиболее распространённые мероприятия по повышению энергетической эффективности, [2]: замена проводов, эффективная загрузка трансформаторов ТП, оптимальная схема соединения сети 6 кВ.

«Эффективность деятельности энергосбытовой или энергоснабжающей организации можно оценить по таким показателям их работы как уровни потерь в электрических сетях, объём и способ сбора показаний индивидуальных приборов учёта, реализация системы учёта и сбора данных о потреблении электроэнергии», [1].

Согласно данным [1], «доля относительных потерь электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях на уровне 4-5% является приемлемой величиной в имеющейся практике отечественных и зарубежных энергокомпаний. Предельная величина потерь электроэнергии оценивается в 10%, учитывая физические аспекты передачи электроэнергии, такие как нагрев проводниковых материалов, токи утечки по изоляторам, холостой ход трансформаторов», [1].

«В связи с резким сокращением инвестиций в развитие и техническое перевооружение электрических сетей, в совершенствование систем управления их режимами, учёта электроэнергии, возник ряд негативных тенденций, отри-

цательно влияющих на уровень потерь в сетях, таких как: устаревшее оборудование, физический и моральный износ средств учета электроэнергии, несоответствие установленного оборудования передаваемой мощности».

С точки зрения снижения сверхнормативных потерь электроэнергии необходимо проводить согласованную техническую политику повышения точности измерений отпуска в сеть и полезного отпуска.

Цель реконструкции:

- замена деревянных опор на железобетонные,
- замена провода марки А, АС на изолированный марки СИП-2,
- замена КТП позволит увеличить срок службы оборудования,
- повышение пропускной способности ВЛ 0,4-6 кВ,
- исключение сверхнормативных потерь электроэнергии,
- повышение качества электроэнергии,
- снижение эксплуатационных затрат, затрат на ремонт за счёт применения современного оборудования – проводов СИП, комплектных ТП, вакуумных выключателей ВВТел,

При проектировании использовались следующие программные продукты: MS Office Word; MS Office Excel; MS Visio; Mathcad.

Решаемые задачи в проекте:

1. Оценка величины потерь электроэнергии в существующих сетях,
2. Расчёт нагрузок бытовых потребителей,
3. Расчёт токов КЗ в сети 0,4-6 кВ,
4. Использование рекомендуемых коэффициентов загрузки трансформаторов, [3],
5. Выбор и проверка аппаратов в сети 0,4-6 кВ,
6. Расчет надёжности существующей и проектируемой сети 6 кВ,
7. Выбор уставок срабатывания средств микропроцессорной РЗА,

Практическая значимость проекта заключается в том, что его реализация приведёт к снижению потерь в сетях 0,4-6 кВ п. Солнечный, повысит надёжность сетей, обеспечит соблюдение качества по ГОСТ 32144-2013.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва;

АО – акционерное общество;

ВВ – вакуумный выключатель;

ВЛ - воздушная линия;

ДРСК – Дальневосточная распределительная сетевая компания;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ПС - подстанция;

РЗ - релейная защита;

РЭС – район энергоснабжения;

СИП – самонесущий изолированный провод;

СП – структурное подразделение;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция;

ФЗ – федеральный закон;

ЮЯЭС – Южно-Якутские электрические сети.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Согласно [4], трасса ВЛЗ-6 кВ и ВЛИ-0,4 кВ проходит в районе п. Солнечный в юго-восточной части города Алдан. Район расположения объекта относится к области Алданского нагорья, отвечающего древней морфоструктуре Алданского щита.

Климат района суровый, умеренно-холодный, резко континентальный с коротким летом и продолжительной зимой, колебания температур от +35 градусов в июле до минус 51 градусов в январе, при среднегодовой температуре - 6,4 градусов.

Среднегодовое количество осадков составляет 648 мм, из них 60 % приходится на лето.

Продолжительность существования устойчивого снегового покрова составляет в среднем 229 дней. Высота снежного покрова составляет около 0,3-0,6 м.

Район по интенсивности гололеда – II. Толщина стенки гололеда – 15 мм.

Ветровой район – II. Нормативная скорость ветра 25 м/с.

Господствующее направление ветров - южное и юго-западное.

Гидрография представлена рекой Большой Куранах.

На участке проектируемой трассы ЛЭП и выделяются следующие инженерно-геологические элементы:

- Мохово-растительный слой с включениями щебня, дресвы и супеси
- Супесь древесная, талая, твердая. Обломочный материал представлен гранитом, преимущественно средней прочности. Встречается с линзами песка, дресвяного грунта.

- Песок крупный, серовато-розовый, малой степени водонасыщения, талый с прослоями скального грунта.

- Гранит средней прочности до прочного, среднекристаллический, розовый, слаботрещиноватый, трещины закрытого типа, выполнены супесью пластичной.

В административном отношении трасса ВЛЗ-6 кВ и ВЛИ-0,4 кВ ПС №7 «МПС» проходит в Юго-восточной части пос. Солнечный города Алдан Республики Саха, не выходя за границу города.

Трасса существующей ВЛ-0,4 кВ проходит в крайне стесненных условиях в застроенной части города с многочисленными пересечениями с инженерными сетями, вблизи с надземными коммуникациями, вдоль зданий и сооружений.

Трасса ВЛ-6 кВ, подлежащего реконструкции, расположена вблизи п. Солнечный и проходит от ПС №7 «МПС» по лесному массиву и вдоль автомобильных дорог. Трасса проходит по улицам п. Солнечный.

Дорожная сеть представлена грунтовыми и асфальтовыми дорогами.

В ходе преддипломной практики получены следующие исходные данные:

- на данный момент от ПС №7 «МПС» к п. Солнечный отходит один фидер 6 кВ;

- существующие линии ВЛ-6 кВ выполнены неизолированным проводом АС на деревянных опорах с ж/б приставками;

- существующие линии ВЛ-0,4 кВ выполнены неизолированным проводом АС на деревянных опорах с ж/б приставками;

- необходимо выполнить резервирование ф. «МПС-2»;

- мощности трансформаторов существующих КТП требуется проверить на загрузку в нормальном и послеаварийных режимах;

- сечение проводов ВЛ-0,4 кВ не хватает для поддержания качества электроэнергии у удаленных от КТП потребителей.

Реконструкция распределительных сетей 6 кВ и 0,4 кВ фидер «МПС» от ПС №7 «МПС» в г. Алдан Республики Саха необходима для надежного электроснабжения потребителей г. Алдан.

Среди центров питания для подключения п. Солнечный согласно материалам портала [5] возможно задействовать 2 центра питания – ПС Алдан 110/6

кВ и ПС МПС 35/6 кВ. ПС МПС 35/6 кВ выступает как открытый центр питания, способный обеспечить потребности п. Солнечный в перспективе. ПС Алдан 110/6 кВ выступает в роли закрытого центра питания, который желательно разгрузить для потребностей подключения новых потребителей, рисунок 1.

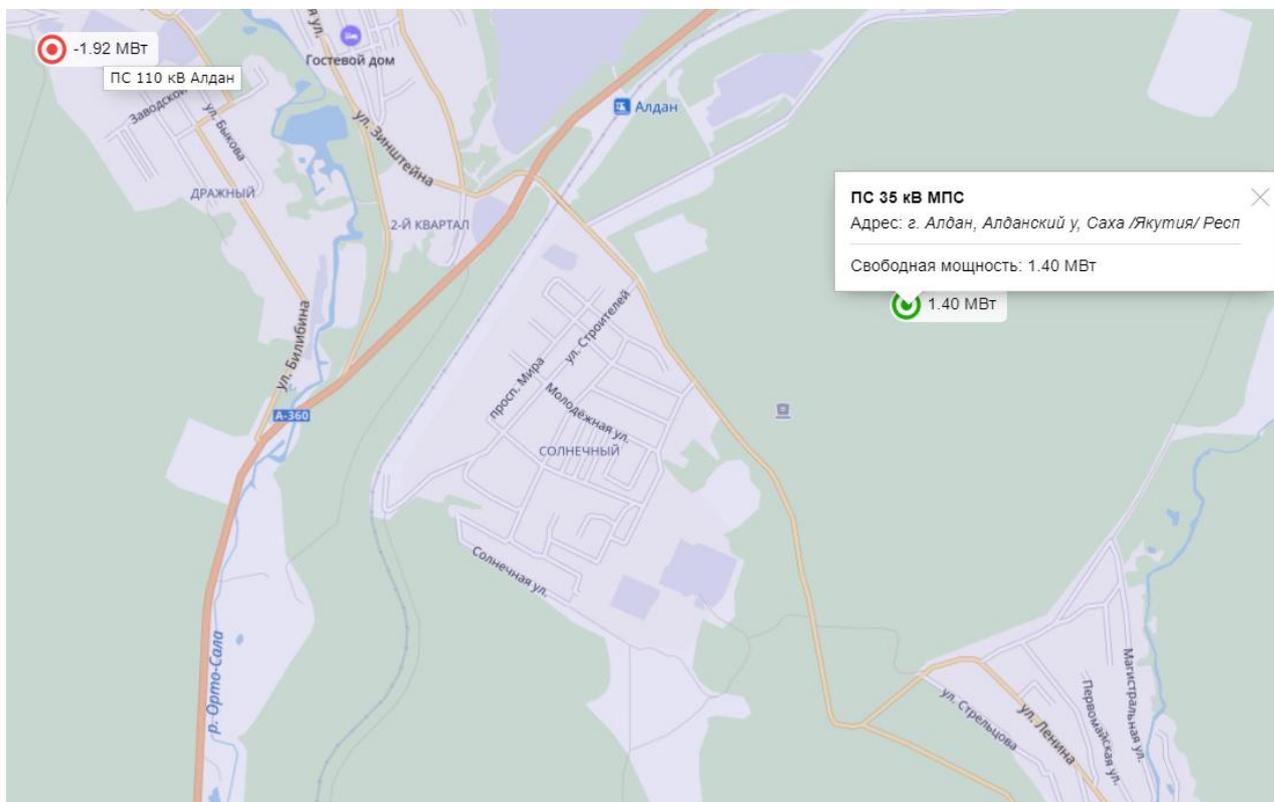


Рисунок 1 – Схема района п. Солнечный

Дополнительно учитываем близкое расположение ПС МПС 35/6 кВ к п. Солнечный и отсутствие необходимости в проведении работ по организации трассы ВЛЗ-6 кВ в условиях городской застройки в городе Алдан.

Относительно надёжности электроснабжения п. Солнечный в целом от ПС МПС 35/6 кВ можно сделать вывод о достаточном уровне резервирования стороны 35 кВ ПС МПС, которая с одной стороны подключена к центру питания ПС Нижний Курамах 220/110/35 кВ и с другой стороны к Чульманской ТЭЦ через ПС Лебединый 110/35 кВ. ПС Алдан 110/6 кВ также подключена на центры питания по стороне 16 кВ Чульманская ТЭЦ и ПС Нижний Курамах 220/110/35 кВ.

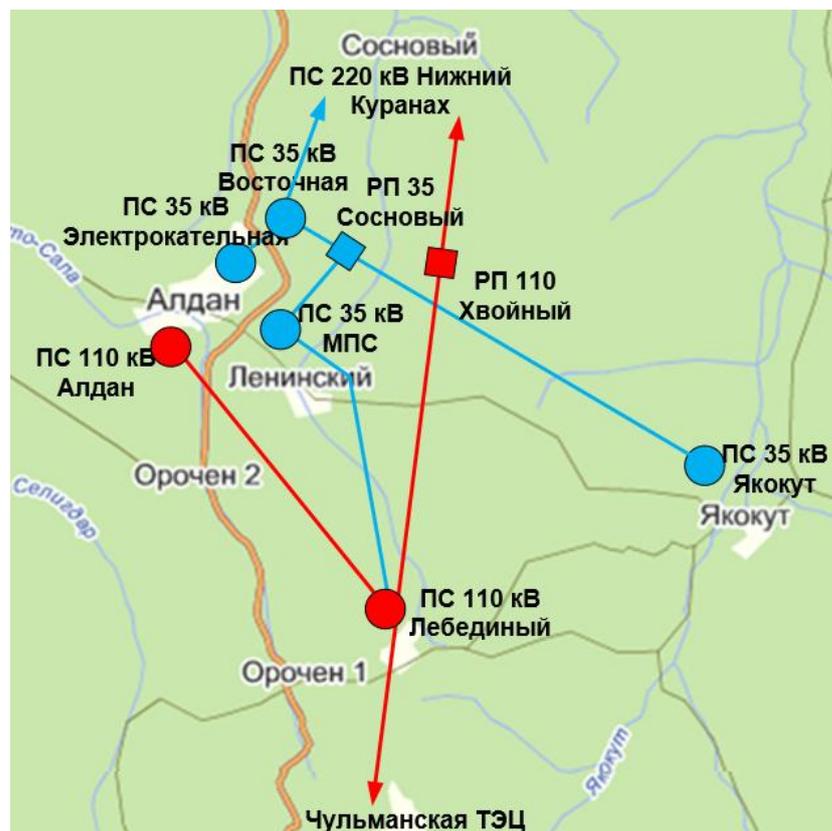


Рисунок 2 – Центры питания п. Солнечный

Следующим важным аспектом характеристики района энергоснабжения является анализ величины потерь по фидеру «МПС-2» ПС МПС Алданского РЭС на основании данных, полученных на преддипломной практике,

Для удобства воспользуемся табличными данными 1 - 3.

Таблица 1 – Табличные данные баланса по фидеру МПС-2 за 2018 год

период	Отпуск в сеть, кВтч	Потери, кВтч	Технологические потери, кВтч	Сверхнормативные потери, кВтч
январь	1470276	617516	185255	432261
февраль	1258416	515951	154785	361165
март	1323252	502836	150851	351985
апрель	964368	318241	95472	222769
май	757252	159023	47707	111316
июнь	495000	113850	34155	79695
июль	438732	70197	21059	49138
август	523728	146644	43993	102651
сентябрь	742860	163429	49029	114400
октябрь	999072	319703	95911	223792
ноябрь	1393344	557338	167201	390136
декабрь	1567656	783828	235148	548680
2018	11933956	4268555	1280567	2987989
		36%	11%	25%

Таблица 2 – Табличные данные баланса по фидеру МПС-2 за 2019 год

период	Отпуск в сеть, кВтч	Потери, кВтч	Технологические потери, кВтч	Сверхнормативные потери, кВтч
январь	1448892	579557	173867	405690
февраль	1406520	646999	194100	452899
март	1163844	384069	115221	268848
2019	4019256	1610625	483187	1127437
		40%	12%	28%

Анализируя данные таблиц 1 - 2 делаем выводы об увеличении отчётных потерь за период 2018-2019 год. Причина увеличения технологической составляющей потерь заключается в росте электропотребления бытовыми потребителями для обогрева в зимний период, что подтверждается данными за наиболее холодный период 2019 года, а также увеличением хищений электроэнергии бытовыми потребителями и юридическими лицами, подключенными через собственные ТП 6/0,4 кВ в количестве 18 шт суммарной мощностью 5763 кВА.

Существующая схема электроснабжения 6 кВ п. Солнечный показана на рисунке 3.

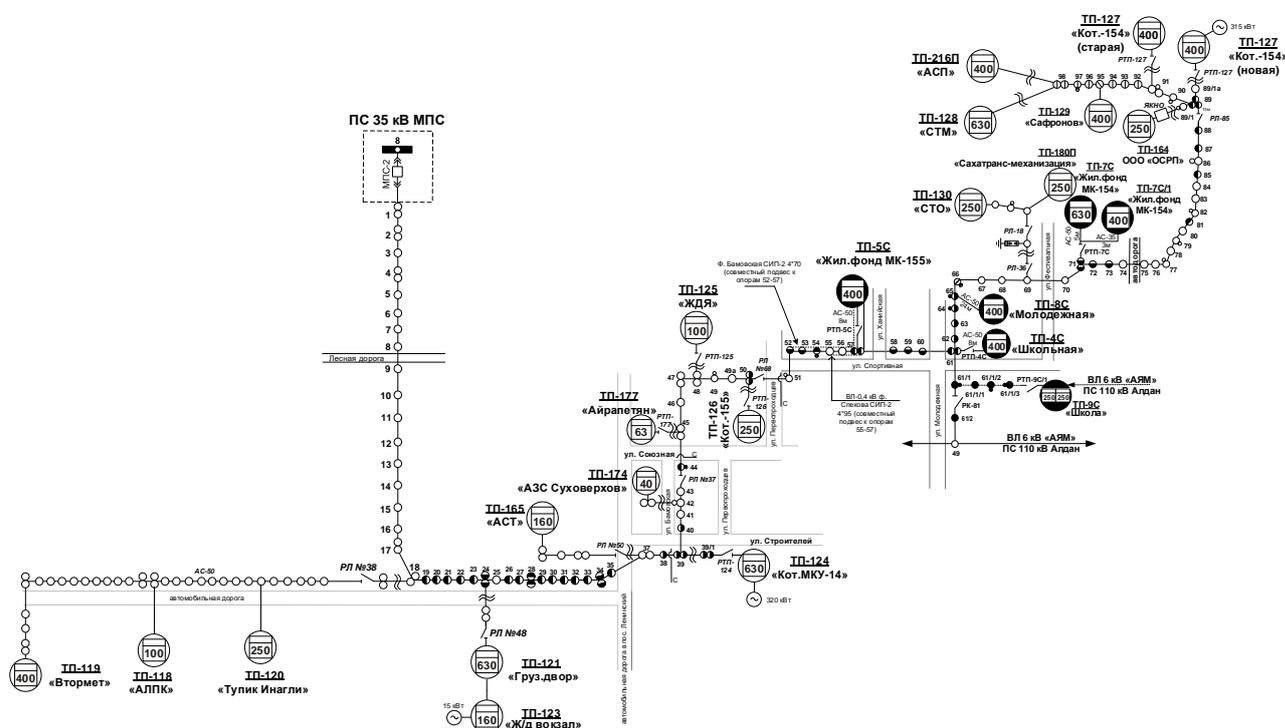


Рисунок 3 – Существующая схема электроснабжения 6 кВ п. Солнечный

Фидер МПС-2 выполнен по нерезервированной разветвленной схеме, имеется резервная связь через КТП 9С с фидером АЯМ от ПС Алдан.

Электроснабжение п. Солнечный осуществляется от КТП 6/0,4 кВ в количестве 6 шт, при этом 5 шт мощностью 2230 кВА подключены к ПС МПС – 5С, 8С, 4С, 7С/1, 7С, КТП 9С мощностью 500 кВА (2x250 кВА) подключена к ПС Алдан, таблица 3.

Таблица 3 – Табличные данные по фидеру ТП за 2019 год

ТП	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Загрузка ТП по состоянию на КДЗ, МВА	Загрузка ТП по состоянию на КДЗ, МВт	Резерв свободной мощности, МВт	Загрузка ТП с учётом перспективной загрузки, % (по схеме n-1)
ТП 6 кВ 4С "Школьная"	0,400	0,210	0,195	0,195	52,5
ТП 6 кВ 5С "Жилфонд-155"	0,400	0,350	0,325	0,065	87,5
ТП 6 кВ 7С "Жил. фонд МК-154"	0,630	0,230	0,213	0,395	37,4
ТП 6 кВ 7С/1 "Жил.фонд МК-154"	0,250	0,180	0,167	0,002	84,3
ТП 6 кВ 8С "Молодежная"	0,400	0,260	0,241	0,148	65,0
ТП 6 кВ 9С "Школа"	0,250	0,030	0,028	0,216	12,0

КТП 9С по результату замера целесообразно разгрузить путём переключения школы как единственного потребителя на КТП 4С.

Выводы по разделу:

- величина потерь составляет 36-40%, что недопустимо, так как является убытком, который распределительная сетевая компания (ДРСК) может покрыть за счёт применения средств, препятствующих чрезмерным уровням потерь электроэнергии (провода СИП, автоматизированный съём данных электропотребления);

- выполнение резервирования схемы 6 кВ с учетом отключения КТП 9С.

2 НАГРУЗКИ И ИХ РАСЧЁТ

Для достоверного определения нагрузок потребителей и электрических сетей используем [3] с учётом динамики электропотребления за 2018-2019 года. За нагрузку одной квартиры принимается величина 7,5 кВт, для гаражей или хозяйственных построек принимается величина исходя из условий на технологическое присоединение 1,5 кВт. За расчетную нагрузку для выбора параметров систем электроснабжения (сечения проводов, мощности трансформаторов и т.п.) принимается наибольший из дневного и вечернего максимумов.

2.1 Расчёт нагрузок сельских жилых домов

Расчетная активная нагрузка на вводе в сельский жилой дом (одноквартирный дом или квартира в многоквартирном доме, имеющие отдельный счетчик электроэнергии) без электронагревательных приборов зависит от внутриквартирного потребления электроэнергии и темпов роста электропотребления.

Расчетная нагрузка на вводе сельского жилого дома принимается по таблице 54.4, [3]. Экспликация района приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Экспликация

№	Объект	Кол-во объектов	Категорийность по надёжности электроснабжения
1	Одноквартирный дом (электроплита)	137	3
2	Двухквартирный дом (электроплита)	18	3
3	лечебное учреждение	1	2
4	контора, церковь	2	3
5	связь	1	3
6	ДК	1	3
7	стройка	3	3
8	гараж,хозпостройка	115	3
9	магазин	5	3
10	Школа	1	3
11	баня	1	3

Дневной и вечерний максимумы нагрузки на вводе в жилой дом соответственно S_D и S_B находят по выражениям:

$$S_B = \frac{K_{yB} \cdot P_P}{\cos \varphi_B}, \quad (1)$$

$$S_D = \frac{K_{yD} \cdot P_P}{\cos \varphi_D}, \quad (2)$$

где K_{yD} , K_{yB} - коэффициенты участия в дневном и вечернем максимуме нагрузок;

$\cos \varphi_D$; $\cos \varphi_B$ - коэффициентов мощности нагрузки дневного и вечернего потребления;

P_P - расчетная активная нагрузка на вводе в жилой дом.

Нагрузка многоквартирного дома составляет:

$$S_B = \frac{1 \cdot 7,5}{0,96} = 7,8 \text{ кВА},$$

$$S_D = \frac{0,5 \cdot 7,5}{0,96} = 3,6 \text{ кВА}.$$

Расчетная нагрузка на вводе сельского жилого дома принимается по [3].

Данные по нагрузке зданий на 2019 год сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчётные нагрузки потребителей на 2019 год

№	Объект	Кол-во объектов	Рв, кВт	Qв, кВар	Рд, кВт	Qд, кВар	cos(φ)
1	Одноквартирный дом (электроплита)	137	7,5	2,2	4,0	1,2	0,96
2	Двухквартирный дом (электроплита)	18	15,0	4,4	8,0	2,3	0,96
3	лечебное учреждение	1	50	35	50	35	0,82
4	контора, церковь	2	2	1	5	3	0,86
5	связь	1	10	8	10	8	0,78
6	ДК	1	32	20	10	6	0,85
7	стройка	3	30	5	35	5	0,99
8	гараж, хозпостройка	115	1,5	0,3	1,5	0,3	0,98
9	магазин	5	10	5	10	5	0,89

10	Школа	1	12	8	21	8,1	0,93
11	баня	1	14	4	14	4	0,96

Необходимо определить прогнозируемую нагрузку на 2024 год по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{прогн}}^{2024} = P_p^{2019} \cdot \left(1 + \frac{\Sigma}{100}\right)^5, \quad (3)$$

$$P_{\text{прогн}}^{2024} = 7,5 \cdot \left(1 + \frac{3,9}{100}\right)^5 = 9,1 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{прогн}}^{2024} = Q_p^{2019} \cdot \left(1 + \frac{\Sigma}{100}\right)^5,$$

$$Q_{\text{прогн}}^{2024} = 2,2 \cdot \left(1 + \frac{3,9}{100}\right)^5 = 2,6 \text{ кВар},$$

где Σ - прирост нагрузки, принимается 3,9% согласно [6].

Данные по нагрузке зданий на 2024 год сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчётные нагрузки потребителей

№	Объект	Расчётная нагрузка на вводе		Мощность, принятая к расчёту, кВА	cosφ	Категория по надёжности
		P, кВт	Q, кВАр			
1	Одноквартирный дом (электроплита)	9,1	2,6	9	0,96	3
2	Двухквартирный дом (электроплита)	18,2	5,3	19	0,96	3
3	лечебное учреждение	60,5	42,4	74	0,82	2*
4	контора, церковь	6,1	3,6	7	0,86	3
5	связь	12,1	9,7	15	0,78	3
6	ДК	38,7	24,2	46	0,85	3
7	стройка	42,4	6,1	43	0,99	3
8	гараж, хозпостройка	1,8	0,4	2	0,98	3
9	магазин	12,1	6,1	14	0,89	3
10	Школа	25,4	9,8	27	0,93	3
11	баня	16,9	4,8	18	0,96	3

* - обеспечивается дизельгенератором у потребителя

Вывод – общий прирост нагрузки на 2024 год составляет 17,3%, поэтому необходимо вести расчёт с учётом данного прироста.

2.2 Расчёт нагрузки производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений

В общем случае расчетные нагрузки на вводах указанных потребителей принимаются по проектам этих объектов. В условиях отсутствия данных расчетные нагрузки на вводах некоторых типичных сельскохозяйственных потребителей принимаем по [3].

Данные по нагрузке производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений сведены в таблицу 3.

2.3 Расчёт нагрузки уличного освещения

Нагрузка уличного освещения приближенно определяется по удельной нагрузке освещения по выражению:

$$P_{oc} = P_{oc,уд} \cdot l, \quad (4)$$

где $P_{oc,уд}$ – удельная мощность, для освещения улиц по [3] принимаем 8 кВт/км.

l – длина, км.

Для примера нагрузка освещения по ТП 5С:

$$P_{oc} = 8 \cdot 1,715 = 13,7 \text{ кВт.}$$

Расчёт проводим для каждой ТП. Результат сведём в таблицу 7.

Таблица 7 – Нагрузка уличного освещения

ТП	Нагрузка освещения улиц, кВт	Длина участка, км
ТП 5С	13,7	1,715
ТП 8С	6,2	0,77
ТП 4С	11,2	1,26
ТП 7С/1	11,2	1,4
ТП 7С	6,7	0,84

3 ВЫБОР УРОВНЕЙ НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Для рассматриваемого центра питания ПС МПС напряжение низкой стороны силовых трансформаторов – 6 кВ. Преимущественно уровень напряжения распределительных сетей рассматриваемого района 6 кВ. Переход на напряжение 10 кВ нецелесообразен ввиду высокой величины затрат на замену силовых трансформаторов 35/6 кВ на ПС МПС.

Напряжение распределительных сетей до ТП принимается 6 кВ.

Напряжение распределительных сетей для подключения потребителей – 0,4 кВ.

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1 Расчёт электрических нагрузок линий 0,4 кВ, выбор и проверка проводников распределительной сети

«По электрическим сетям сельскохозяйственного назначения получают электроэнергию как отдельные потребители, так и их группы».

Распределительные линии 0,4 кВ выполняются по магистральной схеме.

«Электрические нагрузки сельских сетей напряжением 0,4 - 16 кВ определяют путем суммирования расчетных нагрузок на вводе потребителей для сети 0,4 кВ, на шинах трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ для сети 6 кВ, на шинах подстанций 35 - 110/6 - 20 кВ для сетей 35 - 16 кВ с учетом соответствующих коэффициентов одновременности отдельно для дневного и вечернего максимумов»:

$$P_D = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{Di} , \quad (5)$$

$$P_B = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{Bi} , \quad (6)$$

где P_D, P_B – «расчетные активные дневная и вечерняя нагрузки группы потребителей на участке линии или на шинах подстанции», кВт;

P_{Di}, P_{Bi} – «расчетные активные дневная и вечерняя нагрузки на вводе i -го потребителя, или i -го участка линии, или на шинах i -й подстанции, кВт»;

K_o - коэффициент одновременности.

Значения коэффициентов одновременности для суммирования электрических нагрузок по формулам (5) – (6) в сетях 0,4 кВ приведены в таблице 8, [3].

Таблица 8 - Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ

Потребители	Коэффициент одновременности при числе потребителей										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	500 и более
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

«Если для участков линий 0,4 кВ присоединенные к ним потребители разнородны (например, жилые дома и производственные объекты) или нагрузки на вводах к этим потребителям различаются более чем в 4 раза, то суммирование рекомендуется проводить с помощью данных таблицы 9», [3]. При этом к большей из двух слагаемых нагрузок прибавляется надбавка ΔP от меньшей. Данные по суммированию нагрузок в сети 0,4 кВ приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Суммирование нагрузок в сетях 0,4 кВ

P	ΔP
16	9,8
30	19,0
32	20,4
34	22,0
37	24,2
38	25,0
40	26,5
44	29,5

55	37,5
88	60,6

Рассмотрим расчет нагрузок на примере линии питающей 16 одноквартирных домов, 6 гаражей, контору, магазин от ТП 5С. Линия выполнена проводом марки СИП-2А.

Расчётная нагрузка линии с учётом коэффициента одновременности:

$$S_P = K_o \cdot S_i, \quad (7)$$

$$S_P = 0.29 \cdot 183 = 53 \text{ кВА.}$$

Расчётный ток линии:

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (8)$$

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{53}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 73 \text{ А.}$$

Учитывая большую протяженность линии, принимаем СИП сечением жил 70 мм^2 СИП 2А 3x70+1x50 с длительно допустимым током 240 А, [8].

Для оценки правильности выбора сечений проводников необходимо провести проверку выбранной линии по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{400} \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos(\varphi) + x_{\text{уд}} \cdot \sin(\varphi)), \quad (9)$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – принимается средневзвешенное значение коэффициента мощности;

l – длина линии, м;

I_p – расчетный ток в линии, А.

Условие проверки на потерю напряжения:

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп}}, \quad (10)$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – величина допустимого медленного изменения напряжения по ГОСТ 32144-2013 - 10%.

Проверим выполнение условия (9) для СИПа:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 73 \cdot 560 \cdot \frac{100}{400} \cdot (0,44 \cdot 0,95 + 0,09 \cdot 0,09) = 8,3\%.$$

Потеря напряжения не превышает 10%, следовательно, для потребителей, питающихся по линии, условие выполняется.

Суммарные и расчётные нагрузки остальных линий определяем аналогично и сводим в таблицу 10 и 11.

Таблица 10 – Суммарные нагрузки в сетях 0,4 кВ

№	Потребители	$P_{\text{сумм}}, \text{ кВт}$	$S_{\text{сумм}}, \text{ кВА}$	K_0
ТП 5С				
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	174	183	0,29
ф-2	быт.нагрузка	87	91	0,35
ф-3	проеобл. быт.нагрузка	150	157	0,29
ф-4	быт.нагрузка	29	30	0,56
ТП 8С				
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	87	91	0,37
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	137	143	0,29
ф-3	быт.нагрузка	196	204	0,31
ТП 4С				
ф-1	быт.нагрузка	100	104	0,37
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	122	127	0,31
ф-3	проеобл. быт.нагрузка	118	131	0,32
ТП 7С/1				
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	299	308	0,29
ф-2	проеобл. произв.нагрузка	103	107	0,53
ф-3	быт.нагрузка	273	295	0,52
ТП 7С				

ф-1	быт.нагрузка	91	94	0,38
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	160	166	0,29

Таблица 11 – Расчётные нагрузки в сетях 0,4 кВ

№	Потребители	P_p , кВт	S_p , кВА	I_p , А
ТП 5С				
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	51	53	73
ф-2	быт.нагрузка	30	32	44
ф-3	проеобл. быт.нагрузка	44	46	63
ф-4	быт.нагрузка	16	17	24
ТП 8С				
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	32	34	47
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	40	42	58
ф-3	быт.нагрузка	61	63	88
ТП 4С				
ф-1	быт.нагрузка	37	38	53
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	38	39	54
ф-3	проеобл. быт.нагрузка	38	42	55
ТП 7С/1				
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	87	89	125
ф-2	проеобл. произв.нагрузка	55	57	79
ф-3	быт.нагрузка	142	154	205
ТП 7С				
ф-1	быт.нагрузка	34	36	50
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	46	48	67

Расчётные параметры линий 0,4кВ сводим в таблицу 12. Значения $\cos\phi$ для каждой линии определены как средние из значений $\cos\phi$ по потребителям данной линии 0,4 кВ. Длина каждой линии определена исходя их подробной поопорной схемы сети 0,4 кВ п. Солнечный при условии, что длина пролёта составляет 35 м. Данное допущение сделано ввиду разницы величины каждого из

пролетов 25-40 м, в зависимости от типа опор пролёта (анкерные, промежуточные, поворотные).

Таблица 12 –Параметры линий 0,4 кВ

№	Потребители	I_p , А	$I_{Доп}$, А	$F_{\text{пров/каб}}$, мм^2	$N_{\text{прол}}$	L, км	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$
ТП 5С								
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	73	240	70	16	0,56	0,95	0,30
ф-2	быт.нагрузка	44	160	35	13	0,46	0,96	0,27
ф-3	проеобл. быт.нагрузка	63	195	50	15	0,53	0,96	0,29
ф-4	быт.нагрузка	24	100	16	5	0,18	0,96	0,27
ТП 8С								
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	47	100	16	6	0,21	0,96	0,27
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	58	132	25	7	0,245	0,96	0,29
ф-3	быт.нагрузка	88	201	50	9	0,315	0,96	0,27
ТП 4С								
ф-1	быт.нагрузка	53	130	25	8	0,28	0,96	0,28
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	54	160	35	12	0,42	0,96	0,29
ф-3	проеобл. быт.нагрузка	55	201	50	16	0,56	0,9	0,43
ТП 7С/1								
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	125	290	95	14	0,49	0,97	0,24
ф-2	проеобл. произв.нагрузка	79	195	50	12	0,42	0,97	0,24
ф-3	быт.нагрузка	205	586	150	14	0,49	0,92	0,38
ТП 7С								
ф-1	быт.нагрузка	50	130	25	7	0,25	0,96	0,28
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	67	240	70	17	0,60	0,96	0,28

Результаты расчета падения напряжения также сведены в таблицу 13. По данным таблицы проводится сравнение с показателем медленного изменения напряжения по [11]. Значение данного показателя определено как 10%.

Таблица 13 – Потери напряжения в сетях 0,4 кВ

№	Потребители	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU , %
ТП 5С				
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	0,44	0,09	8,3
ф-2	быт.нагрузка	0,87	0,09	7,9
ф-3	проеобл. быт.нагрузка	0,64	0,09	9,6
ф-4	быт.нагрузка	1,91	0,1	3,5
ТП 8С				
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	1,91	0,1	8,3
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	1,2	0,09	7,5
ф-3	быт.нагрузка	0,64	0,09	8,1
ТП 4С				
ф-1	быт.нагрузка	1,2	0,09	8,0
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	0,87	0,09	8,9
ф-3	проеобл. быт.нагрузка	0,64	0,09	8,6
ТП 7С/1				
ф-1	проеобл. быт.нагрузка	0,32	0,09	9,3
ф-2	проеобл. произв.нагрузка	0,64	0,09	9,7
ф-3	быт.нагрузка	0,206	0,09	10
ТП 7С				
ф-1	быт.нагрузка	1,2	0,09	6,5
ф-2	проеобл. быт.нагрузка	0,44	0,09	8,1

4.2 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

«Расчетные мощности на шинах напряжением 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ (расчетные мощности ТП) определяют путем суммирования расчетных нагрузок го-

ловных участков, отходящих от подстанций линий 0,4 кВ. Коэффициенты мощности нагрузок на шинах 0,4 кВ подстанций принимают по таблице 14», [3].

Таблица 14 – Коэффициенты мощности для ТП 6/0,4 кВ

потребители	cosφ	sinφ
производственные	0,7	0,71
ком-быт	0,99	0,39
смешанные	0,815	0,58

Для примера рассчитаем нагрузку на шинах НН ТП 5С. Согласно данным таблицы 13, расчётная активная нагрузка линии 1 ТП 5С составляет 51 кВт, линии 2 – 30 кВт, линии 3 – 44 кВт, линии 4 – 14 кВт. К наименьшей из активных нагрузок линий, согласно данным таблицы 11 [3], прибавляем добавку 9,8, 19 и 29,5 кВт, а также нагрузке освещения (таблица 4), в итоге получаем:

$$P_{P_{ТП5С}} = 51 + 13.7 + 9.8 + 19 + 29.5 = 122.5 \text{ кВт.}$$

Делим на коэффициент мощности средний для коммунально-бытовой и смешанной нагрузки 0,96, получаем суммарную расчётную нагрузку ТП 5С:

$$S_{P_{ТП5С}} = \frac{122.5}{0.96} = 127.9 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета для остальных ТП и сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ

№ ТП	S _p , кВА	P _p , кВт	Q _p , кВАр
ТП 5С	127,9	122,5	36,6
ТП 8С	118,5	113,8	33,0
ТП 4С	104,4	98,2	35,7
ТП 7С/1	263,0	251,2	77,9

ТП 7С	78,1	75,0	21,7
-------	------	------	------

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

В соответствии с категорией по надёжности электроснабжения, для потребителей первой и второй категории предусматривается установка двух трансформаторов на ТП, для потребителей третьей категории – одного трансформатора.

По категории бесперебойности электроснабжения потребителям ТП 5С требуется установка одного трансформатора.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП 5С:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_C}, \quad (11)$$

$$S_{PT} = \frac{127,9}{1 \cdot 0,8} = 160 \text{ кВА},$$

где $S_{ТП}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_T - число трансформаторов;

K_C - коэффициент допустимой систематической нагрузки, принимаемый в зависимости от вида потребителей по таблице 16, [3].

Таблица 16 – Коэффициенты загрузки ТП

Тип потребителей	Коэффициент допустимой систематической нагрузки K_C для одного трансформатора	Коэффициент допустимой систематической нагрузки K_C для двух трансформаторов	Коэффициент допустимой аварийной перегрузки K для одного трансформатора
производственная нагрузка	0,8	1,6	0,87

сельские дома	0,8	1,6	0,87
многокв. Дома	0,8	1,6	0,88

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной.

Выбранные трансформаторы ТМГ (трансформаторы масляные герметичные) проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП 5С нагрузка соответствует мощности трансформатора 160 кВА:

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМТР}} \cdot N_{\text{ТР}}}, \quad (12)$$

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{160}{160} = 0,8 \geq 0,5,$$

$$K_{3\text{ на}} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМТР}} \cdot (N_{\text{ТР}} - 1)}, \quad (13)$$

$$K_{3\text{ на}} = \frac{160}{160} = 0,8 \leq 0,87.$$

Фактически на ТП 5С установлены трансформаторы ТМГ 400 кВА, в таком случае загрузка составит:

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{160}{400} = 0,32,$$

$$K_{3\text{ на}} = \frac{160}{400} = 0,32 \leq 0,87.$$

Результаты расчёта сводим в таблицы 17-18.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов

№ ТП	S_p , кВА	P_p , кВт	Q_p , кВАр	$N_{\text{ТР}}$	$K_{\text{загр}}$	$S_{\text{расч}}$, кВА	$S_{\text{НОМ}}$, кВА
ТП 5С	127,9	122,5	36,6	1	0,8	160	160

ТП 8С	118,5	113,8	33,0	1	0,8	148	160
ТП 4С	104,4	98,2	35,7	1	0,8	131	160
ТП 7С/1	263,0	251,2	77,9	1	0,8	329	400
ТП 7С	78,1	75,0	21,7	1	0,8	98	100

Таблица 18 – Проверка текущих трансформаторов ТП

№ ТП	S_p , кВА	$S_{ном}$, кВА	$K_{загр\ факт}$	$K_{загр\ авар}$
ТП 5С	127,9	160	0,80	0,80
ТП 8С	118,5	160	0,74	0,74
ТП 4С	104,4	160	0,65	0,65
ТП 7С/1	263,0	400	0,66	0,66
ТП 7С	78,1	100	0,78	0,78

Из таблицы 15 видно, трансформаторы на всех существующих ТП загружены оптимально.

При реконструкции сети 6 кВ п. Солнечный необходимо рассмотреть вопрос вывода из схемы ТП 9С путём переключения школы как единственного потребителя на ТП 4С.

Согласно существующему плану села (рисунок 4), ТП 9С выводится из схемы, тем самым сокращены потери в сети на величину холостого хода и нагрузочных потерь короткого замыкания в демонтированное ТП 9С.

6 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТП К ПС

6.1 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (14)$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, [9];

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, [9].

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (15)$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (16)$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора;

I_x - ток холостого хода, [9].

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (17)$$

где U_K - напряжение короткого замыкания.

Справочные данные трансформаторов показаны в [9] и сведены в таблицу 20.

Таблица 20 - Паспортные данные трансформаторов

Марка ТМ	ΔP_x , кВт	ΔP_K , кВт	U_K , %	I_x , %
100	0,37	2,27	4,7	2,6
160	0,54	3,1	4,7	2,4
400	1,08	5,9	4,5	3
630	1,68	8,5	5,5	3

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП 5С до его замены на менее мощный: $S_{НОМ} = 400$ кВА:

$$\Delta P_T = 1,08 + 0,32^2 \cdot 5,9 = 1,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_X = 400 \cdot \frac{3}{100} = 12 \text{ кВАр},$$

$$\Delta Q_K = 400 \cdot \frac{4,5}{100} = 18 \text{ кВАр},$$

$$\Delta Q_T = 12 + 0,32^2 \cdot 18 = 13,8 \text{ кВАр.}$$

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП до их замены на менее мощные и сведём результат в таблицу 21.

Таблица 21 – Потери мощности в трансформаторах ТП до их замены

№ ТП	Фактический коэффициент загрузки Кз	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	U_K , %	I_X , %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт
ТП 5С	0,32	1,08	5,9	4,5	3	1,7	13,8
ТП 8С	0,30	1,08	5,9	4,5	3	1,6	13,6
ТП 4С	0,26	1,08	5,9	4,5	3	1,5	13,2
ТП 7С/1	0,66	1,08	5,9	4,5	3	3,6	19,8
ТП 7С	0,12	1,68	8,5	5,5	3	1,8	19,4
всего						10,2	79,9

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП 5С после его замены на менее мощный: $S_{НОМ} = 160$ кВА:

$$\Delta P_T = 0,54 + 0,8^2 \cdot 3,1 = 2,5 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_X = 160 \cdot \frac{2,4}{100} = 3,8 \text{ кВАр,}$$

$$\Delta Q_K = 160 \cdot \frac{4,7}{100} = 7,5 \text{ кВАр,}$$

$$\Delta Q_T = 3,8 + 0,8^2 \cdot 7,5 = 8,6 \text{ кВАр.}$$

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП после их замены на менее мощные и сведём результат в таблицу 22.

Таблица 22 – Потери мощности в трансформаторах ТП после их замены

№ ТП	Фактический коэффициент загрузки Кз	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	U_K , %	I_X , %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт
ТП 5С	0,80	0,54	3,1	4,7	2,4	2,5	8,6
ТП 8С	0,74	0,54	3,1	4,7	2,4	2,2	8,0
ТП 4С	0,65	0,54	3,1	4,7	2,4	1,9	7,0

ТП 7С/1	0,66	1,08	5,9	4,5	3	3,6	19,8
ТП 7С	0,78	0,37	2,27	4,7	2,6	1,8	5,5
всего						12	48,9

Сравнивая суммарную величину потерь в трансформаторах ТП имеем, что до замены потери мощности составляют 10,2 кВт, после замены 12 кВт, таким образом замена существующих трансформаторов ТП на менее мощные нецелесообразна по критерию минимума потерь мощности.

6.2 Приведенная нагрузка к стороне 6 кВ ТП

Нагрузка ТП приведенная к стороне 6 кВ определяется с учётом потерь в трансформаторах:

$$S_{10кВ\ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + \Delta Q_{ТП})^2}. \quad (18)$$

Результат расчёта нагрузок на остальных ТП на стороне 6 кВ сведём в таблицу 23.

Таблица 23 - Нагрузка ТП на стороне 6 кВ ТП

№ ТП	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	U_K , %	I_X , %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт	Активная, кВт	Реактивная, кВАр	Полная, кВА
ТП 5С	1,08	5,9	4,5	3	1,7	13,8	124	50	134
ТП 8С	1,08	5,9	4,5	3	1,6	13,6	115	47	124
ТП 4С	1,08	5,9	4,5	3	1,5	13,2	100	49	111
ТП 7С/1	1,08	5,9	4,5	3	3,6	19,8	255	98	273
ТП 7С	1,68	8,5	5,5	3	1,8	19,4	77	41	87

6.3 Выбор схемы и сечений распределительной сети 6 кВ

Учитывая географическое расположение п. Солнечный, а также принимая во внимание требования к надёжности электроснабжения потребителей, составляем 2 варианта схемы соединения ТП. Преимущественно используем петлевую схему для повышения надёжности при использовании секционирующего

разъединителя. Каждая полупетля может питать четыре – пять ТП трансформаторами мощностью до 630 кВА, согласно [9].

Варианты сети 6 кВ:

1 – резервная связь от свободных резервных ячеек на ПС МПС протяженностью 4,4 км до ТП 7С;

2 – резервная связь от свободных резервных ячеек на ПС Алдан протяженностью 4,68 км до ТП 7С.

От ПС МПС помимо КТП п. Солнечный получают электроснабжение ведомственные ТП, информация о загрузке которых отсутствует. Однако нагрузку сторонних ТП следует учитывать для правильно расчёта сечения ВЛЗ 6 кВ. Суммарную нагрузку всех сторонних ТП возможно определить, опираясь на суммарный отпуск электроэнергии в фидер. При известной суммарной номинальной мощности КТП п. Солнечный и сторонних ТП вычисляется доля суммарной нагрузки в отпуске в фидер МПС-2 ПС МПС.

Согласно рисунку 5, доля нагрузки ведомственных ТП составляет:

$$\sum S_{КТП} = 2230 \text{ кВА};$$

$$\sum S_{ведТП} = 5763 \text{ кВА};$$

$$d_{ведТП} = \sum S_{ведТП} / (\sum S_{КТП} + \sum S_{ведТП});$$

$$d_{ведТП} = 5763 / (2230 + 5763) = 0,721.$$

Согласно таблице 1 и 2, максимальная величина отпуска в фидер МПС-2 составила в декабре 2018 года $W_{мпс-2} = 1567656$ кВтч, средняя мощность в таком случае определяется как:

$$P_{cp} = W_{мпс-2} / n_ч;$$

$$P_{cp} = 1567656 / 744 = 2107 \text{ кВт}.$$

Упрощенно можно вычислить нагрузку сторонних ТП:

$$P_{\text{ведТП}} = P_{\text{ср}} \cdot d_{\text{ведТП}};$$

$$P_{\text{ведТП}} = 2107 \cdot 0,721 = 1519,2 \text{ кВт.}$$

ВЛ 6 кВ выполняем проводом СИП – 3, каталожные данные приведены в [8]. Данные по каждому из вариантов приведены в таблицах 24-25. Варианты сети представлены на листе 2 графической части проекта.

Таблица 24 – Параметры сети 6 кВ по варианту 1

Линия	$P_{\text{сум}}$, кВт	$Q_{\text{сум}}$, кВАр	$S_{\text{сум}}$, кВА	K_0	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	I_p , А	$I_{\text{доп}}$, А	L, км	$\Delta U_{\text{л}}$, %
ТП 5С-4С-8С-7С/1-7С	2190	892	2365	0,75	1643	669	1774	171	310	4,4	6,1
аварийный обрыв головного участка	2190	892	2365	0,75	1643	669	1774	171	310	5,33	7,5

Таблица 25 – Параметры сети 6 кВ по варианту 2

Линия	$P_{\text{сум}}$, кВт	$Q_{\text{сум}}$, кВАр	$S_{\text{сум}}$, кВА	K_0	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	I_p , А	$I_{\text{доп}}$, А	L, км	$\Delta U_{\text{л}}$, %
ТП 5С-4С-8С-7С/1-7С	2190	892	2365	0,75	1643	669	1774	171	310	4,4	6,1
аварийный обрыв головного участка	2190	892	2365	0,75	1643	669	1774	171	310	5,61	7,9

Нагрузка линии по формуле, при условии, что активная нагрузка ТП различается менее чем в 4 раза:

$$S_{p \text{ лин}} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^n S_{p \text{ ТП } i}, \quad (19)$$

где K_0 - коэффициент одновременности, принимаемы по таблице 26, [3].

Таблица 26 - Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 6 кВ

Количество ТП 6/0,4 кВ	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент K_0	0,9	0,85	0,8	0,75	0,70	0,65

Расчётный ток линии находим по формуле (8). Выбираем провод марки СИП-3 с длительно допустимым током 310 А, сечением 70 мм². Проверяем предварительно на допустимую потерю напряжения по формуле (9).

6.4 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 6 кВ

Выберем вариант сети 6 кВ по приведенным затратам. Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (20)$$

где $E_H = 0,1$ - норматив дисконтирования;

$K_{ВЛ}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость ВЛ и выключателей соответственно, [26];

$C_0 = 0,306$ руб/кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии, по [29];

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание
 $a_{ам.выкл} = 5,9\%$, $a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%$;

$\Delta W_{ВЛ}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

Капиталовложения в элементы сети 6 кВ:

$$K_{ВЫКЛ} = N_{ВЫКЛ} \cdot C_{ВЫКЛ}; \quad (21)$$

где $N_{ВЫКЛ}$ - количество вакуумных выключателей 6 кВ, принимается согласно варианту сети 6 кВ,

$C_{ВЫКЛ}$ - стоимость выключателей, принимается в натуральной величине по [10], тыс.руб.

$$K_{ВЛ} = L_{ВЛ} \cdot C_{ВЛ}; \quad (22)$$

где $L_{ВЛ}$ - протяженность ВЛ выполненной проводом СИП-3, принимается согласно принятого масштаба по листу графической части №2, км;

C_{BL} - стоимость 1 км линии 6 кВ, принимается в натуральной величине по [10], тыс.руб.

Потери энергии в линиях находятся как:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(P_{Л})^2 + (Q_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R) \cdot T, \quad (23)$$

где $P_{Л}$ – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{Л}$ – потоки реактивной мощности по линии, МВАр;

R – активное сопротивление линии, Ом;

T – число часов.

Проводим сравнение вариантом по меняющимся частям, поэтому капиталовложения в ТП не учитываем, т.к. количество и мощность ТП для обоих вариантов одинаковы.

Для варианта 1 проводится расчёт приведенных затрат:

$$K_{ВЫКЛ} = 2 \cdot 156 = 312 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{BL} = 8,75 \cdot 200,2 = 1752 \text{ тыс.руб.};$$

$$\Delta W_{Л\text{ норм}} = \frac{(1643)^2 + (669)^2}{6^2} \cdot (0,493 \cdot 4,4) \cdot (8760 - 744) = 1502369 \text{ кВтч},$$

$$\Delta W_{Л\text{ послеав}} = \frac{(1643)^2 + (669)^2}{6^2} \cdot (0,493 \cdot 5,33) \cdot (744) = 170856 \text{ кВтч},$$

$$3 = 0,1 \cdot (312 + 1752) + (0,005 \cdot 1752 + 0,059 \cdot 312) + 0,306 \cdot (1502369 + 170856) / 1000 = 849 \text{ тыс.руб.}$$

Для варианта 2 проводится расчёт приведенных затрат:

$$K_{ВЫКЛ} = 2 \cdot 156 = 312 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{ВЛ} = 9,03 \cdot 200,2 = 1808 \text{ тыс.руб.};$$

$$\Delta W_{Л \text{ послеав}} = \frac{(1643)^2 + (669)^2}{6^2} \cdot (0,493 \cdot 5,61) \cdot (744) = 179831 \text{ кВтч},$$

$$3 = 0,1 \cdot (312 + 1808) + (0,005 \cdot 1808 + 0,059 \cdot 312) + 0,306 \cdot (1502369 + 179831) / 1000 = 860 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчёта по вариантам сети сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Сравнение вариантов сети 6 кВ

Вар	N _{выкл.} , шт	C _{выкл.} , тыс руб	K _{выкл.} , тыс руб	L, км	C _{сип.}	K _{линии} , тыс руб	I _{экс.} , тыс руб	I _{эксп. выкл.} , тыс руб	I _{ам.} , тыс руб	П, кВт*ч	C _п руб/кВ т*ч	I _{п.} , тыс руб	З, тыс руб
1	2	156	312	8,75	200,2	1752	9	18	103	1673225	0,306	512	849
2	2	156	312	9,03	200,2	1808	9	18	106	1682201	0,306	515	860

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 1 дешевле на 1%, таким образом варианты равноэкономичны. По минимальным потерям электроэнергии выбирается вариант 1.

6.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах ПС «МПС»

«Расчетные нагрузки на шинах 6 - 20 кВ трансформаторных подстанций 35 - 110/6 - 20 кВ определяют суммированием расчетных нагрузок головных участков отходящих линий 6 - 20 кВ», [3]. Результат показан в таблице 28 (лист 4 графической части проекта).

Таблица 28 – Нагрузка на шинах ПС «МПС»

P _p , кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВА	I _p , А
1643	669	1774	171

7 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данном разделе рассматривается необходимость компенсации реактивной мощности на ПС МПС-2. Необходимая мощность батарей конденсаторов:

$$Q_3 = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (24)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_n$ – предельно допустимый коэффициент мощности, $\operatorname{tg} \varphi_n = 0,4$ [12].

Определяем Q_3 :

$$Q_3 = 1643 \cdot 0,4 = 657 \text{ квар.}$$

Определяем необходимую мощность компенсирующих устройств на две секции шин:

$$Q_{\text{ку}}=Q_{\text{р}}-Q_{\text{э}}; \quad (25)$$

$$Q_{\text{ку}}=669 - 657=12 \text{ квар.}$$

Используемые комплектные конденсаторные установки марки УКЛ(П) – 10 обладают техническими характеристиками по ёмкости батарей мощностью от 50 квар. Расчётное значение требуемой мощности батарей более чем в 3 раза меньше ближайшего стандартного номинала мощности батарей, поэтому проводить компенсацию реактивной мощности на шинах 6 кВ ПС МПС нецелесообразно.

Фактическая установленная мощность КУ:

$$Q_{\text{факт}}=0 \text{ квар.}$$

Определяем фактическое значение $Q_{\text{э}}$:

$$Q_{\text{э}}=Q_{\text{р}}- Q_{\text{факт}},$$

$$Q_{\text{э}}=669-0=669 \text{ квар.}$$

Реактивная нагрузка ПС МПС после проведения расчётов не изменилась.

8 ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ

Для оценки значения токов КЗ в сети в целом, рассчитываем токи КЗ в характерных точках сети 6 кВ на ближней и дальней ТП на каждом луче.

В общем виде схема замещения сети 6 кВ для расчёта токов КЗ показана на рисунке 5. Определяем исходные данные для расчёта, сопротивление системы находим при отключающей способности выключателя 12,5 кА, [13].

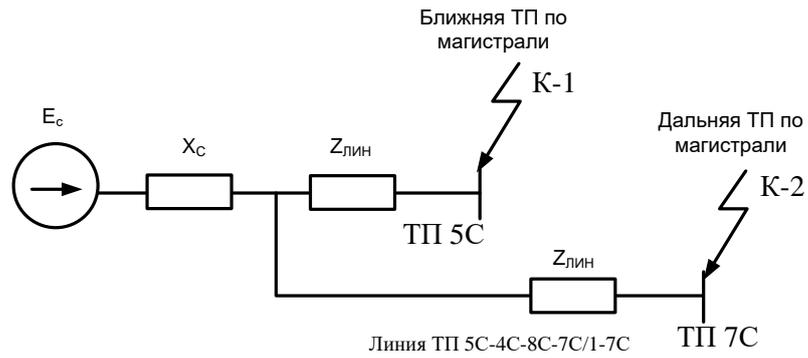


Рисунок 5 - Схема замещения участка сети 6 кВ

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}}, \quad (26)$$

$$x_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,291 \text{ Ом},$$

где U_H - напряжение системы, кВ.

Сопротивления участков линий 6 кВ до ТП 5С:

$$R_{ЛПП} = r_{y\partial} \cdot L, \quad (27)$$

$$R_{ЛПП5С} = 0,493 \cdot 3,42 = 1,69 \text{ Ом},$$

$$X_{ЛПП} = x_{y\partial} \cdot L. \quad (28)$$

$$X_{ЛПП5С} = 0,1 \cdot 3,42 = 0,34 \text{ Ом}.$$

$$R_{\Sigma} = R_{ЛПП5С};$$

$$R_{\Sigma} = 1,69 \text{ Ом};$$

$$X_{\Sigma} = X_{ЛПП5С} + x_c;$$

$$X_{\Sigma} = 0,34 + 0,291 = 0,631 \text{ Ом}.$$

Результаты расчёта сопротивления участков сети 6 кВ покажем в таблице

29.

Таблица 29 – Сопротивления участков сети 6 кВ

ТП	Длина, км	$R_{\text{ЭКВ}}$, Ом	$Z_{\text{ЭКВ}}$, Ом
5С	3,42	1,69	1,75
4С	3,66	1,80	1,86
8С	3,93	1,94	2,00
7С/1	4,29	2,11	2,17
7С	4,35	2,14	2,20

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I_{no} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K}^2 + X_{\Sigma K}^2}}, \quad (29)$$

$$I_{noIII5C} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,69^2 + (0,631)^2}} = 2,08.$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{no}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)}, \quad (30)$$

$$I_{noIII5C}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,08 = 1,81.$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_{\text{ТП}} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (31)$$

$$T_{\text{ТП}5C} = \frac{0,291 + 0,34}{1,69 \cdot 314} = 0,001.$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T}}, \quad (32)$$

$$K_{y\partial TП15C} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,0.$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}, \quad (33)$$

$$i_{y\partial TП15C} = 1,0 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,08 = 2,9.$$

Расчёт ведётся по алгоритму (26) – (33), результаты расчёта сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 6 кВ

Линия	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{по}^{(2)}$, кА	T, с	Куд	$I_{уд}$, кА
5С	2,08	1,81	0,001	1,00	2,9
4С	1,95	1,70	0,001	1,00	2,8
8С	1,82	1,59	0,001	1,00	2,6
7С/1	1,68	1,46	0,001	1,00	2,4
7С	1,65	1,44	0,001	1,00	2,3

8.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ

Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ ведём в именованных единицах в соответствии с рисунком 6, принимая за расчётные точки электрически ближайšie и удалённые ЭП сети 0,4 кВ для ТП 5С.

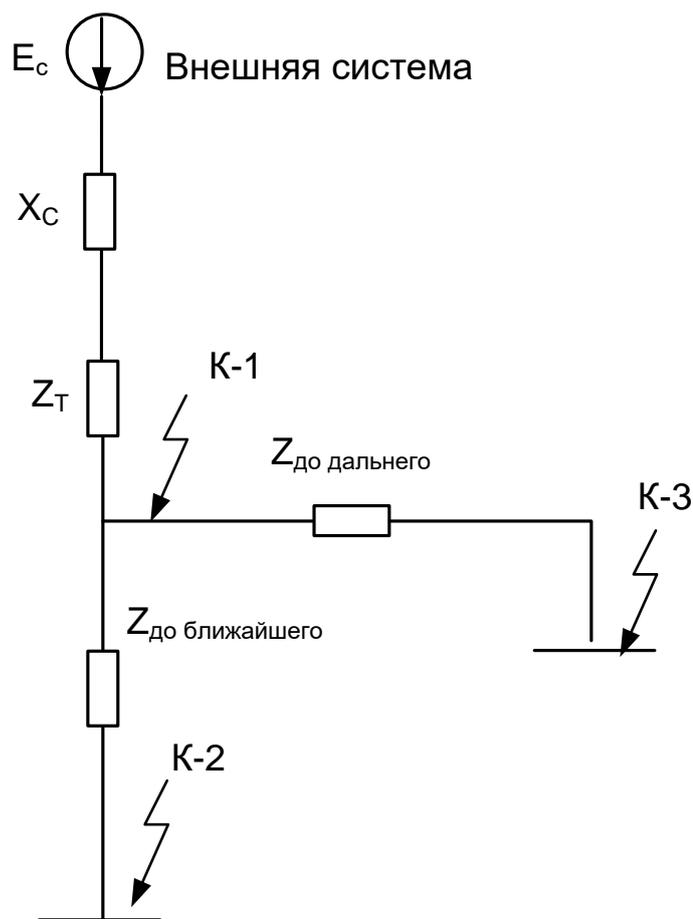


Рисунок 6- Схема замещения сети 0,4 кВ

Сопротивление системы определяется по следующей формуле при учёте отключающей способности выключателя нагрузки не стороне ВН ТП, Ом:

$$x_c = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)} \cdot K}, \quad (34)$$

$$x_c = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 2,08 \cdot 6 / 0,4} = 0,0074 \text{ Ом},$$

где $U_{НН}$ - напряжение НН ТП, 0,4 кВ;

K – коэффициент трансформации.

Активные и индуктивные сопротивления участков линий 0,4 кВ до ближнего и дальнего потребителя от шин 0,4 кВ ТП 5С, Ом:

$$X_{Л \text{ дальний}} = x_{уд} \cdot L,$$

$$X_{Л\text{ дальний}} = 0,09 \cdot 0,46 = 0,041,$$

$$R_{Л\text{ дальний}} = r_{уд} \cdot L,$$

$$R_{Л\text{ дальний}} = 0,87 \cdot 0,46 = 0,396,$$

$$X_{Л\text{ ближний}} = 0,09 \cdot 0,56 = 0,05,$$

$$R_{Л\text{ ближний}} = 0,56 \cdot 0,44 = 0,246,$$

где $r_{уд}$, $x_{уд}$ - удельное активное и реактивное сопротивление провода, Ом/км;
 L – длина участка, км.

Сопротивление трансформатора ТМГ-400: $R_T = 0,0059$, $X_T = 0,0171$ Ом.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на ТП 5С, кА:

$$I_{ПО} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T)^2 + (X_T + x_C)^2}}; \quad (35)$$

$$I_{ПО\text{ К-1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0059)^2 + (0,00171 + 0,0074)^2}} = 9,18,$$

$$I_{ПО\text{ К-2}} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T + R_{Л\text{ ближний}})^2 + (X_T + x_C + X_{Л\text{ ближний}})^2}};$$

$$I_{ПО\text{ К-2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0059 + 0,246)^2 + (0,00171 + 0,0074 + 0,05)^2}} = 0,8,$$

$$I_{ПО\text{ К-3}} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T + R_{Л\text{ дальний}})^2 + (X_T + x_C + X_{Л\text{ дальний}})^2}};$$

$$I_{ПО\text{ К-3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0059 + 0,396)^2 + (0,00171 + 0,0074 + 0,041)^2}} = 0,5.$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (36)$$

$$T_{K-1} = \frac{(0,00171+0,0074)}{0,0059 \cdot 314} = 0,013 \text{ с},$$

$$T_{K-2} = \frac{(0,00171+0,0074+0,05)}{(0,0059+0,246) \cdot 314} = 0,001 \text{ с},$$

$$T_{K-3} = \frac{(0,00171+0,0074+0,041)}{(0,0059+0,396) \cdot 314} = 0,0001 \text{ с}.$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{K-1}}}, \quad (37)$$

$$K_{y\partial K-1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,013}} = 1,47, .$$

$$K_{y\partial K-2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,$$

$$K_{y\partial K-3} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0001}} = 1.$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО}, \quad (38)$$

$$i_{y\partial K-1} = 1,47 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,44 = 19,1,$$

$$i_{y\partial K-2} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,8 = 1,2,$$

$$i_{y\partial K-3} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,5 = 0,8.$$

Для проверки чувствительности вставок предохранителей, дополнительно необходимо найти ток однофазного КЗ, кА:

$$I_{ПО K-1}^{(1)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (39)$$

$$I_{ПО K-1}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0059 \cdot 3)^2 + (0,0171 \cdot 3)^2}} = 4.26$$

$$I_{ПО K-2}^{(1)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2 + Z_{шиныТП}^2}},$$

$$I_{ПО K-2}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(4 \cdot 0,246)^2 + (10 \cdot 0,05)^2 + 0,025}} = 0,2,$$

$$I_{ПО K-3}^{(1)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}},$$

$$I_{ПО K-3}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(4 \cdot 0,396)^2 + (10 \cdot 0,041)^2 + 0,025}} = 0,14,$$

где $R_{2\Sigma}, X_{2\Sigma}$ - сопротивления обратной последовательности, для всех имеющих-ся элементов равно сопротивлению прямой последовательности;

$R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ - сопротивления прямой последовательности;

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ - сопротивления нулевой последовательности, для системы равняется нулю; для линий принимаются $X_{0л} = 3 - 5 \cdot X_{1л}, R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$, [13].

Расчёт ведётся по данному алгоритму для каждой ТП, результаты расчёта сводим в таблицы 28-31.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики, [13].

Таблица 31 – Результаты расчетов сопротивлений на шинах ТП 6/0,4 кВ

Подстанция	$S_{ном Т}$, кВА	X_T , мОм	R_T , мОм	X_c , мОм	Z_Σ , мОм
5С	400	17,1	5,9	7,4	25,20
4С	400	17,1	5,9	7,9	25,68
8С	400	17,1	5,9	8,5	26,23

7С/1	400	17,1	5,9	9,2	26,96
7С	630	13,6	3,4	9,3	23,18

Таблица 32 – Результаты расчетов сопротивлений на линиях 0,4 кВ

точка КЗ	L, км	R, Ом/км	X, Ом/км	R _л , мОм	X _л , мОм	Z _Σ , мОм
ТП 5С ближний ЭП	0,56	0,44	0,09	246,4	50,4	251,5
ТП 5С дальний ЭП	0,46	0,87	0,09	395,9	41,0	398,0
ТП 8С дальний ЭП	0,21	1,91	0,1	401,1	21,0	401,6
ТП 8С ближний ЭП	0,315	0,64	0,09	201,6	28,4	203,6
ТП 4С ближний ЭП	0,28	1,2	0,09	336,0	25,2	336,9
ТП 4С дальний ЭП	0,42	0,87	0,09	365,4	37,8	367,3
ТП 7С/1 дальний ЭП	0,42	0,64	0,09	268,8	37,8	271,4
ТП 7С/1 ближний ЭП	0,49	0,206	0,09	100,9	44,1	110,2
ТП 7С дальний ЭП	0,25	1,2	0,09	294,0	22,1	294,8
ТП 7С ближний ЭП	0,60	0,44	0,09	261,8	53,6	267,2

Таблица 33 – Результаты расчетов токов КЗ на шинах ТП 0,4 кВ

Подстанция	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽¹⁾ _{по} , кА	T, с	K _{уд}	I _{уд} , кА
5С	9,18	4,26	0,013	1,47	19,1
4С	9,00	4,26	0,013	1,48	18,8
8С	8,82	4,26	0,014	1,48	18,5
7С/1	8,58	4,26	0,014	1,49	18,1
7С	9,98	5,50	0,021	1,63	23,0

Таблица 34 – Результаты расчетов токов КЗ на линиях 0,4 кВ

точка КЗ	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽¹⁾ _{по} , кА	T, с	K _{уд}	I _{уд} , кА
ТП 5С ближний ЭП	0,8	0,20	0,001	1,0	1,2
ТП 5С дальний ЭП	0,5	0,14	0,000	1,0	0,8
ТП 8С дальний ЭП	0,5	0,14	0,000	1,0	0,8

ТП 8С ближний ЭП	1,0	0,26	0,000	1,0	1,4
ТП 4С ближний ЭП	0,6	0,17	0,000	1,0	0,9
ТП 4С дальний ЭП	0,6	0,15	0,000	1,0	0,8
ТП 7С/1 дальний ЭП	0,8	0,20	0,000	1,0	1,1
ТП 7С/1 ближний ЭП	1,7	0,37	0,001	1,0	2,4
ТП 7С дальний ЭП	0,7	0,19	0,000	1,0	1,0
ТП 7С ближний ЭП	0,8	0,19	0,001	1,0	1,1

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (40)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для примера на ТП 5С расчётный ток составляет 185 А, поэтому выбираем автомат АЕ-2073-250 с током электромагнитного расцепителя 250 А:

$$250 \text{ А} \geq 185 \text{ А}$$

Паспортные данные ВА берём в [14].

Результаты расчёта сведены в таблицу 35.

Таблица 35 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на вводе ТП

№ ТП	I_p АВТ, А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
ТП 5С	185	250	АЕ-2073
ТП 8С	171	250	АЕ-2073
ТП 4С	151	250	АЕ-2073
ТП 7С/1	380	400	ВА 04-36
ТП 7С	113	250	АЕ-2073

Проверим АВ на ТП 5С: АЕ-2073-250. Его справочные данные:

$$I_{\text{отк}} = 10 \text{ кА},$$

$$I_{\text{номрасц}} = 250 \text{ А}.$$

Токи КЗ для данного выключателя:

$$I_{\text{но}}^{(3)} = 9,18 \text{ кА},$$

$$I_{\text{но}}^{(1)} = 4,26 \text{ кА}.$$

Проверка по отстройке от пиковых токов:

$$I_{\text{ср расц}} \geq I_{\text{пик}} = 1,5 \cdot I_p,$$

$$1500 \geq 1,5 \cdot 250,$$

$$1500 \geq 375.$$

Проверка по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$9,18 \leq 10$$

Проверка по чувствительности к токам КЗ:

$$4261 \geq 1,25 \cdot 1500; .$$

$$4261 \geq 1875.$$

Таким образом, проверив автоматический выключатель на ТП 5С, убедились, что он выбран правильно.

Таблица 36 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ на вводе ТП

№ ТП	По отстройке от пиковых токов		По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		По чувствительности к токам КЗ	
	$I_{\text{ср расц}}, \text{ А}$	$1,5 \cdot I_{\text{ном. расц}}, \text{ А}$	$I^{(3)}_{\text{по}}, \text{ кА}$	$I_{\text{отк}}, \text{ кА}$	$I^{(1)}_{\text{по}}, \text{ А}$	$1,25 \cdot I_{\text{ср расц}}, \text{ А}$
5С	1500	375	9,18	10	4261	312,5
4С	1000	375	9,00	10	4261	312,5
8С	1000	375	8,82	10	4261	312,5
7С/1	2400	600	8,58	15	4261	500
7С	1000	375	9,98	10	5498	312,5

Для линий 0,4 кВ расчёт ведётся аналогично.

Таблица 37 – Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на линиях

Подстанция	$I_p \text{ авт}, \text{ А}$	Марка выключателя	$I_{\text{ном. расц}}, \text{ А}$
ТП 5С			
ф-1	73	АЕ-2053	100

ф-2	44	АЕ-2053	50
ф-3	63	АЕ-2053	100
ф-4	24	АЕ-2053	50
ТП 8С			
ф-1	47	АЕ-2053	50
ф-2	58	АЕ-2053	100
ф-3	88	АЕ-2053	100
ТП 4С			
ф-1	53	АЕ-2053	100
ф-2	54	АЕ-2053	100
ф-3	55	АЕ-2053	100
ТП 7С/1			
ф-1	125	АЕ-2063	160
ф-2	79	АЕ-2053	100
ф-3	205	АЕ-2073	250
ТП 7С			
ф-1	50	АЕ-2053	100
ф-2	67	АЕ-2053	100

Таблица 38 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ на линиях

Подстанция	По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		По чувствительности к токам КЗ				
	$I^{(3)}_{по}, \text{кА}$	$I_{отк}, \text{кА}$	$I^{(1)}_{по}, \text{А}$	К	$1,25 \cdot I_{ср} \text{ расц}, \text{А}$	$I_{расц}$	$I_{ср} \text{ расц}$
ТП 5С ближний ЭП	0,8	5,0	204	1	125	100	100
ТП 5С дальний ЭП	0,5	6,0	139	1	63	50	50
ТП 8С дальний ЭП	0,5	5,0	141	2	125	50	100
ТП 8С ближний ЭП	1,0	7,0	262	1	125	100	100
ТП 4С ближний ЭП	0,6	5,0	166	1	125	100	100
ТП 4С дальний ЭП	0,6	6,0	151	1	125	100	100
ТП 7С/1 дальний ЭП	0,8	11,0	198	1	125	100	100
ТП 7С/1 ближний ЭП	1,7	12,0	370	1	313	250	250
ТП 7С дальний ЭП	0,7	10,0	190	1	125	100	100
ТП 7С ближний ЭП	0,8	11,0	193	1	125	100	100

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

10.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Расчетный ток ВН определяем по формуле (для ТП 5С):

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (41)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6} = 39 \text{ А}.$$

Ток патрона предохранителя ПКТ принимается 40 А, ток вставки также 40 А, использованы справочные данные [14], результаты расчёта указываются в таблице 39.

Таблица 39 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

№ ТП	Количество тр-ов ТП	Номинальная мощность трансформатора(ов) ТП, кВА	$I_{РАСЧ}$, А	$I_{НОМПК}$, А	$I_{ВСТ}$, А	Тип предохранителя
ТП 5С	1	400	39	40	40	ПКТ101 – 6У1
ТП 8С	1	400	39	40	40	ПКТ101 – 6У1
ТП 4С	1	400	39	40	40	ПКТ101 – 6У1
ТП 7С/1	1	400	39	40	40	ПКТ101 – 6У1
ТП 7С	1	630	61	80	80	ПКТ101 – 6У1

10.2 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле для ТП 5С, кА*с:

$$B_K = I_{КЗ}^2 \cdot t_{П}, \quad (42)$$

$$B_K = 2.08^2 \cdot (0,055 + 0,5) = 2,4,$$

где $I_{КЗ}$ - установившееся значение тока КЗ;

$t_{П}$ - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,045с), с учётом ступени селективности 0,5 с.

Результаты расчёта сводим в таблицу 40.

Таблица 40 – Проверка сечений линий 6 кВ

Линия	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$V_{\text{к расч}}$, кА*с	$V_{\text{к ном}}$, кА*с
5С	2,08	2,4	123
4С	1,95	4,0	123
8С	1,82	5,2	123
7С/1	1,68	5,8	123
7С	1,65	7,0	123

Анализируя данные таблицы, видно что все линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ, поэтому для них принимаем сечение 70 мм^2 ($I_{\text{кз}} = 6.4 \text{ кА}$ для провода СИП-3-70, $V_{\text{к ном}}$ для СИП-3-70 в течении 3 с равен 123 кА*с).

10.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока (ТТ) устанавливаются

- на головных участках ВЛ 6 кВ;
- на стороне НН ТП.

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (43)$$

- по току

$$I_{\text{норм}} (I_{\text{мах}}) \leq I_{\text{ном}} \cdot \quad (44)$$

При этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{1ном}, \quad (45)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;
 $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_T \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_T, \quad (46)$$

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,
 t_T – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (47)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;
 $Z_{2ном}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Токовые цепи трансформаторов тока обладают незначительным индуктивным сопротивлением, так как применяются в слаботоковых сетях, таким образом полное сопротивление равно активной составляющей. Суммарная вторичная нагрузка r_2 складывается из сопротивления подключенных приборов $r_{приб}$, проводов, соединяющих трансформатор тока и приборы $r_{пр}$ и контактного переходного сопротивления r_K

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{конт}. \quad (48)$$

В таблице 41 указываются количество и тип приборов, подключаемых к фазам АВС трансформатора тока, дополнительно следует учитывать длину со-

единительных проводов. На стороне 6 кВ ПС МПС проводится выбор трансформаторов тока.

Таблица 41 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	РиМ 489.13	0.15		0.15
Ваттметр	Д-335	0.5		0.5
Варметр	Д-335	0.5		0.5
Итого		1.15	0.5	1.15

Из таблицы 38 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Выбираем ТТ марки ТОЛ-6. Паспортные данные берём из [15].

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на ТП 5С:

$$B_K = I_{n.o.ТП5C}^2 \cdot (t_{отк} + \Delta t), \quad (49)$$

$$B_K = 2,08^2 \cdot (0,1 + 0,5) = 2,6 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{HK} = 8^2 \cdot 3 = 128 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{n.o.ТП5C}$ - максимальный ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ ТП 5С;

$t_{отк}$ - время отключения выключателя нагрузки, для выключателя 0,1с;

Δt - время селективности защиты 0,5с;

I_T - ток термической стойкости ТТ;

t_T - время термической стойкости ТТ - 3с.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=12.5 \text{ ВА}$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2},$$

$$Z_{2H} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.15}{5^2} = 0.046 \text{ Ом,}$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=5 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q},$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом,}$$

где $r_{\text{КОНТ}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{КОНТ}} = 0.1 \text{ Ом}$).

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}.$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.046 = 0.181 \text{ Ом.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 42.

Таблица 42 – Выбор трансформатора тока 6 кВ на линейных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_P \text{ МПС-2} = 171 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Hr} = 0.181 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hr}$

$V_{Кн} = 81 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{Кр} = 2,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{Кн} \geq V_{Кр}$
$I_{Дин} = 18 \text{ кА}$	$I_{Уд} = 2,9 \text{ кА}$	$I_{Дин} \geq I_{Уд}$

Для остальных ТП выбор проводится аналогично, учитывая, что напряжение установки 0,4 кВ, принимаем ТТ 0,4 кВ ТШП-0,66. Результаты сведём в таблицу 43.

Таблица 43 – Трансформаторы тока 0,4 кВ на ТП

№ ТП	Количество трансформаторов ТП	Номинальная мощность трансформатора(ов) ТП, кВА	$I_{р \text{ ТП}}, \text{ А}$	$I_{н}, \text{ А}$	$V_{Кр}, \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{Кн}, \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{уд}, \text{ кА}$	$I_{дин}, \text{ кА}$
ТП 5С	1	250	185	200	50,52	128	19,1	18
ТП 8С	1	250	171	200	48,64	128	18,8	18
ТП 4С	1	250	151	200	46,64	128	18,5	18
ТП 7С/1	1	400	380	400	44,15	128	18,1	18
ТП 7С	1	250	113	200	59,71	128	23,0	18

Проведём расчёт для ТТ на вводных ячейках КРУ.

Максимальный ток при мощности силовых трансформаторов 4 МВА:

$$I_{РАСЧ} = \frac{1,4 \cdot S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 539 \text{ А}.$$

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ:

$$V_{К} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + \Delta t),$$

$$V_{К} = 12,5^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 1,0) = 164 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$V_{НК} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$V_{НК} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{н.о}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ ПС, принимается предельное значение 12,5 кА для вакуумного выключателя ВВТел-6;

$t_{отк}$ - время отключения выключателя на шинах ЦП, для выключателя $0,045с+0,01с=0,055с$;

Δt - время селективности защиты 1,0 с;

I_T - ток термической стойкости ТТ;

t_T - время термической стойкости ТТ - 3с.

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 44.

Таблица 44– Выбор трансформатора тока 6 кВ для вводных ячеек

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_{P\text{макс}} = 539 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{макс}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Hр} = 0.181 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hр}$
$B_{KH} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kр} = 164 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kр}$
$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$I_{уд} = 11,7 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбираются ТТ марки ТОЛ-6 на ПС «МПС».

10.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (50)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (51)$$

Назначение трансформаторов напряжения состоит в том, чтобы обеспечить питанием цепи напряжения устройств автоматики на подстанции, средств релейной защиты, счетчиков электроэнергии, вольтметров, ваттметров и так далее. Трансформаторы напряжения располагаются в отдельной ячейке распределительного устройства на каждой секции шин.

Вторичная нагрузка приборов определяется приближенно по таблице 45.

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 20,2 \text{ Вт}, Q_{2\Sigma} = 37 \text{ ВАр}, S_{2\Sigma} = 42,1 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформаторы напряжения НАМИ-6УЗ по [16].

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 45.

Таблица 45 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В*А	Количество приборов	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В*А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	РиМ 489.13	5 ВА	8	0.38	0.925	15,2	37
Итого	-	-	-	-	-	20,2	37

Таблица 46 – Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
------------------	-------------------	----------------

$U_H = 6 \text{ кВ}$ $S_P = 42 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$ $S_H = 75 \text{ ВА}$	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$
--	--	-------------------------------------

По условиям выбора ТН проходят.

10.5 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения. Проверим выключатели нагрузки для ТП 5С. На остальных ТП установим аналогичные выключатели нагрузки. Для магистрали, по которой питается ТП 5С:

$$B_K = I_{н.о.ТП}^2 \cdot (t_{отк} + \Delta t),$$

$$B_K = 2,08^2 \cdot (0.1 + 0.5) = 2,6 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм};$$

$$B_{Кном} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0.055\text{с}$.

Справочные данные берём в [14].

Таблица 47 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$ $I_H = 400 \text{ А}$ $i_{скв} = 25 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 39 \text{ А}$ $i_{уд ТП5С} = 2,9 \text{ кА}$ $B_{к.} = 2,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{pmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$

Для остальных ТП выбор проводится аналогично. Результаты сведём в таблицу 48.

Таблица 48 - Выбор выключателей нагрузки

№ ТП	I_P ТП, А	I_H , А	$B_{кр}$, $\text{кА}^2\text{с}$	$B_{кн}$, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{уд}$, кА	$I_{дин}$, кА
------	-------------	-----------	----------------------------------	----------------------------------	---------------	----------------

ТП 5С	39	400	2,6	400	2,95	18
ТП 8С	39	400	7,0	400	2,58	18
ТП 4С	39	400	3,7	400	2,76	18
ТП 7С/1	39	400	9,1	400	2,37	18
ТП 7С	61	400	7,3	400	2,34	18

Таким образом, на всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки марки ВМП - 6/400.

10.6 Выбор выключателей 6 кВ

На стороне 6 кВ ПС «МПС» выбираем вакуумные выключатели. Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном}, I_{мах} \leq I_{ном};$$

- по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл ном};$$

Принимаем линейные выключатели типа ВВ/Тел-6–12,5-20/630 УХЛ2, [17]. Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + \Delta t),$$

$$B_K = 12,5^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 1,0) = 164 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0.045$ с,
с учётом ступени селективности 1,0с.

$$\begin{aligned}
 B_{Кном} &= I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \\
 B_{Кном} &= 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}, \\
 i_{а.ном} &= \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном\ откл}, \\
 i_{а.ном} &= \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 20 = 11.31 \text{ кА},
 \end{aligned}
 \tag{52}$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40\%$;

$I_{ном\ откл}$ – номинальный ток отключения.

$$\begin{aligned}
 \sqrt{2} \cdot I_{но.ПС}^{(3)} + i_{атПС} &\leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right), \\
 \sqrt{2} \cdot 12,5 + 12,5 \cdot 0,54 &\leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0.40}{100}\right), \\
 24,6 &\leq 39.59 \text{ кА}.
 \end{aligned}
 \tag{53}$$

Сопоставление приведено в таблице 49.

Таблица 49 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 171 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{yд} = 11,7 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{yд}$
$B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 164 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{ат} = 6,8 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВВ/Тел-6–12,5-20/630 УХЛ-2.

10.7 Выбор КРУ

Проверяем существующие на ПС ячейки КРУ типа КРН-IV-6. Общий вид КРУ показан на рисунке 7, [18].



Рисунок 7 – Ячейка КРН-IV-6

Объекты энергоснабжения различных потребителей в отрасли сельского хозяйства, промышленные предприятия, РУ подстанций оборудуются различными видами ячеек КРУ, на ПС МПС использованы ячейки КРН-IV-6. Данные ячейки проверяются по термической стойкости с заменой выкатных элементов с маломаслянными выключателями на вакуумные серии ВВ/Тел.

Проведем проверку по термической устойчивости:

$$B_K = I_{n.o}^2 \cdot (t_{отк} + \Delta t),$$

$$B_K = 12,5^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 1,0) = 164 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,045\text{с}$, с учётом ступени селективности 1,0с.

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с},$$

Сопоставление приведено в таблице 50.

Таблица 50 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе КРУ 6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 171 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11,7 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 164 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$

11 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ НАДЁЖНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ И ПРОЕКТИРУЕМОЙ СХЕМ

В соответствии с [19], исчерпывающая информация об элементах и соединении системы электроснабжения обеспечивает расчёт системы электроснабжения для анализа ее надёжности инженерными методами.

Такие расчётные методы считаются инженерными методами. Цель представления расчётной схемы для расчёта надёжности необходима для решения задачи определения количественных показателей надёжности. Величина вероятности отказа сама по себе не даёт представления о степени надёжности элемента в натуральном выражении, поэтому используются количественные показатели надёжности – время безотказной работы, время восстановления, ущерб от недоотпуска и так далее.

Расчётные схемы и схемы замещения для расчёта надёжности проектируемой и существующей схем приведены на рисунках 8 – 11.

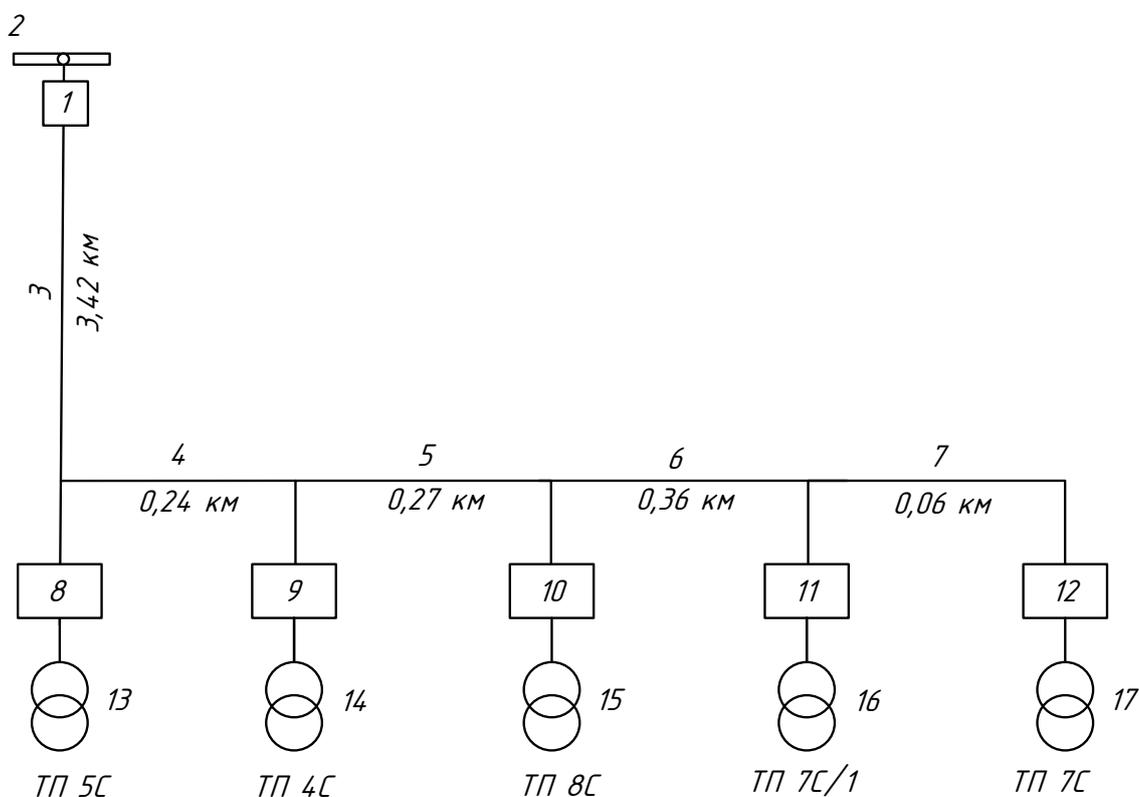


Рисунок 8 - Схема замещения существующей сети с точки зрения надёжности

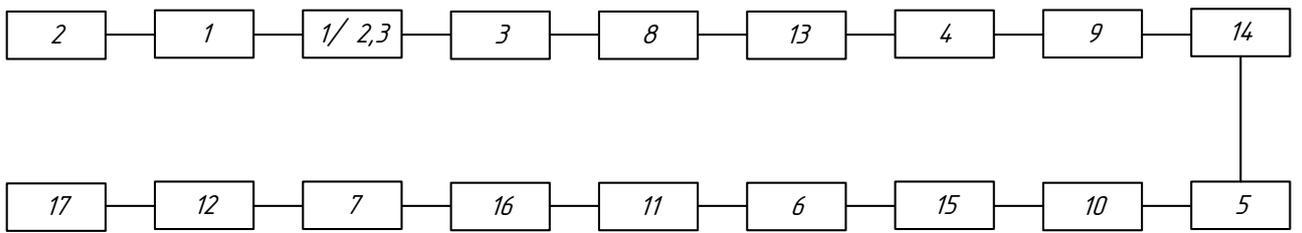


Рисунок 9 - Существующая сеть расчётная схема

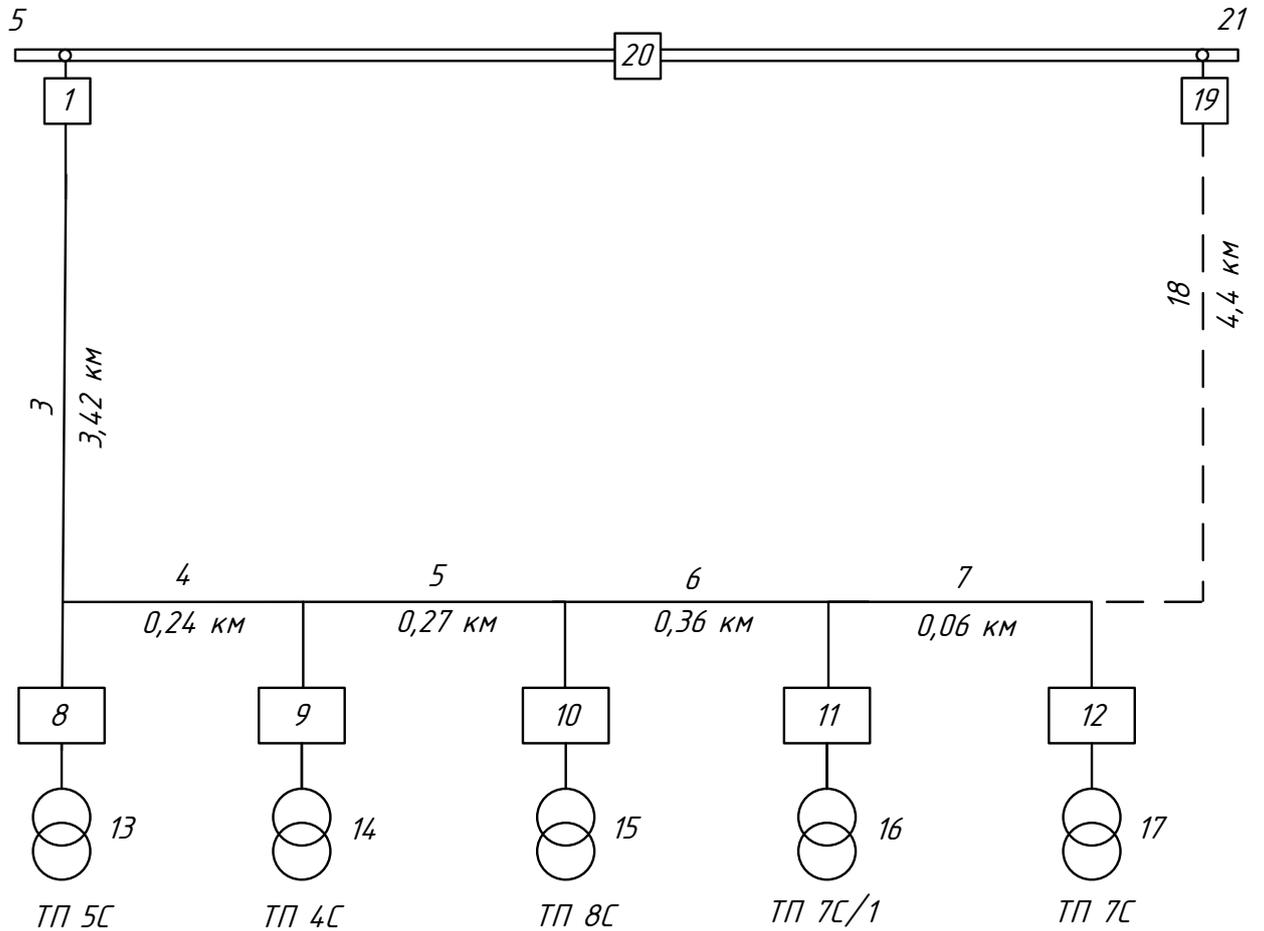


Рисунок 10 - Схема замещения проектируемой сети с точки зрения надёжности

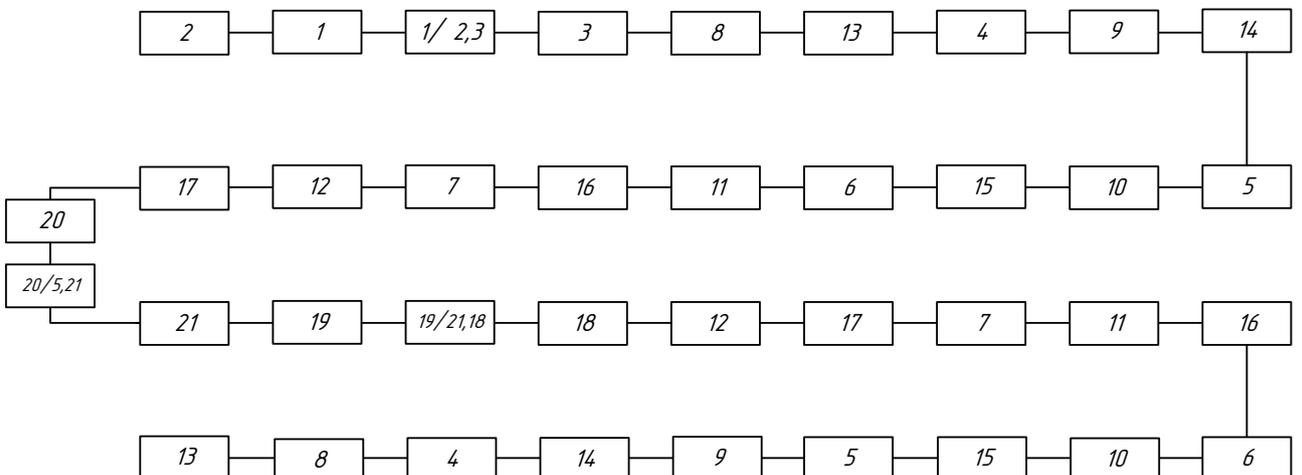


Рисунок 11 - Проектируемая сеть расчётная схема

Теория вероятности в совокупности с системным анализом позволяют определить надёжность системы любой сложности. Аналитический метод расчёта является оптимальным для определения надёжности системы электроснабжения 6 кВ п. Солнечный. Имея достаточную информацию по структурным составляющим элементов системы электроснабжения можно провести эквивалентирование логически построенной схемы замещения системы электроснабжения 6 кВ п. Солнечный. В ходе расчёта требуется оценить надёжность проектируемой и существующей системы электроснабжения 6 кВ п. Солнечный.

Поток отказов для последовательно соединённых элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}}, \quad (54)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$\omega_{\text{пр.наиб}}$ определяется по [20], исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов, для цепочки 1 проектируемой сети:

$$\omega = 0,004 + 0,03 \cdot (3,42 + 0,24 + 0,27 + 0,36 + 0,06) / 100 + 5 \cdot 0,041 + 9 \cdot 0,1 = 1,153 \text{ 1/год}$$

Поток отказов для двух параллельно соединённых элементов определим как:

$$\omega_{I,II} = \omega_I \cdot q_{II} + \omega_{II} \cdot q_I + \omega_I^* \cdot q_{\text{прII}} + \omega_{II}^* \cdot q_{\text{прI}}, \quad (55)$$

$$\omega_{I,II} = 2 \cdot 1,153 \cdot 0,000858 + 2 \cdot 1,155 \cdot 0,00072 + 2 \cdot 1,053 \cdot 0,00008 + 2 \cdot 1,055 \cdot 0,00008 = 0,00397 \text{ 1/год},$$

где q_{np} - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле для ячейки КРУ 6 кВ цепочки 1 и цепочки 2:

$$q_{яч} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_z}, \quad (56)$$

$$q_{сш2} = \frac{0,1 \cdot 7}{8760} = 0,00008 \text{ о.е.}$$

ω^* находим по формуле для первой и второй цепочки:

$$\omega_I^* = \omega_c - \omega_{np.нб}, \quad (57)$$

$$\omega_I^* = 1,153 - 0,1 = 1,053 \text{ 1/год},$$

$$\omega_{II}^* = \omega_c - \omega_{np.нб},$$

$$\omega_{II}^* = 1,155 - 0,1 = 1,055 \text{ 1/год}.$$

Определяется средняя вероятность состояния отказа системы, равная коэффициенту простоя системы по формуле:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{np1} \cdot \lambda_{np1} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \lambda_{np2} \cdot q_1, \quad (58)$$

$$q_c = 0,00072 \cdot 0,00086 + 0,435 \cdot 1,153 \cdot 0,00086 + \\ + 0,435 \cdot 1,155 \cdot 0,00072 = 0,00079 \text{ о.е.},$$

где K_{npi} - коэффициент, который вводится в расчёт для учёта снижения вероятности намеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, находится по выражению для каждой цепочки:

$$K_{npi} = 1 - e^{-\frac{t_{npi}}{t_{Вэк}}}, \quad (59)$$

$$K_{np1} = 1 - e^{-\frac{4}{7}} = 0,435 \text{ о.е.},$$

$$K_{npII} = 1 - e^{-\frac{4}{7}} = 0,435 \text{ o.e.}$$

Автоматическое включение резерва учитывается по формуле, которая характеризует полную вероятность отказа схемы:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2'), \quad (60)$$

$$q_{c.ABP} = 0,00079 \cdot 0,997 \cdot 0,91 + 0,5 \cdot 0 \cdot 0,91 + 0,5 \cdot 0,977 \cdot 0 + 0,5 \cdot 0 \cdot 0 = 0,00072 \text{ o.e.,}$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - посчитана ранее 0,00079, представляет собой условную вероятность отказа, когда отсутствует отказ элемента, который поврежден и отсутствует отказ во включении элемента в резерве;

$q(S / A_1' A_2)$ - принимается 0,5, представляет собой условную вероятность отказа, когда элемент, который поврежден отключен неуспешно и имеется отказ во включении элемента, который в резерве;

$q(S / A_1 A_2')$ - принимается 0,5, представляет собой условную вероятность отказа, когда элемент, который поврежден отключен успешно и не имеется отказ во включении элемента, который в резерве;

$q(S / A_1' A_2')$ - принимается 0,5, представляет собой условную вероятность отказа, когда элемент, который поврежден отключен неуспешно и не имеется отказа во включении элемента, который в резерве;

$p(A_1)$ - принимается 0,997, представляет собой вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента, расчёт показан в приложении А;

$p(A_2)$ - принимается 0,91, представляет собой вероятность того, что не произошел отказ в самостоятельном включении элемента, который в резерве, расчёт показан в приложении А;

$q(A_1')$ - принимается 0, представляет собой вероятность того, что произошёл отказ в самостоятельном отключении элемента, который поврежден;

$q(A_2')$ - принимается 0, представляет собой вероятность того, что произошёл отказ в самостоятельном включении элемента, который в резерве;

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}, \quad (61)$$

$$T_c = \frac{1}{0,00397} = 252 \text{ лет.}$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}, \quad (62)$$

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{0,00397} = 26,4 \text{ лет.}$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c}, \quad (63)$$

$$t_{BC} = \frac{0,00072}{0,00397} = 0,2 \text{ ч.}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot T_c, \quad (64)$$

$$W_{нед} = 671 \cdot 0,00072 \cdot 5000 = 2409 \text{ кВт}\cdot\text{ч,}$$

Ограничения мощности определяется по выражению:

$$P_{нед} = P_P \cdot q_c, \quad (65)$$

$$P_{нед} = 671 \cdot 0,00072 = 0,48 \text{ кВт.}$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии за год определяется по выражению:

$$Y = C \cdot W_{нед}, \quad (66)$$

$$Y = 4,2 \cdot 2409 = 10117 \text{ руб.}$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 4,2 руб/кВт·ч.

Произведем расчеты надежности по формулам (54) – (66) для существующей и проектируемой систем электроснабжения 6 кВ.

Расчёты произведены в программе Mathcad по описанному выше алгоритму и сведены в приложение А. Исходные данные взяты в [20], результаты расчёта показаны в таблицах 51 - 52.

Таблица 51 – Исходные данные для расчёта надёжности схем

Показатели надёжности элементов схемы	Существующая сеть	Проектируемая сеть
1	2	3
	Масляные выключатели 6 кВ	Вакуумные выключатели 6 кВ:
w, 1/год	0,015	0,004
Tв, ч	4,5	8
μ, 1/год	0,15	0,083
Tр, ч	4	4
	Воздушные линии 6 кВ (АС)	Воздушные линии 6 кВ (СИП 3)
w, 1/год	2,5	0,3

Тв, ч	3	1
μ, 1/год	0,18	0,05
Тр, ч	5	0,5

Продолжение таблицы 51

1	2	3
	Система шин 6 кВ:	
w, 1/год	0,03	0,03
Тв, ч	7	7
μ, 1/год	0,166	0,166
Тр, ч	5	5
	Трансформатор 6 кВ:	
w, 1/год	0,1	0,041
Тв, ч	6	6
μ, 1/год	0,4	0,4
Тр, ч	6	6
	РУ 6 кВ ТП:	
w, 1/год	0,1	0,1
Тв, ч	7	7
μ, 1/год	0,166	0,166
Тр, ч	4	4

Таблица 52 - Результаты расчёта надёжности схем

Показатели надёжности сети	Существующая сеть	Проектируемая сеть
q без АВР	0,0045	0,00079
q с АВР	0,0045	0,00072
Кпс	0,0045	0,00072
Кгс	0,9955	0,99928
Тв, ч	34,1	0,2
Тр, лет	0,091	26,4
Тс, лет	0,866	251,8
Wнед, кВт*ч в год	15091	2408
Рогр, кВт	3	0,5
Унед, руб	63383	10117
ω	1,15	0,00397

Анализируя результаты расчета надежности схем, делаем вывод о том, что проектируемая сеть электроснабжения надёжнее, чем существующая.

12 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Общее число повреждений ВЛ напряжением 6-35 кВ от различных причин составляет существенную часть всех повреждений в электрических сетях, так как протяженность распределительных сетей достигает сотен километров. Около 75% всех повреждений составляет падение провода на землю и как следствие замыкание на землю, [21].

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_B}{350}; \quad (67)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_B – суммарная длина воздушных линий, км.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{6 \cdot 8,75}{350} = 0,15 \text{ А.}$$

В сетях напряжением 6 кВ ёмкостной тока замыкания на землю не требует компенсации, если он меньше 30 А. Установка реактора для компенсации ёмкостного тока нецелесообразна, потребует дополнительных затрат, поэтому в данной работе не рассматривается

13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Серия микропроцессорных защит «MICOM P123» предназначена для организации комплексной релейной защиты энергообъектов напряжением 6-35 кВ. Серия содержит защиту кабельных и воздушных линий, трансформаторов мощностью до 1 МВА, синхронных двигателей, секционных и вводных выключателей, [23].

Программа работы и исполнение по конструкции предлагаемых устройств аналогичны. Допускается применение с существующими традиционными защитами предлагаемых микропроцессорных блоков, также предусмотрена автономная работа блоков.

Клавиатура в составе четырех кнопок и алфавитно-цифровой индикатор на две строки используются во всех устройствах «MICOM P123». На блок вынесены кнопки сброса аварийной сигнализации и две кнопки ручного управления выключателем. Предусмотрена подсветка экрана при каком-либо событии, например аварийное отключение выключателя.

Глубина хранения информации об отключениях ограничена девятью записями в памяти устройства. При превышении объема записей происходит автоматическое обновление крайней записи в памяти на актуальную запись. Групповое отключение записывается как отдельное событие. В случае обесточивания блока длительность хранения информации в памяти устройства составляет трое суток, чего достаточно для сохранения записи посредством программного интерфейса в архив.

Память устройства также вмещает в себя карту уставок срабатывания защит, временные записи об программировании.

Кратковременные провалы питания блоков продолжительностью 0,5 с не влияют на процесс выполнения функций блоков «MCOM P123».

Максимальная токовая защита чаще всего применяется в распределительных сетях для защиты от коротких замыканий и перегрузок в случае резкого увеличения протекающего по пусковым реле тока. Сигнал на срабатывание защиты формируются через реле максимального тока и реле времени, которое позволяет выбрать время срабатывания максимальной токовой защиты.

Токовая отсечка в схемах исполнения использует принцип максимальной токовой защиты, чаще всего устраиваются реле мгновенного срабатывания, реле времени из схемы защиты удаляются, селективность токовой отсечки при этом достигается ограниченной зоной ее чувствительности

Комбинация токовой отсечки и максимальной токовой защиты даёт ступенчатую токовую защиту, отдельную по времени срабатывания, от нулевого времени для отсечки до 0,5-1 с для максимальной токовой защиты, а также распределяются зоны срабатывания защит, для отсечки успешно проходят отключения близких коротких замыканий, для максимальной токовой защиты дальних.

Для примера рассчитаем защиту линии ПС-ТП 5С.

Коэффициент трансформации трансформатора тока $n_t = \frac{200}{5} = 40$.

13.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)} \quad (68)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 2080 = 2292 \text{ А,}$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый для микропроцессорной защиты равным 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах противоположной ТП.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 2, \quad (69)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1440}{2292} = 0,63 \leq 2,$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты

«Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты)».

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.р.}} = k_{\text{сх}} \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{T}}}, \quad (70)$$

$$I_{\text{с.р.}} = 1 \cdot \frac{2292}{40} = 57 \text{ A}.$$

Выдержка времени ТО: $t_{\text{с.з.}} \approx 0,5 \text{ с}$.

13.2 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению, кА:

$$I_{\text{с.з.}} = I_{\text{раб.}} \cdot k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{с.з.}} / k_{\text{в}}, \quad (71)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности, $k_{\text{Н}} = 1,1$;

$k_{\text{с.з.}}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, $k_{\text{в}} = 0,95$;

$I_{\text{раб.}}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен, А:

$$I_{\text{с.з.}} = 310 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 359.$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению, А:

$$I_{c.p.} = I_{c.з.} \cdot k_{cx} / n_T, \quad (72)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, $k_{cx} = 1$.

Ток срабатывания реле равен, А:

$$I_{c.p.} = 359 \cdot 1 / (200/5) = 9.$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{c.з.}} \geq 1,5. \quad (73)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1440}{359} = 4 \geq 1,5.$$

«Выдержка времени МТЗ определяется с учетом времени срабатывания реле и ступени селективности $\Delta t = 0,5$ с. Таким образом время срабатывания защиты определяется по выражению», с:

$$t_{c.з.} = t_{p.з.} + \Delta t + t_{\text{ОТСЕЧКИ}}, \quad (74)$$

$$t_{c.з.} = 0,025 + 0,5 + 0,5 = 1,025,$$

где $t_{\text{ОТСЕЧКИ}}$ – время срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени.

Реле при данной ступени защиты сработает через 1,025 с. после возникновения КЗ.

13.3 Устройства автоматического включения резерва

«Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания», [24].

Т. к. на ПС «МПС» секционный выключатель на стороне НН нормально выключен, то необходимо выбрать напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{НОМ}, \quad (75)$$

$$U_{с.з.} = 0,4 \cdot 6000 = 240 \text{ В.}$$

«Выдержка времени АВР отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений» (от МТЗ):

$$t_{АВР} = 1,025 + 0,5 = 1,525 \text{ с}$$

Автоматическое включение резерва настраивается с учетом недействия на включение секционного выключателя при непродолжительных провалах или падениях напряжения на секциях шин, как резервируемых элементах, частые причины провалов – короткие замыкания или пуски мощных двигателей.

13.4 Защита от однофазных замыканий на землю

«В сетях 6 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции», [24].

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для ВЛЭП равен 1,5 по выражению, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \quad (76)$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{3НЗ} - I_{повр.л}, \quad (77)$$

где $I_{3НЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{3НЗ} = 0,15 \text{ А}$.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии ПС-ТП 5С равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{U_H \cdot L_B}{350};$$
$$I_{повр.л} = \frac{6 \cdot 4,4}{350} = 0,075.$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л},$$
$$I_{ТНП.повр.л} = 0,15 - 0,075 = 0,075.$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч},$$
$$I_{с.з.} = 0,075 / 1,5 = 0,1.$$

13.5 Защита понижающих трансформаторов ТП

Для трансформаторов КТП в проекте используется токовая отсечка, так как мощность трансформаторов КТП менее 1000 кВА. Поэтому дифференциальная защита и газовая защита не подлежат установке на КТП п. Солнечное.

На стороне ВН всех КТП используются плавкие кварцевые предохранители в составе выключателя нагрузки, на стороне НН используются автоматические выключатели.

14 МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

14.1 Молниезащита ТП

Устройство молниеотводов в качестве устройства для защиты от прямых ударов молнии требуется по [25]. Строения трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ допускается не оборудовать молниеотводами. Части кровли здания трансформаторной подстанции выполненных из проводящего материала следует соединить с устройством заземления трансформаторной подстанции. В случае наличия специально проложенного заземления внутри здания трансформаторной подстанции общий вывод на спуск заземления наружу оборудуют в нескольких местах для надёжности, прокладывают сетку заземления снаружи здания на глубину 0,3-0,7 м.

Выполняется оценка количества разрядов в строения трансформаторных подстанций для с Солнечного.

Число грозовых разрядов в ТП:

$$N_{ТП} = p_0 \left(\sum a_C + 2 \sum R_{ЭКВ} \right) \sum v_C + 2 \sum R_{ЭКВ} \sum \text{Ч} 0^{-6}, \quad (78)$$

$$N_{ТП} = 2,5 \left(\sum 4 + 2 \sum 9,4 \right) \left(\sum 3 + 2 \sum 9,4 \right) \text{Ч} 0^{-6} = 0,004,$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на землю для Южной Якутии, $N_{з.ч.} = 50$;

$$p_0 = 0,05 \sum N_{з.ч.}$$

$$p_0 = 0,05 \sum 50 = 2,5 \frac{1}{\text{км}^2},$$

a_T, b_T - длина и ширина ТП, м;

$R_{ЭКВ}$ - эквивалентная высота, с которой ТП собирает боковые разряды молнии, при $h_c \leq 30$ м $R_{ЭКВ} = 5Ч_c - \frac{2Ч_c^2}{30}$ м;

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot 4,1 - \frac{2 \cdot 4,1^2}{30} = 19,4 \text{ м};$$

h_c - высота ТП, м.

Грозопоражаемость ТП определяется по формуле, лет:

$$T_{ТП} = \frac{1}{N_{ТП}}, \quad (79)$$

$$T_{ТП} = \frac{1}{0,004} = 224.$$

Результаты покажем в таблице 53.

Таблица 53 – Расчёт грозопоражаемости ТП

Показатель	Значение
Длина сооружения, м	4
Ширина сооружения, м	3
Высота сооружения, м	4,1
Эквивалентная ширина сооружения, м	23,8
Число грозовых часов для Амурской области, ч	50
Плотность разрядов молнии на землю, 1/ км ²	2,5
Число грозовых разрядов на сооружение	0,002
Грозопоражаемость ТП, лет	224

В проекте применяются комплектные трансформаторные подстанции из металлического каркаса с металлическими облицовочными материалами, что обеспечивает полную молниезащищённость оборудования трансформаторной подстанции.

Часто ударов молнии по расчёту составляет 1 раз в 224 года, что является крайне маловероятным событием, грозозащищенность обеспечена.

14.2 Заземление ТП

Рассчитаем заземляющее устройство ТП. Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (80)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{50}{\pi \cdot 2 \cdot 2,5} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2,5 \cdot (2 \cdot 0,3 + 2,5)}{0,025 \cdot (4 \cdot 0,3 + 2,5)} \right] = 19,$$

где l_B - длина вертикального электрода, м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{грунт}$ - удельное сопротивление грунта, по [26] для почвы берём из диапазона 50-1000 Ом*м;

d - диаметр электродов, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (81)$$

$$R_{ЭГ} = \frac{50}{\pi \cdot 4} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 4}{\sqrt{2 \cdot 0,025 \cdot 0,3}} \right] = 8,$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_G \cdot R_{ЭВ})} = , \quad (82)$$

$$R = \frac{19 \cdot 8}{0,75 \cdot (4 \cdot 8 + 1 \cdot 19)} = 3,9 ,$$

где $\eta = 0,75$ - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

n_B - число вертикальных электродов;

n_G - число горизонтальных электродов;

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (83)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 19}{0,75 \cdot 4} = 6,$$

где $\alpha_{uB} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м:

$$L_O = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (84)$$

$$L_O = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{4}{0,012} - 0,31 \right) = 1,09,$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{L_O \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{ЭГ}}} \alpha_{uГ}, \quad (85)$$

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{1,09 \cdot 4}{3 \cdot 2 \cdot 8} = 1,09,$$

где $\tau_\phi = 2$ мкс - длительность фронта тока молнии.

Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом:

$$R_{uГ} = \alpha_u \cdot R_{\text{ЭГ}}, \quad (86)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,09 \cdot 8 = 8,47.$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}, \quad (87)$$

$$R_u = \frac{6 \cdot 8,47}{0,75 \cdot (4 \cdot 8,47 + 1 \cdot 6)} = 1,7.$$

Для удобства просмотра результатов расчёта, составим таблицу 54.

Вертикальные электроды количеством 2 шт, длиной 1,5 м, диаметром 30 мм закладываем на глубину 0,3 м, соединяем между собой электродами того же диаметра.

Таблица 54 – Расчёт заземления ТП

длина вертикального электрода, м	2,5
глубина заложения заземлителя, м	0,3
удельное сопротивление грунта, Ом*м	50
диаметр электродов, м	0,025
стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом	19
длина горизонтальной полосы, м	4
стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом	8
число вертикальных электродов	4
число горизонтальных электродов	1
Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом	3,9
Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом	6
Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м	1,09
Импульсный коэффициент протяженного заземлителя	1,09
Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом	8
<i>Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом</i>	<i>1,7</i>

Расчётная величина стационарного заземления составляет 3,9 Ом при допустимой 4 Ом, для обеспечения электробезопасности данная величина рассчитанного сопротивления позволяет использовать заземление трансформаторной

подстанции для защиты персонала. Величина импульсного сопротивления по расчёту составляет 1,7 Ом. Данная величина не превышает нормируемое значение 9 Ом, что позволяет использовать заземление трансформаторной подстанции для отвода тока молнии.

Эскиз заземления (вид сверху) ТП показан на рисунке 12.



Рисунок 12 –Заземление ТП

15 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО – ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

«Автоматизированная информационно - измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) обеспечивает контроль режимов работы энергетического оборудования, параметров энергоснабжения, коммерческий и технический учет электрической энергии».

«АИИС КУЭ предназначена для применения на промышленных предприятиях, электростанциях, энергоснабжающих организациях, сетевых организациях отрасли электроэнергетики. АИИС КУЭ строится на взаимосвязи счетчика-коммуникатора с подчиненными ему счетчиками (при наличии нескольких узлов учета на объекте) и с диспетчерским сервером, принимающим информацию от этих узлов. Основу системы составляет счетчик-коммуникатор, устройство, объединившее в себе и заменившее собой аппаратно-программный комплекс АИИС КУЭ нижнего уровня полностью».

«АИИС КУЭ РиМ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений, [28]. Структура АИИС КУЭ РиМ состоит из трех уровней: информационно измерительных комплексов точки измерений (ИИК ТИ), информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК). АИИС КУЭ РиМ состоит из счетчиков электрической энергии, соответствующих ГОСТ 52322-2005 или ГОСТ 52323-2005 и ГОСТ 52425-2005, и измерительных трансформаторов тока (далее ТТ), соответствующих ГОСТ 7746-2001. в составе ИИК ТИ, маршрутизаторов каналов связи (далее МКС) РиМ 099.02 в составе ИВКЭ, комплекса программно-технического «РМС-2150» (№ ГР СИ 47776-11) или комплекса

программно-технического «Альтаир» (№ГР СИ 47775-11) в качестве ИВК. Измерительные каналы образованы измерительными компонентами, связующими компонентами и вычислительными компонентами», рисунок 13-14.

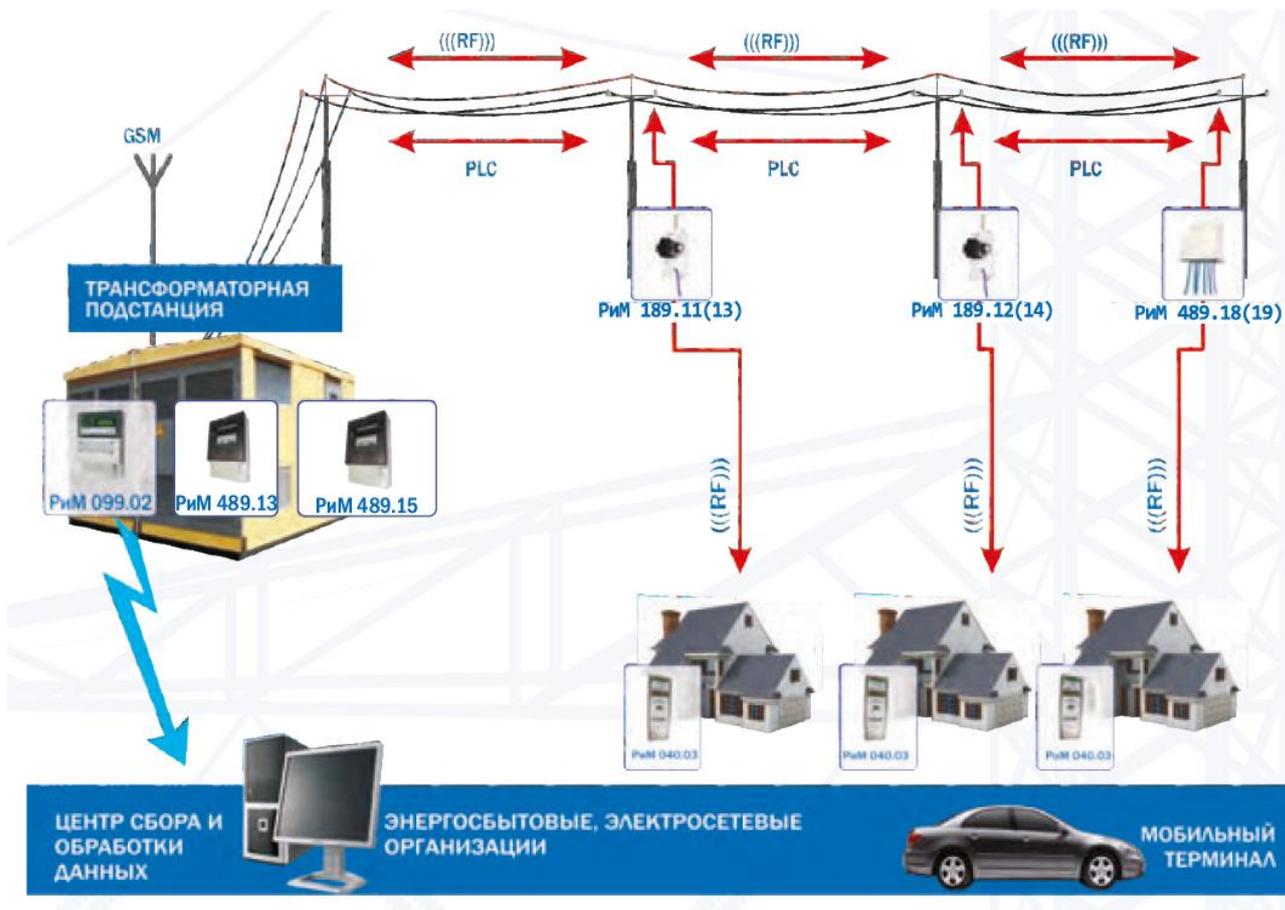


Рисунок 13 - Учет энергоресурсов в диспетчерском режиме.

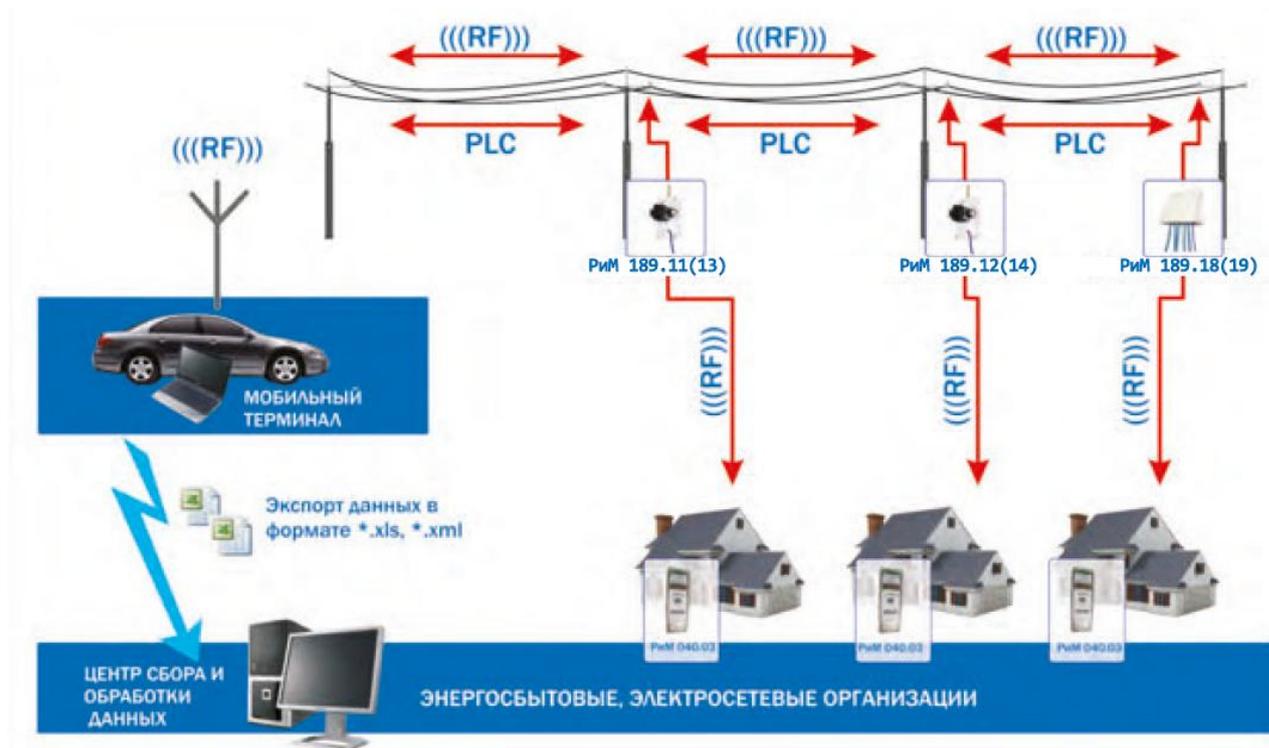


Рисунок 14 - Учет энергоресурсов в мобильном режиме.

«Принцип действия АИИС КУЭ РиМ при измерении времени заключается в периодической синхронизации шкалы времени часов сервера АИИС КУЭ РиМ со шкалой времени группы тайм-серверов, обеспечивающих выполнение измерений времени в шкале UTC' с погрешностью не более ± 10 мкс. Синхронизация осуществляется по сети Интернет с использованием протокола NTP. Периодически во время связи МКС или счетчика с сервером АИИС КУЭ РиМ происходит синхронизация часов МКС или счетчика по часам сервера».

«Принцип действия АИИС КУЭ РиМ при измерении электрической энергии соответствует принципу действия счетчиков электрической энергии производства ЗАО «РиМ», основанному на цифровой обработке аналоговых входных сигналов тока и напряжения при помощи специализированных микросхем, вычислении активной и реактивной мощности и накоплении в регистрах количества активной и реактивной электроэнергии. Результаты измерений со счетчиков в цифровом виде передаются в ИВК».

Программное обеспечение РМС 2150 - это пакет взаимосвязанных программ позволяющий произвести удаленную пусконаладочную настройку АИИС КУЭ и в дальнейшем вывести ее на автоматизированный сбор показаний с минимальным контролем оператора.

Основные возможности РМС 2150:

- Функция автоматического построения маршрута сбора данных. Настройка маршрутов опроса и ретрансляций в системе.
- Задание расписания работы МКС и автодозвона для сбора данных. Определение балансных и подбалансных приборов учета.
- Настройка тарифных планов, праздников и переноса праздничных дней. Удаленная загрузка базы данных в маршрутизатор каналов связи.
- Привязка объектов АИИС КУЭ к поопорным схемам.
- Сбор показаний и служебной информации со счетчиков серии «РиМ», «СОЭБ», «СТЭБ».

- Построение различных видов отчетов о потреблении электроэнергии (графические и табличные формы).
- Построение балансовых отчетов за выбранный период времени по заданным тарифам.
- Построение статистического отчета о работе всей системы. Автоматическое снятие показаний и построение любого отчета по расписанию без участия оператора.
- Построение отчетов по шаблонам пользователя.
- Сохранение отчетов в формате *.xml для интеграции в ПО сторонних производителей.

Состав программного обеспечения РМС 2150:

- Управление данными.
- Конфигуратор.
- Занесение конфигурации в МКС.
- Сбор данных.
- Отчеты.
- Точка учета.
- Управление нагрузкой.
- Балансы.

«Типовая система (ТС) «АИИС КУЭ РиМ» сертифицирована как средство измерения и позволяет Заказчику без проведения дополнительных работ по утверждению типа средств измерений осуществлять с помощью вновь созданной АИИС КУЭ коммерческие расчеты с потребителями».

В состав ТС «АИИС КУЭ РиМ» входят следующие программные и аппаратные средства:

- Приборы учета серий РиМ, СОЭБ, СТЭБ (все существующие модификации);
- УСПЛ МКС РиМ 099.02;
- Программное обеспечение РМС 2150.

Основные технические и функциональные особенности ТС «АИИС КУЭ РИМ»:

- Максимальный размер ТС - 75000 точек учета.
- Паспорт системы ведется в метрологическом модуле в электронном виде, доступен в любое время удаленно (Web-портал) и является метрологически значимым.
- Внеочередная поверка системы метрологическими службами при добавлении/удалении счетчика не требуется. Эта поверка проводится автоматически метрологическим модулем, ежесуточно.
- Визуальный контроль требуется только при установке точки учета полукосвенного включения (с применением трансформаторов тока), если схема подключения не внесена в типовой проект «АИИС КУЭ РИМ».
- Периодическая поверка АИИС (по окончании межповерочного интервала) производится программным способом, удаленно через Web-портал. Ланная работа не требует особой квалификации персонала, не требует выезда на объект, не подразумевает ощутимых финансовых затрат.
- Не требуется аттестация МВИ для точек прямого измерения (включения).

16 БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

16.1 Безопасность

Часть опор ВЛ-6 кВ и ВЛ-0,4 кВ п. Солнечный находится в неудовлетворительном состоянии, поэтому требуется замена опор, а также проводов ВЛ-6 кВ и ВЛ-0,4 кВ.

Так как в данном проекте предусматривается реконструкция ВЛ-6 кВ и ВЛ-0,4 кВ п. Солнечный, то необходимо обеспечить безопасность персонала при производстве работ на воздушных линиях электропередачи [1].

Прочной основания опоры и её стойки является фактором безопасного проведения работ на опоре. Визуальный осмотр опоры и ее стоек перед началом работ на высоте должен быть обязательным во время реконструкции ВЛ 6-0,4 кВ п. Солнечный. В случае обнаружения дефектов стоек опор ответственный руководитель работ определяет способы укрепления опоры.

Подниматься на опору ВЛ 6-0,4 кВ разрешается членам бригады:

- при различных видах проводимых работ до верха опоры с наличием группы по электробезопасности не ниже III;
- при различных видах проводимых работ со снятием напряжения до верха опоры с наличием группы по электробезопасности не ниже II, без снятия напряжения на расстоянии от токоведущих частей не выше чем 2 метра до уровня нижних проводов;
- при различных видах проводимых работ ниже трех метров от земли с наличием группы по электробезопасности I;

При реконструкции ВЛ-6 кВ и ВЛ-0,4 кВ п. Солнечный следует учитывать:

- Провода под напряжением при работе на стойке опоры следует располагать так, чтобы не терять из виду ближайшие провода, сближение с которыми опасно.

- К лазу следует прикреплять строп предохранительного пояса при подъёме на опору из железобетона или заводить за стойку. Опирается следует на оба когтя или лаза при проведении работ на высоте опоры и крепиться предохранительным поясом

- Работы на двухцепной воздушной линии при отключенной одной цепи допускается проводить со стороны проводов отключенной цепи если провода расположены горизонтально, переход на траверсу или ее участки, которые находятся под напряжением запрещено

- Работы на двухцепной воздушной линии с вертикальным расположением цепей допускается только при отключенной цепи линии, которая расположена ниже проводов, которые находятся под напряжением. Со стороны отключенной цепи разрешен подъём на опору, при этом запрещена замена и ремонт проводов отключенной цепи.

Расстояние величиной 0,6 м является допустимым от рабочего или используемого им инструмента до проводов линии 0,4 кВ, линий связи, радиопроводов при проведении работ по реконструкции линий 6-0,4 кВ п. Солнечный с использованием телескопической вышки, где отсутствует изолирующее звено или с другого подъёмного устройства для работы на высоте. Отключаются и заземляются при проведении работ те линии, при работе на которых существует возможность приближения к ним на расстояние менее 0,6 м.

В ходе реконструкции сетей 6-0,4 кВ п. Солнечный будут проводиться работы по перетяжке и замене существующих проводов марки АС. Имеются участки ВЛ-6-0,4 кВ, на которых реализована совместная подвеска проводов. Данные участки отключаются при работах на них и заземляются с двух сторон для исключения подачи питания с какой либо стороны.

Возможность смещения или падения опоры при замене деталей опор ВЛ-0,4-6 кВ п. Солнечный должна быть исключена.

Работы по замене приставок одинарного и сдвоенного типа П и АП различных опор запрещено откапывать и менять сразу две приставки. Работа по замене приставок для опор с несколькими ногами проводится поочередно для

каждой ноги, исключаются работы одновременно на двух приставках опор, после окончания крепления бандажей и трамбованную землю на одной приставке допускается переходить на другую приставку опоры. Поочередная замена сдвоенных приставок допустима при работах на соответствующих опорах.

При вытаскивании или опускании приставки находиться в котловане запрещается, [1]:

Лицо, выдающее наряд, в случае, когда не назначен ответственный руководитель работ осуществляет выбор способа укрепления опор, а также способы валки и установки опор линий электропередачи для предотвращения отклонения опор от вертикального положения.

Запрещается располагаться на траверсе опоры или на стойках под нагруженными траверсами при проведении работ по поднятию груза через траверсу.

Следует предотвращать повреждение опоры за счёт использования подъёмных блоков, которые размещаются нерационально при подъёме грузов.

Следует применять поддоны для исключения попадания краски на провода и изоляторы при окраске опор ВЛ-0,4-6 кВ п. Солнечный, либо подобные меры защиты.

В ходе выполнения работ по реконструкции воздушных линий напряжением 6 – 0,4 кВ п. Солнечный предусматривается проведение работ без снятия напряжения на линии, что требует наличия телескопической вышки с изоляционным звеном, изоляционной площадки, лестницы либо другого изоляционного оборудования для изоляции человека от земли. Посредством изолирующей штанги проводится накладывание провода, присоединенного к рабочей площадке для определения потенциала провода и указания наличия или отсутствия потенциала приступающему к работе персоналу перед выполнением работ под напряжением.

Проверяется наличие всех соединяющих шплинтов и зажимов в арматуре крепления изоляторов перед началом работ на них посредством измерительной штанги. Если требуется по рельефу трассы опоры проводится заклинивание выпускающих зажимов на опоре, либо на соседних опорах

Запрещается передавать или получать приспособления и инструмент рабочим, находящимся на разных рабочих площадках при работе с изолирующей площадки под потенциалом провода, также запрещено прикасаться к изоляторам и их арматуре при наличии на них потенциала, отличного от потенциала провода.

Следует использовать диэлектрические перчатки при работах по соединению на фазных проводах или гирляндах, а также при работах по расцеплению проводом и гирлянд.

16.2 Экологичность

В данном пункте определяется минимальное расстояние от ТП до территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно – гигиенические требования по шуму, согласно [3,4].

Определяем суммарный скорректированный уровень звуковой мощности для трансформаторов по формуле, дБА:

$$L_{PA_{сумм}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{PAi}} \quad (88)$$

где L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности для одного трансформатора, согласно [36], дБА.

Так как в проекте используются только однотрансформаторные ТП, то:

$$L_{PA_{сумм}} = L_{PAi}$$

Согласно [4], для допустимый уровень звука для территории жилой застройки в ночное время суток (с 23х часов до 7) L_A равен 45 дБА.

Минимальное расстояние от подстанции до территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно – гигиенические требования по шуму опре-

деляется по формуле для ТП 7С с наиболее мощным трансформатором ТМ-630, м:

$$R = \sqrt{\frac{L}{10} \frac{-L}{PA_{\text{Сумм}} A}}; \quad (89)$$

$$R = \sqrt{\frac{70-45}{2 \cdot 3,14}} = 13.$$

Фактическое расстояние КТП от территории жилой застройки п. Солнечный в проекте составляет минимум $L=50$ м (рисунок 15), что достаточно для выполнения требований по шумовому воздействию.

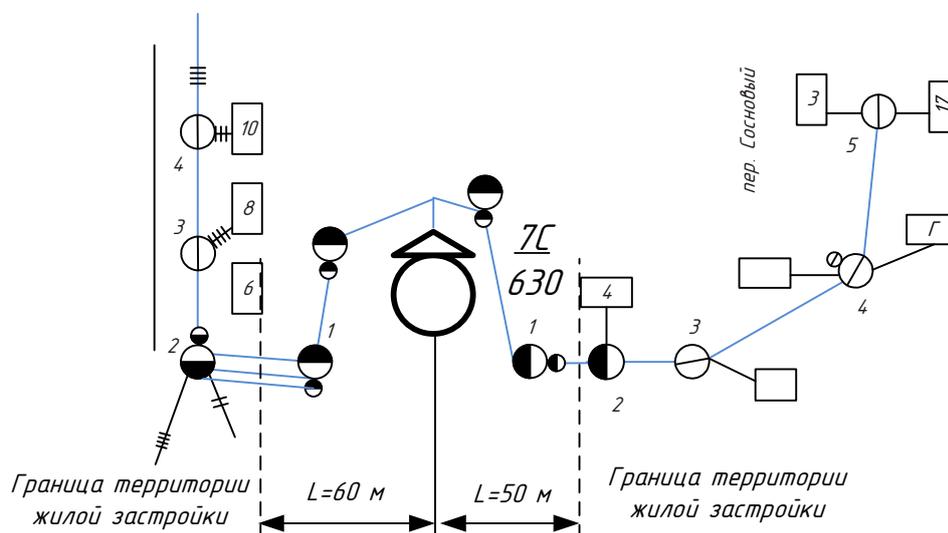


Рисунок 15 – Расположение трансформаторов на территории жилой застройки

Результат расчёта шумового воздействия сведём в таблицу 55.

Таблица 55 – Шумовое воздействие

№ ТП	$N_{\text{тр}}$	S, кВА	$L_{\text{РА сум}}$, дБА	R, м
ТП 5С	1	400	68	6
ТП 8С	1	400	68	6
ТП 4С	1	400	68	6
ТП 7С/1	1	400	68	6
ТП 7С	1	630	70	13

Трансформаторы ТМ-400/6 и ТМ-630/6 выполняются в виде комплектных ТП, таким образом, трансформаторы располагаются в защитной металлической оболочке, что также снижает шумовое воздействие, а следовательно расстояние R (таблица 55) окажется меньше расчётного.

16.3 Чрезвычайные ситуации

В данном проекте предусматривается проведение работ по реконструкции трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ п. Солнечный, замена трансформаторов. При этом необходимо руководствоваться ГОСТ 12.1.033-81 (2001) ССБТ Пожарная безопасность, [2].

Сухая трава на прилегающей к трансформаторной подстанции территории подлежит уборке для снижения пожароопасности. Периодически ежемесячно проводятся проверки утечек трансформаторного масла.

Навыки использования средств пожаротушения и наличие необходимых средств пожаротушения позволяют быстро локализовать и потушить пожар на электрооборудовании. В качестве пожаротушащих материалов применяют песок, воду, пену, сухие порошковые тушащие вещества, полотна из асбеста и войлока.

Мазуту, краску, масло эффективнее всего тушить при помощи песка на небольших площадях возгорания, также песок применяют для тушения электропроводки, кабельных и воздушных линий, различных жидкостей. Ящики используются для хранения песка, лопата для удобства использования прикрепляется рядом с ящиком. Ящики выполняются вместимостью 0,5 м³. Рыхлый и сухой песок рекомендуется хранить закрыто.

Стационарные или передвижные установки пожаротушения осуществляют подачу огнетушащего средства в очаг горения, что способствует тушению пожара, дополнительно применяют огнетушащие вещества. Огнетушителя для тушения пожара в электроустановках нашли широкое применение, в том числе порошковые, пенные и жидкостные.

Серная кислота, заполняющая внутренний стеклянный баллон или полиэтиленовую трубку внутри металлического баллона с щелочной жидкостью со-

ставляют жидкостный или пенный огнетушитель, способный выдавать струю пены на расстояние от 8 до 12 метров в течении продолжительности гашения 60 секунд. Так как пена обладает хорошими гасящими свойствами как для твердых, так и для жидких горючих веществ, то это является преимуществом данных огнетушителей ОПХ-5, расшифровка – огнетушитель пенный химический емкостью 5 кг.

Тушение включённых электроустановок недопустимо, перед тушением производится их обесточивание. Углекислотные огнетушители ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8 часто применяются для как для твердых, так и для жидких горючих веществ, а также электроустановок под напряжением. Жидкая угольная кислота, заполняющая под давлением металлический баллон с сифонной трубкой и рас-трубой составляют углекислотный ручной огнетушитель, способный выдавать струю пены на расстояние от 1,5 до 3,5 метров в течении продолжительности гашения 25-60 секунд.

Не допускается тушение пожаров компактными струями воды.

Допускается тушение электроустановок напряжением до 400 В в том числе находящихся под напряжением в случае пожара при помощи распыленных струй воды, при подаче из ручных пожарных стволов при удалении от очага более чем на пять метров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана система электроснабжения сельскохозяйственного района, включающего п. Солнечный. Выбраны мощности трансформаторов ТП, сечения проводов СИП, кабелей. Рассчитан уровень токов КЗ. Выбранные аппараты проверены на устойчивость к токам КЗ.

По п. Солнечный проведена замена голых проводов на СИП, так как условие допустимой потери напряжения для них соблюдается и исключается воровство электроэнергии. В сети 6 кВ также применён провод СИП-3 для повышения надёжности сети 6 кВ. Выбраны уставки релейной защиты и автоматики, выбрано время срабатывания защит. Проведена оценка грозозащищённости элементов сети 6 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный закон от 23.11.2009г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»
2. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.
3. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 964 с.
4. Сайт Алданского района [Электронный ресурс]. URL: <https://www.aldanray.ru/district/index.php> (дата обращения 25.01.2019)
5. Портал по работе с клиентами АО «ДРСК»-Технологическое присоединение [Электронный ресурс]. URL: http://utr.drsk.ru/ya_map/YA (дата обращения 25.05.2019)
6. Сайт Администрации республики САХА (Якутия) [Электронный ресурс]. URL: sakha.gov.ru/files/front/download/id/1875128 (дата обращения 28.05.2019)
7. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
8. Сайт кабельной продукции [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ruscable.ru/info/cable/> (дата обращения 25.01.2019)
9. Зорин В.В., Тисленко В.В. Системы электроснабжения общего назначения. – Чернигов: ЧГТУ, 2008. – 341с.

10. Стоимость электрооборудования [Электронный ресурс]. URL: <http://www.b2benergo.ru> (доступ от 1.02.2019).
11. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введён 2014-07-01. – М. : Изд-во Стандартиформ. – 2014.
12. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
13. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования. Учеб. пособие. – Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2012. – 56 с.
14. Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).
15. Справочные данные измерительных трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/transformatory-toka-tol10-1.html> (дата обращения 25.01.2019)
16. Справочные данные измерительных трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/transformatory-napryajeniya-nami10.html> (дата обращения 25.01.2019)
17. Сайт ООО «Таврида-электрик» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tavrida.ru> (дата обращения 25.01.2019)
18. Сайт ЭТЗ «Консталин» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.konstalin.ru/?ID=4327&StartID=3> (дата обращения 25.01.2019)
19. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

20. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2007. — 240 с: ил.
21. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2012. - 5-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.
22. Фёдоров В.А. Библия релейной защиты и автоматики/ Новосибирский институт повышения квалификации, 2008. - 277с.
23. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматка электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.
24. Ротачёв Ю.А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения/ Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2000.
25. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
26. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
27. ПУЭ, 8-е издание.
28. Компоненты АИИСКУЭ «РИМ» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rimtd.com/catalogue/komponenty-askue> (дата обращения 25.01.2019)
29. Сайт ПАО «Якутскэнерго» [Электронный ресурс]. URL: https://yakutskenergo.ru/Urid_lic/tariffs/electro.php (дата обращения 25.01.2019)
30. ПОТ Р М-016-2001 - Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ЗАО "Издательство НЦ ЭНАС", 2006 г.
31. Правила определения размеров земельных участков для размещения ВЛЭП и опор линий связи, обслуживающих электрические сети. Постановление правительства РФ от 11 августа 2003 года №486.

Приложение А

Расчёт надёжности сети 6 кВ до и после реконструкции

Существующая сеть

Масляные выключатели 6 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_B := 0.015$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.B} := 4.5$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_B := 0.15$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.B} := 4$
	$a_{кз} := 0.0027$
	$a_{о.п} := 0.0022$

Воздушные линии 6 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_L := 2.5$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.L} := 3$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_L := 0.18$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.L} := 5$

Система шин 6 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{сш1} := 0.03$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.сш1} := 7$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{сш1} := 0.166$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.сш1} := 5$
	$\omega_{сш2} := 0.03$
	$T_{v.сш2} := 7$
	$\mu_{сш2} := 0.166$
	$T_{r.сш2} := 5$
	$\mu_{сш2} = 0.166$

Трансформатор 6 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{тр} := 0.1$
- среднее время восстановления T_v , ч	$T_{v.тр} := 6$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{тр} := 0.4$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{r.тр} := 6$

РУ 6 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов ω , 1/год
- среднее время восстановления T_v , ч
- частота текущих ремонтов m , 1/год
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч

$$\begin{aligned}\omega_{\text{яч}} &:= 0.1 \\ T_{v.\text{яч}} &:= 7 \\ \mu_{\text{яч}} &:= 0.16\epsilon \\ T_{r.\text{яч}} &:= 4\end{aligned}$$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{Л5} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.27 \cdot T_{v.Л}}{8760} \quad q_{Л6} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.36 \cdot T_{v.Л}}{8760} \quad q_{Л3} := \frac{\omega_{Л} \cdot 3.42 \cdot T_{v.Л}}{8760} \quad q_{Л4} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.24 \cdot T_{v.Л}}{8760}$$

$$q_{Л5} = 2.312 \times 10^{-4} \quad q_{Л6} = 3.082 \times 10^{-4} \quad q_{Л3} = 2.928 \times 10^{-3} \quad q_{Л4} = 2.055 \times 10^{-4}$$

$$q_{Л7} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.06 \cdot T_{v.Л}}{8760}$$

$$q_{Л7} = 5.137 \times 10^{-5}$$

$$q_{Тр} := \frac{\omega_{Тр} \cdot T_{v.Тр}}{8760}$$

$$q_{Тр} = 6.849 \times 10^{-5}$$

$$q_{сш1} := \frac{\omega_{сш1} \cdot T_{v.сш1}}{8760}$$

$$q_{сш1} = 2.397 \times 10^{-5}$$

$$q_{сш2} := \frac{\omega_{сш2} \cdot T_{v.сш2}}{8760}$$

$$q_{\text{яч}} := \frac{\omega_{\text{яч}} \cdot T_{v.\text{яч}}}{8760}$$

$$q_{\text{яч}} = 7.991 \times 10^{-5}$$

$$q_{сш2} = 2.397 \times 10^{-5}$$

$$q_{Вст} := \frac{\omega_{В} \cdot T_{v.В}}{8760}$$

$$q_{рзшин} := 0.002$$

$$q_{рзтр} := 0.0012$$

$$q_{рзлин} := 0.0012$$

$$\omega_{рзВ} := 0.0012$$

$$\begin{aligned}q_{В1} &:= q_{Вст} \dots \\ &+ a_{кз} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - \left(1 - q_{рзшин} \right) \cdot \left(1 - q_{рзлин} \right) \right] \cdot \left[1 - \left(1 - q_{сш1} \right) \cdot \left(1 - q_{Л3} \right) \right] \dots \\ &+ a_{o.п} \cdot \frac{\mu_{сш1} + \mu_{Л}}{8760}\end{aligned}$$

$$q_{В1} = 7.818 \times 10^{-6}$$

Продолжение приложения А

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B1} + q_{Л5} + q_{Л6} + q_{Л3} + q_{Л4} + q_{Л7} + q_{сш1} + q_{тр} \cdot 5 + 5q_{яч}$$

$$q_1 = 0.0045$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B1} := \omega_B + \omega_{pзB} \cdot \omega_{л} \cdot (\omega_{сш1}) + a_{o.п} \cdot (\mu_{сш1} + \mu_{л})$$

$$\omega_1 := \omega_{сш1} + \omega_{B1} + (3.42 + 0.24 + 0.27 + 0.36 + 0.06) \frac{\omega_{л}}{100} + 5\omega_{тр} + 5\omega_{яч}$$

$$\omega_1 = 1.155$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{сист} := \omega_1$$

$$\omega_{сист} = 1.1546$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{сбезABP} := q_1$$

$$q_{сбезABP} = 0.0045$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{ПС} := q_{сбезABP}$$

$$K_{ПС} = 0.00449811$$

Коэффициент готовности

$$K_{ГС} := 1 - K_{ПС}$$

$$K_{ГС} = 0.9955$$

Время восстановления

$$t_{BC} := \frac{K_{ПС} \cdot 8760}{\omega_{сист}} \quad t_{BC} = 34.1 \quad \text{часов}$$

Продолжение приложения А

Расчётное время безотказной работы

$$T_R := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_R = 0.091 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_C := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_C = 0.866 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 671 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 671 \cdot 5000 K_{\text{ПС}} \quad W_{\text{нед}} = 15091.2 \quad \text{КВт*ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 671 K_{\text{ПС}} \quad P_{\text{огр}} = 3.0182 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 4.2 \quad Y_{\text{нед}} = 63382.9 \quad \text{руб}$$

Проектируемая сеть

Вакуумные выключатели 6 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год
- среднее время восстановления T_v , ч
- частота текущих ремонтов m , 1/год
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч

$$\begin{aligned} \omega_B &:= 0.004 \\ T_{v.B} &:= 8 \\ \mu_B &:= 0.083 \\ T_{r.B} &:= 4 \\ a_{\text{кз}} &:= 0.0027 \\ a_{\text{о.п}} &:= 0.0022 \end{aligned}$$

Воздушные линии 6 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год
- среднее время восстановления T_v , ч
- частота текущих ремонтов m , 1/год
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч

$$\begin{aligned} \omega_L &:= 0.3 \\ T_{v.L} &:= 1 \\ \mu_L &:= 0.05 \\ T_{r.L} &:= 0.5 \end{aligned}$$

Продолжение приложения А

Система шин 6 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год
- среднее время восстановления T_v , ч
- частота текущих ремонтов m , 1/год
- продолжительность текущего ремонта T_p , ч

$$\begin{aligned} \omega_{сш1} &:= 0.03 \\ T_{в.сш1} &:= 7 \\ \mu_{сш1} &:= 0.166 \\ T_{р.сш1} &:= 5 \\ \omega_{сш2} &:= 0.03 \\ T_{в.сш2} &:= 7 \\ \mu_{сш2} &:= 0.166 \\ T_{р.сш2} &:= 5 \\ \mu_{сш2} &= 0.166 \end{aligned}$$

Трансформатор 6 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год
- среднее время восстановления T_v , ч
- частота текущих ремонтов m , 1/год
- продолжительность текущего ремонта T_p , ч

$$\begin{aligned} \omega_{тр} &:= 0.041 \\ T_{в.тр} &:= 6 \\ \mu_{тр} &:= 0.4 \\ T_{р.тр} &:= 6 \end{aligned}$$

РУ 6 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год
- среднее время восстановления T_v , ч
- частота текущих ремонтов m , 1/год
- продолжительность текущего ремонта T_p , ч

$$\begin{aligned} \omega_{яч} &:= 0.1 \\ T_{в.яч} &:= 7 \\ \mu_{яч} &:= 0.166 \\ T_{р.яч} &:= 4 \end{aligned}$$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{л3} := \frac{\omega_{л} \cdot 3.42 \cdot T_{в.л}}{8760} \quad q_{л4} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.24 \cdot T_{в.л}}{8760} \quad q_{л5} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.27 \cdot T_{в.л}}{8760} \quad q_{л6} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.36 \cdot T_{в.л}}{8760}$$

$$q_{л3} = 1.171 \times 10^{-4} \quad q_{л4} = 8.219 \times 10^{-6} \quad q_{л5} = 9.247 \times 10^{-6} \quad q_{л6} = 1.233 \times 10^{-5}$$

$$q_{л7} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.06 \cdot T_{в.л}}{8760} \quad q_{л18} := \frac{\omega_{л} \cdot 4.4 \cdot T_{в.л}}{8760}$$

$$q_{л7} = 2.055 \times 10^{-6} \quad q_{л18} = 1.507 \times 10^{-4}$$

$$q_{сш1} := \frac{\omega_{сш1} \cdot T_{в.сш1}}{8760} \quad q_{сш1} = 2.397 \times 10^{-5}$$

Продолжение приложения А

$$q_{сш2} := \frac{\omega_{сш2} \cdot T_{в.сш2}}{8760} \quad q_{сш2} = 2.397 \times 10^{-5}$$

$$q_{тр} := \frac{\omega_{тр} \cdot T_{в.тр}}{8760} \quad q_{тр} = 0.00003$$

$$q_{вст} := \frac{\omega_{в} \cdot T_{в.в}}{8760}$$

$$q_{рзшин} := 0.002$$

$$q_{рзлин} := 0.0012$$

$$q_{рзтр} := 0.0012$$

$$\omega_{рзв} := 0.0012$$

$$q_{в1} := q_{вст} \dots \\ + a_{кз} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{сш1}) \cdot (1 - q_{л3}) \right] \dots \\ + a_{о.п} \cdot \frac{\mu_{сш1} + \mu_{л}}{8760}$$

$$q_{в1} = 0.0000037$$

$$q_{в19} := q_{вст} \dots \\ + a_{кз} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{сш2}) \cdot (1 - q_{л18}) \right] \dots \\ + a_{о.п} \cdot \frac{\mu_{сш2} + \mu_{л}}{8760}$$

$$q_{в19} = 3.709 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{в1} + q_{л5} + q_{л6} + q_{л3} + q_{л4} + q_{л7} + q_{сш1} + q_{тр} \cdot 5 + 5q_{яч}$$

$$q_1 = 7.166 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_{в19} + q_{сш2} + 5q_{тр} + 5q_{яч} + q_{л18} + q_{л6} + q_{л3} + q_{л4} + q_{л7}$$

$$q_2 = 8.58 \times 10^{-4}$$

Продолжение приложения А

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B19} := \omega_B + \omega_{p3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{cш2}) + a_{o.л} \cdot (\mu_{cш2} + \mu_L) \quad \omega_{B19} = 4.486 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B1} := \omega_B + \omega_{p3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{cш1}) + a_{o.л} \cdot (\mu_{cш1} + \mu_L) \quad \omega_{B1} = 0.016$$

$$\omega_1 := \omega_{cш1} + \omega_{B1} + (3.42 + 0.24 + 0.27 + 0.36 + 0.06) \frac{\omega_L}{100} + 5\omega_{тр} + 5\omega_{яч} + 4\omega_{яч}$$

$$\omega_1 = 1.153$$

$$\omega_2 := \omega_{cш2} + \omega_{B19} + \frac{\omega_L}{100} (4.4 + 0.24 + 0.27 + 0.36 + 0.06) + 5\omega_{тр} + 5\omega_{яч} + 4\omega_{яч}$$

$$\omega_2 = 1.155$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{сист} := 2\omega_1 \cdot q_2 + 2\omega_2 \cdot q_1 + 2(\omega_1 - \omega_{яч}) \cdot (q_{яч}) + 2(\omega_2 - \omega_{яч}) \cdot (q_{яч})$$

$$\omega_{сист} = 0.00397$$

Коэффициент

$$K_{пр1} := 1 - e^{-\frac{T_{р.яч}}{T_{в.яч}}} \quad K_{пр1} = 0.435$$

$$K_{пр2} := 1 - e^{-\frac{T_{р.яч}}{T_{в.яч}}} \quad K_{пр2} = 0.435$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{сбезАВР} := q_1 \cdot q_2 + K_{пр1} \cdot \omega_1 \cdot q_2 + K_{пр2} \cdot \omega_2 \cdot q_1 \quad q_{сбезАВР} = 0.00079$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p1 := (1 - q_{B1}) \cdot [(1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин})]$$

$$p2 := (1 - q_{B1}) \cdot (0.91)$$

$$p1 = 0.997$$

$$p2 = 0.91$$

Продолжение приложения А

$$q_{cABP} := q_{c\text{без}ABP} \cdot p1 \cdot p2$$

$$q_{cABP} = 0.00071796$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{ПC} := q_{cABP}$$

$$K_{ПC} = 0.00071796$$

Коэффициент готовности

$$K_{ГC} := 1 - K_{ПC}$$

$$K_{ГC} = 0.99928$$

Время восстановления

$$t_{BC} := \frac{K_{ПC}}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{BC} = 0.2 \quad \text{часов}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_P := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_P = 26.4 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_C := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_C = 251.8 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 671 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 671 \cdot 5000 K_{ПC} \quad W_{\text{нед}} = 2408.7 \quad \text{КВт*ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 671 K_{ПC} \quad P_{\text{огр}} = 0.4817 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 4.2 \quad Y_{\text{нед}} = 10116.7 \quad \text{руб}$$