

Министерство образования и науки 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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения 10 кВ с центром питания
подстанции 220/10 кВ НПС-20

Исполнитель

студент группы 342-зсб2 _____ Е.В.Стеньшин

подпись, дата

Руководитель

доцент _____ А.Г.Ротачёва

подпись, дата

Нормоконтроль

доцент, к.т.н _____ А.Н. Козлов

подпись, дата

Благовещенск 2017

Министерство образования и науки 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
« _____ » _____ 2017 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Стеньшина Евгения Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения 10 кВ с центром питания подстанции 220/10 кВ НПС-20

(утверждено приказом от 23.11.2016 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24 января 2017 _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет, выбор схемы электроснабжения и обоснование, расчет и выбор трансформаторов для ТП, расчет токов К.З. и выбор основной и защитной аппаратуры.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 11 рисунков, 19 таблиц, 1 приложение и 7 листов графической части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания: 4 октября 2016г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачёва А.Г. доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 4 октября 2016г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 с, 12 рисунков, 26 таблиц, 1 приложение, 30 источников.

НАГРУЗКА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ОШИНОВКА, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, МОЛНИЕОТВОД, ПАРАМЕТР ПОТОКООТКАЗОВ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ.

Объектом разработки принимается система внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ района НПС-20 в Амурской области. В работе рассматриваются способы выполнения внутривозрадных сетей ПС НПС-20 в связи с её расширением. Цель выпускной квалификационной работы – разработка схемы внутренних сетей для потребителей нефтеперекачивающей станции НПС-20 Амурской области. В работе определены уровни токов КЗ на ПС. Выбраны уставки средств РЗ и А трансформаторов для защиты линий 10 кВ и двигателей 10 кВ. Рассчитана надежность сетей аналитическим методом.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
2 Расчёт нагрузок	11
2.1 Нагрузка КТП	11
2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности	12
2.3 Приведенная нагрузка ТП	14
3 Выбор рационального напряжения	23
4 Компенсация реактивной мощности	24
5 Проверка проводов вл и силовых трансформаторов ПС НПС-20	26
5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов	26
5.2 Проверка проводов ВЛ	27
6 Выбор варианта внутреннего электроснабжения	29
7 Распределительные линии 10 кВ	34
8 Технико-экономическое обоснование варианта внутреннего электроснабжения	38
9 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	41
10 Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	45
11 Выбор электрических аппаратов	47
11.1 Выбор КРУ 10 кВ	47
11.2 Выбор выключателей 10 кВ	50
11.3 Выбор разъединителей 10 кВ	54
11.4 Выбор трансформаторов тока 10 кВ	55
11.5 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ	60
11.6 Выбор ограничителей перенапряжений	63
11.7 Выбор предохранителей для защиты ТН	64

11.8	Выбор жестких шин на стороне 10 кВ	66
11.9	Выбор изоляторов	69
11.10	Выбор аккумуляторных батарей	70
12	Оборудование комплектных трансформаторных подстанций	76
12.1	Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП	76
12.2	Выбор выключателей нагрузки	76
13	Релейная защита и автоматика	78
13.1	Токовая отсечка без выдержки времени	79
13.2	Максимальная токовая защита линий	81
13.3	Защита от однофазных замыканий на землю	82
13.4	Защита синхронных двигателей	84
13.5	Расчёт токовой отсечки для электродвигателя	85
13.6	Расчёт МТЗ для электродвигателя	87
14	Компенсация емкостных токов замыкания на землю	88
15	Надёжность схемы 10 кВ	89
16	Молниезащита, заземление здания насосной	98
16.1	Молниезащита здания насосной	98
16.2	Заземление здания насосной	100
16.3	Устройство заземления для КТП	105
17	Телемеханика	107
18	Автоматизированная информационно - измерительная система коммерческого учета электроэнергии	111
18.1	Счётчики	112
18.2	Устройства сбора и передачи данных	112
18.3	Устройство синхронизации системного времени	113
18.4	Программное обеспечение	114
19	Безопасность	115
	Заключение	119

Список использованных источников	120
Приложение А Расчёт надёжности схем 10 кВ	123
Приложение Б	129
Приложение В	130
Приложение Г	131
Приложение Д	132
Приложение Е	133
Приложение Ж	134
Приложение З	135

ВВЕДЕНИЕ

Уровень развития энергетики и электрификации, как известно, в наиболее обобщенном виде отражает технико-экономический потенциал любой страны [1].

Электрификация играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства России, является стержнем строительства экономики нашего общества.

Развитие многих отраслей промышленности, в том числе нефтяной и газовой, базируется на современных технологиях, широко использующих электрическую энергию. В связи с этим возросли требования к надежности электроснабжения, к качеству электрической энергии, к ее экономному и рациональному расходованию.

ВСТО-1 – является первым этапом строительства нефтепровода, включающим в себя строительство ветки Тайшет-Сковородино протяженностью 2 тыс. 694 км и мощностью 30 млн. тонн в год, семи нефтеперекачивающих станций (НПС), специального морского нефтеналивного порта (СМНП) Козьмино мощностью 15 млн. тонн нефти в год.

Вторым этапом реализации проекта нефтепроводной системы "Восточная Сибирь - Тихий океан" (ВСТО-2), стартовавшим в 2010 году, предусмотрено строительство магистрального нефтепровода на участке НПС Сковородино - СМНП «Козьмино» и соответствующее увеличение мощности уже построенного участка нефтепровода Тайшет - Сковородино до 80 млн. тонн нефти в год.

Нефтепровод общей протяженностью около 2100 км пройдет по территории Амурской области, Еврейской автономной области, Хабаровского и Приморского краев, открыв новые возможности для экспорта российской нефти в Японию и Южную Корею. Использование

самых лучших достижений в проектировании, строительстве и эксплуатации нефтепроводов обеспечит новой нефтепроводной системе высокий уровень надежности и минимальное воздействие на окружающую среду.

Проект строительства нефтепроводной системы «Восточная Сибирь - Тихий океан» является мощным инструментом социально-экономического развития Сибири и Дальнего Востока, так как вовлекает в оборот ресурсный и производственный потенциал этих регионов. Помимо очевидных выгод (создание новых рабочих мест, увеличение налоговых отчислений), строительство нефтепровода стимулирует поиск новых и ввод в эксплуатацию существующих нефтяных месторождений, что придаст значительный импульс развитию российского топливно-энергетического комплекса и других отраслей народного хозяйства.

Цель проекта – для потребителей НПС-20 спроектировать систему внутреннего электроснабжения с учётом увеличения нагрузки НПС-20. Для этого необходимо:

1. Расчёт нагрузок КТП и магистральных насосов.
2. Выбор оптимального варианта сети.
3. Выбрать оборудование, проверить по стойкости к токам КЗ.
4. Выбрать уставки средств РЗА на подстанции.
5. Рассчитать надёжность ПС.
6. Рассчитать заземление центра питания.
7. Рассмотреть меры безопасности при эксплуатации ПС.

При проектировании использовались ПЭВМ и следующие лицензионные программные продукты:

- MS Office;
- MS Visio;
- Mathcad.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Промежуточная НПС-20 расположена в Тындинском районе Амурской области. По административно-территориальному делению участок работ расположен на землях Тындинского административного района. Автодорожная сеть в районе работ развита хорошо. НПС № 20 расположена в 18 км восточнее города Тынды. Территория НПС-20 находится на возвышенности частично залесена. Отметки рельефа колеблются от 246 м до 274,5 м, [1].

Климатические характеристики площадки НПС-20 приняты по СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия», СНиП 23-01-99* «Строительная климатология»:

- Подъездная дорога от насосной к НПС и существующей автодороге с водоотводной канавой, га - 0,0113;
- Площадь, занимаемая под оголовок на выпуске очищенных сточных вод отводного коллектора, га - 0,0225;
- Площадь, занимаемая под колодец-гаситель напора отводного коллектора, га - 15,49;
- Площадь, занимаемая площадками временных зданий и сооружений, га - 1.9209.

Нормативное давление ветра по III району - 38 кг/м²;

расчетный вес снегового покрова по I-II району – 80-120 кг/м²;

температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 - минус 38 °С;

температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 - минус 42 °С;

абсолютная максимальная температура + 40 °С;

абсолютная минимальная температура минус 50 °С;

сейсмичность - 6 баллов.

Зона климатического районирования для строительства 1В.

На период изысканий грунтовые воды о пределах сферы взаимодействия проектируемых зданий и сооружений с геологической средой не встречены.

Питание грунтовых вод, преимущественно происходит за счёт перетекания из нижележащих водоносных горизонтов, разгрузка осуществляется в ближайшую эрозионную сеть.

Химический состав и степень агрессивности грунтовых вод приведены по данным инженерно-геологических изысканий на стадии ТЭО.

По химическому составу воды гидрокарбонатно-кальциевые с минерализацией 105,2 мг/л - вода пресная.

По степени агрессивного воздействия на бетон марки Л4 воды слабоагрессивные, по степени агрессивного воздействия воды с содержанием сульфатов на бетон марки Л4- неагрессивные.

По степени агрессивного воздействия воды на арматуру железобетонных конструкций при постоянном погружении - неагрессивная, при периодическом смачивании - слабоагрессивная.

По степени агрессивного воздействия воды на металлические конструкции при свободном доступе кислорода – среднеагрессивная.

2 РАСЧЁТ НАГРУЗОК

Потребителями внутриплощадочных сетей НПС-20 являются преимущественно двигатели насосов (напряжение 7,2 кВ), подключаемых через ЧПУ (уровни напряжения 10/7,2 кВ) а также вспомогательное оборудование, подключаемое к четырем КТП (напряжение 0,4 кВ).

2.1 Нагрузка КТП

Нагрузка на стороне 0,4 кВ КТП определяется исходя из данных контрольного замера токовой нагрузки на шинах 0,4 кВ, для КТП-1:

$$P_{p \text{ КТП}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{макс}} \cdot U_{\text{ном}} / 1000; \quad (1)$$

$$P_{p \text{ КТП}} = \sqrt{3} \cdot 2468 \cdot 400 / 1000 = 1708 \text{ кВт};$$

$$Q_p \text{ КТП} = P_p \cdot \text{tg} \varphi_{\text{расч}}; \quad (2)$$

$$Q_p = 1708 \cdot 0.4 = 683 \text{ квар.}$$

где $I_{\text{макс}}$ - значение максимальной токовой нагрузки за период замера, А;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение стороны НН каждой КТП, где производился замер токовой нагрузки, 400 В;

$\text{tg} \varphi_{\text{расч}}$ - коэффициент реактивной мощности по результату замера.

Расчётная нагрузка ТП представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ

Наименование ТП	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	Кз факт	$S_{\text{Факт ТП}}$, кВА	примечание
КТП-1	1708	683	1220	0,57	1600	Оптимальная

						загрузка
КТП-2	1122	449	801	0,60	1000	Оптимальная загрузка
КТП-3	608	243	434	0,52	630	Оптимальная загрузка
КТП-4	659	316	471	0,58	630	Оптимальная загрузка

2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности

Выбираем мощность трансформатора КТП-1, кВА, [7]:

$$S_T = \frac{P_P}{K_3 \cdot N_T}, \quad (3)$$

$$S_T = \frac{1708}{2 \cdot 0,7} = 1220 \text{ кВА},$$

т.е. необходим трансформатор ТМ-1600/10.

Компенсацію реактивной мощности произведем по следующему алгоритму:

Определим реактивную мощность, которую можно передать в сеть 0,4 кВ из сети 10 кВ через трансформатор:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_T)^2 - P_P^2}, \quad (4)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 683^2} = 1449 \text{ квар} .$$

Определим мощность низковольтных батарей конденсаторов НБК:

$$Q_{HK1} = Q_P - Q_T, \quad (5)$$

$$Q_{HK1} = 683 - 1449 = -766 \text{ квар} ,$$

$$Q_{HK1} = 0$$

$$Q_{HK2} = Q_P - Q_{HK1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_T, \quad (6)$$

$$Q_{HK2} = 683 - 0 - 0,35 \cdot 2 \cdot 1600 = -437 \text{ квар} ,$$

$$Q_{HK2} = 0$$

где $\gamma = f(K_1, K_2) = 0,35$, K_1 и K_2 определяются по [4].

$$Q_{HK\Sigma} = Q_{HK1} + Q_{HK2}, \quad (7)$$

$$Q_{HK\Sigma} = 0 + 0 = 0 \text{ квар}$$

Установка оборудования для компенсации реактивной мощности не требуется, $Q_{HK \Phi} = 0$.

Нескомпенсированная реактивная мощность КТП-1:

$$Q_{неск} = Q_P - Q_{HK \Phi}, \quad (8)$$

$$Q_{\text{нecк}} = 683 - 0 = 683 \text{ квар} .$$

Для остальных КТП результаты расчётов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Выбор мощности трансформаторов КТП

№ ТП	P_p , кВт	K_3	$N_{\text{тр}}$	$S_{p \text{ ТП}}$, кВА	Q_p , кВАр	$S_{\Phi \text{ ТП}}$, кВА	Q_T , кВАр	$Q_{\text{НК1}}$, кВАр	$Q_{\text{НК2}}$, кВАр	$Q_{\text{НК}}$, кВАр	$Q_{\text{НК Ф}}$, кВАр	$Q_{\text{нecк}}$, кВАр
КТП-1	1708	0,70	2	1220	683	1600	1449	0	-437	0	0	1708
КТП-2	1122	0,70	2	801	449	1000	838	0	-251	0	0	1122
КТП-3	608	0,70	2	434	243	630	639	0	-198	0	0	608
КТП-4	659	0,70	2	471	316	630	586	0	-125	0	0	659

2.3 Приведенная нагрузка ТП

При помощи приведения нагрузок по формулам со стороны НН на сторону ВН ТП определим расчётный ток по линиям 10 кВ.

Полные активные потери определяются по следующей формуле, для двухтрансформаторной КТП-1:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K / 2; \quad (9)$$

$$\Delta P_T = 3,3 \cdot 2 + 0,57^2 \cdot 18 / 2 = 9,6 \text{ кВт} ,$$

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

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, справочная величина [9].

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_K^2 + Q_{неск}^2}}{S_{фТП}};$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{1708^2 + 683^2}}{1600} = 0,57.$$

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K / 2;$$

(10)

$$\Delta Q_T = 20,8 \cdot 2 + 0,57^2 \cdot 88 / 2 = 56 \text{ квар},$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода, находим как:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100};$$

(11)

$$\Delta Q_X = 1600 \cdot \frac{1,3}{100} = 20,8 \text{ квар},$$

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

I_x - ток холостого хода, справочная величина, %;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания. находим как

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}; \quad (12)$$

$$\Delta Q_K = 1600 \cdot \frac{5,5}{100} = 88 \text{ квар},$$

где U_K - напряжение короткого замыкания, %.

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП, суммируем с ранее определёнными нагрузками по формуле, для КТП-1:

$$S_{вн тп1} = \sqrt{(P_{тп1} + \Delta P_{Т1})^2 + (Q_{тп1} + \Delta Q_{тп1})^2};$$

(13)

$$S_{вн тп1} = \sqrt{(1708 + 9,6)^2 + (683 + 56)^2} = 1870 \text{ кВА}.$$

Сведём результат в таблицу 3.

Таблица 3 – Пересчёт нагрузки на ТП на сторону 10 кВ

№ ТП	P_p 0,4 кВ, кВт	$Q_{неск.}$ кВАр	K_z факт	K_z авар	ΔP_x , кВт	ΔP_K , кВт	U_K , %	I_x , %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт	P_p 10 кВ, кВт	Q_p 10 кВ, кВАр	S_p 10 кВ, кВА
КТП-1	1708	683	0,57	0,57	3,3	18,0	5,5	1,3	9,6	56	1717	739	1870
КТП-2	1122	449	0,60	1,21	2,5	12,2	5,5	1,4	7,1	38	1129	487	1229
КТП-3	608	243	0,52	1,04	1,6	7,6	5,5	2,0	4,1	30	612	273	671
КТП-4	659	316	0,58	0,58	1,6	7,6	5,5	2,0	4,4	31	663	347	749

Суммарная нагрузка КТП:

$$P_{pКТП} = \sum_{i=1}^n P_{КТПi} ; \quad (14)$$

$$Q_{pКТП} = \sum_{i=1}^n Q_{КТПi} \cdot \text{tg} \varphi_{расч} ;$$

$$P_{pКТП\ BH} = 1717 + 1129 + 612 + 663 = 4122 \text{ кВт};$$

$$Q_{pКТП\ BH} = 739 + 487 + 273 + 347 = 1846 \text{ квар.}$$

План НПС-20 показан на рисунке 1 и в таблице 4.

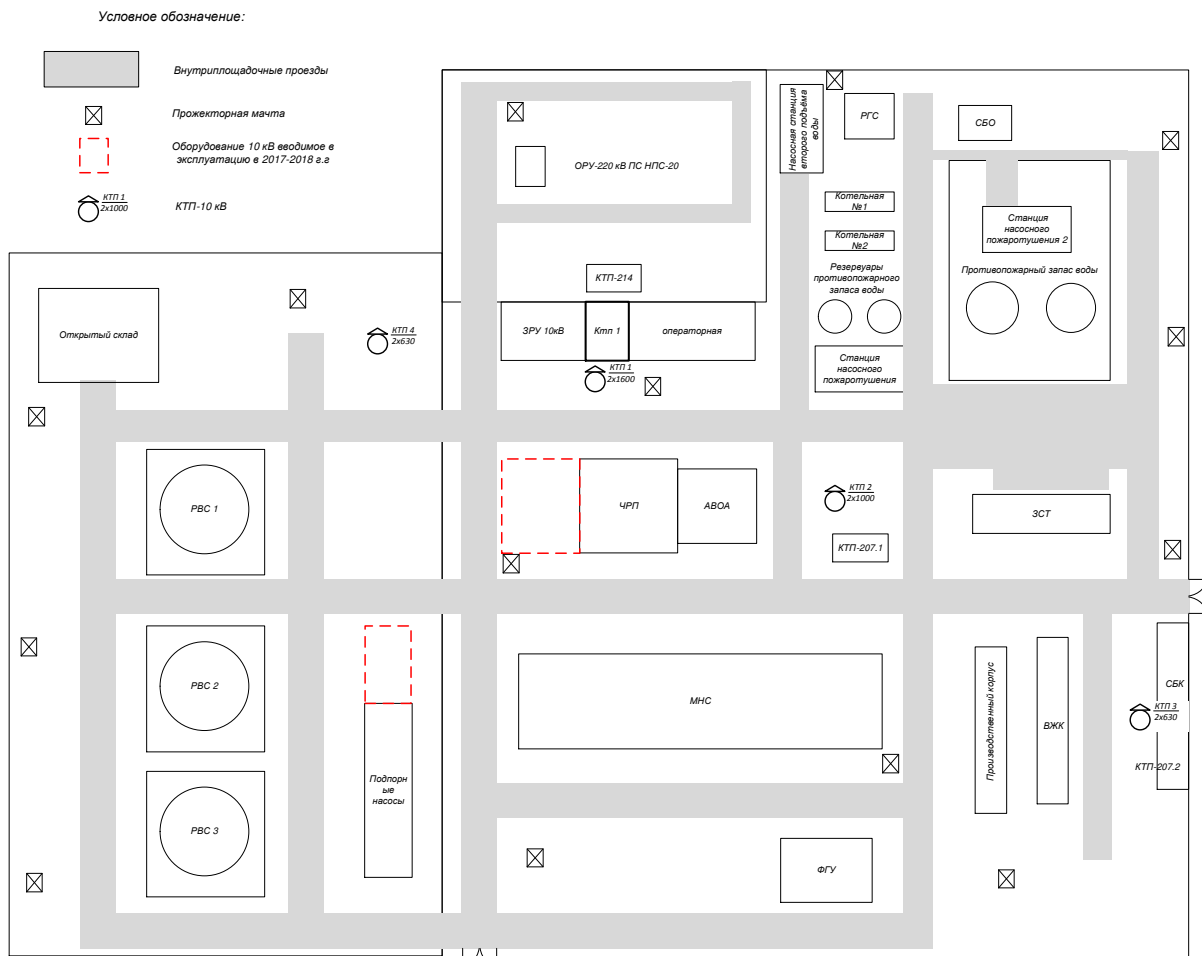


Рисунок 1 – План НПС-20

Таблица 4 – Характеристика потребителей

КТП	№ секции	№ шкафа	назначение
1	2	3	4
КТП-1 2*1600	1секция	1	207,1 ЩСУ А ввод №2
		2	котельная №2 ввод №1
		3	котельная №2 ввод №2
		4	насос пожаротушения Н 1,1
		5	ЩСУ 214 ВВОД№1
		6	ЩСУ 214 ВВОД№2
		7	насос пожаротушения Н 1,2
		8	ЩСУ 214 А ВВОД№1
		9	Резерв
		10	резерв
		11	конденсаторная установка КУ1
		12	СБК ЦАВР ВВОД №1
		13	резервный ввод от ДЭС
Продолжение таблицы 4			
	2	3	4
			секционный выключатель
	секция№2	1	котельная №2 ЩСУ УВТ №2
		2	ЩСУ 214 ВВОД№2
		3	207,1 ЩСУ А ввод №1
		4	насосная пенного пожаротушения ввод №1
		5	Резерв
		6	Резерв
		7	Резерв

		8	ЩСУ 214 ВВОД№2
		9	насос пожаротушения Н 2,2
		10	конденсаторная установка КУ 2
		11	СБК ЩАВР ВВОД № 2
		12	насос пожаротушения Н 3,2
		13	Резервный ввод ОПУ 0,4 №1
		14	Резерв
		15	котельная №1 ЩСУ МВКУ №2
КТП 2 2*1000	1 секция	1	ЩСУ 1 003 ВВОД№1
		2	ЩАВР МНА ЧРП №1 ВВОД №1
		3	207,1 ЩСУ ВВОД №1
		4	ЩСУ 2 003 ВВОД №2
		5	ЩАВР АВОА ЧРП №1 ВВОД №1
		6	конденсаторная установка КУ1
		7	ЩСУ 217 ВВОД №1
		8	ЩАВР МНА ЧРП №3 ВВОД №1
		9	ЩАВР АВОА ЧРП №1 ВВОД №1
		10	РЕЗЕРВ
			СЕКЦИОННЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ
		1	ЩАВР МНА ЧРП №2 ВВОД №2
		2	ЩСУ 217 ВВОД №2
		3	ЩАВР МНА ЧРП №2 ВВОД №2
		4	ЩАВР МНА ЧРП №3 ВВОД №2
		5	РЕЗЕРВ
		6	конденсаторная установка КУ1
		7	ЩСУ 2 003 ВВОД№2
		8	ЩСУ 673
		9	СУ ЩСУ207,1
		10	ЩСУ 1 003 ВВОД№2
		11	ЩАВР МНА ЧРП №3 ВВОД №1
КТП 3 2*630	секция №1	1	674 ЩСУ ВВОД №1

		2	конденсаторная установка КУ1	
		3	РЕЗЕРВ	
		4	689 ЩСУ ВВОД №1 ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ КОРПУС	
Продолжение таблицы 4				
		3	4	
		5	ЩСУ 207,1 ВВОД №1	
		6	677 ЩСУ ВВОД №1 СБК	
			СЕКЦИОННЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ	
	секция №2	1	674 ЩСУ ВВОД №1	
		2	конденсаторная установка КУ1	
		3	РЕЗЕРВ	
		4	689 ЩСУ ВВОД №1 ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ КОРПУС	
		5	ЩСУ 207,1 ВВОД №1	
		6	677 ЩСУ ВВОД №1 СБК	
КТП 4 2*630	секция №1	1	ЩСН	
		2	арт скважина №1 ввод №1	
		3	арт скважина №1 ввод №1	
		4	арт скважина №1 ввод №1	
		5	арт скважина №1 ввод №1	
		6	резерв	
		7	резерв	
				секционник
	секция №2	1	щсн	
		2	арт скважина №1 ввод №1	
		3	арт скважина №1 ввод №1	
		4	арт скважина №1 ввод №1	
		5	арт скважина №1 ввод №1	
		6	резерв	
7		резерв		

Питание магистральных насосов осуществляется на напряжении 7,2 кВ. С 10 кВ на 7,2 напряжение трансформируется за счёт использования трансформаторов частотно-регулируемого привода, подключенных к ячейкам ЗРУ-10 кВ ПС НПЗ-20. Трансформаторы ЧРП типа Siemens WC-3, 17 МВА, охлаждение хладагентом производится посредством системы труб через обмотки трансформатора. Трансформатор сухой, установлен в шкафу со съёмными панелями для обслуживания.

Проверка загрузки трансформаторов 10/7,2 кВ согласно мощности двигателя насосной:

$$K_3 = \frac{P_{\text{ДВИГ}}}{\cos \varphi_{\text{ДВИГ}} \cdot S_{\text{тр ном}}};$$

(15)

$$K_3 = \frac{12,5}{0,85 \cdot 17} = 0,865,$$

где $S_{\text{тр ном}}$ - номинальная мощность силовых трансформаторов на 10/7,2 кВ, 17 МВА.

$P_{\text{ДВИГ}}$ - мощность двигателя насосной, 12,5 МВт;

$\cos \varphi_{\text{ДВИГ}}$ - номинальный коэффициент мощности двигателя насосной, 0,85.

Согласно расчёту, трансформаторы загружены оптимально, учитывая их режим работы.

Двигатели магистральных насосов асинхронные мощностью 12 МВт, 1130 А, 7,2 кВ, 2990 об/мин, располагаются в здании МНС. На НПЗ-20 установлены 4 двигателя магистральных насосов таким образом, что двигатель №1-в работе, двигатель №2 – горячий резерв, двигатель №3 –

холодный резерв, двигатель №4 – в ремонте. Поэтому коэффициент использования K_u данных двигателей определяется по соотношению 2/4, то есть равен 0,5. Учитывая перспективу расширения НПС и увеличения объёмов перекачки нефти на НПС-20 планируется установка дополнительных 4 двигателей в здании подпорной насосной.

Нагрузка двигателей (8 шт) магистральной насосной определяется как:

$$P_{p \text{ двиг}} = P_{\text{СУММ}} \cdot K_u ;$$

$$P_{p \text{ двиг}} = 12000 \cdot 0.5 \cdot 8 = 48000 \text{ кВт};$$

$$Q_{p \text{ двиг}} = P_{p \text{ двиг}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ном двиг}} ;$$

$$Q_{p \text{ двиг}} = 48000 \cdot 0.62 = 29760 \text{ квар.}$$

Суммарную расчётную нагрузку находим по формулам, [2]:

$$P_p = P_{p \text{ двиг}} + P_{p \text{ КТП ВН}} ; \tag{16}$$

$$Q_p = Q_{p \text{ двиг}} + Q_{p \text{ КТП ВН}} ; \tag{17}$$

$$P_p = 48000 + 4122 = 52122 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 29760 + 1846 = 31606 \text{ квар.}$$

3 ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Так как основная нагрузка НПС-20 – двигательная на напряжении 10 кВ магистральных насосных агрегатов, то целесообразно использовать данное напряжение для подключения КТП.

Внутренние сети НПС-20 выполняются на напряжении 10 кВ кабельными линиями.

Напряжение питающей линии для НПС-20 проверяется по формуле Илларионова [3], кВ:

$$U_{НОМ ВЛ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_p}}}, \quad (18)$$

$$U_{НОМ ВЛ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{18} + \frac{2500}{\frac{52.1}{2}}}} = 90,$$

где l - длина двухцепной линии, по которой передаётся мощность P_{MAX} , принимается 18 км по схеме электроснабжения.

НПС-20 подключается на напряжение 220 кВ, питающего напряжения линии достаточно.

4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Компенсация реактивной мощности направлена в основном на экономию (уменьшение потерь) при эксплуатации распределительных сетей и одновременно на улучшение качества напряжения.

Передача реактивной мощности, необходимой для работы распределительных сетей, по передающим сетям затрудняет эксплуатацию их не только из-за экономических, но и из-за технических последствий, существенно затрудняющих регулирование напряжения в передающих сетях.

Для нахождения наилучшего решения приходится сопоставлять стоимость установки конденсаторов и дополнительной аппаратуры к ним (с учетом расходов на эксплуатацию) с экономией на стоимости потерь в распределительных и передающих сетях.

Целесообразность в компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ питающей подстанции обоснована меньшей величиной энергии, поступающей по стороне 220 кВ в сеть 10 кВ. Поэтому, для КРМ на стороне 10 кВ подстанции рассмотрим выбор установок КРМ-10 кВ.

Определим требуемую мощность компенсирующих устройств, при коэффициенте мощности, [5]:

$$Q_{КУ}^{треб} = Q_p - P_p \cdot tg_{\text{пд}}.$$

(19)

$$Q_{КУ}^{треб} = 31.6 - 52.1 \cdot 0.4 = 10.758 \text{ квар}.$$

где $tg_{\text{пд}}$ - предельно допустимый коэффициент реактивной мощности для шин 10 кВ по [4], равен 0,4.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность:

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{КУ}^{\text{факт}}. \quad (20)$$

$$Q_{\text{неск}} = 31,606 - 10,8 = 20,806 \text{ квар}.$$

где $Q_{\text{КУ}}^{\text{факт}}$ - фактическая мощность компенсирующих устройств, квар.

Выбираем комплектные конденсаторные установки марки УКЛ(П) – 10 – 2250УЗ в количестве 2 шт и УКЛ(П) – 10 – 3150УЗ в количестве 2 шт, [5].

5 ПРОВЕРКА ПРОВОДОВ ВЛ И СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС НПС-20

5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Для проверки загруженности установленных силовых трансформаторов 25 МВА подстанции «НПС-20» определяется полная мощность нагрузки по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2}, \quad (21)$$

$$S_p = \sqrt{52,122^2 + 20,806^2} = 56,121 \text{ МВА},$$

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме определяется по формуле:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{тр\text{ ном}}}, \quad (22)$$

$$K_3 = \frac{56,121}{2 \cdot 25} = 1,12,$$

где $S_{тр\text{ ном}}$ - номинальная мощность силовых трансформаторов на ПС «НПС-20», на ПС установлены 2 трансформатора по 25 МВА.

Согласно расчёту, трансформаторы в нормальном режиме перегружены, так как нормальная загрузка должна находиться в пределах 0,5-0,75. На ПС предусмотрена замена силовых трансформаторов на трансформаторы ТДН-40000/220. В таком случае коэффициент загрузки

трансформатора ТДН-40000/220 в нормальном режиме определяется по формуле:

$$K_3 = \frac{56,121}{2 \cdot 40} = 0,7,$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_3 = \frac{S_p}{S_{тр ном}}, \quad (23)$$

$$K_3 = \frac{56,121}{40} = 1,4,$$

С учётом подключаемой дополнительной нагрузки магистральных насосов трансформаторы ТДН-40000/220 загружены оптимально.

5.2 Проверка проводов ВЛ

Для определения максимального тока протекающего по линии, используется формула:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{Ц}}, \quad (24)$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{52,122^2 + 20,806^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 74 \text{ A}$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение питающей линии, 220 кВ;

$n_{Ц}$ - количество цепей.

ПС «НПС-20» подключена к ПС «Тында» ВЛ-220 кВ выполненной проводом АС-240. Экономический токовый интервал для провода АС-240 – не более 140 А [5], провод подходит.

В утяжеленном режиме ток определяется по формуле:

$$I_{авар} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot (n_{Ц} - 1)},$$

$$I_{авар} = \frac{\sqrt{52,122^2 + 20,806^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (2 - 1)} = 147 \text{ А},$$

Допустимый ток для провода АС-240 - 610 А. В утяжеленном режиме провод проверен.

6 ВЫБОР ВАРИАНТА ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Составляется 2 варианта прокладки кабельных линий по территории предприятия – магистральный и радиальный. Магистральный вариант предусматривает подключение нескольких потребителей, радиальный предусматривает отдельную линию к каждому потребителю. В обоих случаях линии делаются резервируемыми вторым кабелем.

Необходимо провести технико – экономическое сравнение. В рассмотрение принимаем 2 варианта, показанные на рисунках 2-3.

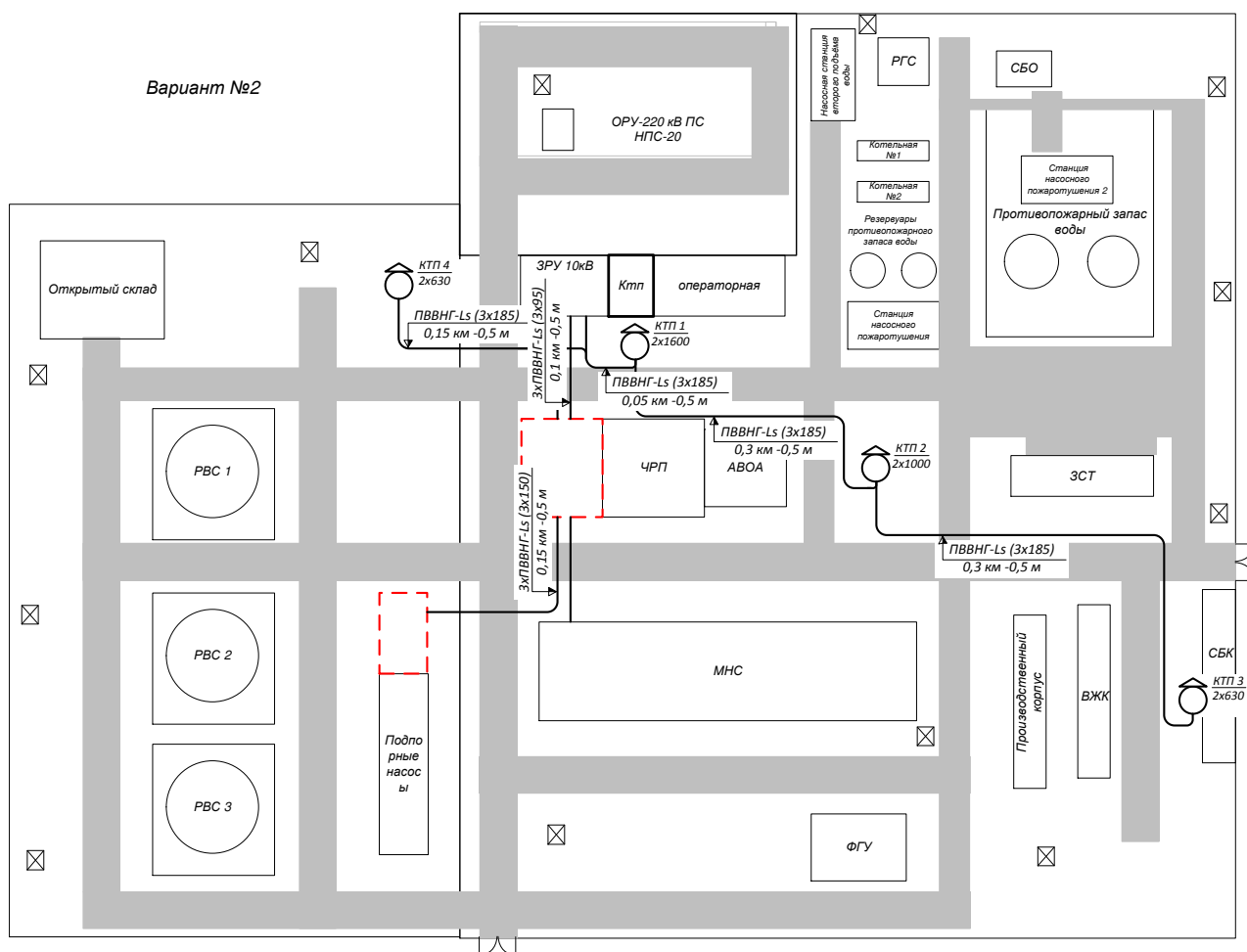


Рисунок 2 – Вариант схемы сети 10 кВ по магистральной схеме

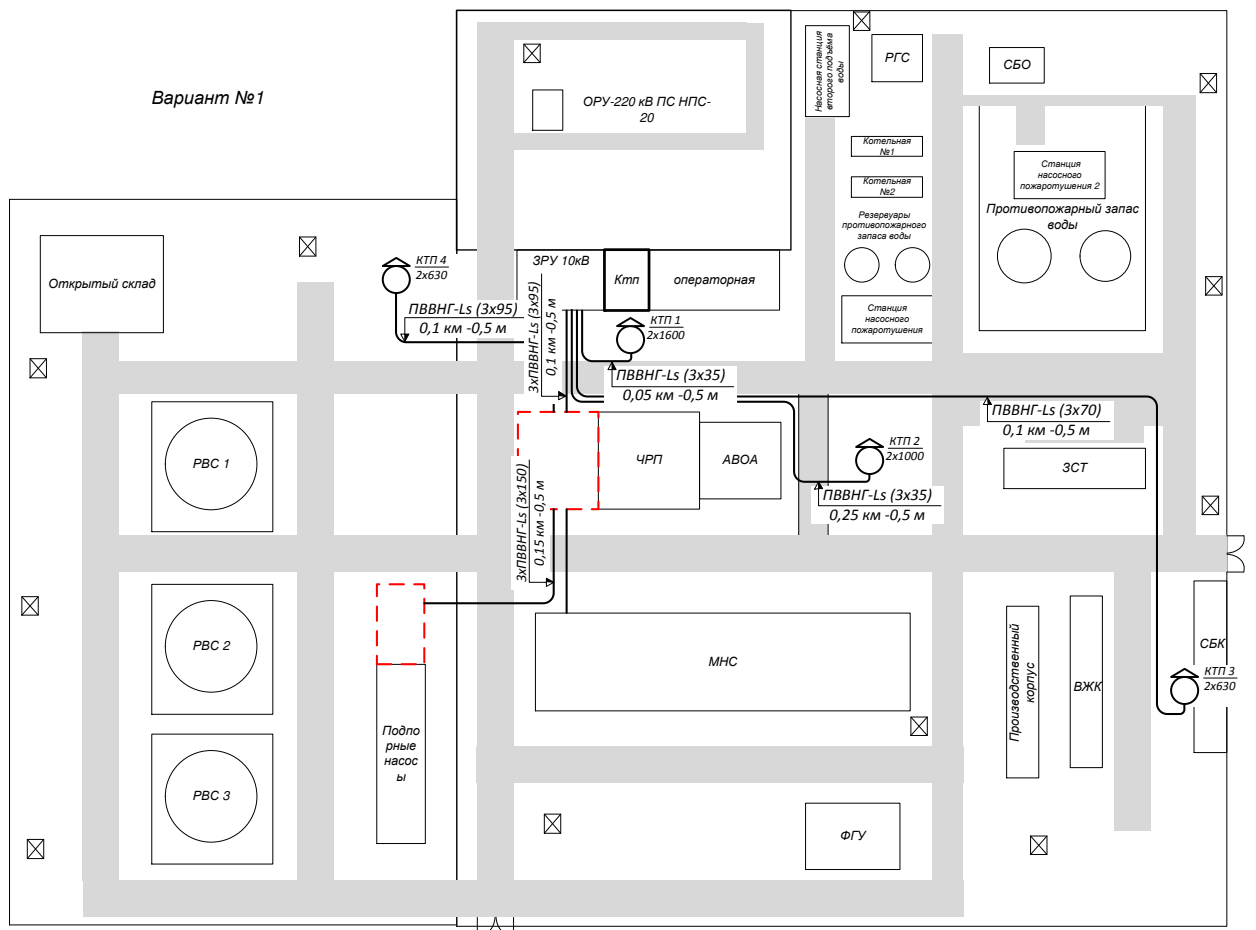


Рисунок 3 – Вариант схемы сети 10 кВ по радиальной схеме

Выбираем кабели для питания трансформатора ЧРП при количестве цепей $N_{\phi} = 2$:

$$I_{PMAKC} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot N_{\phi}} \quad (25)$$

$$I_{PMAKC} = \frac{17000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 983 \text{ A}$$

Принимаем 3 кабеля ПвПнг-Ls сечением жил 95 мм^2 3*95 с длительно допустимым током 336 А.

Допустимый ток кабельных линий с учётом поправочных коэффициентов определяется из условия, [7]:

$$I_{\text{ДОП}} = I_{\text{ДОП СТАНД}} \cdot K_{\text{СН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ТЕМП}}, \quad (26)$$

$$I_{\text{ДОП}} = 0,93 \cdot 1,17 \cdot 0,94 \cdot 336 \cdot 3 = 1031 \text{ А},$$

где $K_{\text{СН}}$ - коэффициент снижения токовой нагрузки, зависящий от количества кабелей траншее, принимается равный 0.93;

$K_{\text{ПЕР}}$ - для кабелей 10 кВ при прокладке в земле с учётом времени ликвидации аварии (6 часов) принимается 1.17;

$K_{\text{ТЕМП}}$ - температурный коэффициент, принимается 0,94.

Условие выбора:

$$I_{\text{р МАК}} \leq I_{\text{ДОП}},$$

$$983 \leq 1031 \text{ А}.$$

Условие выбора выполняется. Для остальных потребителей результаты выбора кабелей представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор кабелей для электроснабжения корпусов

Наименование	$S_{\text{Р КЛ}}$, кВА	$I_{\text{Р КЛ}}$, А	$I_{\text{ДОП КЛ}}$, А	$N_{\text{ц}}$
кабель питания трансформатора ЧРП	17000	983	17000	3
кабель питания двигателя насосов	14706	1389	14706	3

кабель питания КТП-1 (вариант №1)	1847	115	1847	2
кабель питания КТП-2 (вариант №1)	1214	76	1214	2
кабель питания КТП-3 (вариант №1)	659	41	659	2
кабель питания КТП-4 (вариант №1)	713	46	713	2
кабель питания КТП-1-4-2-3 (вариант №2)	3989	250	3989	2

Выбираем сечения кабелей для двух вариантов по формулам (25) – (26).

Нагрузка магистральной линии КТП-1-4-2-3 (вариант 2) определяется по формуле:

$$S_{P.маг} = K_c \cdot (S_{P1} + S_{P2} + S_{P3} + S_{P4}) \quad (27)$$

$$S_{P.маг} = 0,9 \cdot (1870 + 1229 + 671 + 749) = 4373 \text{ кВА.}$$

где K_c - средний коэффициент спроса для питаемых потребителей.

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

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{10000} \cdot (r_{\text{с\ddot{a}}} \cdot \cos(\varphi)), \quad (28)$$

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

l – длина линии, м;

I_p – расчетный ток в линии, А.

Нормально допустимая потеря напряжения $\Delta U_{\text{доп.}} = 10\%$, [8].

Условие проверки на потерю напряжения:

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп}}. \quad (29)$$

Проверим выполнение условия (29) для линии КТП 1-4-2-3, при условии, что одна цепь в работе:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 270 \cdot 0,8 \cdot \frac{100}{10000} \cdot (0,1 \cdot 0,9) = 0,7 \%$$

Расчёт проводим без учёта реактивного сопротивления линий.

Для остальных линий расчёт ведётся аналогично, результаты сводим в таблицу 6. Суммарная наибольшая потеря напряжения составляет 0,8%, что не превышает 10%, значит, выбранные сечения подходят.

Таблица 6 – Выбор кабелей внутреннего электроснабжения

Наименование фидера 10 кВ	K_c	$S_{p, \text{кЛ}}$, кВА	$I_{p, \text{кЛ}}$, А	$N_{\text{ц}}$	L, км	$\cos(\varphi)$	$R_{\text{кЛ}}$, Ом/км	$\Delta U_{\text{кЛ}}$, %	$\Delta U_{\text{кЛ}}$, %
кабель питания трансформатора ЧРП	1	17000	983	3	0,1	1	0,193	0,7	нормально допустимая потеря напряжения 10%
кабель питания двигателя насосов	1	14706	1389	3	0,15	0,85	0,124	0,8	
кабель питания КТП-1 (вариант №1)	1	1847	115	2	0,05	0,93	0,524	0,1	
кабель питания КТП-2 (вариант №1)	1	1214	76	2	0,2	0,93	0,524	0,3	
кабель питания КТП-3 (вариант №1)	1	659	41	2	0,5	0,93	0,524	0,3	
кабель питания КТП-4 (вариант №1)	1	713	46	2	0,1	0,93	0,524	0,1	
кабель питания КТП-1-4-2-3 (вариант №2)	0,90	4373	270	2	0,8	0,93	0,1	0,7	

7 РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ 10 кВ

Для питания потребителей 10 кВ необходимо выбрать кабельные линии при условии прокладки в блоках или открыто по территории НПС. Так как территория НПС является пожароопасной, то необходимо применение кабелей с медными жилами и негорючей изоляцией.

Кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках на номинальное переменное напряжение 10 кВ частотой 50 Гц в сетях с изолированной и заземлённой нейтралью. Кабели соответствуют международному стандарту МЭК 60502-2 и гармонизированному документу HD 620 S1(2) в части метода испытаний на ускоренное старение – HD 605-S1/ A1(3).

Прокладку кабеля разрешается начинать только при наличии проекта производства работ (ППР).

Прокладка кабеля должна выполняться специализированной монтажной организацией, имеющей соответствующее оборудование, приспособления, инструменты, материалы и квалифицированных специалистов.

Все операции по прокладке указаны для одной строительной длины кабеля или для трёх кабелей в связке. Прокладка кабелей должна выполняться с учётом требований рекомендаций, а также действующих нормативных документов:

- а) СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- б) «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ).

Рекомендации распространяются на условия и способы прокладки кабелей в земле (траншее), в кабельных помещениях, в трубах, тоннелях и каналах. На подводную прокладку данные рекомендации не распространяются (условия, и способы подводной прокладки кабелей определяются при проектировании кабельной линии с учётом конкретных условий прокладки).

При прокладке кабельных линий непосредственно в земле кабели должны прокладываться в траншеях и иметь снизу подсыпку, а сверху засыпку слоем песчано-гравийной смеси или мелкого грунта, не содержащего камней, строительного мусора и шлака. Бестраншейная прокладка кабелей с помощью ножевых кабелеукладчиков не допускается. Кабели на всем протяжении должны быть защищены от механических повреждений железобетонными плитами, кирпичами или пластмассовыми сигнальными лентами. Трасса кабельной линии, глубина заложения кабелей, тип покрытий кабелей в траншее, толщина присыпки песчано-гравийной смесью или мелким грунтом, а также расстояние между параллельно прокладываемыми линиями в траншее и на воздухе определяются в соответствии с ПУЭ при проектировании кабельной линии.

При прокладке кабельной линии кабели трёх фаз должны прокладываться параллельно и располагаться треугольником или в одной плоскости.

При расположении кабелей треугольником кабели должны скрепляться вместе в треугольник в местах, расположенных по длине кабельной линии с шагом от 1 до 1,5 м (на изгибах трассы на расстоянии не более чем 0,5 м с обеих сторон от изгиба). При выборе шага скрепления кабелей, прокладываемых в земле, следует учитывать, что скреплённые в треугольник кабели не должны менять своего положения при засыпке их грунтом.

Скрепление с указанным выше шагом должно быть по всей кабельной линии, за исключением участков около соединительных и концевых муфт. Скрепление кабелей трёх фаз в треугольник должно осуществляться лентами, стяжками, хомутами или скобами.

Для скрепления кабелей трёх фаз одной кабельной линии в треугольник возможно использование хомутов или скоб из магнитных материалов (например, стали) с обязательным использованием эластичных прокладок для защиты оболочки кабеля. Стальные хомуты или скобы

должны иметь антикоррозионное покрытие, рассчитанное на эффективную защиту от коррозии на весь срок эксплуатации кабельной линии.

Кабели марок ПвВНГ-LS могут быть использованы для прокладки во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Ia. Прокладка кабелей должна осуществляться в соответствии с действующей документацией, утвержденной в установленном порядке.

Кабели предназначены для прокладки на трассах без ограничения разности уровней. Кабели могут быть проложены без предварительного подогрева при температуре не ниже минус 150С. При более низких температурах кабель должен быть предварительно прогрет до необходимой температуры. Для этого кабель может быть выдержан в теплом помещении (при температуре 200 С) не менее 24 ч или прогрет с помощью специального оборудования (установка горячего воздуха).

Тяжение кабелей во время прокладки должно осуществляться при помощи кабельного чулка или за токопроводящие жилы при помощи клинового захвата.

Усилия, возникающие во время тяжения кабеля с алюминиевой жилой не должны превышать 30 Н/мм² сечения жилы, кабеля с медной жилой - 50 Н/мм².

Минимальный радиус изгиба кабеля при прокладке должен быть не менее 15Dн для одножильных кабелей и 10 Dн для трехжильных кабелей.

Число изгибов кабеля под углом до 90° на трассах прокладки должно быть не более 8 на строительную длину кабеля.

Кабели ПвВнГ-LS не распространяют горение при групповой прокладке по категории А или В.

Дымообразование при горении и тлении кабелей не приводит к снижению светопрозрачности в испытательной камере более чем на 50 %.

Элементы конструкции кабеля показаны на рисунке 4.

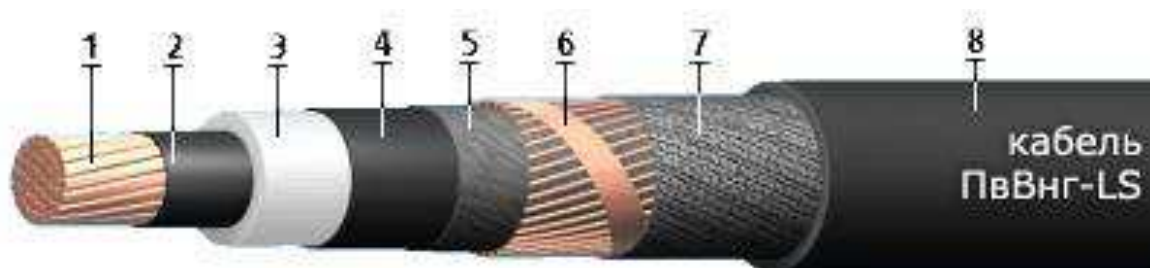


Рисунок 4 – Кабель ПвВнг-LS

Расшифровка кабеля ПвВнг-LS:

- Пв - Изоляция жил из сшитого полиэтилена;
- Внг-LS - Оболочка из поливинилхлоридного пластика пониженной горючести с пониженным газо- дымовыделением;

Конструкция кабеля ПвВнг-LS:

1. Круглая многопроволочная уплотнённая токопроводящая жила из меди, сечением от 50 до 800 кв.мм.;
2. Экран по жиле из экструдированного полупроводящего сшитого полиэтилена;
3. Изоляция из сшитого полиэтилена (Пв);
4. Экран по изоляции из экструдированного полупроводящего сшитого полиэтилена;
5. Разделительный слой;
6. Экран из медных проволок, скреплённых медной лентой: сечением не менее 16 кв.мм. для кабелей с сечением жилы 50 - 120 кв.мм., сечением не менее 25 кв.мм. для кабелей с сечением жилы 150 - 300 кв.мм., сечением не менее 35 кв.мм. для кабелей с сечением жилы 400 кв.мм. и более;
7. Разделительный слой из прорезиненной ткани или полимерной ленты, для кабелей категории "А" пожарной безопасности накладывается дополнительный слой из слюдосодержащей ленты;
8. Оболочка из ПВХ пластика пониженной пожароопасности (Внг-LS), "нг-LS" - Low Smoke (низкое дымо- и газовыделение).

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выберем вариант сети 10 кВ по приведенным затратам. Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{КЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{КЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{КЛ}) \cdot 10^{-3} \quad (30)$$

где $E_H = 0,1$ - норматив дисконтирования, зависит от ставки рефинансирования, которая устанавливается Центробанком, [10];

$K_{КЛ}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость КЛ и выключателей соответственно;

$C_0 = 1,9$ руб/кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии;

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$a_{ам.выкл} = 5,9\%$, $a_{ам.КЛЭП} = 0,5\%$;

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

Потери в линиях находятся как:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(P_{Л})^2 + (Q_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T \quad (31)$$

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

Q_L – потоки реактивной мощности по линии, МВАр;

R, X – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;

T – число часов.

Проводим сравнение вариантов по меняющимся частям, поэтому капиталовложения в ТП не учитываем, т.к. количество и мощность ТП для обоих вариантов одинаковы. Результаты расчёта сведены в таблицу 7.

Таблица 7 - Выбор схемы электрических соединений для сети 10 кВ

№ Варианта	1	2
Количество выключателей 10 кВ, шт	8	2
Стоимость выключателя 10 кВ, тыс руб	150	150
Капиталовложения в выключатели, тыс руб	1200	300
Протяженность КЛ 10 кВ сечением, км	185	1,6
	35	1,7
Стоимость кабеля сечением, тыс. руб.\км	185	1046
	35	465
Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб	791	1674
Издержки на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс руб	3	7
Издержки на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс руб	71	18
Издержки на амортизацию электрооборудования, тыс руб	100	99
Потери электроэнергии, кВт*ч	39000	131000
Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт*ч	1,9	1,9
Издержки потерь элеткроэнергии, тыс руб	21	69
Приведенные затраты, тыс руб	393	389

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что по приведенным затратам варианты оказались равноэкономичными, так как вариант №2 дешевле на 1%, чем вариант №1. Для дальнейшей разработки

принимаем вариант №1 по минимальным потерям электроэнергии или
издержкам на оплату потерь электроэнергии..

9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 10 кВ

Для определения уровня токов КЗ в принятой схеме электроснабжения проведём расчет токов КЗ на шинах РУ-10 кВ, а также на каждой радиальной линии 10 кВ. Схема замещения для расчёта по каждой магистрали приведена на рисунке 5, [11].

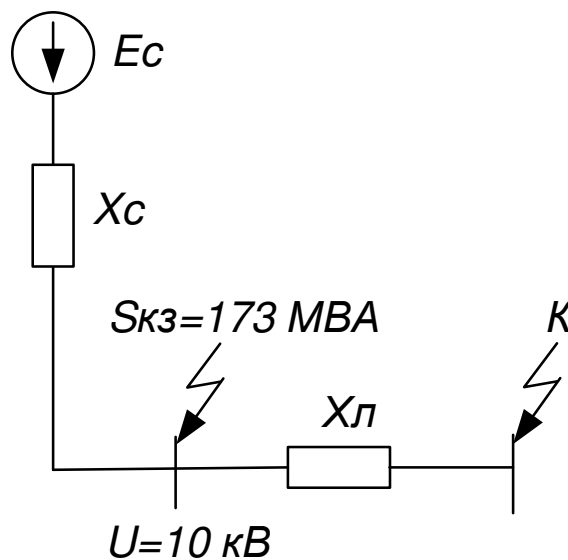


Рисунок 5 - Схема замещения участка 10 кВ

Сопротивление системы определяется по формуле, Ом:

$$X_c = \frac{U_{cp}^2}{\sqrt{3} \cdot S_{сист}}; \quad (32)$$

$$X_c = \frac{10,5^2}{\sqrt{3} \cdot 173} = 0,37;$$

где $S_{сист}$ – мощность КЗ системы, ожидаемая величина равна 173 МВА.

Реактивное сопротивление кабеля больше чем в 3 раза активного сопротивления ($R_{кл}=0,05$ Ом/км), поэтому согласно [11] при расчёте учитывается только реактивное сопротивление кабелей, для примера кабеля питания трансформаторов ЧРП:

$$X_{кл} = \frac{r_{y\partial}}{N_y} \cdot L,$$

$$X_{кл} = \frac{0,193}{1} \cdot 0,1 = 0,02 \text{ Ом},$$

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

$$I_{no} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot (X_{кл8} + X_C)} \quad (33)$$

$$I_{no} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,37 + 0,02)} = 16,45.$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{no}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)} \quad (34)$$

$$I_{no}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 16,45 = 14,31.$$

Определим постоянную затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{R_\Sigma \cdot 314} \quad (35)$$

$$T_a = \frac{0,37}{0,02 \cdot 314} = 0,06 \text{ с.}$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} \quad (36)$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,06}} = 1,85 .$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (36)$$

$$i_{y\partial} = 1,85 \cdot 1,41 \cdot 16,45 = 43.$$

Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ показаны в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

Линия	Длина, км	$X_{\text{каб}}, \text{ Ом}$	$X_C, \text{ Ом}$	$I_{\text{по}}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(2)}, \text{ кА}$	T, с	$K_{y\partial}$	$I_{y\partial}, \text{ кА}$
кабель питания трансформатора ЧРП	0,10	0,02	0,37	16,45	14,31	0,06	1,85	43,01
кабель питания двигателя	0,15	0,02	0,37	16,46	14,32	0,06	1,85	43,13

насосов								
кабель питания КТП-1 (вариант №1)	0,05	0,03	0,37	16,43	14,30	0,04	1,80	41,83
кабель питания КТП-2 (вариант №1)	0,20	0,10	0,37	15,85	13,79	0,01	1,41	31,58
кабель питания КТП-3 (вариант №1)	0,50	0,26	0,37	13,43	11,68	0,00	1,11	21,02
кабель питания КТП-4 (вариант №1)	0,10	0,05	0,37	16,31	14,19	0,02	1,64	37,83
кабель питания КТП-1 (вариант №1)	0,05	0,02	0,37	16,45	14,31	0,06	1,85	43,01

10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Термически стойкое к токам КЗ сечение магистральных кабелей находим по формуле, [12]:

$$S_T = \frac{B_K}{C}; \quad (37)$$

$$B_K = I_{KЗ}^2 \cdot t_{П},$$

где $I_{KЗ}$ - 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 0,1 с;

C - температурный коэффициент, равный 95, A^2c/mm^2 .

Для примера рассчитаем термически стойкое сечение для кабеля питания трансформатора ЧРП:

$$S_{T8} = \frac{16450 \cdot 16450 \cdot (0.01 + 0.045 + 0.5)}{95} = 28 \text{ мм}^2;$$

Полученное значение округляем до ближайшего меньшего, так как в формуле определения сечения уже заложена погрешность. В итоге, сечение кабеля можно округлить до 50 $мм^2$. Кабельная линия на трансформаторы ЧРП выполнена кабелем 3x95, что допустимо. Для остальных корпусов расчёт ведётся аналогично, результаты расчёта сводим в таблицу 9.

Таблица 9 – Проверка КЛ-10 кВ

Линия	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$t_{\text{П}}$, с	$S_{\text{терм. стойкое}}$, мм ²	$S_{\text{факт}}$, мм ²
кабель питания трансформатора ЧРП	14,31	0,155	28,0	95
кабель питания двигателя насосов	14,32	0,155	28,0	150
кабель питания КТП-1 (вариант №1)	14,30	0,155	27,9	35
кабель питания КТП-2 (вариант №1)	13,79	0,155	26,0	35
кабель питания КТП-3 (вариант №1)	11,68	0,155	18,6	35
кабель питания КТП-4 (вариант №1)	14,19	0,155	27,5	35
кабель питания КТП-1 (вариант №1)	14,31	0,155	28,0	35

Анализируя данные таблицы 9, видно что все линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ.

11 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

11.1 Выбор КРУ 10 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) - это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. В данном проекте рационально принять КРУ серии К-63 со встроенными выключателями марки ВВ/Тел-10, [12].

Ячейка К-63 предназначена для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6 и 10 кВ и используется в распределительных устройствах собственных нужд электростанций, электрических подстанций энергосистем и промышленных предприятий, а также на объектах энергоснабжения ответственных потребителей сельского хозяйства.

Технические данные:

Степень защиты по ГОСТ 14254 – IP20 при закрытой двери релейного шкафа, при открытой двери релейного шкафа и расположении выкатного элемента в контрольное положение IP00, для отдельно стоящего шкафа ТСН – IP34.

Климатическое исполнение для работы внутри помещения УЗ по ГОСТ 15150, а отдельно стоящий шкаф ТСН предназначенный для работы на открытом воздухе имеет климатическое исполнение УХЛ1.

Условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха от +35°С до -5° С (с внутренним обогревом -25° С), для отдельно стоящего шкафа ТСН от +40°С до -40° С;
- относительная влажность воздуха не более 80% при +20° С;

- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров, а также производственной пыли в концентрациях, разрушающих металл и изоляцию;

- группа условий эксплуатации в части воздействия механических факторов внешней среды – М1 по ГОСТ 17516.1.

Ячейки К-63 представляют собой сварную металлическую конструкцию из гнутых стальных профилей, так же каркас ячеек может изготавливаться из оцинкованной стали с применением технологии заклепочных соединений, что значительно повышает прочность корпуса, улучшает внешний вид и антикоррозийные свойства изделия.

В него устанавливаются аппараты и приборы согласно схемам главных и вторичных цепей.

Ячейки К-63 состоят из основных сборочных единиц: корпуса с аппаратурой; выкатной тележки; релейного шкафа внутри которого расположены устройства защиты и автоматики, аппаратура сигнализации и управления, приборы измерения и другие устройства вспомогательных цепей; отсека сборных шин.

Доступ в ячейки К-63 обеспечен через две двери: дверь релейного отсека, дверь отсека трансформаторов напряжения или предохранителя, Дверь трансформаторного отсека имеет смотровое окно для обзора внутренней части камер без снятия напряжения. Дверь релейного отсека является панелью, на которой смонтирована аппаратура схем вспомогательных цепей. На фасаде размещена аппаратура с задним присоединением проводов, на внутренней стороне выполнена раскладка проводов. Внутри камера освещена лампой накаливания.

Выкатная тележка представляет собой сварную конструкцию, на которой устанавливается высоковольтное оборудование различных

производителей - вакуумный выключатель ВВ/TEL («Таврида Электрик»), ВБМ, ВБЭ (г. Саратов), ВБСК (г. Минусинск), определяемое схемой соединения главных цепей, и разъединяющие контакты.

Выкатной элемент может занимать относительно корпуса положение: рабочее, контрольное и ремонтное. В рабочем и контрольном положениях выкатной элемент находится в фиксированном положении.

В ремонтном положении выкатной элемент из корпуса шкафа выдвинут полностью, разъединяющие контакты главной цепи разомкнуты; выкатной элемент с установленной на нем аппаратурой может быть подвергнут осмотру и ремонту.

Ячейки К-63 оборудованы следующими блокировками:

- механическая блокировка, не допускающая перемещения выкатного элемента из рабочего положения в контрольное, а также из контрольного положения в рабочее при включенном положении выключателя.

- механическая блокировка, не допускающая перемещения выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при включенном заземляющем разъединителе; она состоит из упора, который контролирует положение вала заземляющего разъединителя и препятствует вкатыванию выкатного элемента. Конструктивно шкаф КРУ выполнен таким образом, что включать или выключать заземляющий разъединитель возможно только в ремонтном положении выкатного элемента.

- электромагнитная блокировка, не допускающая при включенном положении заземляющего разъединителя, перемещения в рабочее положение выкатного элемента в другом шкафу КРУ, от которого возможна подача напряжения на шкаф, где размещен заземляющий разъединитель.

Цепи вторичной коммутации ячейки КРУ размещены в релейном шкафу. Релейный шкаф представляет собой сварную металлическую

конструкцию. Низковольтная аппаратура вторичных цепей смонтирована на панели внутри релейного шкафа либо на задней стенке релейного шкафа, либо на поворотной панели (дверь релейного шкафа).

Схемы вторичных цепей реализуются на электромеханических реле, а так же с использованием устройств микропроцессорной защиты различных производителей («Темп», «СЕРАМ», «УЗА», «MICOМ» и др.).

На фасадной стороне шкафа КРУ нанесены надписи, указывающие ее назначение, а также порядковый номер камер в соответствии с опросным листом.

Ошиновка шкафов КРУ выполнена шинами из алюминиевого сплава электротехнического назначения.

Сборные шины шкафа КРУ и ответвления от них (исключая контактные поверхности) окрашены в следующие отличительные цвета:

желтый - фаза А;

зеленый - фаза В;

красный - фаза С;

Заземляющие шины, проложенные открыто, окрашены в черный цвет.

Конструкция ячеек К-63 обеспечивает сборку камер в ряд и соединение главных цепей по сборным шинам. Сборные шины, шинные и секционные разъединители шкафов КРУ имеют с фасадной стороны сетчатые ограждения.

11.2 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ выбираем КРУ К-63 с вакуумными выключателями типа ВВ/Тел-10-20-20/1000УХЛ2 – для ячейки питания трансформаторов

ЧРП. На ячейках питания КТП устанавливаем выключатели такой же марки, но с другим номинальным током - ВВ/Тел-10–12,5-20/630УХЛ2.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ; \quad (38)$$

- по длительному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (39)$$

- по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}}; \quad (40)$$

Проведем проверку линейного выключателя:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{н.о.к1}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \quad (41)$$

$$B_K = 16,45^2 \cdot (0,055 + 1,0) = 286 \text{ кА}^2\text{с},$$

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

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} , \quad (42)$$

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

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{терм}$ - время протекания КЗ (справочная величина).

2. Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном\ откл} ,$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 20 = 11.31 \text{ кА},$$

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

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

3. Проверим по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{откл. ном} \cdot \quad (43)$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{i i}^{(3)} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{i i i i e} \cdot \left(1 + \frac{\beta_i}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 16,45 + 16,45 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$32,1 \leq 39,59 \text{ кА.}$$

4. По динамической стойкости:

$$i_{y d} \leq i_{скв} \cdot$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Результат выбора показан в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор выключателей 10 кВ трансформаторов ЧРП

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
трансформаторы ЧРП		

$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $i_{скв} = 50 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 983 \text{ А}$ $i_{уд} = 43 \text{ кА}$ $B_{к.} = 286 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 16,45 \text{ кА}$ $I_{пт} = 16,45 \text{ кА}$ $i_{ат} = 5,1 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
линейные ячейки КТП		
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 50 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 115 \text{ А}$ $i_{уд} = 41,8 \text{ кА}$ $B_{к.} = 285 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 16,43 \text{ кА}$ $I_{пт} = 16,43 \text{ кА}$ $i_{ат} = 5,1 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

11.3 Выбор разъединителей 10 кВ

Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током, [14].

Выбираем на стороне 10 кВ секционный разъединитель РВ-1-10\630.

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_{к} = I_{н.о.кз}^2 \cdot (t_{отк} + T_a);$$

$$B_k = 16,45^2 \cdot (0,055 + 1,0) = 286 \text{ кА}^2\text{с},$$

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

$$B_{HK} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Результат выбора показан в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор разъединителей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
трансформаторы ЧРП		
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 1000 \text{ А}$ $i_{скв} = 50 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 983 \text{ А}$ $i_{уд} = 43 \text{ кА}$ $B_k = 286 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{pmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_k$
линейные ячейки КТП		
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 115 \text{ А}$ $i_{уд} = 41,8 \text{ кА}$ $B_k = 285 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{pmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_k$

11.4 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

- по току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{1\text{ном}} , I_{\text{мах}} \leq I_{1\text{ном}} .$$

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:

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{1\text{ном}}, \quad (44)$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{1\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_t \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_t,$$

где K_t – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_t – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (45)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}}. \quad (46)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 и для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	Альфа	0.12		0.12
		0.12		0.12

Ватметр	Д-335	0.5		0.5
Варметр	Д-335	0.5		0.5
Итого		1.24	0.5	1.24

Из таблицы 12 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ 10 - 1.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К2:

$$B_K = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{омк} + T_a),$$

$$B_K = 16,45^2 \cdot (0,055 + 1,0) = 286 \text{ кА}^2\text{с},$$

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

$$B_{HK} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}.$$

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

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

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

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

Общее сопротивление приборов:

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.24}{5^2} = 0.0496 \text{ Ом.}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечение $q=4 \text{ мм}^2$ 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 ($r_{\text{КОНТ}} = 0.1 \text{ Ом}$).

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

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.0496 = 0.23 \text{ Ом.}$$

Результат выбора показан в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 1000 \text{ А}$ $I_H = 200 \text{ А}$ $I_H = 100 \text{ А}$ $I_H = 50 \text{ А}$ $I_H = 50 \text{ А}$	$I_P = 983 \text{ А}$ $I_P = 115 \text{ А}$ $I_P = 76 \text{ А}$ $I_P = 41 \text{ А}$ $I_P = 46 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.23 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 286 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{дин} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} = 43 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

11.5 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \tag{47}$$

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

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

(48)

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч}}$. Приблизительно, без учета схемы включения приборов, $S_{2\text{расч}}$ можно определить по выражению. При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} .$$

(49)

За $S_{\text{доп}}$ принимается для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В*А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В*А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	Альфа	3.6 Вт	5	0.38	0.925	18	43.8
Счетчик РЭ	Альфа	3.6 Вт	5	0.38	0.925	18	43.8
Итого	-	-	-	-	-	36	87.6

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле (48) составит:

$$P_2\Sigma = 36 \text{ Вт}, Q_2\Sigma = 87.6 \text{ Вар}, S_2\Sigma = 94.7 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10У3.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_P = 94.7 \text{ ВА}$ (для класса точности 1)	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 150 \text{ ВА}$	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

11.6 Выбор ограничителей перенапряжений

ОПН – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозовых и внутренних перенапряжений, [13].

В КРУ приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых $U_{ост} = 43$ кВ, $U = 60$ кВ, далее по формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 10 кВ в соответствии с Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений, предназначенный для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 27-220 кВ.

Энергия поглощения ОПН, кВт:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (50)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 60 кВ;

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 43 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (51)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{60-43}{0,485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-9} \cdot 20 = 0,0011 \text{ кВт}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кВт/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}, \quad (52)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{0,0011}{10} = 0,00011.$$

11.7 Выбор предохранителей для защиты ТН

Выбор предохранителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

- по длительному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$$

Проверяют предохранители по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}}$$

Ток максимального режима

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\text{ти}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,7 \text{ А.}$$

Ток КЗ был посчитан: $I_{\text{н.о}} = 9,52 \text{ кА}$.

Примем предохранитель типа ПКТ101-10-10-20У1.

Результат выбора показан в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор предохранителей ТСН

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 10 \text{ А}$	$I_{\text{рмах}} = 8,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рмах}}$

$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 9,52 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$
----------------------------	----------------------------	------------------------

Данный тип предохранителя подходит.

11.8 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6–10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка.

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения $60 \times 8 \text{ мм}^2$, марки АДЗ1Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные;
 $I_{доп} = 1025 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} = 983 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{BK}}{C}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{286 \cdot 10^3}}{91} = 6 \text{ мм}^2.$$

Определяем пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 1.34 \text{ м.}$$

(53)

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, принимаем 0.45 м;

J - момент инерции шины;

q - поперечное сечение шины, равное 4.8 см².

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}$$

$$J = \frac{0.8 \cdot 6^3}{12} = 14.4 \text{ см}^4$$

Принимаем расположение шин плашмя; пролёт 1.2 м.

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (54)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{43^2 \cdot 1.2^2}{0.64 \cdot 0.8} = 90 \text{ МПа},$$

где $W = \frac{0.8^2 \cdot 6}{6} = 0.64$ - момент сопротивления шины относительно оси,

перпендикулярной действию усилия, см³,

a - расстояние между фазами, м;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

Шины механически прочны, при соблюдении условия:

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп},$$

$$90 < 95 \text{ Мпа.}$$

Также учитывается старение материала, тогда:

$$\sigma_{доп} \leq 0.7 \sigma_{разр},$$

$$90 \leq 0.7 \cdot 130 = 91 \text{ Мпа.}$$

Условия механической прочности соблюдены.

Результат выбора показан в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 983 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$
$\sigma_{\text{расч}} = 90 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 91 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$q_{\min} = 5,9 \text{ мм}^2$	$q = 480 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$

11.9 Выбор изоляторов

Выбор опорных изоляторов:

Выбираем опорные изоляторы марки ИОС -10-500 УХЛ с $F_{\text{разр}} = 3000$

Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (55)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{43^2 \cdot 1.2}{0.8} \cdot 10^{-7} = 480 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разр}},$$

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Результат выбора показан в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 480 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} = 2400 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$

Выбор проходных изоляторов:

Выбираем изолятор ИП-10/1000-750 УХЛ1, $I_{\text{max}}=983 \text{ А}$, $F_{\text{разр}}=7500 \text{ Н}$.

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{расч}},$$

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}$$

Результат выбора показан в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор проходных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 480 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} = 4500 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$
$I_p=983 \text{ А}$	$I_H=1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_p$

11.10 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используется установки постоянного тока аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется оперативный ток или выпрямленный специальными

тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цепи.

Основную нагрузку аккумуляторной батареи составляют следующие приемники:

аппараты устройств дистанционного управления, сигнализации, блокировки и релейной защиты;

приводы выключателей, автоматов, контакторов;

аварийное освещение;

ЭД аварийных насосов системы уплотнения вала генератора;

ЭД аварийных маслососов системы смазки агрегатов;

ЭД аварийных маслососов системы регулирования турбин; у агрегатов до 200 МВт давление в системе регулирования поддерживается за счет главных маслососов на валу турбины.

Аккумуляторной батареи выбирают по необходимой емкости, уровнем напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило аккумуляторной батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором.

Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

По данным научного – исследовательского аккумуляторного института токи разряда в указанном получасовом режиме принимаются: для

разряда при начальной температуре электролита 10°C – 21 А, при 25°C – 25А.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{III}}{U_{IIA}}, \quad (56)$$

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108 \text{ шт.},$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

U_{III} - напряжение на шинах, принимаем $U_{III} = 230\text{В}$;

U_{IIA} - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В).

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ шт.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n = \frac{230}{1,75} = 130 \text{ шт.}$$

где n - общее число элементов батареи.

Таким образом, типовой номер батареи N выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (57)$$

где I_{AB} - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

J - допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера.

Определяем нагрузку установившегося получасового аварийного разряда:

$$I_{AB} = I_{\text{выкл}(110)} + I_{\text{выкл}(10)} + I_{\text{привод}} + I_{\text{преобр}}, \quad (58)$$

$$I_{AB} = 15 + 5 + 200 + 30 = 250 \text{ А.}$$

$$N = 1,05 \cdot \left(\frac{250}{24} \right) = 11.$$

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему неравенству:

$$46 \cdot N \geq I_{T.\max}, \quad (59)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T.\max} = I_{AB} + I_{np},$$

$$I_{T.\max} = 250 + 20 = 270 \text{ A.}$$

где I_{np} - ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима, равный 20 А.

$$503,102 \text{ A} \geq 270 \text{ A}.$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию:

$$U \geq 2,15 \cdot n_0, \quad (60)$$

$$U \geq 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В.}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток разряда:

$$I_A \geq 5 \cdot N + I_{II} , \quad (61)$$

$$I_A \geq 5 \cdot 11 + 20 = 75 \text{ A.}$$

где I_{II} - ток постоянно включенной нагрузки.

Определяем напряжение в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n , \quad (62)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Выбираем аккумуляторные батареи марки СК-11-12,5х1.

12 ОБОРУДОВАНИЕ КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

12.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Расчетный ток определяем по формуле (для КТП 1):

$$I_{РАСЧ} = \frac{2 \cdot S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} , \quad (63)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{2 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 185 \text{ А} ,$$

Таким образом, на каждый трансформатор КТП 1 устанавливаем предохранитель типа ПКЗ – 10УЗ с током плавкой вставки 200 А и током патрона 200А.

Таблица 20 - Выбран предохранитель ПКЗ-10УЗ

Каталожные данные	Расчётные величины				Условие выбора
	КТП-1	КТП-2	КТП-3	КТП-4	
$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_p=10 \text{ кВ}$	$U_p=10 \text{ кВ}$	$U_p=10 \text{ кВ}$	$U_p=10 \text{ кВ}$	$U_H \leq U_p$
$I_{вст}=200 \text{ А}$	$I_p=183 \text{ А}$	$I_p=116 \text{ А}$	$I_p=73 \text{ А}$	$I_p=73 \text{ А}$	$I_p \leq I_{вст}$
$I_{ном пред}=200 \text{ А}$	$I_{вст}=200 \text{ А}$	$I_{вст}=200 \text{ А}$	$I_{вст}=80 \text{ А}$	$I_{вст}=80 \text{ А}$	$I_{вст} \leq I_{ном пред}$

12.2 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения. Проверим выключатели нагрузки для КТП 1:

$$B_{\kappa} = I_{\text{но.ТПП}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a); \quad (64)$$

$$B_{\kappa} = 16,43^2 \cdot (0,055 + 0,5) = 150 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}; \quad (65)$$

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

где $t_{\text{отк}}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{отк}} = 0,055\text{с}$.

Результат выбора показан в таблице 21.

Таблица 21 - Выбран выключатель нагрузки ВМП - 10/400

Каталожные данные	Расчётные величины				Условие выбора
	КТП-1	КТП-2	КТП-3	КТП-4	
$U_{\text{H}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{p}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{p}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{p}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{p}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{H}} \leq U_{\text{p}}$
$I_{\text{H}}=400 \text{ А}$	$I_{\text{p}}=115 \text{ А}$	$I_{\text{p}}=76 \text{ А}$	$I_{\text{p}}=41 \text{ А}$	$I_{\text{p}}=46 \text{ А}$	$I_{\text{p}} \leq I_{\text{H}}$
$i_{\text{скв}}=50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=41,83 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=31,58 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=21,02 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=37,83 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}=400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa}=150 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa}=140 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa}=100 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa}=148 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq B_{\text{КНОМ}}$

13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

При выполнении релейной защиты и устройств автоматики для распределительных сетей 10 кВ характерно использование простейших средств с минимальным количеством используемой аппаратуры. Для защиты трансформаторов со стороны 10 кВ тоже используют плавкие предохранители.

Для каждой схемы построения распределительной сети системы защиты и автоматических устройств имеют специфические особенности. Устройства автоматики преимущественно используются для восстановления нарушения нормальной работы сети.

Расстановка устройств автоматического резервирования в сети следует координировать с размещением устройств автоматической частотной разгрузки, которые предусматриваются на ЦП.

Для защиты питающих и распределительных линий 10 кВ подавляющее применение находит максимальная токовая защита, выполняемая на переменном оперативном токе. Защита, имеющая ограниченно зависимую характеристику выдержки времени, осуществляется, как правило в двухфазном исполнении с использованием одного действия или вторичных реле индукционного типа.

Для линий в сетях напряжением 6-10 кВ должны предусматриваться устройства релейной защиты, действующие на отключение линии при многофазных КЗ, а также устройства защиты при однофазных замыканиях на землю, действующие либо на сигнал, либо на отключение. Защиту от многофазных КЗ выполняют в двухфазном исполнении и включают во всей сети в одни и те же фазы (обычно А и С) для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Основным видом релейной защиты в электрических сетях является максимальная токовая защита (МТЗ), срабатывающая от резкого увеличения тока цепи при КЗ или перегрузках. Пусковым органом МТЗ является реле максимального тока и реле времени, обеспечивающие выдержку времени срабатывания МТЗ.

Токовой отсечкой (ТО) называется защита с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев реле мгновенного действия. Токовая отсечка выполняется по схеме МТЗ, но без реле времени. Селективность действия ТО обеспечивается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия.

При сочетании ТО с МТЗ получается токовая защита со ступенчатой характеристикой времени срабатывания. Первой ступенью является ТО, которая в пределах своей зоны действия является мгновенной защитой. Второй ступенью является МТЗ, действующая на отключение цепи с заданной задержкой времени, [14].

Для примера рассчитаем защиту линии питания трансформаторов ЧРП.

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_t = \frac{1000}{5}.$$

13.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Ток срабатывания защиты определяется по выражению, кА:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (66)$$

$$I_{c.з.} = 1,1 \cdot 16,45 = 18,1$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый для «Micom P-122» равным 1,1;

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

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (67)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{18,1}{14,31} = 0,79 \geq 2,$$

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:

$$I_{\text{с.р.}} = k_{\text{сх}} \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_T}, \quad (68)$$

$$I_{\text{с.р.}} = 1 \cdot \frac{18100}{200} = 90 \text{ А.}$$

Выдержка времени ТО: $t_{\text{с.з.}} \approx 0,1 \text{ с.}$

13.2 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению, кА:

$$I_{c.z.} = I_{p.a.b.} \cdot k_H \cdot k_{c.z.} / k_{\theta} \quad (69)$$

где k_H – коэффициент надежности, для «Міsom P-122» $k_H = 1,1$;

$k_{c.z.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

k_{θ} – коэффициент возврата, для «Міsom P-122» $k_{\theta} = 0,95$;

$I_{p.a.b.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен, кА:

$$I_{c.z.} = 1,031 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 1,194.$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению, А:

$$I_{c.p.} = I_{c.z.} \cdot k_{c.x} / n_T, \quad (70)$$

где $k_{c.x}$ – коэффициент схемы, $k_{c.x} = 1$;

Ток срабатывания реле равен, А:

$$I_{c.p.} = 1194 \cdot 1 / (1000/5) = 6.$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} , \quad (71)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{14,31}{1,194} = 12 \geq 1,5 ,$$

Выдержка времени МТЗ определяется с учетом времени срабатывания реле и ступени селективности $\Delta t = 0,1$ с. Таким образом время срабатывания защиты определяется по выражению, с:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{р.з.}} + \Delta t , \quad (72)$$

$$t_{\text{с.з.}} = 0,1 + 0,1 = 0,2.$$

Микропроцессорное реле при данной ступени защиты сработает через 0,2 с. после возникновения КЗ.

13.3 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 10 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, [14].

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для линий 10 кВ равен 1,5 по выражению, А:

$$I_{\text{с.з.}} = I_{\text{ТНП.повр.л}} / k_{\text{ч}} \quad (73)$$

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

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (74)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 1,6$ А.

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

Ток замыкания на землю кабеля питания ЧРП равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 0,2}{10} = 0,2 .$$

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

$$I_{ТНП.повр.л} = 1,6 - 0,2 = 1,4 .$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = 1,4 / 1,5 = 0,9 .$$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 22.

Таблица 22 – Уставки срабатывания РЗ кабельных линий

Линия	$I_{(3)по},$ кА	$I_{(2)по},$ кА	I_p, A	$I_{НТТ}, A$	Токовая отсечка				МТЗ			ЗНЗ		
					$I_{с.з.} кА$	n_T	$I_{с.р.} A$	$K_{ч}$	$I_{с.з.} кА$	$I_{с.р.} A$	$K_{ч}$	$I_{повр.л},$ А	$I_{ТНП.повр.л},$ А	$I_{с.з.}, A$
кабель питания трансформатора ЧРП	16,45	14,31	983	1000	18,1	200	90	0,79	1,194	6	12	0,20	1,40	0,9
кабель питания двигателя насосов	16,46	14,32	1389	1500	18,1	300	60	0,79	1,652	6	9	0,30	1,30	0,9
кабель питания КТП-1 (вариант №1)	16,43	14,30	115	150	18,1	30	603	0,79	0,262	9	55	0,10	1,50	1,0
кабель питания КТП-2 (вариант №1)	15,85	13,79	76	100	17,4	20	872	0,79	0,262	13	53	0,40	1,20	0,8
кабель питания КТП-3 (вариант №1)	13,43	11,68	41	50	14,8	10	1477	0,79	0,262	26	45	1,00	0,60	0,4
кабель питания КТП-4 (вариант №1)	16,31	14,19	46	50	17,9	10	1794	0,79	0,262	26	54	0,20	1,40	0,9

13.4 Защита синхронных двигателей

Для защиты двигателей установим блок БМРЗ-ДА-47. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ДА-47 предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления, измерения

и сигнализации присоединений напряжением 6–35кВ. Данный блок, с дифференциальной токовой отсечкой, применим как для синхронных, так и для синхронных электродвигателей.

Основными параметрами схем релейных защит являются ток срабатывания защиты $I_{с.з.}$, ток срабатывания реле $I_{с.р.}$, коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}$.

13.5 Расчёт токовой отсечки для электродвигателя

Ток срабатывания отсечки $I_{с.о}$ отстраивается от пускового тока $I_{\text{пус}}$ электродвигателя:

$$I_{с.о} = K_n \cdot 1,8 \cdot I_{\text{пус}} \quad (75)$$

где K_n – коэффициент надежности, $K_n = 1,1 - 1,2$;

1,8 – коэффициент, учитывающий действие апериодической составляющей тока при пуске.

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} \quad (76)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{12000}{1,73 \cdot 10 \cdot 0,85} = 850 \text{ A}$$

Пусковой ток определится по формуле:

$$I_{\text{пус}} = K_i \cdot I_{\text{ном}}, \quad (77)$$

где K_i - кратность пускового тока, $K_i = 4$;

$$I_{\text{пус}} = 4 \cdot 850 = 3400 \text{ A} .$$

Ток срабатывания отсечки:

$$I_{\text{с.о.}} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 3400 = 6732 \text{ A} .$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{K_{\text{сх}}}{n_{\text{та}}} \cdot I_{\text{с.о.}} \tag{78}$$

где $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, для случая соединения обмоток трансформаторов тока по схеме полная и неполная звезда $K_{\text{сх}} = 1$;

$n_{\text{та}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока,

$$n_{\text{та}} = 1000/5 = 200 .$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{1}{200} \cdot 6732 = 34 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}^{(2)}}{I_{\text{с.о.}}} \geq 2 \tag{79}$$

где $I_{\text{к}}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{6732}{14316} = 2,1 \geq 2$$

Чувствительность ТО соответствует норме.

13.6 Расчёт МТЗ для электродвигателя

Ток срабатывания защиты

$$I_{c.z.} = \frac{K_n}{K_b} \cdot I_{ном} \quad (80)$$

где K_n – коэффициент надёжности, для защит действующих на отключение,

$$K_n = 1,1;$$

K_b – коэффициент возврата, для микропроцессорных реле, $K_b = 0,98$;

$$I_{c.z.} = \frac{1,1}{0,98} \cdot 850 = 954 \text{ A}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{K_{cx}}{n_{та}} \cdot I_{c.z.};$$

где- K_{cx} – коэффициент схемы, для нашей схемы соединения обмоток

трансформаторов тока, $K_{cx} = \sqrt{3}$;

$n_{та}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, $n_{та} = 200$.

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3}}{200} \cdot 954 = 8,3 \text{ A}$$

Кратность отсечки, определится по формуле:

$$K = \frac{I_{c.p.(ТО)}}{I_{c.p.(МТЗ)}} \geq 1,5$$

$$K = \frac{14316}{954} = 15 \geq 1,5$$

14 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 – 35 кВ. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений, [14].

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

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_K}{10}; \quad (81)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_K – суммарная длина КЛ, км.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{10 \cdot 1,6}{10} = 1,6 \text{ А.}$$

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах:

В сетях напряжением 10(6) – 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А.

В сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ – более 30 А; при напряжении 10 кВ – более 20 А; при напряжении 20 кВ – более 15 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

15 НАДЕЖНОСТЬ СХЕМЫ 10 кВ

Показатели надежности элементов энергосистем предназначены для сравнительных расчетов и оценок надежности энергосистем, электрических станций, электрических сетей, систем электроснабжения потребителей и узлов нагрузки, сравнительной оценки уровня надежности электроустановок и линий электропередачи в различных схемах и условиях эксплуатации, определения целесообразности и эффективности мероприятий и средств повышения надежности и совершенствования системы планово-предупредительных ремонтов, нормирования резервов оборудования, материалов, запасных частей, [15].

Составляется исходная схема сети (рисунок 6) и схема замещения (рисунок 7).

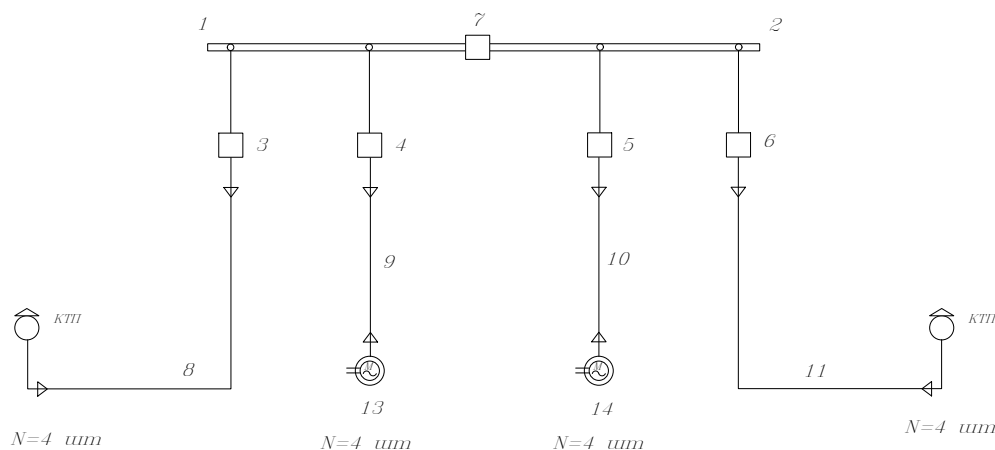


Рисунок 6 - Схема сети

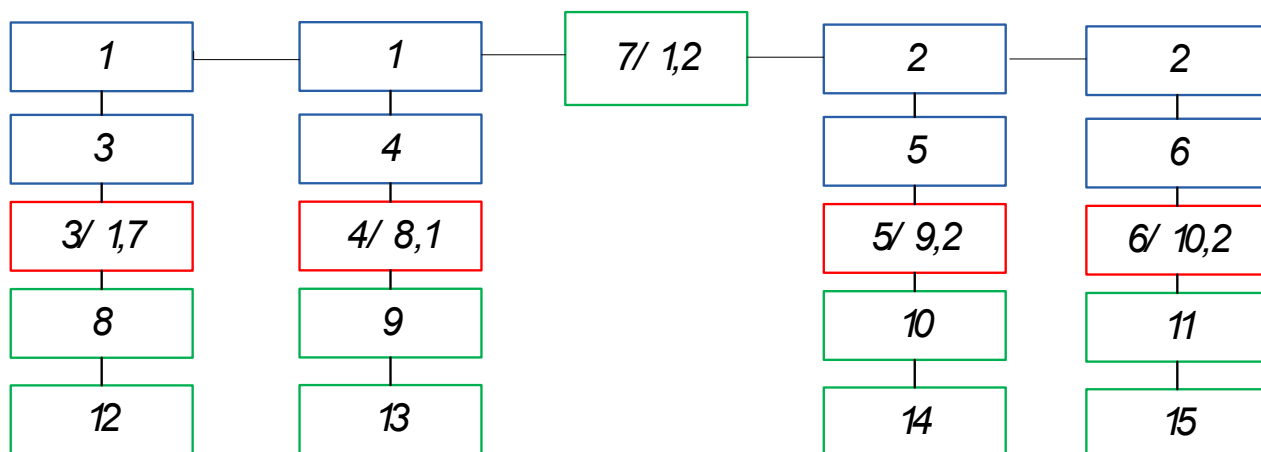


Рисунок 7 – Схема замещения сети

Таблица 23 - Показатели надёжности, [16]

Элемент	ω , 1/г	$T_{вс}$, ч	μ , 1/г	$T_{р}$, ч	$a_{кз}$	$a_{о.п.}$
Линия 10 кВ	0,075	16	1	2	–	–
Выключатель на U=10 кВ	0,015	4,5	0,15	4	0,0027	0,0022
Шины 10 кВ	0,03	7	0,166	5	–	–
Трансформатор 10 кВ	0,05	6	0,4	6	–	–
Двигатель 12000 кВт	0,2	140	0,25	384		

Находим вероятности отказа для различных элементов:

Определим вероятность отказа, то есть вероятность того, что за заданный промежуток времени, при заданных условиях произойдет хотя бы один отказ, [15].

Вероятность отказа определим по формуле:

$$q = \frac{\omega \cdot \Delta t}{\Delta t} \quad (82)$$

где ω - частота отказов, 1/г;

$\dot{\sigma}_{\bar{a}}$ – время восстановления элемента, час;

$\dot{\sigma}_{\bar{a}}$ - количество часов в году.

Вероятность отказа линии 10 кВ:

$$q_{л1} = \frac{0,075 \cdot 0,2 \cdot 16}{8760} = 2,74 \cdot 10^{-7}$$

Вероятность отказа выключателей определяется по математической модели вероятности отказа с учетом смежных элементов и их РЗиА по формуле:

Смежные элементы рассчитывается по формуле модели отказа выключателя:

$$q_B = q_{cm} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \sum_{i=1}^n (1 - q_{ipз})\right) \cdot \left(1 - \sum_{i=1}^n (1 - q_{jcm})\right) + a_{он} \cdot N_{он}$$

(83)

где q_{cm} - вероятность отказа выключателя в статическом состоянии:

$$q_{cm} = q_s + n \cdot q_p$$

q_s - вероятность отказа выключателя;

q_p - вероятность отказа смежного элемента (разъединитель);

n - количество смежных элементов;

$a_{кз}$ - относительная частота отказа выключателя при отключении КЗ;

a - коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ ($a = 1$);

$K_{АПВ}$ - коэффициент успешного действия АПВ $K_{АПВ} = 0$;

$q_{ipз}$ - вероятность отказа РЗ на рассматриваемом выключателе;

$q_{исм}$ - вероятность отказа смежных элементов;

a_{on} - частота отказов при оперативном отключении;

N_{on} - число оперативных отключений:

$$N_{on} = \sum \mu_i$$

μ_i - частота капитальных ремонтов.

Для выключателя 10 кВ вероятность отказа:

$$q_B = 7,705 \cdot 10^{-6} + 0,0027 \cdot (1 + 1 \cdot 0) \cdot (1 - (1 - 0,002)) \cdot (1 - (1 - 7,705 \cdot 10^{-6}) \cdot (1 - 2,74 \cdot 10^{-7})) + 0,0022 \cdot (0,15 + 1) = 7,994 \cdot 10^{-6}$$

Для остальных элементов результаты расчёта вероятности отказов сводятся в таблицу 24.

Таблица 24 - Результаты расчёта вероятности отказов

Элемент	Номер элемента на схеме	q
Линия 10 кВ – 1	8	$2,74 \cdot 10^{-7}$
Линия 10 кВ – 2	9	$1,37 \cdot 10^{-7}$

Линия 10 кВ – 3	10	$4,11 \cdot 10^{-7}$
Линия 10 кВ – 4	11	$7,53 \cdot 10^{-7}$
Выключатель на U=10 кВ - 1		
Выключатель на U=10 кВ - 2	3	$7,78 \cdot 10^{-6}$
	4	$7,99 \cdot 10^{-6}$
Выключатель на U=10 кВ - 3	5	$7,99 \cdot 10^{-6}$
	6	$7,99 \cdot 10^{-6}$
Выключатель на U=10 кВ - 4	7	$7,99 \cdot 10^{-6}$
Выключатель на U=10 кВ - 5		
Шины 10 кВ	1,2	$3,836 \cdot 10^{-4}$
Трансформатор	12,15	$3,425 \cdot 10^{-5}$
Двигатель 10 кВ	13	$3,196 \cdot 10^{-3}$
Двигатель 10 кВ	14	$3,196 \cdot 10^{-3}$

Поток отказов для последовательно соединенных элементов
определим как:

$$\lambda_{\text{сум}} = \lambda_{\text{Л1}} + \lambda_{\text{Л2}} + \lambda_{\text{В1}} + \lambda_{\text{В2}} + \lambda_{\text{В3}} + \lambda_{\text{В4}} + \lambda_{\text{В5}} + \lambda_{\text{Ш}} + \lambda_{\text{Т}} + \lambda_{\text{Д1}} + \lambda_{\text{Д2}}$$

(84)

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, определяется исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов, 1/год.

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{II}}^* \cdot q_{\text{прIII}} + \omega_{\text{III}}^* \cdot q_{\text{прII}}, \quad (85)$$

где $q_{\text{пр}}$ - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_2} \quad (86)$$

ω^* находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.нб}}. \quad (87)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы или коэффициент простоя системы определяется по формуле:

$$q_c = K_{\text{ПС}} = q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр1}} \cdot l_{\text{пр1}} \cdot q_2 + K_{\text{пр2}} \cdot l_{\text{пр2}} \cdot q_1 \quad (88)$$

где K_{npi} – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, который определяется по выражению:

$$K_{npi} = 1 - e^{\frac{-t_{npi}}{t_{Bэкс}}} \quad (89)$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности при этом вероятность отказа системы равна:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2') \quad (90)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1' A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии не успешного отключения поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1 A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и отказа при включении резервного;

$q(S / A_1' A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии неуспешного автоматического отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического включения резервного элемента;

$p(A_1)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента;

$p(A_2)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента;

$q(A_1')$ - вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$q(A_2')$ - вероятность того, что произойдет отказ в автоматическом включении резервного элемента.

Среднее время безотказной работы системы определяется по формуле, Г:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}, \quad (91)$$

$$T_p = \frac{1}{0,04116} = 24,3.$$

Среднее время восстановления системы находится, с:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c}, \quad (92)$$

$$t_{BC} = \frac{0,0656}{0,04116} = 1,5.$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению, кВт·ч:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760, \quad (93)$$

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760 = 52122 \cdot 0,0656 \cdot 8760 = 29983.$$

Ограничения мощности определяется по выражению, кВт:

$$P_{нед} = P_P \cdot q_c, \quad (94)$$

$$P_{нед} = 52122 \cdot 0,0656 = 3422,7.$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии за год определяется по выражению, у.е.:

$$Y = Y_{уд} \cdot W_{нед}, \quad (95)$$

$$Y = 0,1 \cdot 29983 = 2998,$$

где $Y_{уд}$ – удельный недоотпуск, принимается 0,1 у.е./кВт·ч.

Расчёты производятся в программе Mathcad по описанному выше алгоритму и показываются в приложении А.

16 МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ ЗДАНИЯ НАСОСНОЙ

16.1 Молниезащита здания насосной

В соответствии с [17], защита от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов. Установка молниеотводов на зданиях не является обязательной. В случае выполнения кровли здания полностью из металла или применения металлических несущих конструкций достаточно заземлить металлические части кровли. Плоскую неметаллическую или железобетонную кровлю защищают наложением молниеприемной сварной сетки из стальной проволоки непосредственно на кровлю или под слой негорючего утеплителя или гидроизоляции. При этом для предотвращения нежелательной разности потенциалов между различными металлическими элементами здания (трубы, вентиляционные устройства, заземляющие спуски и пр.) они должны быть соединены между собой.

Защита зданий от прямых ударов экономически оправдана при интенсивности грозовой деятельности 20 грозовых часов в год и более.

Число грозовых разрядов в здание насосной:

$$N_{ТП} = p_0 \cdot (a_C + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (e_C + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot 10^{-6}, \quad (96)$$

$$N_{ТП} = 2,5 \cdot (63 + 2 \cdot 41,9) \cdot (18 + 2 \cdot 41,9) \cdot 10^{-6} = 0,037$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на землю для Амурской области;

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{з.ч.}$$

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

a_T, b_T - длина и ширина ТП, м;

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

h_c - высота ТП, м.

Грозопоражаемость определяется по формуле, лет:

$$T_{\text{ТП}} = \frac{1}{N_{\text{ТП}}} \quad (97)$$

$$T_{\text{ТП}} = \frac{1}{0,037} = 27.$$

Результаты покажем в таблице 25.

Таблица 25 – Расчёт грозопоражаемости

Показатель	Значение
Длина сооружения, м	63
Ширина сооружения, м	18
Высота сооружения, м	9,6
Эквивалентная ширина сооружения, м	41,9
Число грозовых часов для Амурской области, ч	50

Плотность разрядов молнии на землю, 1/ км ²	2,5
Число грозовых разрядов на сооружение	0,037
Грозопоражаемость ТП, лет	27

Для проектируемого здания насосной применены модульные здания. Их крыша выполняется металлическим профеллированным настилом толщиной 4 мм, что удовлетворяет требованиям, [18].

Из таблицы 25 видно, что грозопоражаемость ТП составляет 1 раз в 27 года, что приемлемо, так как допустимая величина 1 раз в 20 лет.

16.2 Заземление здания насосной

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

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{эВ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (98)$$

$$R_{эВ} = \frac{150}{\pi \cdot 2 \cdot 1} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 1 \cdot (2 \cdot 0,2 + 1)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,2 + 1)} \right] = 121,$$

где l_B - длина вертикального электрода, м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ - удельное сопротивление грунта, по [17] для почвы берём из диапазона 50-150 Ом*м;

d - диаметр электродов, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1.5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right]$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{150}{\pi \cdot 4} \cdot \ln \left[\frac{1.5 \cdot 4}{\sqrt{2 \cdot 0,02 \cdot 0,2}} \right] = 25,$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (99)$$

$$R = \frac{121 \cdot 25}{0,75 \cdot (8 \cdot 121 + 8 \cdot 25)} = 3,5,$$

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

$n_{\text{В}}$ - число вертикальных электродов;

$n_{\text{Г}}$ - число горизонтальных электродов;

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{ЭB}}{\eta \cdot n_B}, \quad (100)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 121}{0,75 \cdot 8} = 20,$$

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

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

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (101)$$

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{4}{0,01} - 0,31 \right) = 1,14$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{L_o \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{ЭГ}} \alpha_{uГ}, \quad (102)$$

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{1,14 \cdot 4}{3 \cdot 2 \cdot 25} = 1,03,$$

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

Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{э}\Gamma}, \quad (103)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,03 \cdot 25 = 26.$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_{uB})}, \quad (104)$$

$$R_u = \frac{26 \cdot 20}{0,75 \cdot (8 \cdot 26 + 8 \cdot 20)} = 1,9$$

Для удобства просмотра результатов расчёта, составим таблицу 26.

Вертикальные электроды количеством 8 шт, длиной 1 м, диаметром 20 мм закладываем на глубину 0,2 м, соединяем между собой электродами того же диаметра.

Таблица 26 – Расчёт заземления ТП

Лв	длина вертикального электрода, м	1
Нз	глубина заложения заземлителя, м	0,2
Руд	удельное сопротивление грунта, Ом*м	150
Дэ	диаметр электродов, м	0,02
Рств	стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом	121
Лг	длина горизонтальной полосы, м	4
Рстг	стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом	25

N_B	число вертикальных электродов	8
N_G	число горизонтальных электродов	8
$R_{СТ}$	Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом	3,5
$R_{ИМП В}$	Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом	20
$L_{уд}$	Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м	1,14
$a_{имп}$	Импульсный коэффициент протяженного заземлителя	1,03
$R_{ИМП Г}$	Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом	26
$R_{ИМП}$	Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом	1,9

Из таблицы 27 видно, что должный уровень электробезопасности, согласно [18], обеспечивается, так как стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом. В то же время общее импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом, что обеспечит стекание тока молнии. Таким образом, заземлитель обеспечивает молниезащиту и защиту от поражения током при прикосновении к токоведущим частям.

Эскиз заземления (вид сверху) показан на рисунке 8.

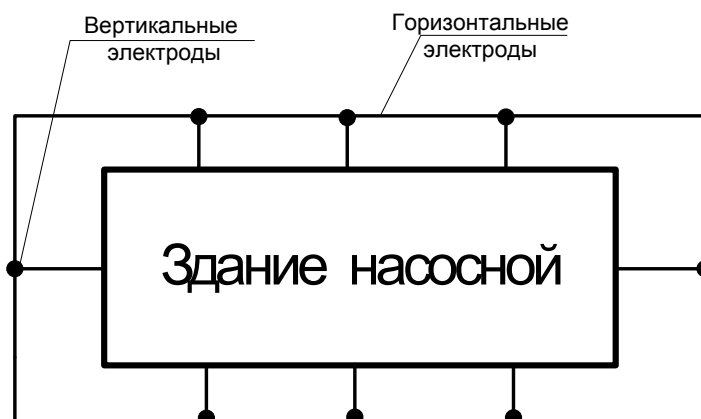


Рисунок 8 –Заземление ТП

16.3 Устройство заземления для КТП

Для подстанций напряжением 6-10/0,4 кВ должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены:

- 1) нейтраль трансформатора на стороне напряжением до 1 кВ;
- 2) корпус трансформатора;
- 3) металлические оболочки и броня кабелей напряжением до 1 кВ и выше;
- 4) открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и выше;
- 5) сторонние проводящие части.

Вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундаментов открыто установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству.

Заземляющее устройство сети напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью, объединенное с заземляющим устройством сети напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью в одно общее заземляющее устройство, должно удовлетворять также требованиям ПУЭ.

Меры защиты при косвенном прикосновении, [22].

Требования защиты при косвенном прикосновении распространяются на:

- 1) корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т. п.;
- 2) приводы электрических аппаратов;

3) каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов, а также съемных или открывающихся частей, если на последних установлено электрооборудование напряжением выше 50 В переменного или 120 В постоянного тока (в случаях, предусмотренных соответствующими главами ПУЭ - выше 25 В переменного или 60 В постоянного тока);

4) металлические конструкции распределительных устройств, кабельные конструкции, кабельные муфты, оболочки и броню контрольных и силовых кабелей, оболочки проводов, рукава и трубы электропроводки, оболочки и опорные конструкции шинопроводов (токопроводов), лотки, короба, струны, тросы и полосы, на которых укреплены кабели и провода (кроме струн, тросов и полос, по которым проложены кабели с зануленной или заземленной металлической оболочкой или броней), а также другие металлические конструкции, на которых устанавливается электрооборудование;

5) металлические оболочки и броню контрольных и силовых кабелей и проводов на напряжения, не превышающие допустимые, проложенные на общих металлических конструкциях, в том числе в общих трубах, коробах, лотках и т. п., с кабелями и проводами на более высокие напряжения;

6) металлические корпуса передвижных и переносных электроприемников;

7) электрооборудование, установленное на движущихся частях станков, машин и механизмов.

При применении в качестве защитной меры автоматического отключения питания указанные открытые проводящие части должны быть присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания в системе TN и заземлены в системах IT и TT.

17 ТЕЛЕМЕХАНИКА

На ПС НПС-20 предлагается использование готового решения для организации телемеханики и телеизмерений от компании «ПиЭлСи Технолоджи», [19].

Отличительной чертой системы является ее открытость в выборе аппаратных платформ для каждого элемента системы телемеханики. Критериями ограничивающим применение того или иного оборудования сторонних производителей является их несоответствие ГОСТам и ТТ применительно к местам установки, а так же, в случае использования не стандартных протоколов передачи данных.

Структура предлагаемой схемы построения системы телемеханики соответствует общепринятой структуре телемеханических комплексов на ПС и содержит два уровня:

- нижний – уровень УСО (устройств сопряжения с объектом) (присоединением)
- верхний – уровень ССПТИ (систем сбора и передачи телемеханической информации) для приема от УСО, обработки и передачи данных на диспетчерские пункты.

Целью создания системы телемеханики является:

- повышение наблюдаемости объектов энергетики;
- обеспечение единства измерений при распределении электроэнергии;
- снижение затрат на строительство и эксплуатацию ССПИ;
- унификация оборудования и программного обеспечения;
- использование на объектах единых интерфейсов и открытых протоколов;
- возможность работы в сетях внешней связи (TDM, IP, Ethernet);

- сопряжение с действующими подсистемами управления ПС (АСУ ТП, АИИС КУЭ, АИИС ККЭ), безопасности и оборудованием предыдущих поколений и оборудованием других производителей.

Применение в Программно-техническом комплексе «ITDS IEC Data Access Server» современной микропроцессорной техники и разработанного специального программного обеспечения позволило осуществить:

- повышение оперативности и достоверности измерений;
- устранение ошибочных показаний телесигнализации;
- исключение возможности ложного телеуправления;
- выдачу требуемых объемов телеинформации одновременно в нескольких направлениях по основному и резервному каналам на различных скоростях и в требуемых протоколах;
- выполнение запрета телеуправления с нескольких или всех диспетчерских пунктов;
- хранение телеинформации и основных событий в ПТК ITDS IEC DAS;
- исключение потерь телеинформации при пропадании и последующем восстановлении каналов связи или при переходе на резервные каналы связи;
- унификацию средств сопряжения с объектами управления (ячейками 6, 10, 20, 35, 110, 220 кВ);
- гибкое наращивание объемов телеизмерений на ПС.

Применение ПТК ITDS IEC DAS дает возможность выполнять по единой технологии проекты телемеханизации практически всех объектов энергетики с использованием современных информационных технологий:

- телемеханизации новых или модернизируемых РТП, СТП 6, 10, 20 кВ;
- телемеханизации строящихся или модернизируемых ПС 35-220 кВ как целиком, так отдельно по ОРУ, КРУ или КРУЭ;
- телемеханизации отдельных ячеек на существующих ПС 35-220 кВ;

- телемеханизации кабельных линий 110, 220 кВ;
- телемеханизации кабельных тоннелей;
- передачу данных термоконтроля кабельных линий.

Интеграция микропроцессорных контроллеров присоединения HVD3 на нижнем уровне с источниками данных телемеханики и объектами управления (ЗРУ, КРУ, ОРУ, КРУЭ, КЛ) при полномасштабной обработке ТИ, ТС, ТУ, АПТС и информационно - телекоммуникационным комплексом коммутации и передачи данных на базе серверного оборудования MOXA и коммутаторов Ethernet позволяет обеспечить обмен данными внутри ПС, между подстанциями сетевого предприятия, с центром управления сетями, диспетчерскими пунктами по телекоммуникационным сетям с использованием действующих и перспективных международных протоколов и стандартов (TCP/IP, Ethernet, MPLS, TDM и др.) с возможностью дальнейшего расширения и развития.

Уровень обработки и передачи данных включает в себя:

- серверы доступа к данным “ITDS IEC Data Access Server” (основной и резервный);
- средства организации вычислительных сетей (коммутаторы Ethernet) (основной и резервный);
- человеко-машинный интерфейс (HMI) для оперативного доступа к телекомплексу.

Типовая структура системы телемеханики ПС строится как иерархическая, сгруппированная система, работающая в реальном масштабе времени, с возможностью синхронизации данных по времени во всей системе по GPS/Glonass, оснащенная средствами сбора, обработки, отображения, коммутации и передачи информации с использованием международных стандартов. Структура системы телемеханики предлагаемая ООО "ПиЭлСи Технолоджи" на основе ПТК ITDS IEC DAS приведена на рисунке 9.

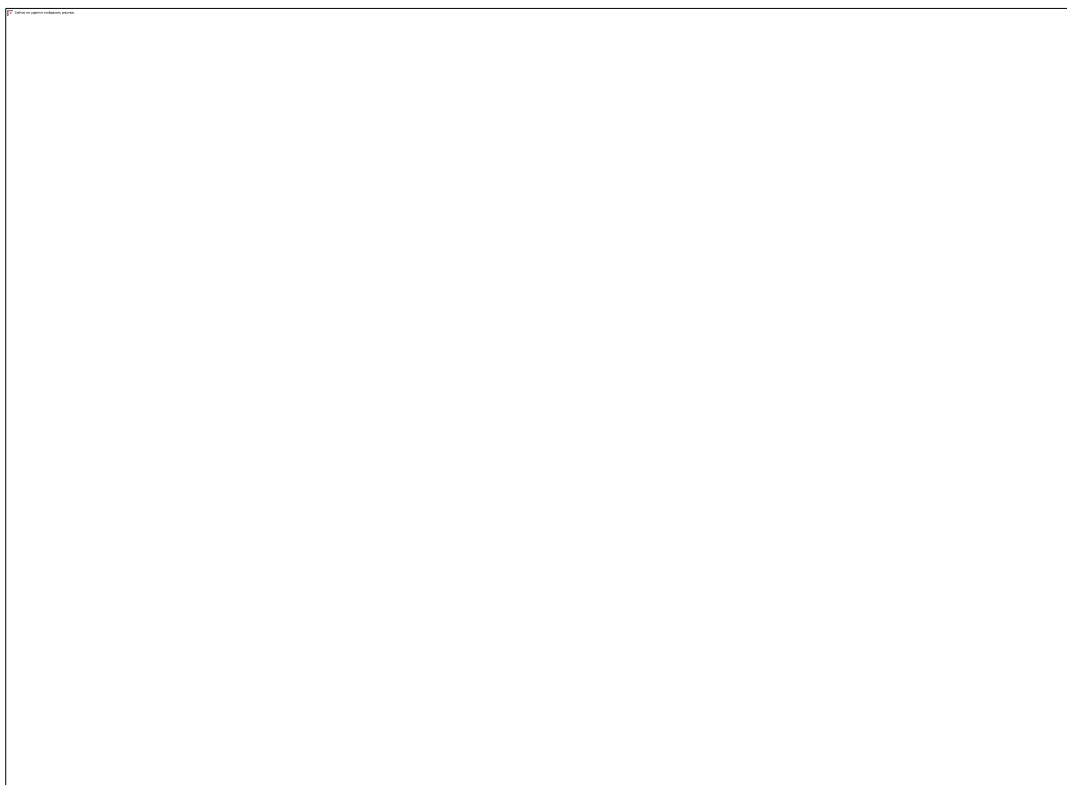


Рисунок 9 – Структура телемеханики на НПС-20

Уровень сопряжения с объектом включает:

- модуль присоединения (модуль ячейки) HVD3 или другие модули из общей линейки;
- сервер последовательных интерфейсов;
- устройства других производителей.

18 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО - ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Система учёта электроэнергии ПС НПС-20 разрабатывается с использованием оборудования Эльстер Метроника, разработчик Инжиниринговой компанией РВС, так как оборудование данного разработчика нашло широкое применение на объектах филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - «МЭС Востока» и других участников оптового рынка электроэнергии и мощности, [20].

В систему входят:

- Многофункциональные микропроцессорные счётчики электроэнергии серии АЛЬФА А1800;
- Устройства сбора и передачи данных RTU-325H;
- Устройство синхронизации системного времени УССВ;
- Программное обеспечение АльфаЦЕНТР.

Сбор данных со счётчиков, установленных на панелях, осуществляется УСПД по цифровым каналам связи. Далее данные по основному и резервному каналу связи передаются диспетчеру на АРМ подстанции и в ЦСОД ОАО "ФСК ЕЭС", а также ОАО "АТС" и другим смежным субъектам оптового рынка электроэнергии.

УСПД совместно с УССВ, модемами связи, преобразователями интерфейсов и другим оборудованием устанавливается в специализированном шкафу в помещении подстанции. Для сбора, хранения и обработки информации используется ПО АльфаЦЕНТР. Для резерва также предусмотрен переносной инженерный пульт с оптическим преобразователем АЕ2 для ручного сбора данных со счётчиков АЛЬФА через оптопорт.

18.1 Счётчики

Счётчик АЛЬФА А1802RAL-P4G-DW-4 - трёхэлементный многофункциональный счётчик класса точности 0,2S, измеряющий 4 величины в многотарифном режиме (активная и реактивная энергии и максимальные мощности в двух направлениях), с памятью для хранения данных графиков нагрузки и параметров электросети (4 графика с 30-минутными интервалами, глубина хранения 180 дней), имеющий 4 гальванически развязанных реле, цифровой порт с двумя интерфейсами RS-485, подсветку ЖКИ, возможность подключения дополнительного питания, рисунок 10.

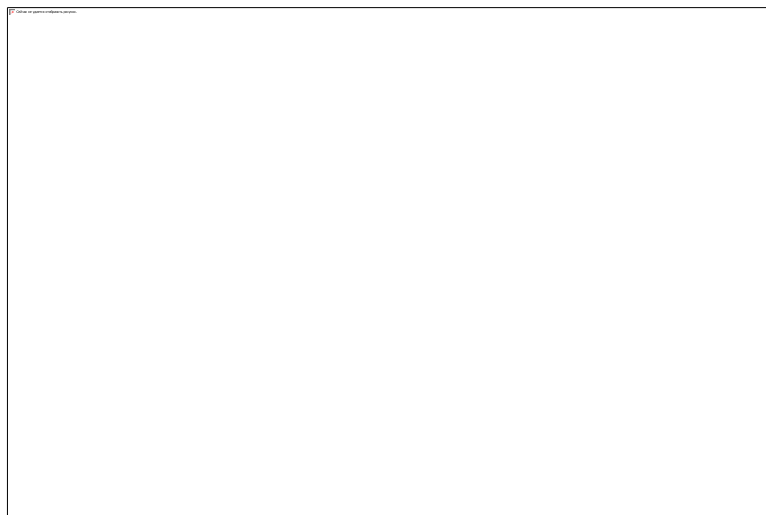


Рисунок 10 - Счётчик АЛЬФА А1802RAL-P4G-DW-4

18.2 Устройства сбора и передачи данных

УСПД RTU-325H-E2-M4-B12 - устройство сбора и передачи данных серии High-End служит для сбора, обработки, хранения данных, собранных со счётчиков электроэнергии и передачи их на верхний уровень. УСПД имеет в своем составе 2 порта Ethernet, 4 полномодемных интерфейса RS-232 и 12 гальваноразвязанных интерфейсов RS-485, рисунок 11.

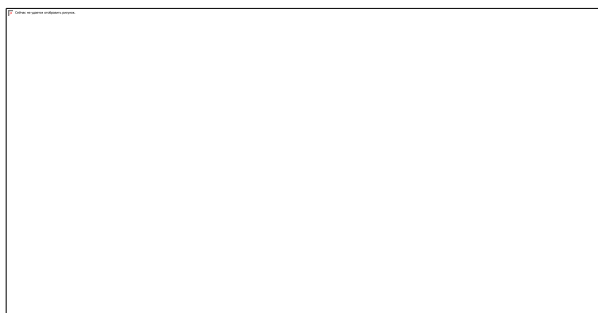


Рисунок 11 - УСПД RTU-325H-E2-M4-B12

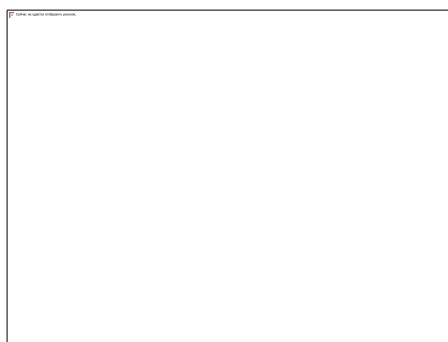
УСПД обеспечивает:

- сквозной доступ на счётчик,
- каскадную работу нескольких УСПД,
- одновременную работу с несколькими каналами связи,
- автоматический переход с основного на резервный канал с подчиненными устройствами,
- вычисление групповых измерений,
- глубину хранения коммерческих профилей нагрузки 3,5 года,
- расчёт балансов и максимальных мощностей во временных зонах,
- считывание токов, напряжения, частоты, мощности и их хранение.

18.3 Устройство синхронизации системного времени

Устройство синхронизации системного времени осуществляет самостоятельную привязку к системе точного времени, ведет автоматическую коррекцию системного времени автоматизированной системы учёта.

УССВ обеспечивает приём данных от 12 спутников одновременно, выдает информацию по интерфейсу RS-232, рисунок 12.



18.4 Программное обеспечение

АльфаЦЕНТР - многопользовательская версия программного обеспечения для центров сбора и обработки данных и иерархических систем. Включает лицензию СУБД ORACLE по лицензии ESL.

Включает в себя: коммуникационный сервер, расчётный сервер, модули коммуникаций, инсталляционное ядро БД, модули управления системой, клиентское ПО (экранные формы, графики, отчёты). Количество счётчиков до 100. Поставка на 5 пользователей.

ПО АльфаЦЕНТР предназначено для автоматического параллельного опроса счётчиков электроэнергии и УСПД с использованием различных типов каналов связи и коммуникационного оборудования.

Ведёт:

- Расчёт электроэнергии с учётом временных зон и т. д.
- Нахождение максимумов мощности для каждой временной зоны.
- Представление данных для анализа в табличном и графическом виде.
- Опрос параметров сети и вывод результата в виде графиков за день.

АльфаЦЕНТР АС_L - версия для портативного компьютера Laptop. Предназначена для ручного опроса счётчиков через оптопорт или мультиплексор (RS-232) с последующим экспортом данных в базу данных.

19 БЕЗОПАСНОСТЬ

Действующие электроустановки выполняются в соответствии с [18]. При устройстве электроустановок подстанции НПС-20 выполняются следующие требования.

Распределительные устройства 10 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении.

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную.

Разъединители ОРУ-220 оборудуются электромагнитной блокировкой.

Приводы разъединителей, доступные для посторонних лиц, имеют приспособления для запираания их замками в отключенном и включенном положениях.

Блокировками безопасности называют устройства, предупреждающие вход лиц эксплуатационного или ремонтного персонала в камеры РУ или испытательного оборудования, в которых не исключена возможность

прикосновения или опасного приближения к токоведущим частям или к частям оборудования, находящегося под напряжением.

Часто в качестве блокирующих устройств таких камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносных заземлений.

Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашиваются в красный цвет, а рукоятки других приводов—в цвета оборудования.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения, заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираения их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1-0,2 м.

Применение барьеров допускается при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов для осмотра камер при наличии напряжения на токоведущих частях. Барьеры устанавливаются на высоте 1,2 м и выполняются съемными. При высоте пола камер над уровнем земли более 0,3 м между дверью и барьером оставляется расстояние 0.5 м или предусматривается площадка перед дверью для осмотра.

Указатели уровня и температуры масла маслонаполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, расположены таким образом, что обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или предусмотрен соответствующий приямок.

Территория ОРУ и подстанции ограждены внешним забором высотой 1.8м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. п.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ [29], инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухоборники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов-изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствие с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний работников должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно-технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения работы были проведены расчёты нагрузок, определены токи КЗ в сетях 10 кВ, выбраны вакуумные выключатели на стороне 10 кВ ПС, оборудование стороны 10 кВ. Всё оборудование проверено по условиям необходимой работы, отвечает всем видам проверки по стойкости к токам КЗ. Оценена надёжность сетей 10 кВ с учётом АВР на низкой стороне по формуле сложной вероятности. Выполнены расчёты РЗиА внутренних сетей 10 кВ. Рассмотрены вопросы устройства телемеханики и измерения по территории НПС-20, а также меры безопасности при работе в РУ-10 кВ ПС НПС-20.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. URL: <http://www.gtp.transneft.ru/>- сайт разработчика проекта (доступ от 1.02.2017).
2. 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). - 9-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2008. — 961 с.
3. Веников В.А., Строев В.А. (ред.) Электрические системы. Электрические сети. Учебник для энергетических специальностей вузов. Изд. 2-е. М.: Высшая школа, 2008, 256 с.
4. 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.
5. URL: <http://www.konstalin.ru/?StartID=266> (доступ от 1.02.2017).
6. Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2008. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).
7. URL: http://remcable.3dn.ru/publ/kabeli_silovye/sg_10/2-1-0-199 (доступ от 1.02.2017).
8. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems
9. URL: <http://www.kabelperm.ru/kabel/s/sbg10.php> (доступ от 1.02.2017).

10. Барановский А.И., Кожевников Н.Н., Пирадова Н.В. Экономика промышленности. Том. 2 Часть 1, 2008 г.
11. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98. Утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998 г.
12. Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.
13. Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трёхфазного переменного тока. ПЭИПК, г. Санкт-Петербург, 2004г.
14. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2006. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.
15. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.
16. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2007. — 240 с: ил.
17. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
18. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Введено в действие с 1 ноября 2003 г.
19. URL: <http://www.plctech.ru/> (доступ от 1.02.2017).
20. URL: <http://www.elstersolutions.com/ru/index/> (доступ от 1.02.2017).
21. Схема развития распределительных электрических сетей 35 кВ и выше Амурской области на период до 2020г. с учётом перспектив до 2025г. Проект – ОАО «Дальэнергосетьпроект», 2009 г.
22. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. - Федеральный закон РФ от 22.07.2008 г. №123.

23. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – 13.04.2009

24. Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006.

25. РД 153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий. – утв. ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.05.2003 г.

26. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. – утв. зам. министра топлива и энергетики РФ от 11.02.2000 г.

27. РД 34.49.503-94. Типовая инструкция по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли. – утв. департаментом Генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей РАО «ЕЭС России» от 14.03.94 г.

28. Программа развития электроэнергетики Амурской области 2011-2015 гг. – утв. Приказом министра экономического развития, промышленности и транспорта Ам. обл. от 28.04.2011 г. № 71-пр.

29. РД 153-34.0-03.150-00. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. – утв. Министерством энергетики РФ приказом от 27 декабря 2000 г. № 163.

30. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ-01-93. – Зарегистрировано в Минюсте РФ 27 декабря 1993 г., № 445.

Приложение А

Расчёт надёжности схем 10 кВ

выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{В10} := 0.015$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.В10} := 4.5$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{В10} := 0.15$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.В10} := 4$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{кз}$	$a_{кз10} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{о.п}$	$a_{о.п10} := 0.0022$

кабельные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год	$\omega_{л10} := 0.075$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.л10} := 16$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{л10} := 1$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.л10} := 2$

Трансформатор 6-10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{тр10} := 0.05$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.тр10} := 6$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{тр10} := 0.4$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.тр10} := 6$

Система шин 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{сш} := 0.03 \cdot 4$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.сш} := 7 \cdot 4$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{сш} := 0.166 \cdot 4$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.сш} := 5 \cdot 4$

Асинхронный двигатель 12000 кВт

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{ад} := 0.2$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.ад} := 140$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{ад} := 0.25$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч	$T_{р.ад} := 384$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{Л1} := \frac{\omega_{Л10} \cdot \frac{0.1}{100} \cdot T_{В.Л10}}{8760} \quad q_{Л2} := \frac{\omega_{Л10} \cdot \frac{0.15}{100} \cdot T_{В.Л10}}{8760} \quad q_{Л3} := \frac{\omega_{Л10} \cdot \frac{0.05}{100} \cdot T_{В.Л10}}{8760}$$

$$q_{Л1} = 1.37 \times 10^{-7} \quad q_{Л2} = 2.055 \times 10^{-7} \quad q_{Л3} = 6.849 \times 10^{-8}$$

$$q_{Л4} := \frac{\omega_{Л10} \cdot \frac{0.2}{100} \cdot T_{В.Л10}}{8760} \quad q_{Л5} := \frac{\omega_{Л10} \cdot \frac{0.5}{100} \cdot T_{В.Л10}}{8760} \quad q_{Л6} := \frac{\omega_{Л10} \cdot \frac{0.5}{100} \cdot T_{В.Л10}}{8760}$$

$$q_{Л4} = 2.74 \times 10^{-7} \quad q_{Л5} = 6.849 \times 10^{-7} \quad q_{Л6} = 6.849 \times 10^{-7}$$

$$q_{ГР10} := \frac{\omega_{ГР10} \cdot T_{В.ГР10}}{8760} \quad q_{ГР10} = 3.425 \times 10^{-5}$$

$$q_{ад} := \frac{\omega_{ад} \cdot T_{В.ад}}{8760} \quad q_{ад} = 3.196 \times 10^{-3}$$

$$q_{СШ} := \frac{\omega_{СШ} \cdot T_{В.СШ}}{8760} \quad q_{СШ} = 3.836 \times 10^{-4}$$

$$q_{рзшин} := 0.002 \quad q_{рзгр} := 0.0012$$

$$q_{рзлин} := 0.0012 \quad \omega_{рзв} := 0.0012$$

$$q_{Вст10} := \frac{\omega_{В10} \cdot T_{В.В10}}{8760} \quad q_{Вст10} = 7.705 \times 10^{-6}$$

$$q_{В1} := q_{Вст10} \dots + a_{кз10} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{рзшин})] \cdot [1 - (1 - q_{Вст10}) \cdot (1 - q_{Вст10})] \dots + a_{о.п10} \cdot \frac{\mu_{В10}^2}{8760} \quad q_{В1} = 7.781 \times 10^{-6}$$

$$q_{В2} := q_{Вст10} \dots + a_{кз10} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{рзшин})] \cdot [1 - (1 - q_{Вст10}) \cdot (1 - q_{Л1})] \dots + a_{о.п10} \cdot \frac{\mu_{В10} + \mu_{Л10}}{8760} \quad q_{В2} = 7.994 \times 10^{-6}$$

$$\begin{aligned}
q_{B3} &:= q_{BCT10} \dots \\
&+ a_{K310} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN})] \cdot [1 - (1 - q_{BCT10}) \cdot (1 - q_{L2})] \dots \\
&+ a_{O.P10} \cdot \frac{\mu_{B10} + \mu_{L10}}{8760}
\end{aligned}
\qquad q_{B3} = 7.994 \times 10^{-6}$$

$$\begin{aligned}
q_{B4} &:= q_{BCT10} \dots \\
&+ a_{K310} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN})] \cdot [1 - (1 - q_{BCT10}) \cdot (1 - q_{L3})] \dots \\
&+ a_{O.P10} \cdot \frac{\mu_{B10} + \mu_{L10}}{8760}
\end{aligned}
\qquad q_{B4} = 7.994 \times 10^{-6}$$

$$\begin{aligned}
q_{B5} &:= q_{BCT10} \dots \\
&+ a_{K310} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN})] \cdot [1 - (1 - q_{BCT10}) \cdot (1 - q_{L4})] \dots \\
&+ a_{O.P10} \cdot \frac{\mu_{B10} + \mu_{L10}}{8760}
\end{aligned}
\qquad q_{B5} = 7.994 \times 10^{-6}$$

$$\begin{aligned}
q_{B6} &:= q_{BCT10} \dots \\
&+ a_{K310} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN})] \cdot [1 - (1 - q_{BCT10}) \cdot (1 - q_{L5})] \dots \\
&+ a_{O.P10} \cdot \frac{\mu_{B10} + \mu_{L10}}{8760}
\end{aligned}
\qquad q_{B6} = 7.994 \times 10^{-6}$$

$$\begin{aligned}
q_{B7} &:= q_{BCT10} \dots \\
&+ a_{K310} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN})] \cdot [1 - (1 - q_{BCT10}) \cdot (1 - q_{L6})] \dots \\
&+ a_{O.P10} \cdot \frac{\mu_{B10} + \mu_{L10}}{8760}
\end{aligned}
\qquad q_{B7} = 7.994 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$\begin{aligned}
q_1 &:= q_{B2} + q_{B3} + q_{B4} + q_{B5} + q_{B6} + q_{B7} + q_{L1} + q_{L2} + q_{L3} + q_{L4} \dots \\
&+ q_{L5} + q_{L6} + q_{TP} \cdot 10^{-4} + 4q_{ад}
\end{aligned}$$

$$q_1 = 0.012972$$

$$q_2 := q_1$$

$$q_2 = 0.012972$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B1} := \omega_{B10} + \omega_{p3B} \cdot \omega_{cш} \cdot 2 + a_{o.п10} \cdot (\mu_{cш} \cdot 2) \quad \omega_{B1} = 0.0182096$$

$$\omega_{B2} := \omega_{B10} + \omega_{p3B} \cdot \frac{\omega_{л10} \cdot 0.1}{100} + a_{o.п10} \cdot (\mu_{B10} + \mu_{л10}) \quad \omega_{B2} = 0.01753009$$

$$\omega_{B3} := \omega_{B10} + \omega_{p3B} \cdot \frac{\omega_{л10} \cdot 0.15}{100} + a_{o.п10} \cdot (\mu_{B10} + \mu_{л10}) \quad \omega_{B3} = 0.017530135$$

$$\omega_{B4} := \omega_{B10} + \omega_{p3B} \cdot \frac{\omega_{л10} \cdot 0.05}{100} + a_{o.п10} \cdot (\mu_{B10} + \mu_{л10}) \quad \omega_{B4} = 0.017530045$$

$$\omega_{B5} := \omega_{B10} + \omega_{p3B} \cdot \frac{\omega_{л10} \cdot 0.2}{100} + a_{o.п10} \cdot (\mu_{B10} + \mu_{л10}) \quad \omega_{B5} = 0.01753018$$

$$\omega_{B6} := \omega_{B10} + \omega_{p3B} \cdot \frac{\omega_{л10} \cdot 0.5}{100} + a_{o.п10} \cdot (\mu_{B10} + \mu_{л10}) \quad \omega_{B6} = 0.01753045$$

$$\omega_{B7} := \omega_{B10} + \omega_{p3B} \cdot \frac{\omega_{л10} \cdot 0.1}{100} + a_{o.п10} \cdot (\mu_{B10} + \mu_{л10}) \quad \omega_{B7} = 0.01753009$$

$$\omega_1 := (\omega_{B2} + \omega_{B3} + \omega_{B4} + \omega_{B5}) + (\omega_{B6} + \omega_{B7}) + 4\omega_{ад} \dots \quad \omega_1 = 1.586$$

$$+ \omega_{л10} \cdot \left(\frac{0.1 + 0.15 + 0.05 + 0.2 + 0.5 + 0.1}{100} \right) + 4\omega_{тр10} + \omega_{cш} \cdot 4$$

$$\omega_2 := \omega_1 \quad \omega_2 = 1.586$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{сист} := \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1 + \left[\omega_1 - \omega_{л10} \cdot \left(\frac{1.1}{100} \right) \right] \cdot (q_{л1} + q_{л2} + q_{л3} + q_{л4} + q_{л5} + q_{л6}) \dots$$

$$+ \left[\omega_2 - \omega_{л10} \cdot \left(\frac{1.1}{100} \right) \right] \cdot (q_{л1} + q_{л2} + q_{л3} + q_{л4} + q_{л5} + q_{л6})$$

$$\omega_{сист} = 0.04116$$

Коэффициент $K_{пр1} := 1 - e^{-\frac{T_{p.сш}}{T_{в.сш}}}$ $K_{пр1} = 0.51$

$$K_{\text{пр}2} := 1 - e^{\frac{-T_{\text{р.сш}}}{T_{\text{в.сш}}}} \quad K_{\text{пр}2} = 0.51$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{\text{сбезАВР}} := q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр}1} \cdot \omega_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр}2} \cdot \omega_2 \cdot q_1 \quad q_{\text{сбезАВР}} = 0.02117$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p_1 := (1 - q_{\text{В}2}) \cdot [(1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}})]$$

$$p_2 := (1 - q_{\text{В}1}) \cdot (0.91)$$

$$q_{\text{сАВР}} := q_{\text{сбезАВР}} \cdot p_1 \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_2) \cdot p_1 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot (1 - p_2)$$

$$q_{\text{сАВР}} = 0.06566751$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_{\text{сАВР}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.06566751$$

Коэффициент готовности

$$K_{\text{ГС}} := 1 - K_{\text{ПС}}$$

$$K_{\text{ГС}} = 0.93433$$

Время восстановления

$$t_{\text{ВС}} := \frac{K_{\text{ПС}} \cdot 8760}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{ВС}} = 1.5$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{\text{Р}} := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{Р}} = 2.6 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{\text{С}} := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{С}} = 24.3 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой активной мощности 52122 кВт за год

$$W_{\text{нед}} := 52122 \cdot \frac{8760}{1000} K_{\text{ПС}} \qquad W_{\text{нед}} = 29983 \quad \text{кВт*ч}$$

Ограничения мощности

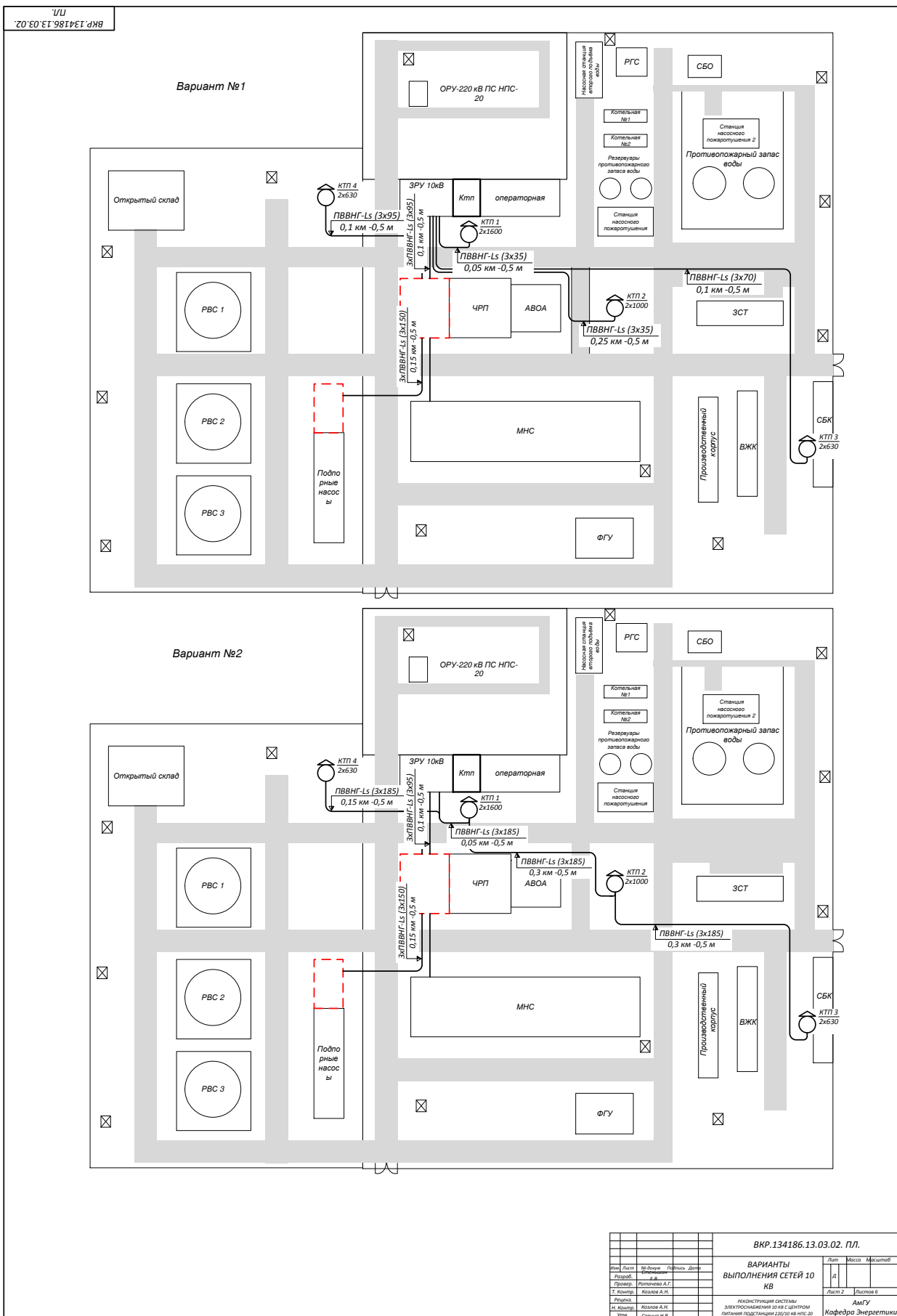
$$P_{\text{огр}} := 52122 K_{\text{ПС}} \qquad P_{\text{огр}} = 3422.7 \quad \text{кВт}$$

Ущерб от недоотпуска

$$y_{\text{уд}} := 0.1 \quad \text{у.е./кВт*ч}$$

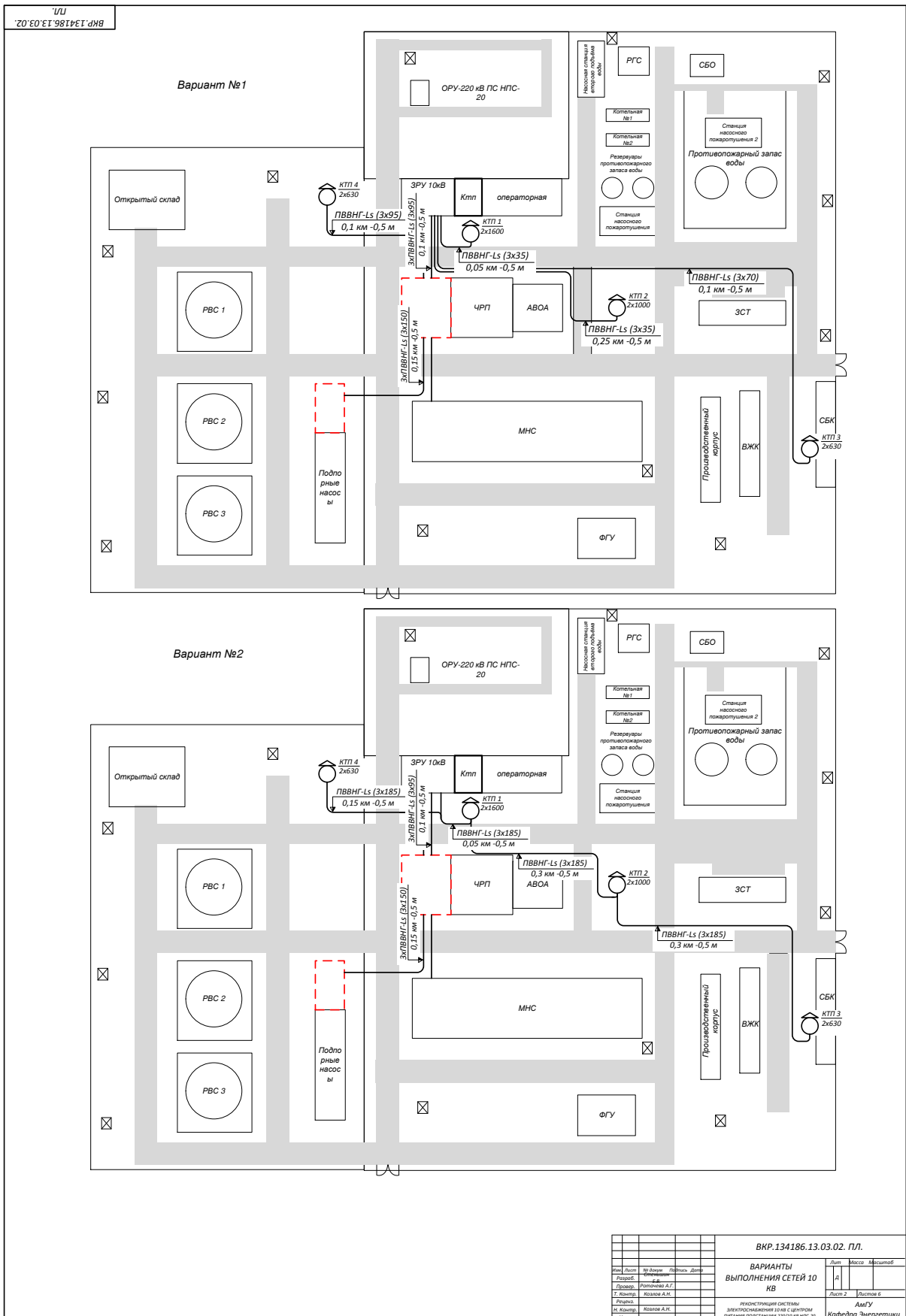
$$Y := y_{\text{уд}} \cdot W_{\text{нед}} \qquad Y = 2998.305 \quad \text{у.е.}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В



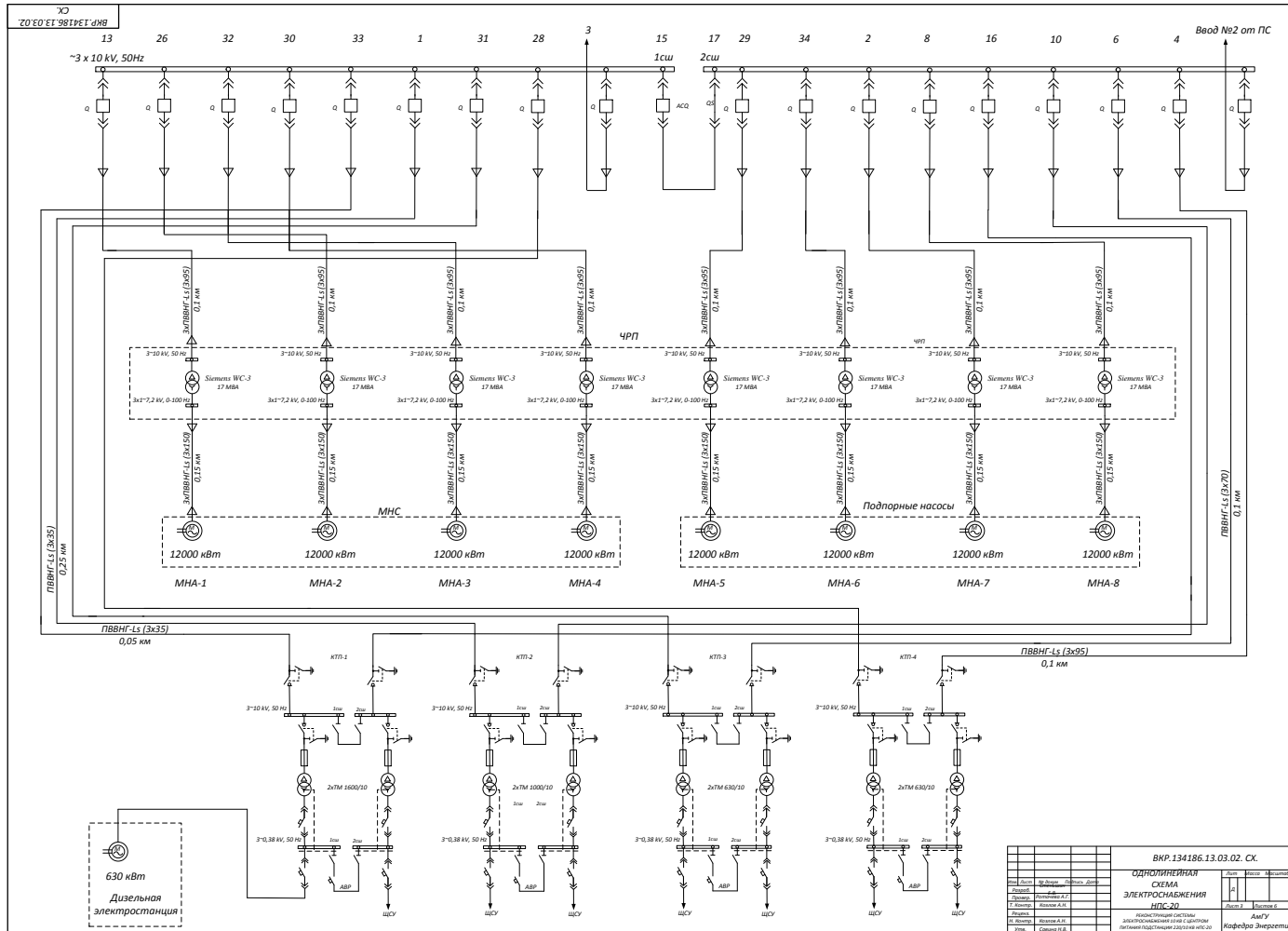
				ВКР.134186.13.03.02. ПЛ.			
				ВАРИАНТЫ ВЫПОЛНЕНИЯ СЕТЕЙ 10 кВ			
Имя	Лист	Исполн.	Получ.	Дата	Лист	Масштаб	Масштаб
Разработ.	—	—	—	—	2	—	—
Проект.	—	—	—	—	—	—	—
Т. Кошман	—	—	—	—	—	—	—
Реценз.	—	—	—	—	—	—	—
М. Иванов	—	—	—	—	—	—	—
Иванов А.И.	—	—	—	—	—	—	—
Савилов Н.В.	—	—	—	—	—	—	—
				ИЖС ИНЖЕНЕРНО-ПРОЕКТИРОВАТЕЛЬСКОЕ ПИТАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ 220/20 кВ ИЭС-20 АМГУ Кафедра Энергетики			

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

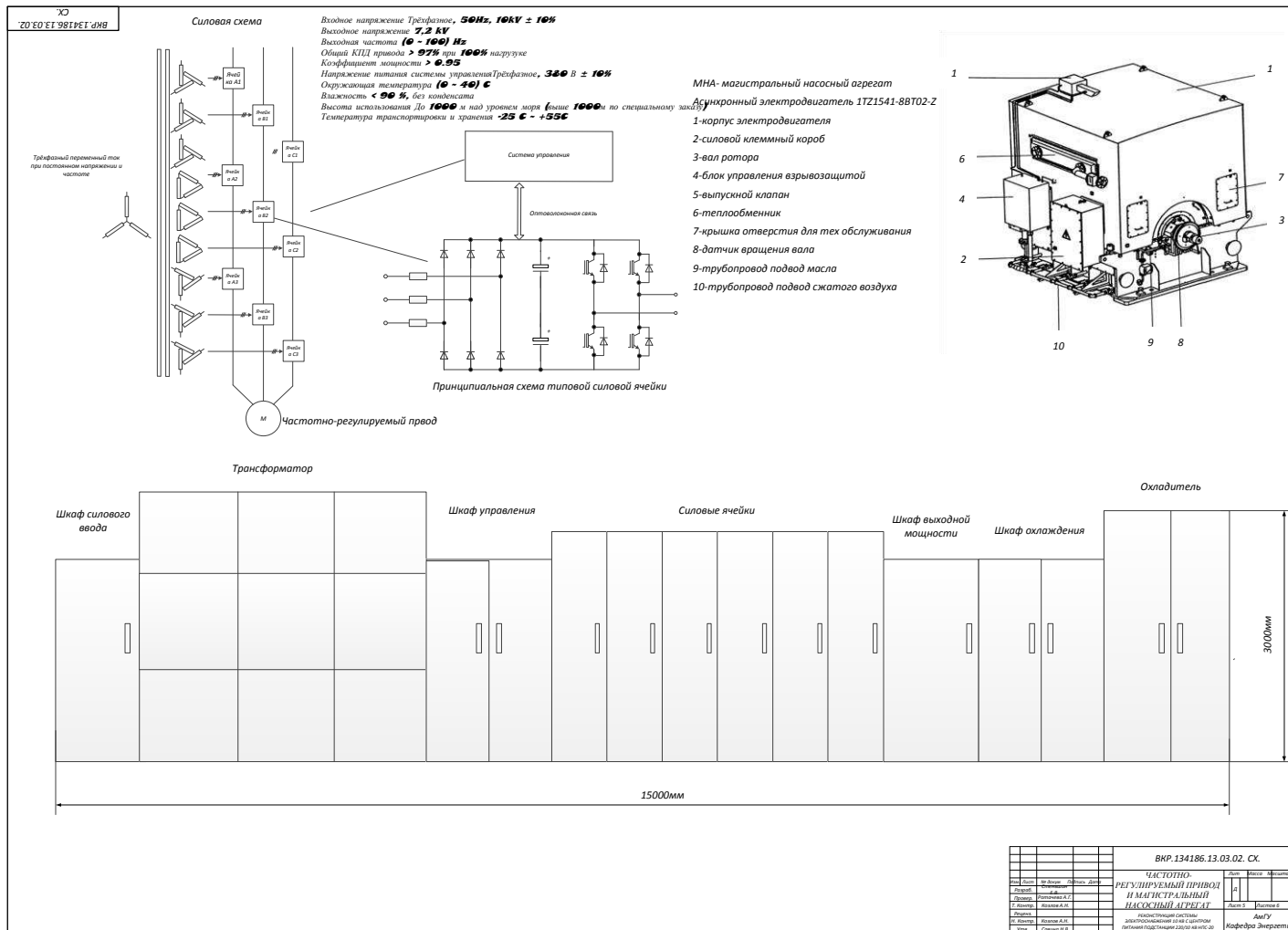


ВКР.134186.13.03.02. ПЛ.						Лист	Масштаб	Масштаб
ВАРИАНТЫ ВЫПОЛНЕНИЯ СЕТЕЙ 10 кВ						Лист 2	Листов 6	
Имя	Лист	Ф.И.О.	Пол	Дата	Имя	Лист	Масштаб	Масштаб
Проект	1	Селевнев			Имя	Лист	Масштаб	Масштаб
Проект	2	Романов А.Г.			Имя	Лист	Масштаб	Масштаб
Проект	3	Козлов А.И.			Имя	Лист	Масштаб	Масштаб
Проект	4	Козлов А.И.			Имя	Лист	Масштаб	Масштаб
Проект	5	Савицкий И.В.			Имя	Лист	Масштаб	Масштаб

ПРИЛОЖЕНИЕ Д



ПРИЛОЖЕНИЕ Ж



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

