

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция системы электроснабжения Северо-Западной части Комсомольского района г.о. Тольятти»

Студент(ка)

Н.Х. Тюкмаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.И. Платов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Темой квалификационной работы является «Реконструкция системы электроснабжения северо-западного района Комсомольского района г.о. Тольятти».

На основании исходных данных (годовых графиков нагрузки, электрических схем) выполнен анализ надежности системы электроснабжения жилого квартала и главной понизительной подстанции 110/10/6 кВ «МИС», РП-6 РУ-6кВ, питающие данный район; расчет электрической нагрузки подстанции; произведен выбор количества и мощности силовых трансформаторов подстанций; рассчитаны токи короткого замыкания на сторонах 110, 6 кВ; произведен выбор оборудования и расчет релейной защиты.

Также в объем работы входит расчет заземления.

Графический материал представлен соответствующими листами:

- план Комсомольского района;
- северо-западный микрорайон Комсомольского района;
- схема электрических соединений РП-6 РУ-6 кВ;
- план реконструкции РП-6 РУ-6 кВ;
- схема электрических соединений «Сириус-21Л»;
- карта уставок подстанции РП-6 РУ-6 кВ.

Содержание

	<i>стр.</i>
Введение.....	5
1. Описание системы электроснабжения Комсомольского района и его потребителей. Краткая характеристика Комсомольского района.....	6
2. Расчет нагрузок подстанции «МИС».....	9
3. Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов подстанции «МИС».....	14
4. Определение параметров распределительной сети Комсомольского района на примере РП-6.....	20
5. Расчёт нагрузок микрорайона Комсомольского района.....	26
6. Расчет токов короткого замыкания подстанции «МИС», РП-6.....	27
7. Выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей подстанции «МИС», РП-6.....	35
8. Релейная защита и автоматика подстанции распределительного пункта РП-6 РУ-6 кВ.....	46
9. Расчёт защитного заземления РП-6 РУ-6 кВ.....	52
10. Расчет молниезащиты РП-6 РУ-6кВ.....	55
Заключение.....	59
Список использованных источников.....	60
Приложение А.....	63
Приложение Б.....	65
Приложение В.....	67
Приложение Г.....	69
Приложение Д.....	72
Приложение Е.....	75
Приложение Ж.....	78

Введение

Необходимую надежность работы всех секторов современного хозяйства любой страны обеспечивает надежные и прогрессивные электротехнические аппараты. Важное значение в этом играет состояние электрооборудования и всей электротехнической продукции, используемой в системах электроснабжения как низшего, так и высшего напряжений.

В данное время перед энергетиками остро стоит вопрос технического перевооружения парка силовых машин и другого электрооборудования. Для решения данного вопроса требуется наличие полной информации о техническом состоянии данной аппаратуры в настоящее время, возможности продления срока службы, а также частичной либо полной замене, новых конструкторских разработках, технических параметрах и иностранных аналогах.

Распределительные сети района, а также электрического оборудования уже давно отработало свой срок службы, установленный заводом изготовителем, оно морально устарело, кроме того имеет повышенную пожаро - взрывоопасность и требует больших затрат на эксплуатацию и ремонты.

Целью бакалаврской работы является повышение структурной надежности распределительных сетей северо-западного микрорайона Комсомольского района города Тольятти. Согласно исходным данным, город расположен в поволжском регионе России. Задан генплан города, перечень потребителей электроэнергии.

На основании рекомендаций и обоснований, приводимых в расчетах, производится выбор того или иного оборудования и схем электроснабжения. Особое внимание при выборе электротехнической аппаратуре уделяется вопрос унификации и снижению сортамента применяемых изделий. Особое место уделяется вопросам технике безопасности и экологической безопасности.

1 Описание системы электроснабжения Комсомольского района и его потребителей. Краткая характеристика Комсомольского района

Жилые массивы Комсомольского района одни из самых разуплотненных в городе. Они отделены друг от друга трассой М-5 и промышленно-бытовыми зонами. Всего район включает 3 типа жилых комплексов.

Тип А расположен на юго-востоке района.

Тип Б расположен на северо-востоке района.

Тип Г – самый большой по площади – расположен на западе и в центральной части восточной периферии района.

В отличие от двух других районов, в Комсомольском районе находится парк естественного происхождения. То есть в процессе формирования района часть леса не была вырублена.

Рельеф волнистый. Угол наклона иногда достигает 12° (данный наклон уменьшается с северо-запада на юг и юго-восток).

Конфигурация зданий Комсомольского района неоднородна. Существуют прямоугольные, зигзагообразные, вытянутые прямоугольные, дуговидные, Г-образные здания, а остальные - сложные здания, к ним относятся строения, объединенные в одну группу, но не имеющие схожей конфигурации.

Что касается существующей схемы электроснабжения Комсомольского района, то она выполнена с одним источником питания - п/ст «МИС», которая запитана от п/ст «Левобережная», находящаяся в центральном районе. П/ст «МИС» питает потребители I категории, к ним относятся: АТС (автоматическая телефонная станция), МСЧ №8 (медицинская санитарная часть), центральная котельная, ТЗПО (тольяттинский завод противопожарного оборудования), Комсомольский мясокомбинат, элеватор, завод К-2, институт ВНИИНРУД, II категории, к которым относятся такие потребители как: АЗС (автозаправочные станции), речной порт, РУВД, все

жилые дома, оборудованные электрическими плитами и другие мелкие предприятия и потребители III категории. Для первых перерыв в электроснабжении может привести к непоправимым последствиям, а именно:

- в МСЧ №8 это приведёт к отключению реанимационного оборудования, что может стать причиной смерти людей, получающих медицинскую помощь;

- отключение в котельной электрических двигателей, перекачивающих воду в летнее время года, может привести к разрыву трубопровода, а в зимнее время года – к замерзанию всей системы водоснабжения;

- остановка плавильных печей в ТЗПО приведет к их закоксовыванию;

- при отключении находящихся на Комсомольском мясокомбинате аммиачных морозильных установок, приведет не только к порче продуктов, но и к нанесению тяжкого вреда здоровью персоналу и жителям района отравляющим облаком;

- остановка ленточного конвейера на элеваторе, который существует для перемещения зерна из одной банки в другую, может привести к самовоспламенению зерна с последующим взрывом.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что система электроснабжения комсомольского района недостаточно надежна и можно сказать, что район находится в постоянной опасности. Также с учётом дальнейшего развития района, а именно, застройка прибрежной и портовой зон, и лесного массива возникнет проблема нехватки мощности, что в дальнейшем может привести к серьезной аварии, то есть источник питания - п/ст «МИС» будет надолго выведен из строя. Для решения этого ряда проблем возникает необходимость дополнительного независимого источника питания, то есть строительство второй п/ст. Существует ещё ряд проблем, которые могут разрешиться с появлением второй п/ст:

- повышение надежности распределительных сетей 10 кВ Комсомольского сетевого района (КСР);

- создание резерва по пропускной способности сетей КСР в целом по району;
- повышение селективности устройств защиты и автоматики, для чего крупные токоприемники должны подключаться к самостоятельным выключателям, а перегруженные петлевые схемы должны быть разгружены;
- исключать из схем временные распаячные ящики и Вл-6кВ в особенности если не все присоединения к ним имеют коммутационные аппараты;
- снижение потерь в распределительных сетях 6,10 кВ.

Вторую главную понизительную подстанцию планируется разместить в районе улицы Есенина. П/ст планируется закрытого типа, так как она имеет следующие преимущества перед п/ст открытого типа:

- более удобны в обслуживании при низких температурах и в ненастье легче выполняются расширение и реконструкция;
- занимают значительно меньше площади;
- аппараты в ЗРУ не подвержены запылению, загрязнению, колебаниям температуры;
- при случайном возгорании одного из трансформаторов при межветковом замыкании или по каким-либо другим причинам отсутствует вероятность возгорания второго трансформатора.

Далее будут приведены расчеты, необходимые для реализации проекта.

2 Расчет нагрузок подстанции «МИС»

Выполнение расчета нагрузок требуется для осуществления выбора силовых трансформаторов. Расчет ведется на основе годовых и суточных графиков нагрузок ПС 110/10/6 кВ «МИС», а также с учетом возможности разрастания распределительных сетей, а, следовательно, увеличением потребляемой мощности. Данные для расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Нагрузочные характеристики подстанции

№ п/п	Наименование нагрузок	Тип линии эл.передачи (ВЛ, КЛ)	Напряжение, кВ	cosφ
1	Ввод ф-10	КЛ	6	0,92
2	Ввод ф-44	КЛ	6	0,92
3	Ввод ф-51	КЛ	10	0,92
4	Ввод ф-73	КЛ	10	0,92
5	Доп. нагрузка	КЛ	6,10	0,92

Годовые графики нагрузок по вводам показаны на рисунках 1, 2, 3, 4, 5.

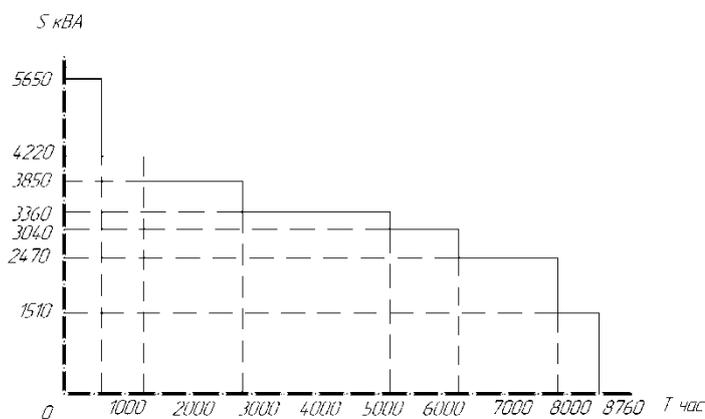


Рисунок 1 - Годовой график нагрузок ввод 6 кВ ф-10

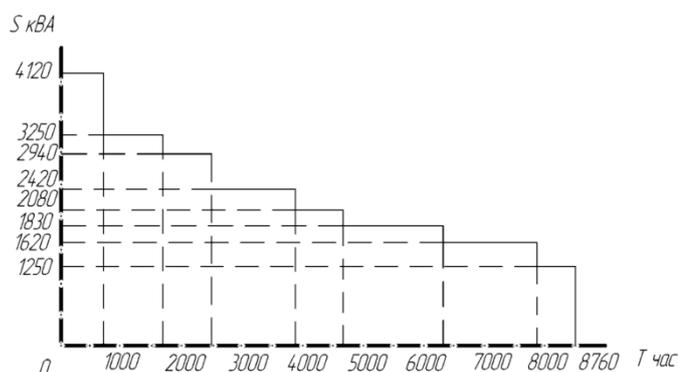


Рисунок 2 - Годовой график нагрузок ввод 6 кВ ф-44

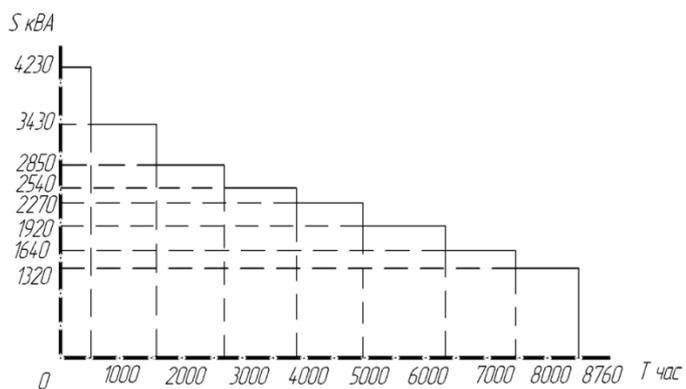


Рисунок 3 - Годовой график нагрузок ввод 10 кВ ф-51

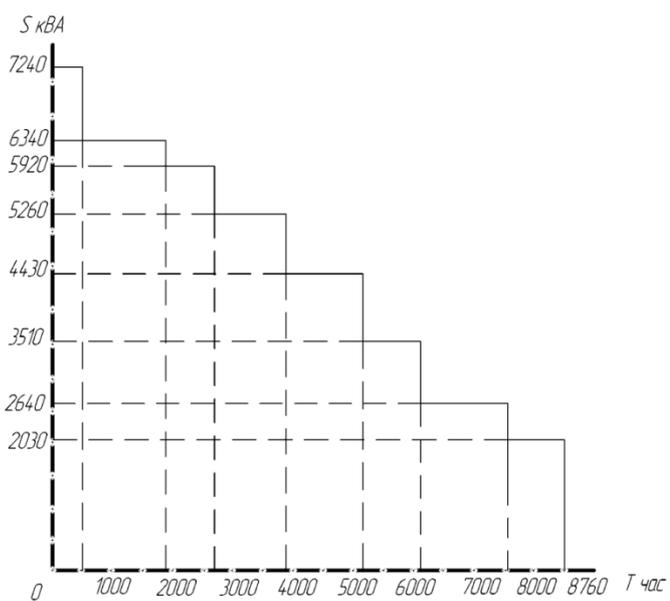


Рисунок 4 - Годовой график нагрузок ввод 10 кВ ф-73

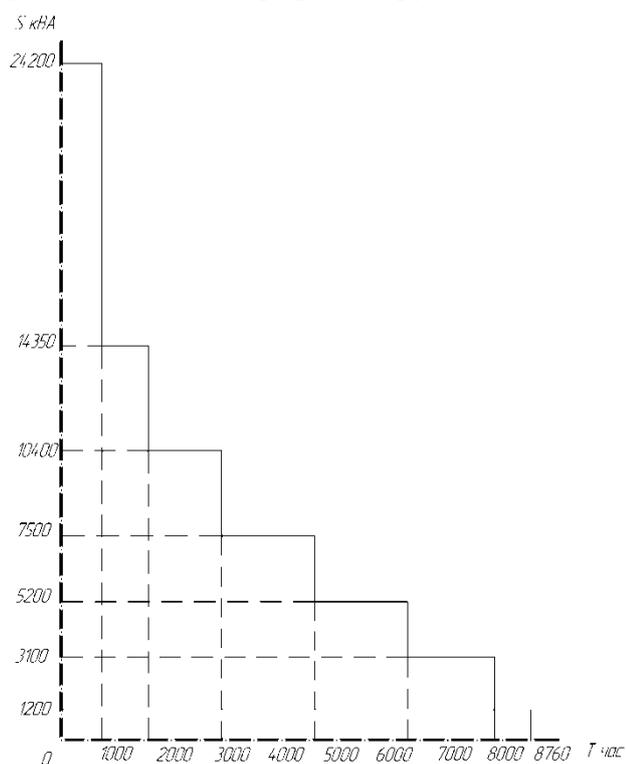


Рисунок 5 - Суммарный годовой график дополнительной нагрузки

По представленным графикам нагрузок определяем расчетную мощность как для потребителей электрической энергии, так и по главной понизительной подстанции.

Расчет полной мощности для потребителей производим по формуле:

$$S_n = \frac{P_{in}}{\cos\varphi_{in}}, \quad (1)$$

где P_{in} – максимальная потребляемая активная мощность отдельного потребителя, кВт.

Определяем полную мощность Ф-10:

$$S_{\phi-10} = \frac{5650}{0.92} = 6141 \text{ кВА}$$

Определяем полную мощность Ф-44:

$$S_{\phi-44} = \frac{4120}{0.92} = 4478 \text{ кВА}$$

Определяем полную мощность Ф-51:

$$S_{\phi-51} = \frac{4230}{0.92} = 4598 \text{ кВА}$$

Определяем полную мощность Ф-73:

$$S_{\phi-73} = \frac{7240}{0.92} = 7870 \text{ кВА}$$

Определяем полную мощность дополнительной нагрузки:

$$S_{дон} = \frac{24200}{0.92} = 26304 \text{ кВА},$$

где $\cos\varphi = 0,92$ – коэффициент мощности потребителей.

Определяем значение потребляемой электроэнергии отдельных потребителей:

$$W = \sum_{i=1}^k P_{in} \cdot t_{in}, \quad (2)$$

где: P_{in} – потребляемая активная мощность соответствующей ступени графика, кВт; t_{in} – продолжительность нагрузки соответствующей ступени графика, час.

Определяем значение потребляемой электроэнергии Ф-10:

$$W_{\phi-10} = \left(\begin{array}{l} 5650 \cdot 620 + 4220 \cdot 680 + 3850 \cdot 1500 + 3360 \cdot 2300 + \\ + 3040 \cdot 1200 + 2670 \cdot 1500 + 1210 \cdot 960 \end{array} \right) = 28690 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии Ф-44:

$$W_{\phi-44} = \left(\begin{array}{l} 4120 \cdot 700 + 3250 \cdot 950 + 2940 \cdot 810 + 2420 \cdot 1410 + \\ + 2080 \cdot 770 + 1830 \cdot 1710 + 1620 \cdot 1470 + 1250 \cdot 940 \end{array} \right) = 20052 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии Ф-51:

$$W_{\phi-51} = \left(\begin{array}{l} 4230 \cdot 540 + 3430 \cdot 1020 + 2850 \cdot 1080 + 2540 \cdot 1210 + \\ + 2270 \cdot 1070 + 1920 \cdot 1460 + 1640 \cdot 1050 + 1320 \cdot 1330 \end{array} \right) = 20644 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии Ф-73:

$$W_{\phi-73} = \left(\begin{array}{l} 7240 \cdot 500 + 6340 \cdot 1160 + 5920 \cdot 830 + 5260 \cdot 1160 + \\ + 4430 \cdot 1150 + 3510 \cdot 980 + 2640 \cdot 1410 + 2230 \cdot 1230 \end{array} \right) = 36989 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии доп. нагрузки:

$$W_{доп} = \left(\begin{array}{l} 24200 \cdot 540 + 14350 \cdot 1060 + 10400 \cdot 1300 + 7500 \cdot 1700 + \\ + 5200 \cdot 1700 + 3100 \cdot 1500 + 1200 \cdot 960 \end{array} \right) = 69191 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Учитывая ожидаемый рост нагрузки в среднем на 40%, определяем значение потребляемой электроэнергии по подстанции в целом:

$$W_{nc} = \sum_1^n W_n^i \quad (3)$$

$$W_{nc} = (28690 + 20052 + 20644 + 36989 + 69191) = 175567 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяем значение продолжительности максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_m = \frac{W_{мак}}{P_{мак}} \quad (4)$$

$$T_m = \frac{175567}{45,5} = 3859 \text{ ч}$$

где: P_{max} – максимальная потребляемая мощность по подстанции в целом, $МВт$; W_{max} – максимальная потребляемая электроэнергия по подстанции в целом, $МВт \cdot ч$.

Суммарный годовой график нагрузок потребителей подстанции представлен на рисунке 6.

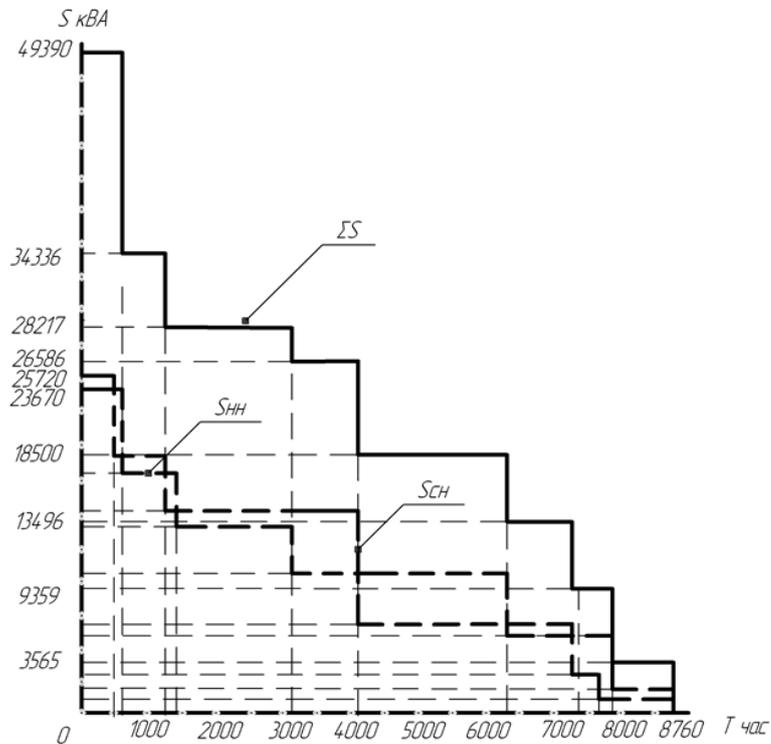


Рисунок 6 – Суммарный годовой график нагрузок подстанции

В процессе проектирования или технического перевооружения главных понизительных подстанций, а также иных распределительных устройств выбор мощности силового трансформаторного оборудования осуществляется таким образом, что при плановом или аварийном отключениях одного из двух, оставшийся в работе мог бесперебойно осуществлять электроснабжение всех конечных потребителей [1].

3 Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов подстанции «МИС»

Выбор мощности трансформаторов производится на основании технико-экономического расчета, исходя из полной расчетной нагрузки объекта, удельной плотности нагрузки, стоимости электроэнергии и др.

Оптимальная мощность соответствует минимальным приведенным затратам.

При выборе мощности трансформаторов так же учитывается возможность кратковременных перегрузок, если они не превышают 40% номинальной мощности трансформатора, на время прохождения максимума нагрузки [16,78].

На подстанции «МИС» имеется три уровня напряжения 110 кВ 10 кВ и 6 кВ, потребители 1 и 2 категории, следовательно, подстанция должна иметь два трехфазных двухобмоточных трансформатора.

Для двухтрансформаторной подстанции, исходя из допустимой аварийной перегрузки (40%), принято использовать выражение:

$$S_{ном.Т} = \frac{S_{maxTC} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n - 1)} \quad (5)$$

$$S_{ном.Т} = \frac{49702 \cdot 0,65}{1,4} = 23076 \text{ кВА}$$

Для дальнейшего рассмотрения выбираем два трансформатора:

- 1) ТДТН – 25000/110/10/6 кВА;
- 2) ТДТН – 40000/110/10/6 кВА.

Необходимые данные, принимаемых для дальнейшего расчета силовых трансформаторов приведены в таблице 2

Таблица 2 – Данные силовых трансформаторов

Тип трансформатора	S _{ном.} , МВА	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт		U _к , %			I _х , %	Цена, тыс.руб.
		ВН	СН	НН	P _х	P _к	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТДТН-40000/110	40	115	11	6,6	50	220	10,5	17	6	0,9	8300
ТДТН – 25000/110	25	115	11	6,6	36	140	10,5	17	6	1,0	6750

3.1 Техничко-экономический расчет трансформатора ТДТН–25000/110/10/6 кВА

Технические данные ТДТН – 25000/110/10/6 кВА:

1. Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$\dot{P}_x = P_x + K_{ин} \cdot Q_x \quad (6)$$

$$\dot{P}_x = 36 + 0,05 \cdot 250 = 48,5 \text{ кВт},$$

где: $K_{ин}$ – коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителя от источника питания и составляет 0.02-0.2 кВт/квар. Для расчетов принимаем $K_{ин}=0.05$ кВт/квар.

2. Потери реактивной мощности трансформатора на х.х.:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном\ t} \quad (7)$$

$$Q_{xx} = \frac{1,0}{100} \cdot 25000 = 250 \text{ кВар}$$

3. Напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.ВН-НН} - U_{к.СН-НН}) \quad (8)$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}) \quad (9)$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0,25\%$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}) \quad (10)$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%$$

4. Потери реактивной мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_K = \frac{U_K \%}{100} \cdot S_{н.т} \quad (11)$$

$$Q_{KB} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2687 \text{ кВар}$$

$$Q_{KC} = \frac{0,25}{100} \cdot 25000 = 62,2 \text{ кВар}$$

$$Q_{KH} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1687,5 \text{ кВар}$$

5. Приведенные потери активной мощности трансф-ра в режиме к.з.:

$$P'_K = P_{K3} + K_{III} \cdot Q_K, \quad (12)$$

$$P'_{KB} = 70 + 0,05 \cdot 2687 = 204,35 \text{ кВт}$$

$$P'_{KC} = 70 + 0,05 \cdot 62,5 = 73,12 \text{ кВт}$$

$$P'_{KH} = 70 + 0,05 \cdot 1687,5 = 154,4 \text{ кВт},$$

где: $P_{H.B.}$, $P_{H.C.}$, $P_{H.H.}$ – потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора при 100% их нагрузке, можно определить:

$$P_{KB} = P_{KC} = P_{KH}, \quad (12)$$

$$P_K = 0,5 \cdot 140 = 70 \text{ кВт}$$

6. Коэффициент загрузки ВН обмотки трансформатора на i -ой ступени:

$$K_{3B} = \frac{S_{Bi}}{S_{НОМ.Т}} \quad (13)$$

$$K_{3B} = \frac{49390}{2 \cdot 25000} = 0,99$$

7. Коэффициент загрузки СН обмотки трансформатора на i -ой ступени:

$$K_{3C} = \frac{S_{Ci}}{S_{НОМ.Т}} \quad (14)$$

$$K_{3C} = \frac{25720}{2 \cdot 25000} = 0,51$$

8. Коэффициент загрузки НН обмотки трансформатора на i -ой ступени:

$$K_{3H} = \frac{S_{Hi}}{S_{НОМ.Т}} \quad (15)$$

$$K_{3H} = \frac{23670}{2 \cdot 25000} = 0,47$$

9. Приведенные потери мощности:

$$P_T' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{к.вн}' + K_{загр.нн1}^2 \cdot P_{к.нн}' + K_{загр.нн2}^2 \cdot P_{к.нн}' \quad (16)$$

$$P_T' = 48,5 + 0,99^2 \cdot 204,35 + 0,51^2 \cdot 73,12 + 0,47^2 \cdot 154,4 = 302 \text{ кВт}$$

10. Потеря электроэнергии холостого хода на i -й ступени:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot P_x' \cdot T_i \quad (17)$$

11. Суммарная потеря холостого хода:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i} \quad (18)$$

12. Потери электроэнергии холостого хода на i -й ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + 2 \cdot \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.нн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i; \quad (19)$$

где T_i – продолжительность нахождения нагрузки S_i на i -той ступени.

13. Суммарная потеря короткого замыкания:

$$W_{кз} = \sum \Delta W_{кз.i} \quad (20)$$

14. Потери электроэнергии в трансформаторах подстанции:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{квi} + \sum \Delta W_{кн1i} + \sum \Delta W_{кн2i}. \quad (21)$$

15. Экономическая нагрузка $S_{э}$, ниже которой целесообразно отключать один из трансформаторов:

$$S_{э.пс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_k}}; \quad (22)$$

$$S_{э.пс} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{48,5}{204,35}} = 17,22 \text{ МВА}.$$

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах целесообразно выполнять с помощью таблицы 3.

Таблица 3 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторе ТДТН-25000/110/10/6 кВА

						P_x				$P_{к.в}$	$P_{к.нн1}$	$P_{к.нн2}$
i	$S_{внi},$ МВА	$S_{снi},$ МВА	$S_{ннi},$ МВА	n_i	$T_i, \text{ ч}$	$\&W_{xi},$ кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.нн1i}$	$k_{з.нн2i}$	$\&W_{к.внi},$ кВт*ч	$\&W_{к.снi},$ кВт*ч	$\&W_{к.ннi},$ кВт*ч
1	49,39	25,37	23,42	2	600	43200	0,99	0,51	0,47	59818,28	5787,65	10413,32
2	34,33	12,26	11,31	2	600	43200	0,69	0,36	0,33	28900,38	2796,22	5031,05
3	28,22	8,28	7,65	2	1920	138240	0,56	0,29	0,27	62491,35	6046,28	10878,65
4	26,59	7,35	6,79	2	1295	93240	0,53	0,28	0,26	37420,63	3620,59	6514,28
5	18,5	3,56	3,29	2	1885	135720	0,37	0,19	0,18	26366,92	2551,10	4590,02
6	13,95	2,02	1,87	1	950	34200	0,28	0,15	0,13	15111,47	1462,09	2630,64
7	9,36	0,91	0,84	1	710	25560	0,19	0,10	0,09	5084,46	491,94	885,12
8	3,57	0,13	0,12	1	800	28800	0,07	0,04	0,03	833,41	80,64	145,08
					8760	542160				236026,9	22836,51	41088,15
Итого потери по ТП:					842111,56							

$$\sum \Delta W_{xi} = 542160 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\sum \Delta W_{\kappa} = \Delta W_{\kappa.внi} + \Delta W_{\kappa.снi} + \Delta W_{\kappa.лнi} \quad (23)$$

$$\sum \Delta W_{\kappa} = 299951,56 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\sum \Delta W_{\text{ПС}} = 842111,56 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

16. Определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\Delta W_{\text{ПС}}} = C_{\text{э,х}}(T_x) \cdot \Delta W_x + C_{\text{э,к}}(\tau) \cdot \Delta W_{\kappa} \quad (24)$$

$$I_{\Delta W_{\text{ПС}}} = 0,648 \cdot 542160 + 0,918 \cdot 299951,56 = 626675,21 \text{ руб}$$

где: $C_{\text{э,х}} T_x = 0,648$ руб/кВт·ч – стоимость 1 кВт·ч потерь эл.энергии х.х. трансформаторов за время их работы в году; $C_{\text{э,к}}(t) = 0,918$ руб/кВт·ч стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь эл.энергии трансформатора .

Дальнейшее определение вариантов выбора трансформаторов производим методом приведенных затрат.

17. Ежегодные эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K_1, \quad \text{где: } P_{\text{сум}} = 0,094 \quad (25)$$

$$I_{\text{э}} = 0,094 \cdot 13500000 = 1269000 \text{ руб}$$

$$K_1 = 2 \cdot K \quad (26)$$

$$K_1 = 2 \cdot 6750000 = 13500000 \text{ руб}$$

18. Приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I \Delta W_{\text{ПС}} \quad (27)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 13500000 + 1269000 + 626675,21 = 3920675,21 \text{ руб}$$

3.2 Технико-экономический расчет трансформатора ТДТН – 40000/110/10/6 кВА

Расчет для трансформатора произведен аналогично.

Таблица 4 – Расчет потерь электроэнергии в ТДТН-25000/110/10/6 кВА

						P'_x				$P'_{к.в}$	$P'_{к.нн1}$	$P'_{к.нн2}$
i	$S_{внi},$ МВА	$S_{сн},$ МВА	$S_{нн},$ МВА	n_i	$T_i, ч$	$\&W_{xi},$ кВт·ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.нн1i}$	$k_{з.нн2i}$	$\&W_{к.внi},$ кВт·ч	$\&W_{к.снi},$ кВт·ч	$\&W_{к.ннi},$ кВт·ч
1	49,39	15,86	14,64	2	600	60000	0,62	0,32	0,30	37162,31	3555,69	6191,13
2	34,33	7,66	7,07	2	600	60000	0,43	0,22	0,21	17954,46	1717,88	2991,16
3	28,22	5,18	4,78	2	1920	192000	0,35	0,18	0,17	38822,96	3714,58	6467,79
4	26,59	4,60	4,24	2	1295	129500	0,33	0,17	0,16	23247,69	2224,34	3872,99
5	18,5	2,22	2,05	1	1885	94250	0,23	0,12	0,11	32761,08	3134,58	5457,89
6	13,95	1,26	1,17	1	950	47500	0,17	0,09	0,08	9388,05	898,25	1564,02
7	9,36	0,57	0,53	1	710	35500	0,12	0,06	0,06	3158,74	302,23	526,24
8	3,57	0,08	0,08	1	800	40000	0,04	0,02	0,02	517,76	49,54	86,26
Итого потери по ТП:					8760	658750	864517,60			163013,0	15597,09	27157,47

$$\sum \Delta W_{xi} = 658750 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\sum \Delta W_k = 205767,60 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\sum \Delta W_{ПС} = 864517,60 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

1. Определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\Delta W_{ПС}} = 0,648 \cdot 658750 + 0,918 \cdot 205767,60 = 615764,65 \text{ руб}$$

2. Ежегодные эксплуатационные издержки:

$$I_s = 0,09416600000 = 1560000 \text{ руб}$$

$$K_1 = 2 \cdot 8300000 = 16600000 \text{ руб}$$

3. Приведенные затраты:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 16600000 + 1560000 + 615764,65 = 4665764,65 \text{ руб}$$

Таблица 5 – Сопоставление двух вариантов

Трансформатор	Приведенные затраты
ТДТН-25000/110/10/6	$Z_{np} = 3920675,21 \text{ руб}$
ТДТН-40000/110/10/6	$Z_{np} = 4665764,65 \text{ руб}$

Согласно данным по нагрузке подстанции с учетом перспективы развития района электроснабжения для установки на ПС «МИС» выбираем трансформатор типа ТДТН 40000/110/10/6.

4 Определение параметров распределительной сети Комсомольского района на примере РП-6

Расчётные условия, на основании которых производится выбор параметров сетей, а также производство других сетевых расчётов, связаны с возможными режимами работы сетей, которые определяются уровнями резервирования их элементов.

Различают нормальный или рабочий режим, аварийные и послеаварийные режимы, ремонтный режим. Нормальным называется режим, когда все элементы сети находятся в работе и токораспределение соответствует наивыгоднейшим условиям передачи энергии, включая требуемые условия надёжности электроснабжения потребителей. В таком режиме электрическая сеть должна работать наибольшее время в году.

Послеаварийные режимы связаны с нарушениями нормального режима, возникшими при повреждении того или иного элемента сети. Нарушения нормального режима происходят также в том случае, когда элемент сети преднамеренно выводят в ремонт. В этом случае режим называется ремонтным. Продолжительность этих режимов определяется временем, необходимым для восстановления работоспособного состояния элемента или для его ремонта.

В настоящее время вводные кабельные линии РП-6 РУ-6 кВ работают в нормальном номинальном режиме, однако, их пропускная способность не позволяет увеличивать нагрузку при дальнейшем развитии микрорайона в сторону лесной зоны. Данная проблема существует и на других РП Комсомольского района.

Решить проблему можно двумя способами: проложить кабельную линию небольшого сечения для дополнительной нагрузки, либо произвести замену кабельных линий с учетом дополнительной нагрузки. Первый вариант наиболее экономически выгоден, так как стоимость кабеля с меньшим сечением ниже, однако существующие кабельные сети устарели и требуют замены. Подтверждением того является часто появляющиеся однофазные замыкания на землю. Выбираем второй вариант.

Выбор параметров отдельных элементов сети производится таким образом, чтобы параметры удовлетворяли предъявленным к ним требованиям экономического и технического характера и обеспечивали работу сети во всех расчётных режимах. При этом под расчётными параметрами понимается пропускная способность элементов сети: сечение распределительных линий и мощность сетевых трансформаторов.

Определение параметров питающей и распределительной сети и выбор кабельных линий на 6 кВ .

Для питающей сети:

Произведем расчет вводных кабелей для РП-6 1,2 секции шин.

В расчетах будем использовать такое же количество и мощность ТП, что и для РП-6 1,2 секции шин.

$$I_{i\text{ расч.}} = \frac{S_{p.l.}}{\sqrt{3}U_n} \quad (28)$$

$$S_{p.l.} = S_{ном.т} \cdot n \cdot K_3 \cdot K_{ум}, \quad (29)$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов;

n , $n_{ав.}$ - число работающих трансформаторов для каждого участка линии в нормальном и аварийном режимах; $K_{ум}$ - коэффициент участия;

В нормальном режиме $\frac{1}{2}$ всей мощности передаётся по одной линии с подстанции «МИС на одну секцию шин (1 или 2).

$$I_{i\text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot 6 \cdot 630 \cdot 0,85 + 0,85 \cdot 4 \cdot 400 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 324,17 \text{ А};$$

Принимаем дополнительную нагрузку: $I_{доп.} = 100 \text{ А};$

Суммарная ожидаемая нагрузка:

$$I_{Сум.} = I_{1\text{ расч.}} + I_{доп} \quad (30)$$

$$I_{Сум.} = 324,17 + 100 = 424,17 \text{ А.}$$

В аварийном режиме вся мощность передаётся по одной линии с подстанции «МИС» сразу на две секции шин (1 и 2):

$$I_{i.ав} = 2 \cdot \frac{S_{ав.л}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (31)$$

$$I_{i.ав} = 2 \cdot 424,17 = 848,34 \text{ А} .$$

Выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока:

$$F_{э} = \frac{I_{р-л}}{j_{эк}} , \quad (32)$$

где $j_{эк} = 1,4$ – нормативное значение экономической плотности тока.

Результаты занесены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета

Расчетные сечения, мм ²	Стандартные сечения, мм ²	Длительно доп.ток, А
$F_{э1} = 302,9$	2·240	2·355

Проверка выбранных сечений кабелей по нагреву:

$$I_{i доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{доп} , \quad (33)$$

где $I_{i доп}$ - фактический длительно допустимый ток, А; $k_1 = 1,2$ - поправочный коэффициент на температуру окруж. среды; $k_2 = 0,8$ - поправочный коэффициент на число КЛ; $I_{доп}$ – справочный длительно допустимый ток, А.

$$I_{i доп} = 1,2 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot 355 = 681,60 \text{ А}$$

Таблица 7 – Сравнительные характеристики кабелей

Сечение , мм ²	2·240
$I_{доп}$,А	681,60
$I_{расч сум.}$,А	424,17

Следовательно, все кабели подходят по нагреву.

Проверка выбранных сечений по условиям токораспределения в аварийном режиме.

$$I_{i доп.ав.} = 1,3 \cdot I_{i доп} , \quad (34)$$

$$I_{i доп.ав.} = 1,3 \cdot 681,6 = 886,08 \text{ А}$$

Таблица 8 – Сравнительные характеристики кабелей

Сечение , мм ²	2·240
$I_{i доп.ав.}$, А	886,08
$I_{i ав.}$, А	848,34

Проверка выбранных сечений по условиям токораспределения в аварийном режиме показывает, что выбранные кабели удовлетворяет требованию $I_{1 \text{ доп.ав.}} > I_{1 \text{ ав.}}$

На линиях 1,2 от ГПП-2 до РП-6, идущих на 1,2 секции шин соответственно, принимаем по 2 кабеля ААБЛУ – 10 сечением $3 \times 240 \text{ мм}^2$.

Проверка сечения жил кабелей по потерям напряжения.

Учитывая, что индуктивное сопротивление кабелей слишком мало ($X_{\text{каб}} < r_{\text{каб}}/3$), воспользуемся следующей формулой:

$$\Delta U = I_{\text{ав}} \cdot r \cdot \cos \varphi, \quad (35)$$

где $\cos \varphi = 0,92$; $r = r_o \cdot l$ - активное сопротивление кабеля.

Для аварийного режима:

Для ГПП

$$\Delta U_{l1} = 848,34 \cdot 2 \cdot 0,129 \cdot 1,25 \cdot 0,92 = 251,70 \text{ В}$$

$$\Delta U_{l2} = 848,34 \cdot 2 \cdot 0,129 \cdot 1,25 \cdot 0,92 = 251,70 \text{ В}$$

Согласно полученным результатам, потери на линии составляют 3,99%. Следовательно, сечения жил кабелей проходят по проверке потерь напряжения.

Для аварийного режима:

На основании полученных и проверенных результатов делаются следующие выводы:

Для питания РП-6 на линиях 1,2 принимается по 2 кабеля ААБЛУ-10 сечением $3 \times 240 \text{ мм}^2$.

Произведем выбор кабельных линий для распределительной сети (до предполагаемой ТП):

$$I_{1 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot 2 \cdot 400 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 52,96 \text{ А};$$

$$I_{2 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot 2 \cdot 400 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 52,96 \text{ А}.$$

В аварийном режиме:

$$I_{1ав.} = \frac{0,85 \cdot 4 \cdot 400 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 105,94 \text{ А};$$

$$I_{2ав.} = \frac{0,85 \cdot 4 \cdot 400 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 105,94 \text{ А}.$$

Таблица 9 Выбор жил КЛ по экономической плотности тока

Расчетные сечения, мм ²	Стандартные сечения, мм ²	Длительно доп. ток, А
$F_{\Sigma 1} = 52,96/1,4 = 37,82$	70	165
$F_{\Sigma 2} = 52,96/1,4 = 37,82$	70	165

Кабели на напряжение 6 кВ рекомендуется прокладывать сечением не ниже 3x70 мм². Учитывая эту рекомендацию, принимаем на линиях 1,2 кабель ААБЛУ – 10 сечением 3x70 мм².

Проверяем выбранные сечения кабелей по нагреву:

$$I_{1 доп} = 1,2 \cdot 0,8 \cdot 165 = 158,4 \text{ А}$$

$$I_{2 доп} = 1,2 \cdot 0,8 \cdot 165 = 158,4 \text{ А},$$

Таблица 10 – Сравнительные характеристики кабелей

Сечение, мм ²	70	70
$I_{доп}$, А	158,4	158,4
$I_{расч.}$, А	75,08	75,08

Все кабели подходят по нагреву.

Проверка сечений по условиям токораспределения в ав. режиме.

$$I_{1 доп.ав.} = 1,3 \cdot 158,4 = 205,9 \text{ А}$$

$$I_{2 доп.ав.} = 1,3 \cdot 158,4 = 205,9 \text{ А}$$

Таблица 11 - Сравнительные характеристики кабелей

Сечение, мм ²	70	70
$I_{i доп.ав.}$, А	205,9	205,9
$I_{i доп.}$, А	90,97	90,97

Проверка сечения жил кабелей по потерям напряжения.

Для аварийного режима:

$$\Delta U_{.л1} = 150,16 \cdot 0,443 \cdot 2,6 \cdot 0,92 = 159,11 \text{ В}$$

$$\Delta U_{.л2} = 150,16 \cdot 0,443 \cdot 2,6 \cdot 0,92 = 159,11 \text{ В}$$

Согласно полученным результатам, максимальные потери на линии составляют 1,59%. Следовательно, сечения жил кабелей проходят по проверке потерь напряжения.

На основании полученных и проверенных результатов делаются следующие выводы:

Для РП-6 на линиях 1,2 принимается кабели ААБЛУ-10 сечением 3x70 мм².

Аналогичным образом рассчитываются все остальные линии распределительной сети района.

5 Расчёт нагрузок микрорайона Комсомольского района

Для расчета электрических нагрузок города воспользуемся методикой изложенной в РД 34.20.185-94 [1].

Все значения величин, использованные в расчетах, реальны, взяты из организации МУП ПО КХ «Горэлектросеть».

Выбор параметров отдельных элементов сети производится таким образом, чтобы параметры удовлетворяли предъявленным к ним требованиям экономического и технического характера и обеспечивали работу сети во всех расчётных режимах.

Фактическая нагрузка реконструируемого РП-6 РУ-6 кВ приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Фактическая нагрузка РП-6 по фидерам

1 секция сборных шин	Ток нагрузки, А	2 секция сборных шин	Ток нагрузки, А
Ф-14	104	Ф-11	38
Ф-16	128	Ф-9	95
Ф-18	0	Ф-13	50
ТСН-1	27	ТСН-2	14

Расчеты электрических нагрузок произведены на примере питания потребителей от ТП-183, 184 и сведены в приложении А, Б. Расчеты по выбору кабелей сведены в приложении В.

6 Расчет токов короткого замыкания подстанции «МИС», РП-6

Расчёт токов короткого замыкания (К.З.) при проектировании системы электроснабжения городов необходим для выбора электрической аппаратуры и токоведущих частей.

Для определения токов К.З. составляется расчётная схема с указанием выбранных точек расчёта (рис.7) и схема замещения (рис.8). Определяются результирующие сопротивления относительно принятой расчётной точки К.З.

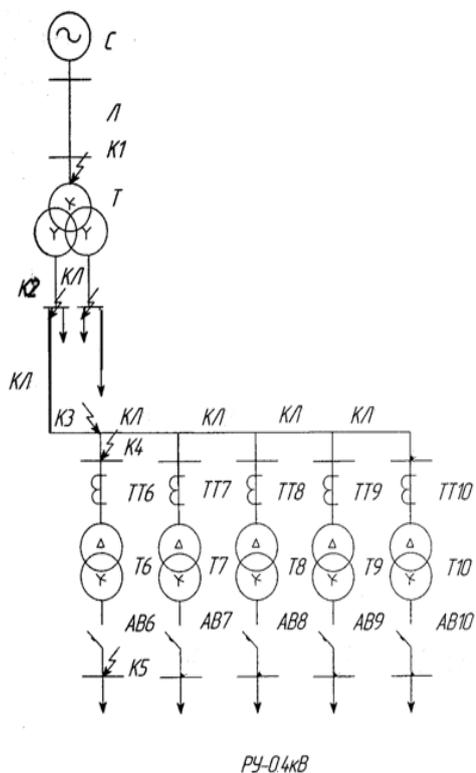


Рисунок 7 – Расчетная схема

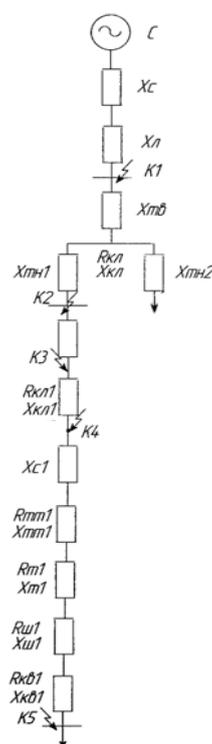


Рисунок 8 – Схема замещения

Исходные данные:

Система: $U_H = 115 \text{ кВ}$ $x_c = 2,32 \text{ Ом/км}$

Воздушная линия: $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ $l = 8,34 \text{ км}$ $U_H = 115 \text{ кВ}$

Трансформатор: $S_H = 40 \text{ МВА}$.

Определение параметров схемы замещения: при $S_б = 1000 \text{ МВА}$

$$x_c = x_0 \frac{S_б}{U_H^2} \quad (36)$$

$$x_c = 2,32 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,17 \text{ О.е.}$$

$$x_{\pi} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} \quad (37)$$

$$x_{\pi} = 0,4 \cdot 8,34 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,252 \text{ О.е.}$$

$$x_{\text{кл.пн7}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} \quad (38)$$

$$x_{\text{кл.пн7}} = 0,075 \cdot 2,63 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,789 \text{ О.е.}$$

$$x_{\text{кл1}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} \quad (39)$$

$$x_{\text{кл1}} = 0,083 \cdot 0,225 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,169 \text{ О.е.}$$

$$x_{TB} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}} \quad (40)$$

$$x_{TB} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0 \text{ О.е.}$$

$$x_{TC} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}} \quad (41)$$

$$x_{TC} = \frac{9,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,43 \text{ О.е.}$$

$$x_{TH} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}} \quad (42)$$

$$x_{TH} = \frac{20,25}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,06 \text{ О.е.}$$

$$x_T = x_{TB} + x_{CH} + x_{TH} \quad (43)$$

$$x_T = 0 + 2,43 + 5,06 = 7,5 \text{ О.е.}$$

Для точки К1:

$$x_{S1} = x_{S2} = x_c + x_{\pi} \quad (44)$$

$$x_{S1} = x_{S2} = 0,17 + 0,252 = 0,427 \text{ О.е.}$$

$$X_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_{\pi} \quad (45)$$

$$X_{0\Sigma} = 0,17 + 3 \cdot 0,252 = 0,931 \text{ О.е.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I^3_{кз} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \quad (46)$$

$$I^3_{кз} = \frac{1}{0,427} = 2,342 \text{ О.е.} \quad \text{где } E = 1.$$

Сверхпереходной ток:

$$I^{(3)}_{кз} = I^{(3)}_{кз} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I^{(3)}_{кз} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (47)$$

$$I^{(3)}_{кз} = 2,342 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 11,757 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y \kappa 1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I^3_{кз} \quad (48)$$

$$i_{y \kappa 1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 11,757 = 26,604 \text{ кА,}$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент (табл.4.2[16]).

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y \kappa 1} = I^3_{кз} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\delta} - 1)^2} \quad (49)$$

$$I_{y \kappa 1} = 11,757 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,6 - 1)^2} = 15,42 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К1:

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot I^3_{кз} \cdot U_H \quad (50)$$

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot 11,757 \cdot 115 = 2341,83 \text{ МВА.}$$

Однофазный ток КЗ:

$$I^{(1)}_{кз} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \quad (51)$$

$$I^{(1)}_{кз} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 0,427 + 0,931} = 1,68 \text{ О.е.}$$

$$I^{(1)}_{кз} = I^{(1)}_{кз} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I^{(1)}_{кз} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (52)$$

$$I^{(1)}_{кз} = 1,68 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 8,44 \text{ кА.}$$

Для точек К2:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_l + x_m \quad (53)$$

$$x_{\Sigma 1} = 0,17 + 0,252 + 7,5 = 7,922 \text{ О.е.}$$

$$x_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m \quad (54)$$

$$x_{0\Sigma} = 0,17 + 3 \cdot 0,252 + 7,5 = 8,427 \text{ О.е.}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{1}{7,922} = 0,126 \text{ О.е.}$$

Сверхпереходной ток:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = 0,126 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 11,547 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y \text{ к}2,3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 11,547 = 29,39 \text{ кА,}$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент (табл.4.2[16]).

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y \text{ к}2,3} = 11,547 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 17,434 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К2:

$$S_{\text{к}2,3} = \sqrt{3} \cdot 11,547 \cdot 6,3 = 218,200 \text{ МВА.}$$

Однофазный ток КЗ:

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 7,922 + 8,427} = 0,041 \text{ О.е.}$$

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = 0,041 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3,776 \text{ кА.}$$

Для точки К3:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_l + x_m + x_{\text{кл.пнб}} \quad (55)$$

$$x_{\Sigma 1} = 0,17 + 0,252 + 7,5 + 1,798 = 9,711 \text{ О.е.}$$

$$x_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m + 3 \cdot x_{\text{кл}} + 3 \cdot x_{\text{кл}1} \quad (56)$$

$$x_{0\Sigma} = 0,17 + 7,5 + 3 \cdot 0,252 + 1,798 = 13,794 \text{ О.е.}$$

$$I_{кз}^3 = \frac{1}{9,711} = 0,103 \text{ О.е.}$$

Сверхпереходной ток:

$$I_{кз}^3 = 0,103 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,437 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{yк4} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,437 = 24,023 \text{ кА,}$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент (табл.4.2[16]).

Действующее значение ударного тока:

$$I_{yк3} = 9,437 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 14,249 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К3:

$$S_{к3} = \sqrt{3} \cdot 9,437 \cdot 6,3 = 102,975 \text{ МВА.}$$

Однофазный ток КЗ:

$$I_{кз}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 9,711 + 13,794} = 0,09 \text{ О.е.}$$

$$I_{кз}^{(1)} = 0,09 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 8,277 \text{ кА.}$$

Для точки К4:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_l + x_m + x_{кл.рн6} + x_{л1} \quad (57)$$

$$x_{\Sigma 1} = 0,17 + 0,252 + 7,5 + 1,798 + 0,169 = 9,864 \text{ О.е.}$$

$$x_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m + 3 \cdot x_{кл} + 3 \cdot x_{кл1} \quad (58)$$

$$x_{0\Sigma} = 0,17 + 7,5 + 3 \cdot 0,252 + 1,798 + 0,169 = 14,253 \text{ О.е.}$$

$$I_{кз}^3 = \frac{1}{9,864} = 0,101 \text{ О.е.}$$

Сверхпереходной ток:

$$I_{кз}^3 = 0,101 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,291 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y_{к4}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,291 = 23,651 \text{ кА},$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент (табл.4.2[16]).

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y_{к4}} = 9,291 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 14,029 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ для точки К1:

$$S_{к4} = \sqrt{3} \cdot 9,291 \cdot 6,3 = 101,383 \text{ МВА}.$$

Однофазный ток КЗ:

$$I_{кз}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 9,864 + 14,253} = 0,088 \text{ О.е.}$$

$$I_{кз}^{(1)} = 0,088 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 8,090 \text{ кА}.$$

Для точки К5 (низкая сторона (ближайшая ТП)):

1. Параметры расчетной схемы

Система:

$S_k = 101,38 \text{ МВА}; U_{н.вн.} = 6,3 \text{ кВ}.$

Трансформатор (ТМ – 630/10 кВА):

$U_{н.вн.} = 6,3 \text{ кВ}; U_{н.нн.} = 0,4 \text{ кВ}; U_k = 5,5\%; R_T = 2,9 \text{ мОм}; X_T = 13,7 \text{ мОм}.$

Шинопровод (ШМА 4-1600):

$l = 15 \text{ м}; R_{l_{уд}} = 0,03 \text{ мОм/м}; X_{l_{уд}} = 0,014 \text{ мОм/м}$

Трансформатор тока (ТПЛ-6):

$K_{ТТ} = 100/5; R_{ТТ} = 0,42 \text{ мОм}; X_{ТТ} = 0,67 \text{ мОм}.$

Автоматический выключатель ВА – 55-41:

$I_n = 1600 \text{ А}; R_{кв} = 0,14 \text{ мОм}; X_{кв} = 0,08 \text{ мОм}.$

Все параметры были выбраны исходя из значения силы тока:

$$I = \frac{1,4 \cdot S_{ном.мп.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ном}}; \quad (59)$$

$$I = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273 \text{ А}.$$

2. Расчёт параметров схемы замещения

Все сопротивления схемы приводятся к $U_{\text{баз}}=0,4\text{кВ}$

Система:

$$X_c = \frac{U_{\text{н.нн}}^2}{S_k} \cdot 1000; \quad (60)$$

$$X_c = \frac{0,4^2}{101,38} \cdot 1000 = 1,578 \text{ мОм}$$

Трансформатор:

$R_T=2,90 \text{ мОм}$; $X_T=13,70 \text{ мОм}$

Шинопровод:

$R_{\text{ШП}}=0,03 \cdot 15=0,45 \text{ мОм}$; $X_{\text{ШП}}=0,014 \cdot 15=0,21 \text{ мОм}$

Для расчета токов КЗ была составлена схема, которая представлена на рисунке (эквивалентная схема, схема замещения).

1. Для КЗ в точке К6:

Трёхфазное металлическое К.З.

$$I_{\text{км}}^3 = \frac{U_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}^{(3)}} = \frac{U_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} \quad (61)$$

По схеме замещения суммарные сопротивления R_{Σ} и X_{Σ} определяются:

$$R_{\Sigma} = r_{\text{мм}} + r_m + r_{\text{шп}} + r_{\text{кв1}} + r_{\text{сис}} \quad (62)$$

$$R_{\Sigma} = 0,42 + 2,9 + 0,45 + 0,14 = 3,91 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma} = x_{\text{мм}} + x_m + x_{\text{шп}} + x_{\text{кв1}} + x_{\text{сис}} \quad (63)$$

$$X_{\Sigma} = 0,67 + 13,70 + 0,21 + 0,08 + 1,57 = 16,58 \text{ мОм.}$$

Полное суммарное сопротивление до точки К2:

$$Z_{\Sigma}^3 = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} \quad (64)$$

$$Z_{\Sigma}^3 = \sqrt{3,91^2 + 16,58^2} = 17,037 \text{ мОм.}$$

Ток трёхфазного металлического К.З.:

$$I_{\text{км}}^3 = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,037} = 13,555 \text{ кА}$$

2. Трехфазное дуговое К.З.

Ток трехфазного дугового К.З. определяется с использованием коэффициента K_c . Для начального момента КЗ (K_{c1}) и установившегося КЗ (K_{c2})

Для полного сопротивления $Z_{\Sigma}^{(3)}=16,26$ мОм значения коэффициента:

$$K_{c1}=0,65; K_{c2}=0,54$$

2. Ток трехфазного дугового КЗ определяется по формуле:

$$I_{\kappa\delta}^3 = I_{\kappa\mu}^3 \cdot K_c \quad (65)$$

$$I_{\kappa\delta}^3 = 13,55 \cdot 0,65 = 8,811 \text{ кА при } t_{\kappa\delta} \approx 0$$

$$I_{\kappa\delta}^3 = 13,55 \cdot 0,54 = 7,32 \text{ кА при } t_{\kappa\delta} \geq 0,05 \text{ с}$$

3. Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\kappa\mu}^3, \quad (66)$$

где K_y – ударный коэффициент, который определяется по графику.

$$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{16,582}{3,91} = 4,241$$

Этому значению соответствует $K_y=1,4$

Определяем ударный ток:

$$i_y = 1,4 \cdot 13,555 = 26,838 \text{ кА}$$

Расчёт токов К.З. на стороне 6кВ производится аналогично.

Таблица 15 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

	$U_H, \text{кВ}$	$I_K^{(3)}, \text{кА}$	$I_{yK}, \text{кА}$	K_y	$i_y, \text{кА}$	$S_K, \text{МВА}$
К1	115	11,757	15,42	1,60	26,60	2341,83
К2	6,3	11,547	17,43	1,80	29,39	218,20
К3	6,3	9,440	14,25	1,80	24,02	102,98
К4	6,3	9,291	14,03	1,80	23,65	101,38
К5	0,4	13,55	-	1,4	26,83	-

7 Выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей подстанции «МИС», РП-6

Все элементы электросистемы могут находиться в трех основных режимах функционирования: в режиме номинальной нагрузки (самый продолжительный режим работы), режиме перегрузок (до 40%) и в режиме КЗ.

При номинальном режиме эксплуатации надежное функционирование оборудования обусловлено верным выбором их по номинальному току и напряжению [9].

При ненормальном режиме, когда величина суммарной нагрузки превышает допустимое (номинальное) значение надежное функционирование оборудования лимитировано по продолжительности, а время пребывания оборудования в данном состоянии исключительно зависит от величин тока и напряжения. Так для каждой единицы электротехнической системы имеется диапазон значений тока и напряжений, при котором гарантируется работа без разрушения его целостности.

При режиме короткого замыкания надежное функционирование оборудования обусловлено соотношением выбранных характеристик данного оборудования по условиям термической и электродинамической стойкости.

Для коммутационной аппаратуры, за исключением аппаратуры с ручным приводом, добавляются обязательный параметр, который характеризует отключающую способность.

При выборе оборудования и токоведущих частей необходимо принимать во внимание род установки. Иными словами место установки может быть либо внутри помещения, либо на открытом воздухе. Также следует учитывать климатические особенности.

Схемы для расчета токов короткого замыкания выбираются или строятся таким образом, чтобы были учтены самые неблагоприятные тяжелые условия функционирования исследуемой системы. На расчётной схеме выбирается ряд

точек короткого замыкания (условно), в которых через установку, при котором замыкание протекает наибольший ток.

После проведения необходимых расчетов, выбранное оборудование и другие токоведущие части должны отвечать требованиям технико-экономического расчета.

7.1 Выбор оборудования 110 кВ

7.1.1 Выбор выключателей

Рабочий ток:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (67)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А}$$

Результаты выбора сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	110	110
По ном. току	$I \leq I_{\text{ном}}$, А	281	2500
По отключ. способности	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}$, кА	11,54	40
По эл-дин. стойк-ти	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$, кА	26,6	80
По терм. стойк-ти	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$, кА ² ·с	964	4800

Выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-110П-40/2000У1

Рассматриваемый выключатель проходит по заданным параметрам.

7.1.2 Выбор разъединителей

Таблица 17 – Выбор и проверка разъединителей

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	110	110
По ном. длит. току	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$, А	281	1250
По эл-дин. стойк-ти	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$, кА	26,6	80
По терм. стойк-ти	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$, кА ² ·с	964	3969

К установке принимаем разъединитель: РГПЗ-1-IV-110/1250

7.1.3 Выбор заземлителя

Для создания искусственного короткого замыкания в нейтрали трансформатора устанавливается однополюсный заземлитель. Выбор и проверка заземлителя осуществляется по номинальному напряжению, электродинамической и термической стойкости, данные по которому представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка заземлителя

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
По эл-дин. стойк-ти	$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \text{кА}$	26,6	40
По терм. стойк-ти	$W_k \leq I_t^2 \cdot t_t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	964	468,75

Таким образом, для заземления нейтрали трансформатора применяем однополюсный заземлитель ЗОН-110М-УХЛ1.

7.1.3. Выбор трансформаторов тока

Приборы на 110 кВ Амперметр Э – 377 S = 0.1 ВА.

Выбор и проверку трансформатора тока оформим в виде таблицы 10.

Таблица 19 - Выбор трансформатора тока

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
По ном. току	$I_{ном} \leq I_{ном}, \text{А}$	281	300
По эл-дин. стойк-ти	$i_y \leq i_{пр.с}, \text{кА}$	26,6	30
По терм. стойк-ти	$W_k \leq I_t^2 \cdot t_t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	964	1000
По вторичной нагрузке	$Z_2 \leq Z_{2ном}, \text{Ом}$	1,2	1,2

К установке принимаем трансформатор тока ТВТ 110 – III – 600/5

7.1.4 Выбор ОПН-110 кВ

Одним из основных видов защиты от внешних и внутренних перенапряжений является РВ и ОПН. При составлении оперативных схем

защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений электрических аппаратов и устройств РУ с использованием ограничителей перенапряжения и разрядников требуется решить 2 вопроса:

1. Выбор количества и места расположения р распределительной установке для наилучшего обеспечения защиты изоляции от всех видов перенапряжений.

2. Обеспечение надежного функционирования самих защитных аппаратов при воздействии на них номинального значения напряжения и квазистационарных перенапряжений, для которых данный ЗА не рассчитаны.

Защитные параметры вентильных разрядников и нелинейных ограничителей перенапряжения основаны на нелинейности ВАХ. Функционирование данных защит заключается в том, что при повышенном напряжении (перенапряжении) происходит существенное снижение сопротивления, а при стабилизации рабочего напряжения до номинальных значений происходит возрастание сопротивления защитных аппаратов. Невысокая нелинейность ВАХ в РВ не может гарантировать одновременно стабильно высокое ограничение перенапряжения и малые значения токов проводимости при воздействии номинального напряжения. В связи с чем, в конструкции РВ были применены искровые промежутки, включаемые поочередно с нелинейными элементами и позволяющие избегать влияния на номинальное напряжение и срабатывающие только при появлении перенапряжения. Благодаря наибольшей нелинейности в оксидно-цинковых сопротивлениях ОПН стало возможным уйти от применения в системах защитных аппаратов искровых промежутков. Таким образом, нелинейные элементы ограничителей перенапряжения присоединены к электрической сети в течении всего срока функционирования основного электротехнического оборудования (замета только при реконструкции или аварийном восстановлении).

В настоящее время на новых подстанциях и распределительных устройствах РВ не устанавливаются. Их место прочно заняли нелинейные ограничители перенапряжения.

Выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-110-УХЛ1, т.к. при равных характеристиках он имеет меньшую стоимость.

7.2 Выбор оборудования 6 кВ

7.2.1 Выбор выключателей 6 кВ

Выключатели выбирают по номинальному значению напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению и коммутационной способности. Выбранные выключатели проверяют на стойкость при сквозных токах КЗ.

Расчет тока:

$$I_p = \frac{K_n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (68)$$

$$I_p = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 2556 \text{ А}$$

Выбор и проверку выключателей, устанавливаемых на вводе в ячейках ЗРУ ГПП, оформим в виде таблицы 21.

Таблица 21 – Выбор и проверка выключателей

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$	6	10
По ном. току	$I \leq I_{ном}, \text{ А}$	2556	3150
По отключ. способности	$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}, \text{ кА}$	11,54	20
По эл-дин. стойк-ти	$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \text{ кА}$	29,39	80
По терм. стойк-ти	$W_k \leq I_t^2 \cdot t_t, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	835,19	3844

Выбираем вакуумный выключатель типа ВБЭС-7-10 3150А в качестве секционного и вводного выключателей. На отходящие линии выбираем выключатели рассчитанные на номинальный ток 1600 А.

7.2.2 Выбор трансформаторов тока

Выбор и проверку трансформатора тока оформим в виде таблицы 22.

Таблица 22 – Выбор и проверка трансформатора тока

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$	6	6
По ном. току	$I_{ном} \leq I_{ном}, \text{ А}$	2556	3000
По эл-дин. стойк-ти	$i_v \leq i_{пр.с}, \text{ кА}$	29,39	254,6
По терм. стойк-ти	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$21,6 \cdot 10^6$	$58,8 \cdot 10^3$

Для расчёта Z_2 выбираем приборы, устанавливаемые на п/ст на стороне 6 кВ, которые сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Расчёт суммарной нагрузки приборов

Тип приборов	Число	Нагрузка $S_{пр.}, \text{ ВА}$		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр Э-42702	3	0,1	0,1	0,1
Ртуть 230 АР	1	0,65		
Итого:		0,68		

Сопротивление приборов:

$$R_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_T^2}, \text{ где } I_2 = 5 \text{ А.} \quad (69)$$

$$R_{приб.} = \frac{0,68}{5^2} = 0,03 \text{ Ом.}$$

Полное вторичное сопротивление:

$$R_{пров} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{конт}, \quad (70)$$

$$R_{пров} = 1,2 - 0,03 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом.}$$

где сопротивление контактов принимаем $R_K = 0,1 \text{ Ом}$.

Сечение проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} \quad (71)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,07} = 1,1 \text{ мм}^2$$

Принимаем медные жилы сечением $S = 1.5\text{мм}^2$.

К установке принимаем трансформатор тока ТЛШ-6-3000/5.

7.2.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор приборов для ТН приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор приборов для трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА	Кол-во, шт	Общая мощность, ВА
Вольтметр	Э-42702	2	2	4
Ваттметр	Д-365	1,5	1	1,5
Варметр	Д-365	1,5	1	1,5
Ртутный 230 АР		0,65	1	0,65
Итого:				$S_{\Sigma}=7,65$

Мощность подключаемых приборов: $S_{\text{приб}} = 7,65 \text{ ВА}$.

Проверку трансформатора напряжения оформим в виде таблицы 25.

Таблица 25 – Проверка трансформатора напряжения

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению установки	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	6	6
По вторичной нагрузке	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$, ВА	7,65	120

К установке принимаем трансформатор напряжения НАМИТ – 6 – 2, соответствующий классу точности 0,5.

7.2.4 Выбор предохранителей

Предохранители выбираются для защиты трансформаторов напряжения по следующим условиям:

Номинальному напряжению $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$.

Номинальному току $I_{\text{п}} < I_{\text{н}}$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{\sqrt{3}U_{\text{м}}} \quad (72)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{0,0765}{1,73 \cdot 6,3} = 0,007 \text{ А}$$

$$0,007 < I_{\text{М}} = 3.2 \text{ А}$$

Выбираем предохранители типа ПКТ - 101-7,2.

7.2.5. Выбор ограничителей перенапряжения на стороне 6 кВ

К установке принимаем ограничитель перенапряжения серии ОПН-П.

Стоит также отметить, что ОПН выбранной серии может быть охарактеризован как:

- влагонепроницаемый, цельнолитой корпус;
- кремнеорганическая наружная изоляция;
- наличие высокой термической, механической и электродинамической стойкости;
- повышенная стойкость к химическим средам;
- взрывозащищенность;
- высокий контроль качества на всех этапах производства;
- оптимальное соответствие стоимости продукта к показателям его качества.

7.3 Выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей РП-6

Распределительный пункт №6 является составной частью электросистемы района. Основным потребителем электроэнергии первой категории, запитанным, от данной подстанции является медсанчасть №8. Согласно ПУЭ для потребителей первой категории перерыв в электроснабжении может быть допущен на время срабатывания автоматики (АВР). Для обеспечения надежного безопасного и качественного снабжения потребителя электроэнергией необходима четкая и отлаженная работа силового электрооборудования и релейной защиты энергообъекта.

В настоящее время на РП-6 РУ-6 кВ находится достаточно старое и ветхое оборудование, установленное в начале 70-х годов. С учетом развития

данного района и изношенности оборудования возникает необходимость в реконструкции данного распределительного устройства.

Под реконструкцией РП-6 подразумевается полная замена существующего оборудования, то есть посекционный демонтаж старых ячеек КРУ и монтаж новых.

Главным электрооборудованием закрытого распределительного устройства 6 кВ можно считать силовую ячейку, которая в зависимости от требования потребителя может оснащаться различным коммутационным оборудованием и средствами релейной защиты и автоматики. Комплект ячеек, собранных и присоединенных в одну электрическую цепь образуют одну или несколько секций сборных шин, которые могут быть секционированными друг относительно друга.

На основании проведенного ранее анализа существующего электротехнического оборудования был сделан вывод о необходимости замены всего действующего оборудования с целью обеспечения повышения надежности функционирования структурной схемы системы электроснабжения произведем выбор новых силовых ячеек и соответствующего оборудования.

Для установки в РП-6 будем рассматривать два типа ячеек: КРУС-75 и КС6.

7.3.1 Выбор высоковольтных ячеек

Сертифицированная ячейка типа КРУС-75 имеет существенные преимущества перед существующими аналогами российского и западного производства. К основным преимуществам можно отнести:

- малыми габаритами;
- простота и доступность основных узлов для проведения комплексного сервисного обслуживания в процессе эксплуатации;
- множество инновационных идей, реализованных в данную конструкцию.

Данные ячейки оснащены выкатными элементами, которые могут быть выполнены в виде выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения, трансформаторов собственных нужд и т.д.

Когда выкатной элемент (тележка) находится в ремонтном положении, то есть полностью выкачена из силовой ячейки, все основные токоведущие части и механизмы находятся в прямой доступности для проведения сервисного обслуживания. Контактные части в данной конструкции сконструированы в виде втычных контактов. Отсек, предусмотренный для релейной защиты и аппаратуры, оснащен светодиодной подсветкой.

Главной особенностью ячейки КРУС-75 является способность сохранять целостность оперативного тока в момент нахождения выкатного элемента в ремонтном положении.

Во всех подобных конструкциях основным уязвимым элементом выкатного элемента являются высоковольтные контактные части, в связи с чем разработчиками произведено увеличение контактной части с 20 до 30 мм. Сами же сочленяемые узлы выполнены из бериллиевой бронзы. Данный материал обладает хорошими пружинистыми свойствами, именно поэтому конструкция не требует дополнительных металлических пружин. Дополнительным характерным качеством, которым обладает данное оборудование заключается в то, что контактные части не боятся высоких температур (нагрева).

Рассмотренная ячейка комплектно оснащается вакуумным выключателем серии ВВ\TEL.

Перейдем к рассмотрению модульной ячейки серии Schneider Electric SM6. Корпус данной ячейки выполнен из стали. Ячейка комплектно оснащается в отличие от ячейки КРУС-75 элегазовыми выключателями.

Данные ячейки устанавливаются со стороны напряжения 6 или 10 кВ в закрытых распределительных устройствах главных понизительных подстанций, распределительных пунктах соответствующего класса напряжения и распределительных устройствах энергоснабжающих организациях.

Модульные ячейки SM6 отвечают всем необходимым требованиям, действующим на территории Российской Федерации. Безопасны как для оперативного, так и для ремонтного персонала, просты и удобны при эксплуатации. Рекомендованный производителем срок эксплуатации электрооборудования составляет 30 лет при нормальных условиях сервисного обслуживания.

Также как и ячейки серии КРУС-75 ячейки SM6 относятся к малогабаритным, так как заявленная ширина ячейки с высоковольтным выключателем составляет 750 мм.

Присоединение кабельных линий производится с лицевой стороны ячейки. Необходимые органы управления для совершения требуемых манипуляций расположены на фронтальной панели, собственно, что упрощает использование.

Таблица 27 – Сравнение ячеек

Наименование параметра	КРУС-СЭЩ-75	SM6
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12,0	7,2; 12,5
Номинальная частота, Гц	50	50
Номинальный ток сборных шин, А:	630, 1000	630, 1250
Номинальный ток главных цепей:	630, 1000	630, 1250
Ток термической стойкости главных цепей, при времени протекания 3с, кА	20	25
Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	51	50
Номинальный ток отключения вакуумного контактора, кА:	20	25
Нижнее значение температуры окружающего воздуха, С	-20	-20
Верхнее значение температуры окружающего воздуха, С	+40	+40
Стоимость	750 000	1 040 000

В процессе сравнения двух типов КРУ выбираем ячейки типа КРУС-СЭЩ-75 на основании меньших приведенных затрат.

8 Релейная защита и автоматика подстанции распределительного пункта РП-6 РУ-6 кВ

8.1 Назначение релейной защиты

В процессе эксплуатации электрических сетей и электроустановок возникают повреждения и аномальные режимы работы, приводящие к резкому увеличению тока и понижению напряжения в элементах системы электроснабжения. Особенно опасны короткие замыкания.

В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящей к разрушению электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей. Так как при КЗ к месту повреждения притекают большие токи, то возможен перегрев неповрежденных токоведущих частей, что вызывает развитие аварии [17].

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, возможно, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты, отключающей выключатели.

При отключении выключателей электрическая дуга в месте повреждения гаснет, прохождение тока КЗ прекращается и восстанавливается напряжение на неповрежденной части сети.

При нарушении нормального режима работы иногда нет необходимости в отключении электрооборудования, а достаточно дать предупредительный сигнал обслуживающему персоналу на подстанции; при его отсутствии - оборудование автоматически отключается, но обязательно с выдержкой времени [20].

Одним из основных видов аномальных режимов являются перегрузки, представляющие серьезную опасность для изоляции электродвигателей,

трансформаторов и генераторов. Защита от перегрузок осуществляется с выдержкой времени большим, чем у защит от КЗ. Защита от перегрузок в сетях не предусматривается, так как в правильно спроектированной сети перегрузки маловероятны.

Таким образом, релейной защитой называют защиту электрических установок от возможных повреждений и аномальных режимов работы, осуществляемую посредством автоматических устройств. Основным назначением РЗ являются выявление места повреждения и быстрое автоматическое отключение выключателем поврежденного участка или оборудования, а также обнаружение нарушения нормального режима работы с последующей подачей предупредительного сигнала обслуживающему персоналу или отключением оборудования с выдержкой времени [20].

Основные требования, предъявляемые к релейной защите:

1) Селективность

Селективностью или избирательностью защиты называется способность защиты отключать при КЗ только поврежденный участок сети;

2) Быстрота действия

Отключение КЗ должно производиться с возможно большей быстротой для ограничения размеров разрушения оборудования, повышения эффективности автоматического повторного включения линий и сборных шин, уменьшения продолжительности снижения напряжения у потребителей и сохранения устойчивости параллельной работы генераторов, электростанций и энергосистемы в целом. Последнее из перечисленных условий является главным;

3) Чувствительность

Для того чтобы защита реагировала на отклонения от нормального режима, которые возникают при КЗ (увеличение тока, снижение напряжения и т. п.), она должна обладать определенной чувствительностью в пределах установленной зоны ее действия.

Чувствительность защиты принято характеризовать коэффициентом чувствительности k_u . Для защит, реагирующих на ток КЗ,

$$k_u = \frac{I_{к.min}}{I_{с.з}}, \quad (73)$$

где $I_{к.min}$ - минимальный ток КЗ;

$I_{с.з}$ - наименьший ток, при котором защита начинает работать (ток срабатывания защиты);

4) Надежность

Требование надежности состоит в том, что защита должна безотказно работать при КЗ, в пределах установленной для нее зоны и не должна работать неправильно в режимах, при которых ее работа не предусматривается [18].

8.2 Описание РЗ и А установленной на РП-6 РУ-6 кВ

В соответствии с ПУЭ на подстанции установлены следующие защиты. Защита вводов 6 кВ выполнена 2-х ступенчатой МТЗ на реле РТ-40, на отходящих линиях установлены МТО и МТЗ на реле РТ-40 с действием на отключение выключателя и защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

Автоматика на подстанции выполнена в следующем объеме: автоматическое включение резерва (АВР) секционного выключателя 6 кВ при исчезновении напряжения на питающей линии, АВР трансформаторов собственных нужд, автоматическое включение обогрева счетчиков.

Оборудование релейной защиты и автоматики распределительного пункта имеет большой износ, что в аварийном режиме грозит отказом срабатывания. Это неизбежно повлечёт за собой поломку оборудования и нарушение электроснабжения потребителей, что не допустимо, так как РП-6 питает потребителей первой и второй категории. Одним из важнейших потребителей первой категории является МСЧ №8 Комсомольского района.

На основании вышеизложенного возникает необходимость в замене устаревшей и износившейся релейной защиты. Предлагается заменить данное

оборудование на микропроцессорные устройства типа «Сириус-21». Цифровые микропроцессорные блоки релейной защиты типа «Сириус» были выбраны на основании того, что на предприятии ЗАО «Квант» г.о. Тольятти имеется практика по монтажу, наладке и испытаниям данных блоков. Данная микропроцессорная релейная защита уже установлена на ряде энергообъектов предприятия и хорошо зарекомендовала себя.

8.3 Защита трансформаторов напряжения РП-6

Для защиты трансформаторов напряжения предлагается к установке микропроцессорное устройство защиты Сириус-ТН. Расчет уставок сведен в приложение Г.

8.4 Защита отходящих линий РП-6

Для защиты отходящих линий предлагается к установке микропроцессорное устройство защиты Сириус-21Л.

8.4.1 Эксплуатационные возможности Сириус-21-Л:

- обеспечение всех необходимых функциональных защит, регламентированных нормативной документацией и правилами (Правила устройств электроустановок и Правила технической эксплуатации);

- возможность осуществления включения/отключения действия релейных защит, автоматики, задание соответствующих параметров для функционирования релейной техники;

- хранение, введение, удаление и использование информации об уставках срабатывания релейной защиты и автоматики;

- функция слежения за состоянием коммутационного аппарата и его цепей управления;

- возможно подключение функции передачи информации об аварийных отключениях по средствам каналов связи на компьютер диспетчерского пункта;

- обеспечение контроля за функционирование оборудования в течении всего периода эксплуатации;
- контроль над ложными срабатываниями;
- обеспечение высокой помехозащищенностью подаваемых сигналов при выполнении различных коммутационных и других операций.

8.4.2 Функции защиты, выполняемые устройством Сириус-21-Л:

- максимальная токовая защита от двух и трехфазных замыканий;
- защита от обрыва фазы питающей линии;
- защита от однофазных замыканий на землю;

8.4.3 Функции автоматики, выполняемые устройством Сириус-21-Л:

- возможно выполнения коммутационных операций по внешним командам;
- возможно присоединения дополнительных видов защит, работающих на фотоэлементах;
- УРОВ;
- возможно задействование одно- или двукратную систему автоматического повторного включения;
- автоматическое частотное регулирования.

8.4.4 Расчет уставок Сириус-2Л для отходящих линий на РП-6 и РП-7

Расчет уставок приведен в приложении Д.

8.5 Защита вводов 6 кВ РП-6

Для защиты вводов 6 кВ предлагается к установке микропроцессорное устройство защиты Сириус-21В.

8.5.1 Эксплуатационные возможности Сириус-21-В:

- многоступенчатая максимальная токовая защита;
- ЗОФ;

- защита от минимального напряжения;
- возможно задействование однократную систему автоматического повторного включения;
- логическая защита системы сборных шин;
- система автоматического ввода резерва для осуществления операции включения секционного выключателя;
- дистанционное включение система автоматического ввода резерва;

8.5.2 Расчет уставок Сириус-21В

Расчет уставок приведен в приложении Е.

8.6 Защита секционного выключателя 6 кВ РП-6

Защита секционного выключателя будет обеспечена при помощи микропроцессорного устройства типа «Сириус-21С» [36].

8.6.1 Эксплуатационные возможности Сириус-21С:

- многоступенчатая максимальная токовая защита;
- логическая защита системы сборных шин;
- защита от обрыва фаз;
- УРОВ;
- возможно присоединения дополнительных видов защит, работающих на фотоэлементах;

8.6.2. Расчет уставок Сириус-21С

Расчет уставок приведен в приложении Ж.

9 Расчёт защитного заземления РП-6 РУ-6 кВ

Исключительно все металлоконструкции, а также нетоковедущие части силового оборудования (металлические корпуса) в соответствии с действующими требованиями к электроустановкам должны быть заземлены. Заземление подстанции можно подразделить на естественное и искусственное. К искусственным относятся различные металлические конструкции строительных сооружений, а также металлическая арматура и т.д.

В распределительных устройствах различного класса напряжения, равно, как и в подстанциях, заземляющие устройства предназначены для:

- обеспечения оперативному и ремонтному персоналу защиты от попадания под действие электрического тока при прикосновении к металлоконструкциям или металлическим корпусам оборудования, которые в нормальном режиме работы не должны находиться под воздействием электрического тока, но могут в случае пробоя диэлектрической изоляции;

- создания защитного заземления трансформаторному оборудованию с выведенной нейтралью;

- присоединения защитной аппаратуры, обеспечивающей нормальное функционирование при внешних и внутренних перенапряжениях;

Как было описано ранее, заземление может быть как искусственным, так и естественным. Естественным заземлителем могут выступать заземлители опор воздушных линий электропередачи, присоединенные с заземляющим устройством грозозащитным тросом. Искусственное заземление изготавливаются в виде ортогональных и горизонтальных металлических стержней или полос.

Размещение ортогональных металлических стержней должно быть выполнено по периметру территории подстанции и внутри таким образом, чтобы весь электрический потенциал распределялся однородно по всей территории главной понизительной подстанции. Для этого на площади распределительного устройства осуществляют закладку металлических полос с

заглублением от 0,5 до 0,7 м вдоль установленного силового оборудования и аппаратов со стороны сервисного обслуживания на удалении от 0,8 до 1 метра. Возможное увеличение заданных параметров от фундаментов до 1,5 метров с монтажом одного заземляющего контура для нескольких рядов электротехнического оборудования, если лицевые стороны данного оборудования установлены друг напротив друга на расстоянии не более 3,0 метров.

Заземляющее устройство могут быть выполнены не только в виде контуров, но и в качестве заземляющей сетки, ячейки которой не должны превышать размеры 6 x 10 квадратных метров. Металлические стержни длиной от 3 до 5 метров обычно вбивают в узловых соединениях заземляющей сетки.

Для главных понизительных подстанций основным напряжением 6-35кВ заземляющее устройство изготавливают в виде прямоугольника из металлической полосы, соединенной с ортогональными заземлителями.

Для проектируемой ГПП используем в расчете следующие параметры:

- длина стержней: $l = 5 \text{ м};$
 диаметр стержней: $d = 0,95 \cdot b = 0,0475 \text{ м};$
 расстояние между стержнями: $a = 10 \text{ м};$
 сопротивление заземления: $R_z = 0,5 \text{ Ом};$
 глубина заложения полосы: $t = 0,7 \text{ м};$
 удельное сопротивление грунта: $r = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$

Определяем сопротивление одного вертикального стержня:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[\lg\left(\frac{2 \cdot l}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l}\right) \right], \quad (74)$$

где: $t' = \frac{t+l}{2 \cdot 1} \approx 3 \text{ м};$ $K_c = 1.25$ – коэффициент сезонности (для климатической зоны II); $\rho_{расч} = \rho_{сп} \cdot K_c = 100 \cdot 1.25 = 125 \text{ Ом}$ – расчётное сопротивление.

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[\lg\left(\frac{10}{0,95 \cdot 0,05}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{13}{11}\right) \right] = 21,56 \text{ Ом}.$$

Определяем необходимое количество вертикальных стержней:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c}, \quad (75)$$

где $n_c = 0,78$ - коэффициент использования вертикальных заземлителей.

$$N_c = \frac{21,56}{0,5 \cdot 0,78} = 55,28 \approx 56 \text{ шт.}$$

Определяем сопротивление заземляющей полосы:

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.з}}{L} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t} \right), \quad (76)$$

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot 450}{54} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 54^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 10,93 \text{ Ом}$$

где: $L = A + B \cdot 2 = 7 + 20 \cdot 2 = 54 \text{ м}$ – периметр подстанции;

$\rho_{расч.з} = \kappa'_c \cdot \rho_{зр} = 4,5 \cdot 100 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, определяется с учетом коэффициента сезонности для климатической зоны II.

Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{ПК} = \frac{R_{II}}{n_{II}} \quad (77)$$

$$R_{ПК} = \frac{10,93}{0,45} = 24,30 \text{ Ом.}$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлений:

$$R = \frac{R_{ПК} \cdot R_3}{R_{ПК} + R_3} \quad (78)$$

$$R = \frac{24,30 \cdot 0,5}{24,30 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Определяем уточнённое количество стержней:

$$N_c' = \frac{R_c}{R \cdot n_c} \quad (79)$$

$$N_c' = \frac{21,56}{0,49 \cdot 0,78} \approx 58 \text{ шт.}$$

Принимаем 58 стержней.

10 Расчет молниезащиты подстанции РП-6 РУ-6кВ

Одним из самых весомых критериев бесперебойного функционирования электротехнических установок является обеспечение надежной защиты от грозовых явлений строительных сооружений и электротехнического оборудования. Защита ПС от прямых попаданий молнии выполняется при помощи стержневых и тросовых молниеотводов. При проектировании системы молниезащиты для рассматриваемых ПС следует придерживаться требуемым рекомендациям Правил устройства электроустановок, а именно:

- подстанции открытого типа на напряжения класса 20 и 35 кВ областях с количеством грозовых часов в году не менее 20;

- для всех открытых распределительных устройств и ПС на напряжение 220 кВ на площадках с удельным сопротивлением почвы в сезон грозовой активности не менее 2000 Ом*м при количестве грозовых часов в году превышающее 204.

Капитальные строения закрытых распределительных устройств и ПС закрытого типа необходимо оснащать молниезащитой с числом грозовых часов свыше 20. Молниезащиту капитальных строений закрытых распределительных устройств и ПС закрытого типа с кровлей, выполненной из металлических листов или иных токопроводящих материалов, обеспечивают путем присоединения заземляющего контура к токопроводящим кровельным покрытиям или использование молниеприемных сеток. В открытых распределительных устройствах 35-150 кВ стержневые молниеотводы могут возводиться:

- при в сезон активности гроз до 500 Ом*м (35 кВ);

- при удельном сопротивлении грунта до 1000 Ом*м (110 и 150 кВ) - вне зависимости от контура заземления ПС;

- при 1000 до 2000 Ом*м (110 и 150 кВ) – при S заземляющего контура ПС 10000кв.м.

На территории открытого распределительного устройства 110 кВ молниезащита должна быть выполнена таким образом, чтобы от всех строительных конструкций, включая те, на которых возведены элементы электрической системы растекание тока молнии происходило тросам молниеотвода или трассам заземления в 3-х, 4-х направлениях. Гирлянды навесной изоляции порталов, установленных на территории открытого распределительного устройства 110 кВ, с тросовыми или же стержневыми молниеотводами, а также на начальных, концевых и поворотных опорах линий электропередачи 110 кВ в том случае, если трос не заводится на ПС, должны быть оснащены на два изолятора свыше нормируемого количества.

Воздушное изоляционное расстояние от токоведущих частей высоковольтного оборудования до железобетонных, металлических сооружений, на которых возможно размещение молниеотвода, на закрытой территории открытого распределительного устройства должно быть не менее длины гирлянды. Большая угроза для состояния изоляции трансформаторного оборудования заключается при монтаже молниеотводов на трансформаторных порталах, так как при попадании молнии в молниеотвод, находящегося на портале трансформатора, металлический кожух приобретает потенциал, равный потенциалу молниеотвода, который может привести к пробое изоляции трансформаторного оборудования [8]. В связи с чем, монтаж молниеотводов на порталах трансформаторного оборудования возможен в случае, если удельное сопротивление грунта в грозовой период составляет 350 Ом*м и выше, а также соблюдая следующие требования:

- к вводам обмоток на напряжение 3-35 кВ или на удалении 5 м и менее присоединяют нелинейные ограничители перенапряжения или вентильные разрядники;

- растекание тока молнии происходило тросам молниеотвода или трассам заземления в 3-х, 4-х направлениях;

- на трассах заземления, на удалении 3-5 м от молниеотвода должны быть вбиты в грунт 2-3 пятиметровых металлических электрода;

- на ПС 20-35 кВ сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом.

Молниеотводы, как правило, состоят из 4-х частей:

- молниеприемника;
- основной конструкции;
- токоотвода;
- заземлителя.

Молниеприемник с точки зрения надежности систем электроснабжения должен обладать такими качествами как: живучесть, безотказность, а также обеспечивать стойкость к термическим, механическим воздействиям.

Основная конструкция обладает высокой механической прочностью, которая требуется для удержания молниеотвода при сильных порывах ветра.

Токоотвод соединен с заземляющим устройством открытого распределительного устройства подстанции в единую цепь.

Все молниеотводы выполняются из стали, поэтому требуют специальных устойчивых к коррозии покрытий.

Задаёмся высотой молниеотвода $h = 15$ м.

Определяем активную высоту молниеотвода:

$$h_a = h - h_x \quad (80)$$

$$h_a = 15 - 3,5 = 11,5 \text{ м.}$$

где $h_x = 3,5$ м – высота защищаемого объекта.

Определяем зону защиты:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}} \quad (81)$$

где $p = 1$ – коэффициент для различных высот молниеотводов

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 11,5 \cdot 1}{1 + \frac{3,5}{15}} \approx 15 \text{ м.}$$

Принимаем к установке 2 молниеотводов, расположенных по углам подстанции, как показано на рисунке 9.

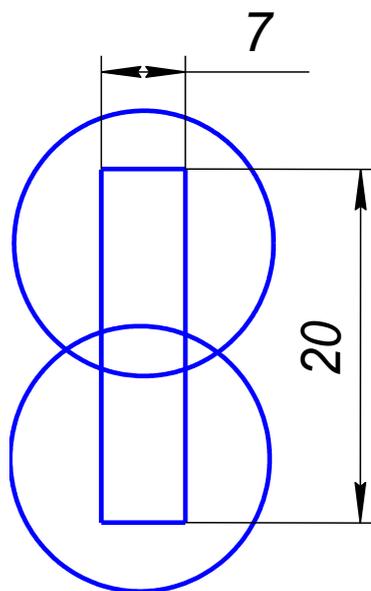


Рисунок 9 – Схема защиты молниеотводом

Заключение

Данную работу можно считать всецело завершенным документом, в котором представлены необходимые расчеты и руководящие мероприятия по реконструкции действующей главной понизительной подстанции 110/10/6 кВ «МИС», РП-6 РУ-6кВ.

На основе данных о типах и состоянии основного электротехнического оборудования, суточных, годовых графиков нагрузок подстанции произведен расчет количества, мощности и типа заменяемых трансформаторов, получены данные значений токов КЗ на заданные классы напряжения, осуществлен выбор оснащения подстанции как высоковольтного электротехнического оборудования, так и релейной защиты и автоматики. Дополнительно произведен расчет молниезащиты реконструируемой подстанции.

Работа выполнена руководствуясь основными нормативными документами, такими как:

- Правила устройств электроустановок;
- Правила технической эксплуатации;
- Правила техники безопасности;
- Строительные нормы и правила.

Список используемых источников

1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94. М.: Энергоатомиздат, 1995 г.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, перераб. и доп., с изменениями. М.: Министерство энергетики РФ, 2003г.
3. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова // Учеб. пособие — Минск : ИВЦ Минфина, 2015.
4. Янукович, Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства / Г.И. Янукович // Курсовое и дипломное проектирование: учеб. пособие: 3-е изд., доп. и исправ. — Минск: ИВЦ Минфина, 2016.
5. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов // Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2015.
6. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева // учебное пособие - Кнорус: Бакалавр, 2013.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. - М.: Интермет Инжиниринг, 2012.
8. Хорольский, В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов — Москва, Форум, Инфра-М, 2013 г.
9. Марквардт, К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К.Г. Марквардт — Санкт-Петербург, 2012 г.
10. Принципы построения и развития городских электрических сетей и рационального использования энергии - труды Ленинградского инженерно-экономического института.
11. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. ред. В.Г.Герасимова и др. М.: МЭИ, 2002.

12. Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства / М.А. Юндин, А.М. Королев — Санкт-Петербург, Лань, 2011 г.
13. Хорольский, В.Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов — Санкт-Петербург, Форум, Инфра-М, 2013 г.
14. Алиев, И.И. Кабельные изделия / И.И. Алиев - Справочник. М.: ИП РадиоСОФТ, 2001.
15. Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин — Москва, Солон-Пресс, 2014 г.
16. Салтыков, В.М. Проектирование электрической части подстанций в энергосистемах / В.М. Салтыков // Учеб. Пособие - Тольятти: ТГУ, 2002.
17. Ким, К.К. Расчет электрических цепей в системе Mathematica / К.К. Ким, А.Н. Бестужева, А.Л. Смирнов — Москва, НИЦ "Регулярная и хаотич, 2011 г.
18. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной подстанции / О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина // Учеб. пособие. Тольятти: Кассандра, 2000.
19. Свирен, С.Я. Электрические станции, подстанции и сети / С.Я. Свирен — Москва, 2012 г.
20. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М. А. Шабад. - 4-е изд., перераб. и доп. - СПб.: ПЭИПК, 2013
21. Электротехника и электроника: — Москва, Академия (Academia), 2015 г.
22. Рассел, Д. Беспроводная передача электричества / Джесси Рассел — Москва, 2012 г.
23. Рассел, Д. Плавкий предохранитель / Джесси Рассел — Москва, 2013 г.
24. Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики: — Москва, Энергия, 2014 г.

25. Нормативы для определения расчётных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. - М., Министерство топлива и энергетики, 1999 г.

26. Определение нагрузок и расхода электрической энергии на бытовые нужды. - М., Издательство литературы по строительству, 1998 г.

27. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. -М.: Энергоатомиздат, 2003 г.

28. Piatek, L. Frequency and outage duration in electric power systems /, L. Piatek , A. Burmutaew Electrical Review. – 2009. – Vol. R85. – Nr. 3. – P. 220-222.

29. Piatek , L. Proceedings of the Fifth International Scientific Symposium ELEKTROENERGETIKA 2009. – Technical University of Kosice, Slovakia, September 23-25, 2009. – P. 302-304.

30. Burmutaew, A. Modelling the organization of maintenance and emergency repairs for calculating the reliability of electric power systems / Burmutaew // Technology university of Czestochowa. Faculty of Management.- 2010.

31. Endrenyi, J. Reliability evaluation of transmission systems with switching after faults – approximation and a computer program // J. Endrenyi, P. Maenhaut, L. Payne / IEEE Transactions on power apparatus and systems. – 1973. – Vol. PAS-92. – № 6. – P. 1863-1875.

32. Ge, H. Reliability evaluation of equipment and substations with fuzzy Markov processes // H. Ge, S. Asgarpoor / IEEE Transactions on Power Systems, 25 (2010), nr. 3, 1319-1328.

Приложение А

Приложение А1 – Нагрузка по ТП-183

№ п/п	Наименование	№ зданий по плану	Жилые дома							Общественные здания				Нагрузка на шинах по т			
			кол-во квартир ШТ.		Нагрузки одной квартиры кВт	Силовая нагрузка		Коэффициент одно-временности		Нагрузка освещения, кВт	Силовая нагрузка		Коэффициент участия в максимуме	Тр-р №1		Т	
			Тр №1	Тр №2		Акт. кВт	Реакт. кВар	Тр №1	Тр №2		Акт. кВт	Реакт. кВар		Акт. кВт	Реакт. кВар		Акт. кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1	Жилые дома	поз. 12	180	108 66	0,995 1,04									212	43		
		сущ.ж.д.	33														
		поз. 3															
		сущ.ж.д.															
2	Лифты в жилых домах	поз. 12				55	66,6		0,7				0,9				34,5
		поз. 3				33	44	0,8					0,9	23,8	31,8		
3	Контора гос-страха, милиция									25			0,7				17,5
Итого: на 380 в														235,8	74,8		233
														S1=249		S	

Приложение Б

Приложение Б1 – Нагрузка по ТП-184

№ п/п	Наименование	№ зданий по плану	Жилые дома					Общественные здания					Нагрузка			
			кол-во квартир ШТ.		Нагрузки одной квартиры кВт	Силовая нагрузка		Коэффициент одно-временности		Нагрузка освещения, кВт	Силовая нагрузка		Коэффициент участия в максимуме	Тр-р №1		
			Тр №1	Тр №2		АктокВт	Реакт.кВар	Тр №1	Тр №2		АктокВт	Реакт.кВар		АктокВт	Реакт.кВар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
		поз. 14	72													
		поз. 13	144													
		сущ. ж.д.	48		0,945										295	6
		сущ. ж.д.	48													
1	Жилые дома	поз.14		72												
		поз. 2		108												
		поз 2А		72	0,94											
		сущ. ж.д.		70												

Продолжение приложения Б1

2	Лифты в жилых домах					22	29,4		0,8				0,9			15,9	21,2			
		поз. 9				44	58,6		0,7				0,9			27,7	37			
		поз.11				22	29,4	0,8					0,9	15,9	21,2					
		поз. 9				33	44	0,8					0,9	23,8	31,8					
		поз. 10				22	29,4						0,9			15,9	21,2			
3	ЦТП	поз. 38																		
		ввод №1									60,9	31,2	0,7	42,5	21,8					
		ввод №2									61,5	29,7	0,7			43	20,7			
4	Продовольственный магазин									25	17,5	0,8	20	14						
5	Наружное освещение												4	1,3						
Итого: на шинах 380В														401,2	150,1	405,5	162,1	2*630	68	69
														S1=429		S2=435				

Приложение В

Приложение В1 – Данные по кабельным линиям 0,4 кВ

№ п/п	№ фидера		Расчетная мощность фидера (кВт)		Расчетный ток фидера (А)		cosФ		Длина кабельной линии	Марка и сечение кабельной линии (АГВГ-1)	ΔU, %	
	Откуда	Куда	режим		режим		режим				режим	
			норм.	авар.	норм.	авар.	норм.	авар.			норм.	авар.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ТП-183	Л-1 к поз.3	123	146,8	192	242	0,98	0,92	65	1(4*120)	1,55	1,96
2		Л-2 к поз.3	26,4	146,8	67	242	0,6	0,92	65	1(4*120)	0,41	1,96
3		Л-3 к поз.12	185,4	220,1	288	368	0,98	0,91	105	2(4*150)	1,47	1,89
4		Л-4 к поз.12	38,5	220,1	98	368	0,6	0,91	105	2(4*150)	0,4	1,89
5		Л-5 к сущ.ж.д.	73,2	73,2	114	114	0,98	0,98	115	2(4*50)	1,9	1,9
6		Л-6 к сущ.ж.д.	55,7	55,7	87	87	0,98	0,98	145	2(4*50)	1,81	1,9
7		Л-7 к сущ.ж.д.	55,7	55,7	87	87	0,98	0,98	115	2(4*50)	1,44	1,9
8	ТП-184	Л-1 к поз.14	90,3	106,1	140	177	0,98	0,91	60	1(4*120)	1,04	1,3
9		Л-2 к поз.14	17,6	106,1	44,6	177	0,6	0,91	60	1(4*120)	0,25	1,3
10		Л-3 к поз.14	90,3	106,1	140	177	0,98	0,91	100	1(4*150)	1,36	1,7
11		Л-4 к поз.14	17,6	106,1	44,6	177	0,6	0,91	100	1(4*150)	0,35	1,7
12		Л-5 к поз.13	156	183,7	242	307	0,98	0,91	125	1(4*185)	2,51	3,1
13		Л-6 к поз.13	30,8	183,7	78	307	0,6	0,91	125	1(4*185)	0,57	3,1

Продолжение приложения В1

14		Л-7 к поз.2	123	146,8	191	242	0,98	0,92	45	1(4*120)	1,07	1,35
15		Л-8 к поз.2	26,4	146,8	67	242	0,6	0,92	45	1(4*120)	0,29	1,35
16		Л-9 к поз.2А	90,3	106,1	140	177	0,98	0,91	140	1(4*95)	3,05	3,74
17		Л-10 к поз.2А	17,6	106,1	44,6	177	0,6	0,91	140	1(4*95)	0,71	3,74
18		Л-11 к сущ.ж.д.	68,2	68,2	106	106	0,98	0,98	215	2(4*50)	3,3	3,3
19		Л-12 к сущ.ж.д.	88,2	88,2	144	144	0,93	0,93	110	2(4*95)	1,22	1,22
20		Л-13 к сущ.ж.д.	88,2	88,2	137	137	0,98	0,98	165	2(4*70)	2,36	2,36
21		Л-14 к поз.27	61,5	107	94	180	0,9	0,9	115	1(4*120)	1,31	2,55
22		Л-15 к поз.27	61,5	107	104	180	0,9	0,9	115	1(4*120)	1,46	2,55

Приложение Г

Приложение Г1 – Расчет уставок Сириус-ТН

		6 кВ	10 кВ
Уставки ЗМН-1	Функция	Откл.	Откл.
	$U_{ЗМН}$, В		
	T, с		
	Вход ЗМН-1		
	Сигнал от ЗМН-1	Откл.	Откл.
Уставки ЗМН-2	Функция	Откл.	Откл.
	$U_{ЗМН}$, В		
	T, с		
	Вход ЗМН-2		
	Сигнал от ЗМН-2	Откл.	Откл.
Уставки ЗМН-3	Функция	Откл.	Откл.
	$U_{ЗМН}$, В		
	T, с		
	Вход ЗМН-3		
	Сигнал от ЗМН-3	Откл.	Откл.
Уставки ЗПН	Функция	Откл.	Откл.
	$U_{ЗПН\ СР}$, В		
	$T_{СРАБ}$, с		
	$U_{ЗПН\ В}$, В		
	$T_{ВОЗВР}$, с		
	Вход ЗМН-3		
	Сигнал от ЗМН-3	Откл.	Откл.
Уставки ОЗЗ	$3U_0$, В	27	26
	T, с	3	3
	Сигнал 333	Вкл.	Вкл.
	Текущее время	чч.мм	чч.мм
Уставки ТН	$U_{КОНТРОЛЯ}$, В	65	68
	U_2 КОНТРОЛЯ, В	6	7
	$U_{НАЛИЧИЯ}$, В	65	67
	$U_{ОТСУТСТВИЯ}$, В	43	45
	$T_{НЕИСПР. ТН}$, с	3	3
	Контакт автомата 1 ТН	НЗ	НЗ
	Контакт автомата 2 ТН	НЗ	НЗ
	Сигнал неисправн. ТН	Вкл.	Вкл.
Уставки ВМ-блокировки	Вид блокировки	Комбинированный (с учётом U_2)	
	$U_{ЛИН}$, В	65	68

Уставки АВР	Функция АВР	Откл.	Откл.
	$T_{\text{АВР}}$, с		
	Контроль автомата ТН		
	Контроль $3U_0$		
	Вход 1 АВР		
	Вход 2 АВР		
	Вход 3 АВР		
	Вход 4 АВР		
	Пуск от ЗМН-1		
	Пуск от ЗМН-2		
	Пуск от ЗМН-3		
	Пуск от АЧР-1		
	Сигнал от АВР		
	Уставки АЧР-1	Функция АЧР-1	Откл.
Режим АЧР-1			
$T_{\text{ИМП АЧР-1}}$, с			
$F_{\text{АЧР-1}}$, Гц			
$T_{\text{АЧР-1}}$, с			
Блокировка АЧР-1 по скорости спада частоты			
Вход АЧР-1			
Сигнал от АЧР-1			
Уставки АЧР-2	Функция АЧР-2	Откл.	Откл.
	Режим АЧР-2		
	$T_{\text{ИМП АЧР-2}}$, с		
	$F_{\text{АЧР-2}}$, Гц		
	$T_{\text{АЧР-2}}$, с		
	Блокировка АЧР-2 по скорости спада частоты		
	Вход АЧР-2		
	Сигнал от АЧР-2		
	Уставки ЗПЧ (АОПЧ)	Функция ЗПЧ (АОПЧ)	Откл.
$F_{\text{ЗПЧ}}$, Гц			
$T_{\text{ЗПЧ}}$, с			
$U_{\text{ЗПЧ}}$, В			
Сигнал от ЗПЧ			

Продолжение приложения Г1

Уставки ЧАПВ	Функция ЧАПВ	Откл.	Откл.
	$F_{\text{ЧАПВ}}$, Гц		
	$T_{\text{ЧАПВ}}$, с		
	$U_{\text{ЧАПВ}}$, В		
	Вход ЧАПВ		
	Сигнал от ЧАПВ		
Уставки общие	Пароль	*****	*****
	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	6	10
	Режим сигнализации	10	10
	Чередование фаз	Прямое	Прямое
	ТННП	Откл.	Откл.
	Подсветка индикатора в дежурном режиме	Откл.	Откл.
	Текущая дата	дд.мм.гг	дд.мм.гг
	Текущее время	чч.мм	чч.мм

Приложение Д

Приложение Д1– Уставки Сириус-2Л

		РП-6	РП-7
Уставки МТЗ-1	Функция	Вкл.	Вкл.
	I, А	75	20
	T, с	0,5	0,0
	Ускорение при включ.	Вкл.	Вкл.
	АПВ при срабат.	Откл.	Откл.
	Блокировка при срабат.	Откл.	Откл.
Уставки МТЗ-2	Функция	Вкл.	Вкл.
	I, А	13,5	6,5
	T, с	1,2	1,1
	Ускорение при включ.	Вкл.	Вкл.
	Характеристика	Независимая	
	АПВ при срабат.	Откл.	Откл.
	Блокировка при срабат.	Откл.	Откл.
Уставки МТЗ-3	Функция	Откл.	Откл.
	I, А		
	T, с		
	Ускорение при включ.		
	Характеристика		
	АПВ при срабат.	Откл.	Откл.
	Блокировка при срабат.	Откл.	Откл.
Уставки МТЗ-4	Функция	Откл.	Откл.
	Действие		
	I, А		
	T _{откл} , минут		
	T _{сигнал} , с		
	Блокировка при срабат.	Откл.	Откл.
Уставки МТЗ-3	Функция	Откл.	Откл.
	I, А		
	T, с		
	Ускорение при включ.		
	Характеристика		
	АПВ при срабат.	Откл.	Откл.
	Блокировка при срабат.	Откл.	Откл.
Уставки МТЗ-4	Функция	Откл.	Откл.
	Действие		
	I, А		
	T _{откл} , минут		
	T _{сигнал} , с		

Уставки ЗОФ	Функция	Откл.	Откл.
	Действие		
	I_2, A		
	T, c		
	АПВ при сраб	Откл.	Откл.
	Блокировка при срабат.	Откл.	Откл.
Уставки ОЗЗ	Функция	Вкл.	Вкл.
	Действие	Сигнал	
	$3I_0 1Г, A$	Откл.	Откл.
	$3I_0$ Гармоник	Вкл.	Вкл.
	$3I_0 1Г, A$		
	$3I_0$ Гармоник, A	0,05	0,05
	T, c	1,0	1,0
	АПВ при сраб	Откл.	Откл.
	Блокировка при срабат.	Откл.	Откл.
Уставки дуговой защиты	Контроль по I	Вкл.	Вкл.
	Блокировка при сраб.	Вкл.	Вкл.
Уставки внешнего отключения	УРОВ при срабат. ВО 1	Откл.	Откл.
	АПВ при срабат. ВО 1	Откл.	Откл.
	Блокировка при срабат.	Откл.	Откл.
	Имя		
Уставки АПВ	Функция	Откл.	Откл.
	$T_{АПВ1}, c$		
	$T_{АПВ2}, c$		
	Фиксация блокир. АПВ	Откл.	Откл.
	АПВ при несанкционированном отключении	Откл.	Откл.
Уставки ЧАПВ	Функция	Откл.	Откл.
	$T_{ЧАПВ}, c$		
Уставки УРОВ	Функция	Откл.	Откл.
	T, c		
Уставки выключателя	$T_{выключения}, c$	0,3	0,3
	Ограничение ВКЛ.	Откл.	Откл.
	Ограничение ОТКЛ.	Откл.	Откл.
	$T_{макс. вкл}, c$	0,3	0,3
	$T_{макс. откл}, c$	0,3	0,3

Продолжение приложения Д1

Уставки общие	Пароль	****	****
	$U_{НОМ}$, кВ	6	10
	$I_{НОМ}$, А	2,3	2,1
	$T_{УСКОРЕНИЯ}$, с	0,25	0,25
	$Z_{ЛУД}$, Ом/км		
	$Z_{СИСТЕМЫ}$, Ом		
	Блокировка	Откл.	Откл.
	Блокировка от газовой защиты	Откл.	Откл.
	Блокировка от АЧР	Откл.	Откл.
	Режим сигнализации	10	10
	Квитирование (для ТУ)	Откл.	Откл.
	ТТ фазы В	Откл.	Откл.
	Чередование фаз	Прямое	
	Цвет светодиодов «ВКЛ» и «ОТКЛ»	Красный/Зелёный	
	Подсветка	Откл.	
	Текущая дата	дд.мм.гг	
	Текущее время	чч.мм	

Приложение Е

Приложение Е1 – Уставки Сириус-21В

		6 кВ	10 кВ
Уставки МТЗ-1	Функция	Вкл.	Вкл.
	I, А	5,9	4,6
	T, с	2,5	2,5
	Направленность	Откл.	Откл.
	Ускорение при включении	Вкл.	Вкл.
	Блокировка по U	Вкл.	Вкл.
	АПВ при срабатывании	Откл.	Откл.
	Неиспр. ТН. Вывод	МТЗ	МТЗ
	ОНМ при ускорении	Откл.	Откл.
Уставки МТЗ-2	Функция	Вкл.	Вкл.
	Характеристика	Независимая	
	I, А	5,9	4,6
	T, с	3,0	3,0
	Направленность	Откл.	Откл.
	Ускорение при включении	0,25	0,25
	Блокировка по U	Вкл.	Вкл.
	АПВ при срабатывании	Откл.	Откл.
	Неиспр. ТН. Вывод	МТЗ	МТЗ
	ОНМ при ускорении	Откл.	Откл.
	Вход блокир. ОНМ 2		
	φмч, градус		
	ΔφСЕКТОРА, градус		
Уставки МТЗ-3	Функция	Откл.	Откл.
	Действие		
	Характеристика		
	I, А		
	Ускорение при включении		
	Блокировка по U		
	АПВ при срабатывании		
Уставки МТЗ общие	Tускорения, с	0,25	0,25
	Вид блокировки		
	U _{В_М} БЛОКИРОВКИ	67	67
	U ₂ КОНТРОЛЯ	6	6

Уставки ЛЗШ	Функция		
	I, А		
	T, с		
	Схема (для блокировки ЛЗШ 1)		
	Пуск МТЗ		
	Блокировка по U		
	Сигнал блокировки 2		
	АПВ при срабатывании		
Уставки ЗОФ	Функция	Откл.	Откл.
	Действие		
	I ₂ , А		
	T, с		
	АПВ при срабатывании		
Уставки дуговой защиты	Контроль по току	Вкл.	Вкл.
Уставки внешнего отключения	УРОВ при ВО	Откл.	Откл.
	АПВ при ВО	Откл.	Откл.
	АВР при ВО	Откл.	Откл.
	Имя		
Уставки ЗМН	Функция	Вкл.	Вкл.
	U _{ЗМН} , В	67	67
	T, с	0,0	0,0
Уставки УРОВ	Пуск УРОВ	Откл.	Откл.
	T _{ПУСКА} , с		
	Контроль по току	Откл.	Откл.
	Функция		
Уставки АПВ	T, с	Откл.	Откл.
	Фиксация блокир. АПВ		
	АПВ при несанкционированном отключении	Откл.	Откл.
	Функция	Откл.	Откл.
Уставки АВР	T _{ПУСКА} , с	Вкл.	Вкл.
	АВР при 3U ₀	0,2	0,2
	АВР при несанкционированном отключении	Блокировано	

Продолжение приложения Е1

Уставки ВНР	Функция	Откл.	Откл.
	Очередность		
	$T_{ВНР}$, с		
	$T_{ПАРАЛ}$, с		
Уставки ТН	$3U_0$ ПОРОГА, В	27	27
	U_2 ПОРОГА, В	6	6
	Реле контроля U	Секция	
	$U_{КОНТРОЛЯ}$, В	67	67
	Сигнал ТН ввода	Откл.	Откл.
	Сигнал ТН секции	Вкл.	Вкл.
	Вывод ВМ-блокировки при неисправности ТН	ВМ	ВМ
	Подключение автомата ТН	Инверсное	
Уставки выключателя	$T_{ВКЛ}$, с	0,3	0,3
	Ограничен. включения	Откл.	Откл.
	Ограничен. отключения	Откл.	Откл.
	$T_{ВКЛ МАХ}$, с	0,3	0,3
	$T_{ОТКЛ МАХ}$, с	0,3	0,3
Уставки общие	Пароль	****	****
	$U_{НОМ}$, кВ	6	10
	$I_{НОМ}$, А	3,53	5,8
	$T_{СИГНАЛ}$, с	10	10
	Режим сигнализации	10	
	Квитирование (для ТУ)	Откл.	
	ТТ фазы В	Откл.	
	Чередование фаз	Прямое	
	Цвет светодиодов «ВКЛ» и «ОТКЛ»	Красный/Зелёный	
	Подсветка	Откл.	
	Текущая дата	дд.мм.гг	
	Текущее время	чч.мм	

Приложение Ж

Приложение Ж1 – Уставки Сириус-21С

			6 кВ	10 кВ
Уставки	Уставки МТЗ-1	Функция	Вкл.	Вкл.
		I, А	8,3	7,0
		T, с	2,0	2,0
		Ускорение при включ.	Вкл.	Вкл.
		ВМ блокировка	Откл.	Откл.
	Уставки МТЗ-2	Функция	Откл.	Откл.
		I, А		
		T, с		
		Ускорение при включ.		
		Характеристика		
		ВМ блокировка	Откл.	Откл.
	Уставки МТЗ-3	Функция	Откл.	Откл.
		Действие		
		I, А		
		T, с		
		Ускорение при включ.		
		Характеристика		
		ВМ блокировка	Откл.	Откл.
	Уставки ЛЗШ	Функция	Откл.	Откл.
		Действие		
I, А				
T, с				
Схема				
Уставки дуговой защиты	Уставки дуговой защиты	Контроль по I	Вкл.	Вкл.
		Блокировка при сраб.	Вкл.	Вкл.
	Уставки УРОВ	Функция	Откл.	Откл.
		T, с		
		Контроль по I	Откл.	Откл.
	Уставки АВР	Функция	Вкл.	Вкл.
		T, с	0,0	0,0
	Уставки выключателя	T _{ВЫКЛЮЧЕНИЯ} , с	0,3	0,3
		Ограничение ВКЛ.	Откл.	Откл.
		Ограничение ОТКЛ.	Откл.	Откл.
		T _{МАКС. ВКЛ} , с	0,3	0,3
		T _{МАКС. ОТКЛ} , с	0,3	0,3
	Уставки общие	Пароль	****	****
		I _{НОМ} , А	3,53	5,8
T _{УСКОРЕНИЯ} , с		0,5	0,5	
Режим сигнализации		10	10	

