

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 электроснабжения 1 и 2 жилых кварталов
микрорайона «Шлюзовой» с применением 2-х лучевой схемы»

Студент(ка)

Е.П. Кунина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(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 бакалаврской работы является «Реконструкция электроснабжения 1 и 2 жилых кварталов микрорайона «Шлюзовой» с применением 2-х лучевой схемы».

В работе произведен расчет электрических нагрузок микрорайона города, создаваемых жилыми зданиями, организациями и учреждениями; выполнен выбор числа и мощности силовых трансформаторов комплектных трансформаторных подстанций (КТП) и главной понизительной подстанции (ГПП), выбор наиболее рациональной схемы распределительной сети микрорайона; произведен расчет токов короткого замыкания; выполнен выбор основного оборудования системы электроснабжения микрорайона города и определены уставки релейной защиты.

Выпускная квалификационная работа бакалавра содержит 59 страниц основного текста, 2 таблицы и 4 рисунка.

Содержание

	<i>стр.</i>
Введение	5
1. Расчет нагрузок микрорайона	7
2. Определение числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции	13
3. Выбор оптимального напряжения распределительной сети микрорайона	24
4. Определение числа и мощности городских КТП	25
5. Выбор схемы распределительной сети микрорайона города	26
6. Расчет параметров распределительной сети микрорайона города	27
7. Расчёт токов КЗ	31
8. Выбор и проверка электрических аппаратов	38
9. Собственные нужды ГПП	50
10. Расчёт защитного заземления и молниезащиты главной понизительной подстанции	52
Заключение	56
Список использованных источников	57

Введение

На промышленном предприятии, стройке, предприятии добывающих и перерабатывающих отраслей промышленности и сельского хозяйства, электрифицированного транспорта, городских и сельских населенных пунктов и других объектов невозможно обеспечить производство, работу технологических установок без использования электрической энергии [1-5, 8].

Систему электроснабжения (СЭС) можно разделить на три системы: систему внешнего электроснабжения города; систему внутреннего электроснабжения; систему электроснабжения и электропотребления на напряжении 0,4 кВ. Вместе с тем, СЭС города является подсистемой общей энергосистемы и одной из подсистем инфраструктуры города. К системе внешнего электроснабжения города относятся электроустановки и устройства между узловым распределительным пунктом энергосистемы (УРП) и главной понизительной подстанцией (ГПП). В качестве номинальных напряжений в системе внешнего электроснабжения городов применяются напряжения 35, 110, 220 кВ. Внутренняя система электроснабжения городов характеризуется большой разветвленностью и протяженностью распределительной сети, включающей воздушные линии и кабельные, распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), коммутационные аппараты. Распределение электрической энергии в системе внутреннего электроснабжения города выполняется при $U = 6, 10$ кВ, а в крупных городах с высокой плотностью застройки при $U = 20$ кВ.

Большинство электроприемников населенного пункта предназначены для эксплуатации при напряжении до 1 кВ. Понижение напряжения происходит на главных понизительных подстанциях 110/10(6) кВ, трансформаторных подстанциях 10(6)/0,4 кВ, а распределение электроэнергии выполняется по электрическим сетям при напряжении 10(6) кВ от ГПП до ТП и на напряжении 0,4 кВ от ТП до жилых домов, зданий и сооружений. Наиболее распространенной является схема электроснабжения районов города от

энергосистемы, представленной ТЭЦ.

Грамотно выполненный расчет нагрузок подстанции дает возможность определить оптимальные расчетные величины электрических сетей, позволяющие осуществлять их перспективное развитие и в то же время не допускать перерасхода проводникового материала, выбора трансформаторов, работающих с большой недогрузкой или перегрузкой в нормальном режиме. Электрические сети городов должны отвечать следующим требованиям: обеспечивать высокую надежность электроснабжения потребителей; соответствие передаваемой электроэнергии требованиям ГОСТ; безопасность эксплуатирующего персонала; экономичность при сооружении и последующей эксплуатации; возможность последующего изменения сетей вместе с расширением жилых и производственных районов города; минимальные потери электроэнергии; отсутствие вредного воздействия на экологию и окружающую среду.

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является реконструкция электроснабжения 1 и 2 жилого квартала микрорайона «Шлюзовой» с применением 2-х лучевой схемы, направленная на повышение надежности и экономичности системы электроснабжения в целом.

Задачами выпускной квалификационной работы бакалавра являются:

- Расчет нагрузок микрорайона;
- Определение числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции;
- Выбор оптимального напряжения распределительной сети микрорайона;
- Определение числа и мощности городских КТП;
- Выбор схемы распределительной сети микрорайона города;
- Расчет параметров распределительной сети микрорайона города;
- Расчёт токов КЗ;
- Выбор и проверка электрических аппаратов;
- Собственные нужды ГПП;
- Расчет релейной защиты и автоматики и т.д.

1 Расчет нагрузок микрорайона

Расчет электрических нагрузок микрорайона города выполним согласно документам РД 34.20.185-94 [1] и СП 31-110-2003 [2].

1.1 Определение расчетной нагрузки квартир в многоэтажных жилых зданиях

Нагрузку квартир найдем по формуле:

$$P_{p\ кв} = P_{кв. уд} \cdot n \cdot k.$$

Для квартир с плитами на газовом топливе:

$$P_{p\ ж.д.} = 0,6 \cdot 2900 \cdot 1 + 0,5 \cdot 1200 \cdot 1 = 2340 \text{ кВт.}$$

Для квартир с электрическими плитами:

$$P_{p\ кв.} = 1,15 \cdot 11700 \cdot 1 + 1,05 \cdot 3600 \cdot 1 = 17235 \text{ кВт.}$$

1.2 Расчетная нагрузка лифтов жилых домов

Нагрузку лифтов найдем по формуле:

$$P_{p.л.} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^{n_{л}} P_{ni},$$

$$P_{p.л.} = 0,7 \cdot 90 + 0,9 \cdot 15 \cdot 11 = 841,5 \text{ кВт};$$

$$P_{p\ ж.д.} = P_{p\ кв} + P_{p.л.} = 17235 + 841,5 = 18076,5 \text{ кВт.}$$

1.3 Определение нагрузки общественных зданий и учреждений

Определим нагрузку детских садов, включая ясли-сады:

$$P_{д.с} = 0,46 \cdot 200 = 828 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку средних школ:

$$P_{шк.} = 0,25 \cdot 6 \cdot 1000 = 1500 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку профессиональных технических училищ:

$$P_{нту} = 0,46 \cdot 1 \cdot 1500 = 690 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку продуктовых магазинов:

$$P_{прод.} = 0,25 \cdot 5 \cdot 150 + 5 \cdot 300 + 5 \cdot 100 = 687,5 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку промтоварных магазинов:

$$P_{пром.} = 0,16 \cdot 2 \cdot 200 + 3 \cdot 300 = 208 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку столовых и предприятий общественного питания:

$$P_{пит.} = 1,04 \cdot 4 \cdot 50 + 4 \cdot 100 + 2 \cdot 200 = 1040 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку кинотеатров:

$$P_{кин.} = 0,14 \cdot 1 \cdot 500 = 70 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку развлекательных комплексов:

$$P_{раз.компл.} = 0,46 \cdot 2 \cdot 600 = 552 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку парикмахерских:

$$P_{пар.} = 1,5 \cdot 8 \cdot 10 + 5 \cdot 3 + 2 \cdot 2 = 148,5 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку детских и взрослых поликлиник:

$$P_{пол.} = 0,8 \cdot 2 \cdot 1000 = 1600 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку общественных библиотек:

$$P_{б\text{ибл.}} = 0,043 \cdot 1 \cdot 500 = 21,5 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку почтамтов и предприятий связи:

$$P_{связи} = 0,054 \cdot 2 \cdot 100 + 1 \cdot 60 = 14,04 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку больниц:

$$P_{бол.} = 0,8 \cdot 1 \cdot 2000 = 1600 \text{ кВт};$$

Определим нагрузку химчисток и прачечных:

$$P_{пр.хим} = 0,065 \cdot 1 \cdot 100 = 6,5 \text{ кВт};$$

Суммарная нагрузка организаций и учреждений:

$$P_{\Sigma} = 8966,04 \text{ кВт.}$$

Суммарная нагрузка организаций и учреждений с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки:

$$P_{\text{общ.}} = k \cdot P_{\Sigma} = 0,88966,04 = 7172,832 \text{ кВт.}$$

1.4 Построение годовых графиков нагрузок микрорайона города

Исходными данными для определения суточных графиков нагрузок микрорайона города являются удельное электропотребление $\mathcal{E}_{\text{уд}}$, кВт·ч / чел·год и число часов использования максимума нагрузки $T_{\text{макс}}$, час:

- для жилых многоквартирных домов с электрическими плитами $\mathcal{E}_{\text{уд}} = 970 \text{ кВт·ч / чел·год}$, $T_{\text{макс}} = 3500 \text{ час}$;

- для жилых многоквартирных домов с газовыми плитами $\mathcal{E}_{\text{уд}} = 560 \text{ кВт·ч / чел·год}$, $T_{\text{макс}} = 3500 \text{ час}$;

- для освещения общественных зданий $\mathcal{E}_{\text{уд}} = 250 \text{ кВт·ч / чел·год}$, $T_{\text{макс}} = 2660 \text{ час}$;

- для мелкомоторной нагрузки $\mathcal{E}_{\text{уд}} = 320 \text{ кВт·ч / чел·год}$, $T_{\text{макс}} = 5180 \text{ час}$;

- для уличного освещения $\mathcal{E}_{\text{уд}} = 90 \text{ кВт·ч / чел·год}$, $T_{\text{макс}} = 2980 \text{ час}$;

- для водопровода и канализации $\mathcal{E}_{\text{уд}} = 200 \text{ кВт·ч / чел·год}$, $T_{\text{макс}} = 8750 \text{ час}$;

- для электрифицированного транспорта $\mathcal{E}_{\text{уд}} = 120 \text{ кВт·ч / чел·год}$, $T_{\text{макс}} = 5920 \text{ час}$.

Величина максимальной расчетной мощности может быть рассчитана при помощи формулы:

$$P = \frac{\mathcal{E}_{уд} \cdot n_{жит}}{T_{макс}}$$

Таким образом для:

- жилых многоквартирных домов с электрическими плитами $P_m = 16628 \text{ кВт}$;
- жилых многоквартирных домов с газовыми плитами $P_m = 9600 \text{ кВт}$;
- освещения общественных зданий $P_m = 5639,1 \text{ кВт}$;
- мелкомоторной нагрузки $P_m = 3706,6 \text{ кВт}$;
- уличного освещения $P_m = 1812,1 \text{ кВт}$;
- водопровода и канализации $P_m = 1369,9 \text{ кВт}$;
- электрифицированного транспорта $P_m = 1216,2 \text{ кВт}$.

Общегородская нагрузка делится пропорционально между нагрузкой освещения общественных зданий и мелкомоторной нагрузкой:

$$P_{осв.общ.зд} + P_{мелк.мот} = 5639,1 + 3706,6 = 9345,7 \text{ кВт}.$$

Для мелкомоторной нагрузки:

$$\frac{3706,6}{9345,7} = \frac{Y}{100\%} \quad Y = 39,66\%$$

$$\frac{X}{7172,8} = \frac{39,66\%}{100\%} \quad X = 2844,7 \text{ кВт}.$$

Суммарная нагрузка:

$$2844,7 + 3706,6 = 6551,3 \text{ кВт}.$$

Для освещения общественных зданий:

$$\frac{5639.1}{9345.7} = \frac{Y}{100\%} \quad Y = 60,34\%$$

$$\frac{X}{7172.8} = \frac{60,34\%}{100\%} \quad X = 4328.1 \text{ кВт.}$$

Суммарная нагрузка:

$$4328,1 + 5639,1 = 9967,2 \text{ кВт.}$$

По суточным графикам отдельных видов потребителей построим суммарные суточные графики нагрузки и преобразуем их в упорядоченный годовой график нагрузки, изображенный на рисунке 1.1.

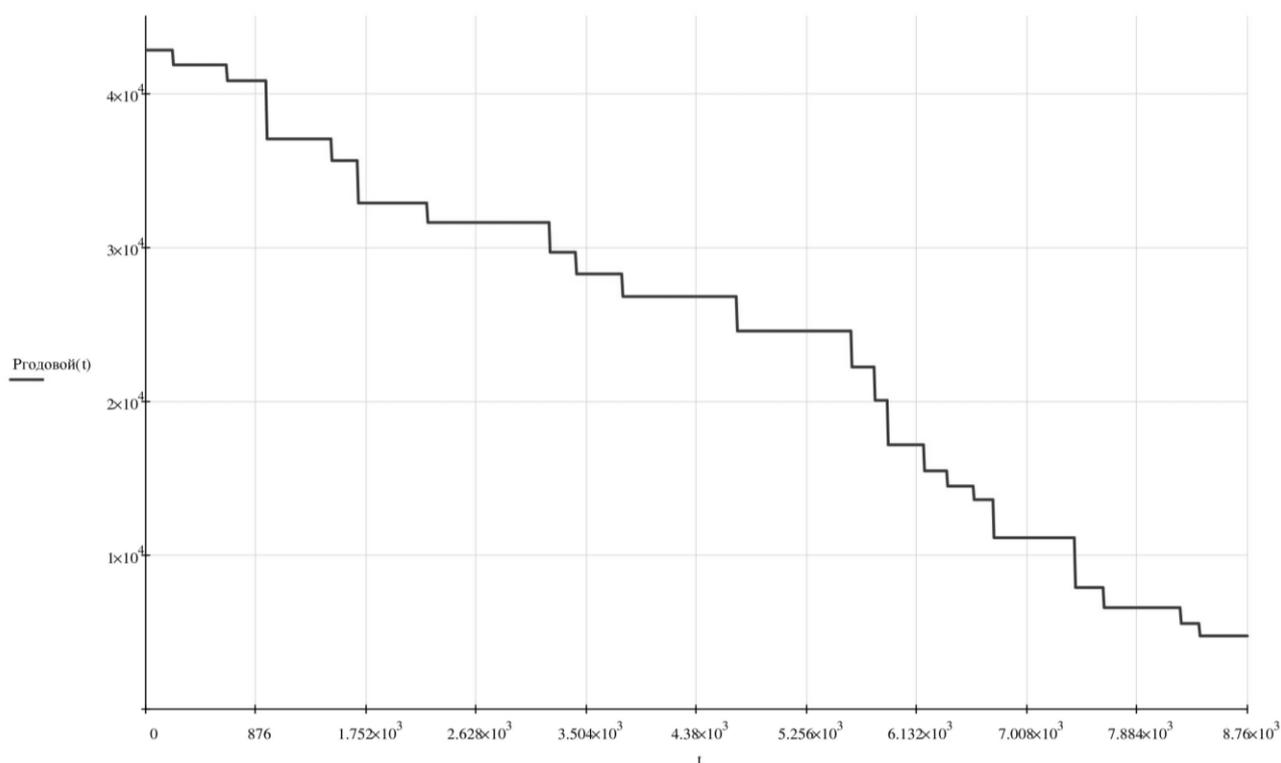


Рисунок 1.1 – Упорядоченный годовой эквивалентный график нагрузки

2 Определение числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции

Максимальная активная мощность нагрузки микрорайона города равна 42814 кВт. Зная коэффициент мощности, который определяем из справочных данных, найдем полную мощность:

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos\phi},$$
$$S_{max} = \frac{42814}{0,92} = 46537 \text{ кВА.}$$

Исходя из присутствия в городской нагрузке потребителей первой и второй категории принимаем число трансформаторов на подстанции равным 2. Тогда с учетом послеаварийной перегрузки номинальная мощность силовых трансформаторов ГПП должна быть не менее:

$$S_{ном\ t} = \frac{S_{max.ЛС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)},$$
$$S_{ном\ t} = \frac{46537 \cdot 0,85}{1,4 \cdot 1} = 28,3 \text{ МВА.}$$

По каталогам производителей выбираем два ближайших больших по номинальной мощности силовых трансформатора с учетом соблюдения условия:

$$S_{ном.т2} > S_{ном.т1} > S_{ном.т},$$
$$63 \text{ МВА} > 40 \text{ МВА} > 28 \text{ МВА.}$$

2.1 Техничко-экономический выбор оптимальной мощности силовых трансформаторов

2.1.1 Вариант ГПП с установкой двух силовых трансформаторов ТРДН - 40000/110/10

Технические данные силового трансформатора ТРДН - 40000/110/10:

$$\Delta P_{xx} = 34 \text{ кВт};$$

$$I_{xx\%} = 0.55\%;$$

$$\Delta P_{K3} = 170 \text{ кВт};$$

$$U_{K\%} = 10.5\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе на XX:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном\text{т}},$$

$$Q_{xx} = \frac{0,55}{100} \cdot 40000 = 220 \text{ квар}.$$

Определим потери активной мощности в трансформаторе на XX:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{un} \cdot Q_{xx},$$

$$P'_{xx} = 34 + 0.05 \cdot 220 = 45 \text{ кВт}.$$

Определим напряжение КЗ обмоток трёхфазного трансформатора:

$$U_{к.вн} = 0,125 \cdot U_{к.вн-нн},$$

$$U_{к.вн} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,313\%;$$

$$U_{к.нн} = 1,75 \cdot U_{к.вн-нн},$$

$$U_{к.нн} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме КЗ:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

$$Q_{к.вн} = \frac{1,313}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар};$$

$$Q_{к.нн} = \frac{U_{к.нн}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

$$Q_{к.нн} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар}.$$

Определим приведённые потери активной мощности в режиме КЗ трансформатора:

$$P_{к.вн} = 0 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot P_{к.вн-нн};$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт};$$

$$P_{к.вн}' = P_{к.вн} + K_{уп} \cdot Q_{к.вн};$$

$$P_{к.вн}' = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн}' = P_{к.нн} + K_{уп} \cdot Q_{к.нн};$$

$$P_{к.нн}' = 340 + 0,05 \cdot 7350 = 707,5 \text{ кВт};$$

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.нн}';$$

$$P_{к}' = 26,25 + 707,5 = 733,75 \text{ кВт}.$$

Коэффициент загрузки обмотки высокого напряжения трансформатора на *i*-ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

$$K_{зг} = \frac{S_i}{S_{ном.т}}.$$

Коэффициент загрузки обмотки низкого напряжения трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

$$K_{зи} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_i}{S_{ном.т}}$$

Определим приведённые потери мощности в силовом трансформаторе:

$$P_m' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{к.вн}' + K_{загр.нн1}^2 \cdot P_{к.нн}' + K_{загр.нн2}^2 \cdot P_{к.нн}' ;$$

$$P_m' = 45 + 1,163^2 \cdot 26,25 + 0,582^2 \cdot 707,5 + 0,582^2 \cdot 707,5 = 1038 \text{ кВт.}$$

Определим потери электрической энергии в режиме холостого хода на i -й ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i ;$$

Суммарные потери в режиме холостого хода найдем по формуле:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i} ;$$

Определим потери электрической энергии в режиме короткого замыкания на i -й ступени годового графика нагрузки:

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

Суммарные потери в режиме короткого замыкания найдем по формуле:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i} ;$$

Суммарные потери электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{kvi} + \Sigma \Delta W_{kni1i} + \Sigma \Delta W_{kni2i} .$$

Определим экономическую нагрузку ниже которой целесообразно отключать один из силовых трансформаторов ГПП:

$$S_{э.nc} = S_{ном.м} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_k}};$$

$$S_{э.nc} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{45}{733.75}} = 14,01 \text{ МВА}.$$

Результаты расчетов потерь электрической энергии сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчёта потерь электрической энергии в трансформаторе ТРДН - 40000/110/10

<i>N</i>	<i>S_{xi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ни1i}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ни2i}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{эvi}</i>	<i>K_{эни1i}</i>	<i>K_{эни2i}</i>	$\Delta W_{к.ви}$, <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.ни1}$, <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.ни2}$, <i>кВт·ч</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>
1	42,8	21,4	21,4	2	213	19170	1,07	0,54	0,54	3203	21580	21580
2	41,9	20,9	20,9	2	426	38340	1,05	0,52	0,52	6124	41260	41260
3	40,8	20,4	20,4	2	319	28760	1,02	0,51	0,51	4367	29430	29430
4	37	18,5	18,5	2	517	46530	0,93	0,46	0,46	5819	39210	39210
5	35,6	17,8	17,8	2	213	19170	0,89	0,45	0,45	2220	14960	14960
6	32,9	16,4	16,4	2	547	49280	0,82	0,41	0,41	4855	32710	32710
7	31,6	15,8	15,8	2	973	87610	0,79	0,40	0,40	7982	53790	53790
8	29,7	14,8	14,8	2	213	19170	0,74	0,37	0,37	1540	10370	10370
9	28,3	14,1	14,1	2	365	32850	0,71	0,35	0,35	2394	16130	16130
10	26,8	13,4	13,4	2	912	82130	0,67	0,34	0,34	5381	36260	36260
11	24,6	12,3	12,3	2	912	82080	0,61	0,31	0,31	4517	30430	30430

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
12	22,2	11,1	11,1	2	182	16430	0,56	0,28	0,28	740	4984	4984
13	20,1	10,0	10,0	2	106	9585	0,50	0,25	0,25	352	2370	2370
14	17,2	8,6	8,6	2	289	26010	0,43	0,21	0,21	700	4714	4714
15	15,5	7,7	7,7	2	182	16430	0,39	0,19	0,19	359	2420	2420
16	14,5	7,2	7,2	2	213	19170	0,36	0,18	0,18	367	2474	2474
17	13,6	6,8	6,8	1	152	6840	0,34	0,17	0,17	463	3118	3118
18	11,2	5,6	5,6	1	654	29430	0,28	0,14	0,14	1335	8994	8994
19	7,9	4,0	4,0	1	228	10260	0,20	0,10	0,10	234	1576	1576
20	6,6	3,3	3,3	1	608	27380	0,17	0,08	0,08	436	2936	2936
21	5,8	2,9	2,9	1	152	6840	0,14	0,07	0,07	83	556	556
22	4,8	2,4	2,4	1	380	17100	0,12	0,06	0,06	141	953	953
Итого потери по ГПП:						690565				53611	361224	361224
						1466624						

$$\Delta W_{nc} = 1466624 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Sigma \Delta W_{xx} = 690565 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Sigma \Delta W_{кз} = 776059 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Стоимость потерь электрической энергии в силовом трансформаторе за год:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{эx} T_x \Delta W_{xx} + C_{эк}(t) \Delta W_{кз},$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,648 \cdot 690565 + 0,918 \cdot 776059 = 1\,159\,908 \text{ руб.}$$

Приведённые затраты:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{W_{nc}},$$

$$Z_{np} = 0,33 \cdot 14,21 \cdot 10^6 + 1,34 \cdot 10^6 + 1,16 \cdot 10^6 = 7,19 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

2.1.2 Вариант ГПП с установкой двух силовых трансформаторов
ТРДН - 63000/110/10

Технические данные силового трансформатора ТРДН - 63000/110/10:

$$\Delta P_{xx} = 50 \text{ кВт};$$

$$I_{xx\%} = 0.5\%;$$

$$\Delta P_{кз} = 245 \text{ кВт};$$

$$U_{к\%} = 10.5\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе на XX:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном\text{т}},$$

$$Q_{xx} = \frac{0,5}{100} \cdot 63000 = 315 \text{ квар.}$$

Определим потери активной мощности в трансформаторе на XX:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{un} \cdot Q_{xx},$$

$$P'_{xx} = 50 + 0.05 \cdot 315 = 65,75 \text{ кВт.}$$

Определим напряжение КЗ обмоток трёхфазного трансформатора:

$$U_{к.вн} = 0,125 \cdot U_{к.вн-нн},$$

$$U_{к.вн} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,313\%;$$

$$U_{к.нн} = 1,75 \cdot U_{к.вн-нн},$$

$$U_{к.нн} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме КЗ:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

$$Q_{к.вн} = \frac{1,313}{100} \cdot 63000 = 827,19 \text{ квар};$$

$$Q_{к.нн} = \frac{U_{к.нн}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

$$Q_{к.нн} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ квар}.$$

Определим приведённые потери активной мощности в режиме КЗ трансформатора:

$$P_{к.вн} = 0 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot P_{к.вн-нн};$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ кВт};$$

$$P_{к.вн}' = P_{к.вн} + K_{уп} \cdot Q_{к.вн};$$

$$P_{к.вн}' = 0 + 0,05 \cdot 827,19 = 41,36 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн}' = P_{к.нн} + K_{уп} \cdot Q_{к.нн};$$

$$P_{к.нн}' = 490 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1068,81 \text{ кВт};$$

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.нн}';$$

$$P_{к}' = 41,36 + 1068,81 = 1110,17 \text{ кВт}.$$

Коэффициент загрузки обмотки высокого напряжения трансформатора на *i*-ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

$$K_{зг} = \frac{S_i}{S_{ном.т}}.$$

Коэффициент загрузки обмотки низкого напряжения трансформатора на *i*-ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

$$K_{3H} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_i}{S_{\text{НОМ.Т}}}$$

Определим приведённые потери мощности в силовом трансформаторе:

$$P_m' = P_x' + K_{\text{загр.в}}^2 \cdot P_{\text{к.вн}}' + K_{\text{загр.нн1}}^2 \cdot P_{\text{к.нн}}' + K_{\text{загр.нн2}}^2 \cdot P_{\text{к.нн}}';$$

$$P_m' = 45 + 1,163^2 \cdot 26,25 + 0,582^2 \cdot 707,5 + 0,582^2 \cdot 707,5 = 1038 \text{ кВт.}$$

Определим потери электрической энергии в режиме холостого хода на i -й ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i;$$

Суммарные потери в режиме холостого хода найдем по формуле:

$$\Delta W_{xx} = \sum \Delta W_{xx.i};$$

Определим потери электрической энергии в режиме короткого замыкания на i -й ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{\text{к.вн}} \cdot K_{3В}^2 \cdot T_i + 2 \cdot \frac{1}{n_T} \cdot P_{\text{к.нн}}' \cdot K_{3H}^2 \cdot T_i;$$

Суммарные потери в режиме короткого замыкания найдем по формуле:

$$W_{кз} = \sum \Delta W_{кз.i};$$

Суммарные потери электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{kvi} + \Sigma \Delta W_{kni1i} + \Sigma \Delta W_{kni2i} .$$

Определим экономическую нагрузку ниже которой целесообразно отключать один из силовых трансформаторов ГПП:

$$S_{э.нс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}};$$

$$S_{э.нс} = 63000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{65,75}{1110,17}} = 21,68 \text{ МВА.}$$

Результаты расчетов потерь электрической энергии сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 - Результаты расчёта потерь электрической энергии в трансформаторе ТРДН - 63000/110/10

<i>N</i>	<i>S_{вi}</i> , <i>МВА</i>	<i>S_{нн1i}</i> , <i>МВА</i>	<i>S_{нн2i}</i> , <i>МВА</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{зvi}</i>	<i>K_{знн1i}</i>	<i>K_{знн2i}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.нн1}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.нн2}$ <i>кВт·ч</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>
1	42,8	21,4	21,4	2	213	19170	0,68	0,34	0,34	3203	21580	21580
2	41,9	20,9	20,9	2	426	38340	0,66	0,33	0,33	6124	41260	41260
3	40,8	20,4	20,4	2	319	28760	0,65	0,32	0,32	4367	29430	29430
4	37	18,5	18,5	2	517	46530	0,59	0,29	0,29	5819	39210	39210
5	35,6	17,8	17,8	2	213	19170	0,57	0,28	0,28	2220	14960	14960
6	32,9	16,4	16,4	2	547	49280	0,52	0,26	0,26	4855	32710	32710
7	31,6	15,8	15,8	2	973	87610	0,50	0,25	0,25	7982	53790	53790
8	29,7	14,8	14,8	2	213	19170	0,47	0,24	0,24	1540	10370	10370
9	28,3	14,1	14,1	2	365	32850	0,45	0,22	0,22	2394	16130	16130
10	26,8	13,4	13,4	2	912	82130	0,43	0,21	0,21	5381	36260	36260
11	24,6	12,3	12,3	2	912	82080	0,39	0,20	0,20	4517	30430	30430
12	22,2	11,1	11,1	2	182	16430	0,35	0,18	0,18	740	4984	4984
13	20,1	10,0	10,0	1	106	4792,5	0,32	0,16	0,16	704	4740	4740
14	17,2	8,6	8,6	1	289	13005	0,27	0,14	0,14	1399	9428	9428
15	15,5	7,7	7,7	1	182	8215	0,25	0,12	0,12	718	4840	4840
16	14,5	7,2	7,2	1	213	9585	0,23	0,12	0,12	734	4948	4948

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
17	13,6	6,8	6,8	1	152	6840	0,22	0,11	0,11	463	3118	3118
18	11,2	5,6	5,6	1	654	29430	0,18	0,09	0,09	1335	8994	8994
19	7,9	4,0	4,0	1	228	10260	0,13	0,06	0,06	234	1576	1576
20	6,6	3,3	3,3	1	608	27380	0,10	0,05	0,05	436	2936	2936
21	5,8	2,9	2,9	1	152	6840	0,09	0,05	0,05	83	556	556
22	4,8	2,4	2,4	1	380	17100	0,08	0,04	0,04	141	953	953
Итого потери по ГПП:						654967				55388	373202	373202
						1456760						

$$\Delta W_{nc} = 1\ 456\ 760\ \text{кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Sigma \Delta W_{xx} = 654\ 967\ \text{кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Sigma \Delta W_{кз} = 801\ 793\ \text{кВт}\cdot\text{ч}.$$

Стоимость потерь электрической энергии в силовом трансформаторе за год:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{эx} T_x \Delta W_{xx} + C_{эк}(t) \Delta W_{кз},$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,648 \cdot 654967 + 0,918 \cdot 801793 = 1160\ 464\ \text{руб.}$$

Приведённые затраты:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{W_{nc}},$$

$$Z_{np} = 0,33 \cdot 18,19 \cdot 10^6 + 1,71 \cdot 10^6 + 1,16 \cdot 10^6 = 8,87 \cdot 10^6\ \text{руб.}$$

Окончательно выбираем вариант где меньше приведенные затраты, т.е. вариант с двумя силовыми трансформаторами ТРДН - 40000/110/10.

3 Выбор оптимального напряжения распределительной сети микрорайона

Выбор напряжения внешнего электроснабжения определяется обычно техническими ограничениями (предельной передаваемой мощностью, наличием стандартных трансформаторов нужной мощности с конкретным высшим напряжением), возможностью применения нескольких уровней напряжения [7]. Но главным фактором, определяющим экономичность варианта, является наличие желаемого уровня напряжения в энергосистеме (районная подстанция, электростанция и т.д.). В настоящее время имеется две системы напряжений высоковольтных сетей: 110-220-500 кВ и 150-330-750 кВ.

Для большинства городов в настоящее время предпочтительной является шкала напряжений 220-110/10 кВ, для крупнейших городов 500/220-110/10 кВ или 330/110/10 кВ. В существующих сетях городов и поселков следует стремиться к снижению доли напряжения 35 кВ и переводу сетей 35 кВ на повышенное напряжение 110 кВ. Напряжение 35 кВ должно сохраняться только при наличии технико-экономических обоснований. Число городских ГПП с высшим напряжением 35 кВ должно быть максимально сокращено.

Увеличение напряжения уменьшает протекающие нагрузочные токи, следовательно, и потери мощности и энергии, и сечения токоведущих частей. Однако выбор напряжения ограничен номинальным напряжением электроприемников, и параметрами электрической системы, питающей город. Распространенным ранее было напряжение распределительной сети 6 кВ, затем 10 кВ, перспективным считается 20 кВ.

Для рассматриваемого микрорайона города принимаем $U = 10$ кВ.

4 Определение числа и мощности городских КТП

Городские КТП выполняются напряжением 6-10/0,4-0,23 кВ с одним или двумя трансформаторами мощностью до 2500 кВА включительно [4]. КТП могут подключаться к источнику питания (РУ-6-10 кВ) по двум схемам:

1. блока линия-трансформатор, в этом случае со стороны высокого напряжения используется глухое присоединение трансформатора и питающей линии. Этот вариант подключения используется при радиальной схеме распределительной сети 6-10 кВ;

2. со шкафом ввода со стороны высокого напряжения 6-10 кВ. В шкафу ВН, как правило, устанавливается выключатель нагрузки с предохранителем. Такая схема применяется в тех случаях, когда КТП питается по магистральной схеме.

Максимальная нагрузка микрорайона составляет 46537 кВА.

Плотность нагрузки составляет 10341 кВА/км², что соответствует оптимальной полной мощности подстанции 1365 кВА. Таким образом, принимаем двухтрансформаторные подстанции с силовыми трансформаторами мощностью по 630 кВА.

Найдем количество ТП для микрорайона города:

$$n_{mn} = \frac{S_{\max}}{1,8 \cdot S_{\text{ном.ТП}}},$$
$$n_{mn} = \frac{46537}{1,8 \cdot 630} = 40,9 \approx 41 \text{ шт.}$$

КТП располагаются по возможности в центре электрических нагрузок.

5 Выбор схемы распределительной сети микрорайона города

В соответствии с руководящими документами при проектировании распределительной сети города напряжением 10 кВ для питания ЭП, относящихся к 1й категории по надежности электроснабжения является двухлучевая схема с двухсторонним питанием от независимых источников питания [4, 7]. На шинах низкого напряжения трансформаторных подстанций с двумя трансформаторами и у самих потребителей с ЭП, относящимися к 1й категории должен быть предусмотрен автоматический ввод резерва.

По возможности питание ЭП 1й по сети напряжением 0.38 кВ следует осуществлять от разных городских трансформаторных подстанций, подключенных независимым источникам питания. В этом случае должны быть предусмотрены резервы в пропускной способности всех элементов схемы в соответствии с величиной нагрузки ЭП 1й категории надежности электроснабжения.

При проектировании системы электроснабжения микрорайонов города с ЭП, относящимися к 1й и 2й категории по надежности электроснабжения, рекомендованной схемой сети 10 кВ является комбинированная петлевая двухлучевая схема с двухсторонним питанием.

Для жилых многоквартирных зданий с электроплитами, а также всех зданий этажностью более 9 этажей при осуществлении питания от трансформаторных подстанций с 1 трансформатором должно быть предусмотрено резервное питание по сети напряжением 0.38 кВ от других трансформаторных подстанций.

В выпускной квалификационной работе при разработке проекта реконструкции системы электроснабжения жилых кварталов микрорайона города выбираем двухлучевую схему электроснабжения с двухсторонним питанием.

6 Расчет параметров распределительной сети микрорайона города

Найдем параметры распределительной сети города и произведем выбор КЛ 10 кВ:

$$I_{\text{расч.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}};$$
$$S_{\text{р.л.}} = S_{\text{ном.т}} \cdot n \cdot K_3 \cdot K_{\text{ум.}}$$

Для линии от главной понизительной подстанции до трансформаторной подстанции №29:

$$I_{1 \text{ расч}} = \frac{0,85 \cdot 5 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 131,4 \text{ А.}$$

Для линии от трансформаторной подстанции №29 до трансформаторной подстанции №30:

$$I_{2 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot 4 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 105,1 \text{ А.}$$

Для линии от трансформаторной подстанции №30 до трансформаторной подстанции №38:

$$I_{3 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot 3 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 78,8 \text{ А;}$$

Для линии от трансформаторной подстанции №38 до трансформаторной подстанции №39:

$$I_{4 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot 2 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 55,7 \text{ А.}$$

Для линии от трансформаторной подстанции №39 до трансформаторной подстанции №40:

$$I_{5 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot 1 \cdot 630 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 30,9 \text{ А.}$$

Токи в послеаварийном режиме:

$$I_{i.ав.} = \frac{S_{ав.л.}}{\sqrt{3}U_H};$$

$$I_{1.ав.} = \frac{0,85 \cdot 10 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 247,3 \text{ А;}$$

$$I_{2.ав.} = \frac{0,85 \cdot 8 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 197,9 \text{ А;}$$

$$I_{3.ав.} = \frac{0,85 \cdot 6 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 148,4 \text{ А;}$$

$$I_{4.ав.} = \frac{0,85 \cdot 4 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 105,1 \text{ А;}$$

$$I_{5.ав.} = \frac{0,85 \cdot 2 \cdot 630 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 55,7 \text{ А.}$$

Производим выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока:

$$F_3 = \frac{I_{p.л.}}{j_{эк}},$$

Учитывая рекомендации использовать для линий напряжением 10 кВ сечение кабеля не ниже 70 мм²:

$$F_{31} = 131,4 / 1,4 = 93,9 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 205 \text{ А, выбираем кабель АПвЭКВ 3х95.}$$

$$F_{32} = 105,1 / 1,4 = 75,1 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 205 \text{ А, выбираем кабель АПвЭКВ 3х95.}$$

$$F_{33} = 78,8 / 1,4 = 56,3 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 165 \text{ А, выбираем кабель АПвЭКВ 3х70.}$$

$$F_{34} = 55,7 / 1,4 = 39,8 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 165 \text{ А, выбираем кабель АПвЭКВ 3х70.}$$

$$F_{35} = 30,9 / 1,4 = 22,1 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 165 \text{ А, выбираем кабель АПвЭКВ 3х70.}$$

Выполним проверку выбранных кабелей по допустимому нагреву:

$$I_{\text{идоп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп}},$$

$$I_{\text{идоп}} > I_{\text{расч}},$$

$$I_{1 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 205 = 221,4 \text{ А,}$$

$$221,4 \text{ А} > 131,4 \text{ А,}$$

$$I_{2 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 205 = 221,4 \text{ А,}$$

$$221,4 \text{ А} > 105,1 \text{ А,}$$

$$I_{3 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 165 = 178,2 \text{ А,}$$

$$178,2 \text{ А} > 78,8 \text{ А,}$$

$$I_{4 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 165 = 178,2 \text{ А,}$$

$$178,2 \text{ А} > 55,7 \text{ А,}$$

$$I_{5 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 165 = 178,2 \text{ А,}$$

$$178,2 \text{ А} > 30,9 \text{ А.}$$

Все выбранные кабели подходят проверке по нагреву.

Выполним проверку выбранных сечений кабелей по току в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{идоп.ав.}} = 1,3 \cdot I_{\text{идоп}},$$

$$I_{\text{идоп.ав.}} > I_{\text{ав}},$$

$$I_{1 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 221,4 = 287,8 \text{ A},$$

$$287,8 \text{ A} > 247,3 \text{ A},$$

$$I_{2 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 221,4 = 287,8 \text{ A},$$

$$287,8 \text{ A} > 197,9 \text{ A},$$

$$I_{3 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 178,2 = 231,7 \text{ A},$$

$$231,7 \text{ A} > 148,4 \text{ A},$$

$$I_{4 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 178,2 = 231,7 \text{ A},$$

$$231,7 \text{ A} > 105,1 \text{ A},$$

$$I_{5 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 178,2 = 231,7 \text{ A},$$

$$231,7 \text{ A} > 55,7 \text{ A}.$$

Все выбранные кабели подходят проверку по нагреву в послеаварийном режиме.

Выполним проверку выбранного сечения жил кабельных линий по потерям напряжения для линии с наибольшей длиной.

Потери напряжения определим по формуле:

$$\Delta U = I_{\text{ав}} \cdot r \cdot \cos\varphi,$$

$$\Delta U_{\text{л1}} = 247 \cdot 0,495 \cdot 2,05 \cdot 0,92 = 230 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{л2}} = 230 + 197,9 \cdot 0,495 \cdot 0,645 \cdot 0,92 = 288 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{л3}} = 288 + 148,4 \cdot 0,138 \cdot 0,415 \cdot 0,92 = 295 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{л4}} = 295 + 105,1 \cdot 0,138 \cdot 0,277 \cdot 0,92 = 298 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{л5}} = 298 + 55,7 \cdot 0,138 \cdot 0,064 \cdot 0,92 = 299 \text{ В}.$$

Таким образом, максимальные потери напряжения в кабельной линии максимальной протяженности не превышают 2,84%, т.е. выбранные кабельные линии проходят проверку по потерям напряжения.

7 Расчёт токов КЗ

Для нахождения токов короткого замыкания (КЗ) составляем расчетную схему, приведенную на рисунке 7.1 и схему замещения, приведенную на рисунке 7.2. Для каждой из выбранных точек расчета токов короткого замыкания определяем результирующие сопротивления.

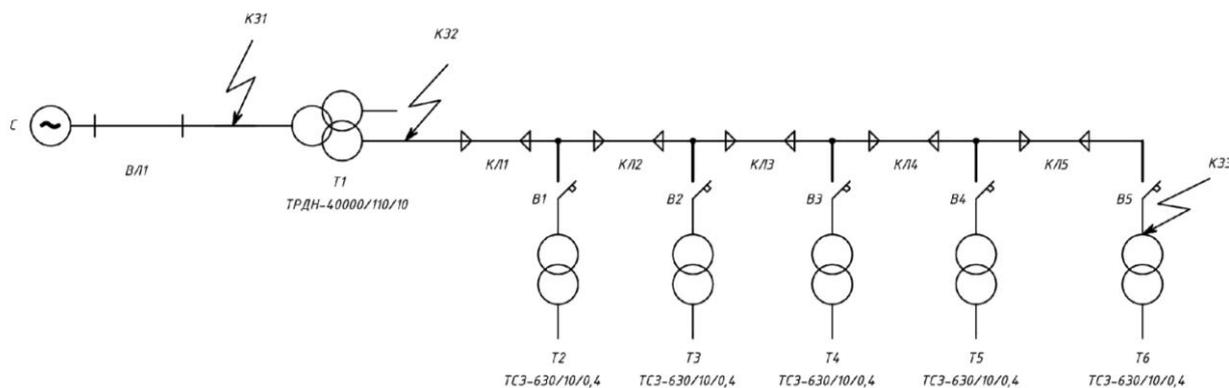


Рисунок 7.1 – Расчетная схема

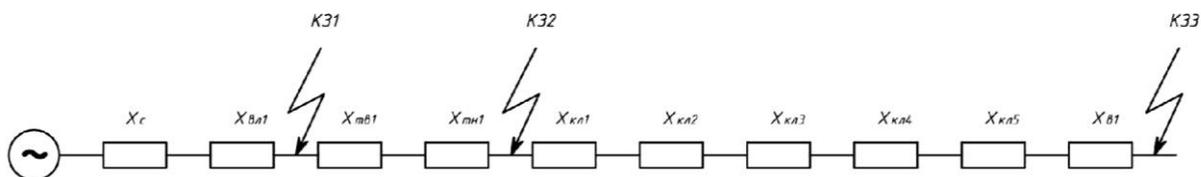


Рисунок 7.2 – Схема замещения

Исходные данные для расчета токов КЗ:

Система:

$$U_H = 110 \text{ кВ}, \quad S_{K3} = 3500 \text{ МВА};$$

Воздушная линия 110 кВ:

$$x_0 = 0,4 \text{ Ом / км}, \quad l = 7 \text{ км}, \quad U_H = 110 \text{ кВ};$$

Кабельные линии 10 кВ:

1. $x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$ $l = 2,05 \text{ км}$ $U_H = 10 \text{ кВ}$
2. $x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$ $l = 0,645 \text{ км}$ $U_H = 10 \text{ кВ}$
3. $x_0 = 0,079 \text{ Ом/км}$ $l = 0,415 \text{ км}$ $U_H = 10 \text{ кВ}$
4. $x_0 = 0,079 \text{ Ом/км}$ $l = 0,277 \text{ км}$ $U_H = 10 \text{ кВ}$
5. $x_0 = 0,079 \text{ Ом/км}$ $l = 0,064 \text{ км}$ $U_H = 10 \text{ кВ}$

Силовой трансформатор:

$$S_H = 40 \text{ МВА.}$$

Найдем сопротивления схемы замещения при $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$:

$$x_C = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}};$$

$$x_C = \frac{1000}{3500} = 0,286;$$

$$x_n = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_H^2};$$

$$x_n = 0,4 \cdot 7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,211;$$

$$x_{TB} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HT}};$$

$$x_{TB} = \frac{1,313}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,328;$$

$$x_{TH} = \frac{U_{к.н.}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HT}};$$

$$x_{TH} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,594;$$

$$x_T = x_{TB} + x_{TH};$$

$$x_T = 0,328 + 4,594 = 4,922.$$

Для точки К1:

$$x_{S1} = x_{S2} = x_c + x_l;$$

$$x_{S1} = x_{S2} = 0,286 + 0,211 = 0,497.$$

$$X_{0S} = x_c + 3 \cdot x_l;$$

$$X_{0S} = 0,286 + 3 \cdot 0,211 = 0,919.$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I^3_{кз} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}}, \text{ где } E = 1.$$

$$I^3_{кз} = \frac{1}{0,497} = 2,012.$$

Сверхпереходной ток:

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

$$I^{(3)}_{кз} = 2,012 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 10,101 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{ук1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I^{(3)}_{кз},$$

$$i_{ук1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,101 = 25,713 \text{ кА,}$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y\kappa 1} = I_{\kappa 3}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\delta} - 1)^2};$$
$$I_{y\kappa 1} = 10,101 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 15,252 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К1:

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 3}^3 \cdot U_H;$$
$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot 10,101 \cdot 115 = 2012 \text{ МВА.}$$

Однофазный ток КЗ:

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}};$$
$$I_{\kappa 3}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 0,497 + 0,919} = 1,568;$$
$$I_{\kappa 3}^{(1)} = I_{\kappa 3}^{(1)} \cdot I_{\delta} = I_{\kappa 3}^{(1)} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}};$$
$$I_{\kappa 3}^{(1)} = 1,568 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,873 \text{ кА.}$$

Для точки К2:

$$x_{S2} = x_c + x_l + x_m;$$
$$x_{S2} = 0,286 + 0,211 + 4,922 = 5,419;$$
$$X_{0S} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m;$$
$$X_{0S} = 0,286 + 3 \cdot 0,363 + 4,922 = 5,841;$$

$$I_{\text{кз}}^3 = \frac{E}{X_{\Sigma 2}},$$

$$I_{\text{кз}}^3 = \frac{1}{5.419} = 0,185;$$

Сверхпереходной ток:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot I_{\sigma} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}};$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = 0,185 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 10,172 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y \text{ к}2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\sigma} \cdot I_{\text{кз}}^3,$$

$$i_{y \text{ к}2} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 10,172 = 27,62 \text{ кА,}$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y \text{ к}2} = I_{\text{кз}}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\sigma} - 1)^2}.$$

$$I_{y \text{ к}2} = 10,172 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 16,692 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К2:

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}^3 \cdot U_{\text{н}};$$

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot 10,172 \cdot 10,5 = 184,993 \text{ МВА.}$$

Однофазный ток КЗ:

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}};$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 5,419 + 5,841} = 0,18;$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = I_{\kappa 3}^{(1)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{\kappa 3}^{(1)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}};$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = 0,18 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,89 \text{ кА.}$$

Для точки КЗ:

$$x_{S3} = x_c + x_l + x_m + x_{\kappa l1} + x_{\kappa l2} + x_{\kappa l3} + x_{\kappa l4} + x_{\kappa l5};$$

$$x_{S3} = 0,286 + 0,211 + 4,922 + 0,164 + 0,052 + 0,032 + 0,021 + 0,005 = 5,693;$$

$$X_{0S} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m,$$

$$X_{0S} = 0,286 + 3 \cdot 0,363 + 4,922 + 3 \cdot 0,274 = 6,663,$$

$$I_{\kappa 3}^3 = \frac{E}{X_{\Sigma 3}},$$

$$I_{\kappa 3}^3 = \frac{1}{5,693} = 0,176.$$

Сверхпереходной ток:

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = I_{\kappa 3}^{(3)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{\kappa 3}^{(3)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}};$$

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = 0,176 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,677 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{укз}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\kappa 3}^{(3)},$$

$$i_{y_{к3}} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 9,677 = 26,277 \text{ кА.}$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y_{к3}} = I_{к3}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y0} - 1)^2};$$

$$I_{y_{к3}} = 9,677 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 15,88 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки КЗ:

$$S_{к3} = \sqrt{3} \cdot I_{к3}^3 \cdot U_H;$$

$$S_{к3} = \sqrt{3} \cdot 9,677 \cdot 10,5 = 175,991 \text{ МВА.}$$

Однофазный ток КЗ:

$$I_{к3}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}};$$

$$I_{к3}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 5,693 + 6,663} = 0,166;$$

$$I_{к3}^{(1)} = I_{к3}^{(1)} \cdot I_{\sigma} = I_{к3}^{(1)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}};$$

$$I_{к3}^{(1)} = 0,166 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,139 \text{ кА.}$$

8 Выбор и проверка электрических аппаратов

8.1 Выбор разъединителей

Определим рабочий ток:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n}.$$
$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,1 \text{ А.}$$

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$
$$281,1 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$
$$25,7 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

К установке на подстанции принимаем разъединитель типа РГПЗ-2-110/1000УХЛ1.

8.2 Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$
$$281,1 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}.$$

Условие проверки по отключающей способности:

$$I_{п.л} \leq I_{ном.откл},$$
$$10,1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$
$$25,7 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_{\kappa} \leq I_t^2 \cdot t_t,$$
$$7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем элегазовый высоковольтный выключатель типа ВЭБ-110-40/2500 УХЛ.

8.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Выполним выбор и проверку высоковольтных выключателей на напряжение 10 кВ на вводе в ячейках КРУ ГПП и между секциями шин.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$
$$1539,6 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}.$$

Условие проверки по отключающей способности:

$$I_{п.л} \leq I_{ном.откл},$$
$$10,2 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с},$$
$$27,6 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_{\kappa} \leq I_t^2 \cdot t_t,$$
$$62,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 3970 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 У2 .

В качестве высоковольтных выключателей на отходящих линиях выбираем выключатели ВВ/TEL-10-20/1600 У2 , ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2 .

Выключатели устанавливаем в ячейки КРУ-СЭЩ-63 .

8.4 Выбор заземлителя

Для заземления нейтрали силового трансформатора используется однополюсный заземлитель.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с},$$
$$25,7 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_{\kappa} \leq I_t^2 \cdot t_t,$$
$$85,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 468,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем однополюсный заземлитель ЗОН-СЭЩ-110 УХЛ1.

8.5 Выбор трансформаторов тока

Рабочий ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$
$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,1 \text{ А.}$$

Приборы, устанавливаемые на стороне 110 кВ - амперметр типа Э-377 с полной мощностью $S = 0.1 \text{ ВА}$.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$
$$281,1 \text{ А} \leq 300 \text{ А.}$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$
$$25,7 \text{ кА} \leq 29,4 \text{ кА.}$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$367,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие проверки по величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

$$1,2 \text{ Ом} \leq 1,2 \text{ Ом}.$$

Определим сопротивление приборов:

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

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,1}{25} = 0,004 \text{ Ом}.$$

Найдем полное вторичное сопротивление:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}},$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом}.$$

По расчетному сечению $q = \frac{2,83}{1,096} = 2,54 \text{ мм}^2$ выбираем алюминиевые

провода сечением $q = 4 \text{ мм}^2$.

Выбираем трансформатор тока ТВТ 110–III–300/5.

Рабочий ток на стороне 10 кВ:

$$I_p = \frac{1}{2} \cdot \frac{K_n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

$$I_p = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1539,6 \text{ A.}$$

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$

$$1539,6 \text{ A} \leq 2000 \text{ A.}$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с},$$

$$27,6 \text{ кА} \leq 254,6 \text{ кА.}$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$21,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 58,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

На стороне 10 кВ ГПП устанавливаются амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной энергии и счетчик реактивной энергии.

Определим сопротивление приборов:

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

$$R_{\text{приб}} = \frac{64,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Найдем полное вторичное сопротивление:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}},$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,96 \text{ Ом.}$$

По расчетному сечению провода $q = \frac{2,83}{0,94} = 3,02 \text{ мм}^2$ выбираем

алюминиевые провода сечением $q = 4 \text{ мм}^2$.

$$R_2 \approx Z_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}},$$

$$R_2 \approx Z_2 = 0,14 + 0,96 + 0,1 = 1,2 \text{ Ом.}$$

Выбираем трансформатор тока ТОЛ – СЭЦ – 10 – 2000 / 5.

8.6 Выбор трансформаторов напряжения

К трансформатору напряжения (ТН) подключаются 2 вольтметра, ваттметр, варметр, 7 счётчиков активной энергии и 7 счётчиков реактивной энергии суммарной мощностью $S_{\text{приб}} = 42 \text{ ВА}$.

Условие выбора по напряжению:

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$
$$42 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформатор напряжения НАЛИ – СЭЦ – 10 У2, класса точности 0,5.

8.7 Выбор ограничителей перенапряжений

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Выбираем ограничители перенапряжений на стороне 110 кВ – ОПН-П-110УХЛ1; на стороне 10 кВ – ОПН-П-10УХЛ2. В нейтраль силового трансформатора устанавливаем ОПНН – П – 110УХЛ1.

8.8 Выбор предохранителей

Предохранители необходимы для защиты измерительных ТН.:

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному току:

$$I_n \leq I_{ном},$$

$$I_n = \frac{\Sigma S_{приб.}}{\sqrt{3}U_M},$$

$$I_n = \frac{0.042}{1.73 \cdot 10.5} = 3.4 \cdot 10^{-3} \text{ А},$$

$$3.4 \cdot 10^{-3} \text{ А} \leq 2 \text{ А}.$$

Выбираем предохранитель ПКТ101–10–40 УЗ.

8.9 Выбор гибких шин

Выбираем гибкие шины на стороне 110 кВ. В качестве гибких шин используем провода марки АС.

1. Определяем сечение по экономической плотности тока:

$$q = \frac{I_{раб.ном}}{j_{эк}},$$

$$q = \frac{281,1}{1,1} = 255,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АС – 300.

2. Проверяем по длительно допустимому току

$$I_{раб.мах} < I_{дон},$$

$$281,1 \text{ А} < 700 \text{ А}.$$

Голые провода, проложенные на открытом воздухе, на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания не проверяются.

3. Выполним проверку на коронирование:

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

$$E_0 = 24,8 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,83 \text{ кВ / см},$$

$$E = 0,354 \frac{U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,51 \cdot \lg \frac{500}{1,51}} = 15,08 \text{ кВ/см},$$

Данное условие выполняется:

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

$$16,14 \leq 27,75.$$

Провод марки АС –300 проходит проверку и может быть использован на ПС в качестве гибкой ошиновки.

8.10 Выбор изоляторов

На стороне ВН для крепления гибких шин используются подвесные изоляторы, количество которых находится в зависимости от номинального напряжения $U_n = 110$ кВ.

Выбираем подвеску из 8 изоляторов типа ПС – СА.

На стороне НН выберем опорные изоляторы:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

$$F_{расч} \leq 0,6F_{разр},$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{\alpha} \cdot K_{\text{п}} \cdot 1 \cdot 10^{-7},$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{10.97^2}{130} \cdot 10^6 \cdot 0.5 \cdot 10^{-7} = 1.68 \text{ Н},$$

$$1,68 \text{ Н} \leq 3 \text{ Н}.$$

Выбираем опорные изоляторы типа ОНШ – 10 – 5 УХЛ1.

Выбираем проходные изоляторы на стороне НН:

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

$$F_{\text{расч}} \leq 0,6 F_{\text{разр}},$$

$$F_{\text{расч}} = 0.865 \frac{1.97^2}{130} \cdot 10^6 \cdot 0.5 \cdot 10^{-7} = 0.084 \text{ Н},$$

$$0,084 \text{ Н} \leq 1,8 \text{ Н}.$$

Выбираем проходные изоляторы типа ИП – 10/1600 – 4350 У.

9 Собственные нужды ГПП

Электроприемниками собственных нужд главной понизительной подстанции являются: электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов; устройства обогрева масляных высоковольтных выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них аппаратами и приборами; установки электрического освещения и электроотопления помещений; наружное освещение территории ГПП [8]. К наиболее ответственным потребителям относятся устройства управления, релейной защиты и автоматики, сигнализации и телемеханики. От этих устройств зависит работа основного оборудования ГПП и кратковременное прекращение их электроснабжения может привести к частичному или полному отключению подстанции. Электроприемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения основного оборудования ГПП или снижения передаваемой мощности, относят к неответственным.

Для надежного электроснабжения потребителей собственных нужд ГПП предусматривается установка не менее двух трансформаторов собственных нужд (СН). Для подстанций с одним силовым трансформатором электроснабжение второго трансформатора СН осуществляется от местных электрических сетей или при невозможности подключения к ним трансформатор СН подключается аналогично первому трансформатору СН. К трансформаторам собственных нужд ГПП могут быть подключены только потребители этой подстанции. Согласно схемам собственных нужд ГПП предусматривают присоединение трансформаторов СН к различным источникам питания (вводам силовых трансформаторов или секциям РУ). На стороне низкого напряжения трансформаторы собственных нужд должны работать отдельно с взаимным резервированием с помощью устройства автоматического ввода резерва. На ГПП с напряжением на стороне ВН 330 кВ и выше должно быть предусмотрено резервное питание СН от независимого источника питания.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузке в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности их загрузки и перегрузочной способности трансформаторов, но при этом не должна превышать мощности 630 кВА для подстанций 110-220 кВ.

На ГПП с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются через предохранители или выключатели к сборным шинам РУ 6-35 кВ, а при их отсутствии - к обмотке НН основных силовых трансформаторов подстанции. На ГПП с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы СН присоединяются через предохранители в промежутке между вводами низкого напряжения основного силового трансформатора и его вводным выключателем.

Потребителями собственных нужд на реконструируемой подстанции являются:

- Электродвигатели охлаждения трансформаторов с $P_{\text{ном}} = 5$ кВт;
- Подогрев шкафов КРУ с $P_{\text{ном}} = 1$ кВт;
- Подогрев приводов с $P_{\text{ном}} = 0,7$ кВт;
- Подогрев релейного шкафа с $P_{\text{ном}} = 1$ кВт;
- Освещение, вентиляция ЗРУ с $P_{\text{ном}} = 6$ кВт;
- Освещение ОРУ с $P_{\text{ном}} = 7$ кВт;
- Отопление с $P_{\text{ном}} = 22$ кВт;
- Эксплуатационные и ремонтные нагрузки с $P_{\text{ном}} = 31$ кВт;
- ОПУ с $P_{\text{ном}} = 40$ кВт.

Суммарная нагрузка собственных нужд с учетом коэффициента загрузки 0,7 равна $P_{\text{сн}} = 79,6$ кВт.

Таким образом, к установке на подстанции принимаем два трансформатора собственных нужд типа ТМ-40/10.

10 Расчёт защитного заземления и молниезащиты главной понизительной подстанции

10.1 Расчёт защитного заземления главной понизительной подстанции

Для нахождения необходимого числа вертикальных заземлителей принимаем:

- длина вертикальных стержней $l = 5$ м, диаметр стержней $d = 12$ мм;
- расстояние между соседними стержнями $a = 10$ м;
- сопротивление заземлителя согласно ПУЭ $R_z = 0,5$ Ом;
- в качестве горизонтального заземлителя используется стальная полоса размерами 40х4 мм;
- глубина заложения полосы под поверхностью земли $t = 0.5$ м;
- периметр подстанции равен

$$L = A + B \cdot 2,$$

$$L = (54 + 42) \cdot 2 = 192 \text{ м.}$$

- удельное сопротивление грунта типа песок $\rho = 60$ Ом·м.

1. Найдем сопротивление растеканию вертикального заземлителя:

$$R_c = \frac{0.366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right),$$

$$t' = t + \frac{l}{2},$$

$$t' = 0.5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м,}$$

$$\rho_{расч} = \rho \cdot K_c,$$

$$\rho_{расч} = 60 \cdot 1.25 = 75 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R_c = \frac{0.366 \cdot 75}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0.012} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 17.1 \text{ Ом}.$$

2. Определим необходимое число вертикальных заземлителей:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta},$$

$$N_c = \frac{17.1}{0.5 \cdot 0.63} \approx 54 \text{ шт.}$$

3. Определим сопротивление растеканию заземляющей полосы:

$$R_n = \frac{0.366 \cdot \rho_{расч}}{L} \cdot \lg \frac{L^2}{b \cdot t},$$

$$R_n = \frac{0.366 \cdot 4 \cdot 700}{192} \cdot \lg \frac{192^2}{0.04 \cdot 0.5} = 2.9 \text{ Ом}.$$

4. Определим действительное сопротивление растеканию заземляющей ПОЛОСЫ:

$$R_{n.к} = \frac{R_n}{\eta_n},$$

$$R_{n.к} = \frac{2.9}{0.32} = 8.9 \text{ Ом}.$$

5. Найдем сопротивление растеканию заземлителей, учитывая сопротивление горизонтального заземлителя:

$$R = \frac{R_{n.к} \cdot R_3}{R_{n.к} + R_3},$$

$$R = \frac{8,9 \cdot 0,5}{8,9 + 0,5} = 0,47 \text{ Ом.}$$

6. Определим уточненное количество стержней:

$$N'_c = \frac{R_c}{R \cdot \eta_c},$$

$$N'_c = \frac{17,1}{0,47 \cdot 0,68} \approx 53 \text{ шт.}$$

Окончательно принимаем 53 вертикальных стержня.

10.2 Молниезащита ГПП

Здания и сооружения ГПП защищаются молниеотводами от попадания молний.

Расчет защиты от попаданий молний заключается в определении зоны защиты и параметров молниеотвода.

Порядок расчета стержневого молниеотвода:

1. Найдем активную высоту молниеотвода, приняв его высоту равной $h = 30 \text{ м}$;

2. Определим высоту конуса:

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 25,5 \text{ м};$$

3. Определим радиус конуса:

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 36 \text{ м};$$

4. Найдем максимальную высоту защищаемого объекта (силовой

трансформатор на ГПП) $h_x = 5,7$ м;

5. Найдем максимальную полуширину зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0},$$
$$r_x = \frac{36 \cdot (25.5 - 5.7)}{25.5} = 27.95 \text{ м.}$$

На рисунке 10.1 представлен внешний вид зоны защиты стержневого молниеотвода.

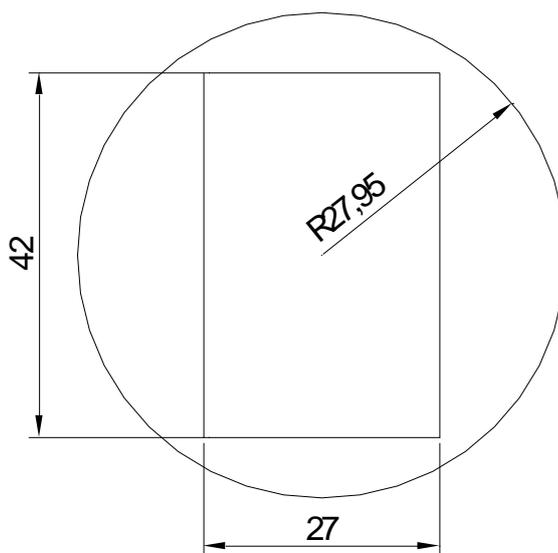


Рисунок 10.1 - Внешний вид зоны защиты стержневого молниеотвода

Заключение

Реконструкция электроснабжения 1 и 2 жилых кварталов микрорайона «Шлюзовой» с применением 2-х лучевой схемы направлена на повышение надежности и экономичности системы электроснабжения микрорайона в целом.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы бакалавра были произведены расчеты электрических нагрузок жилых домов и общественных зданий микрорайона города согласно РД 34.20.185-94 и СП 31-110-2003, произведен технико-экономический выбор оптимальной мощности силовых трансформаторов в результате которого выбран вариант с двумя силовыми трансформаторами ТРДН - 40000/110/10. Выбрано напряжение распределительной сети города 10 кВ как более экономичное чем напряжение 6 кВ. Определено необходимое количество трансформаторных подстанций – 41 шт. В качестве схемы распределительной сети выбрана двухлучевая схема электроснабжения с двухсторонним питанием. Выбраны и проверены кабели марки АПвЭКВ для распределительной сети микрорайона напряжением 10 кВ. Произведен расчет токов короткого замыкания. Выбраны электрические аппараты на стороне 110 кВ и 10 кВ ГПП. Произведен расчет мощности собственных нужд ГПП, защитного заземления и молниезащиты.

Список использованных источников

1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94. М.: Энергоатомиздат, 1995.
2. СП 31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. М.: Госстрой РФ, 2003.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание. М.: ДЕАН, 2014.
4. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
5. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков – Москва: Форум, 2014.
6. Гвоздев, С.М. Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
8. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.
9. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов. Учебное пособие / В.П. Шеховцов – М.: Форум, Инфра-М, 2015.
10. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы. Учебное пособие для вузов / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
11. Шведов, Г.В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение. Учебное

пособие / Г.В. Шведов, О.В. Скрипачева, О.В. Савченко – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

12. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.

13. Хорольский, В.Я. Прикладные методы для решения задач электроэнергетики. Учебное пособие / В.Я. Хорольский – Москва: Форум, 2015.

14. Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.

15. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.

16. Электроэнергетика. Учебное пособие / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Форум, 2013.

17. Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.

18. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. - М.: МЭИ, 2002.

19. Алиев, И.И. Кабельные изделия: Справочник/ И.И. Алиев. - М.: ИП РадиоСОФТ, 2011.

20. Соколов, Б.А. Монтаж электрических установок/ Б.А. Соколов, Н.Б. Соколова. - М.: Энергоатомиздат, 2012.

21. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промыш. предприятий / Э.А. Киреева - М.: КноРус, 2013.

22. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов/ В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2006.

23. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб.- метод. пособие для практ. занятий и курсового проектирования/ В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. - Тольятти: ТГУ, 2007.

24. Gellings, C. W. The future's smart delivery system / C. W. Gellings, M. Samotyj, B. Howe. - IEEE Power and Energy Magazine, vol. 2, no. 5, pp. 40-48, 2004.

25. Massoud, A. S. Toward a smart grid: power delivery for the 21st century / A.S. Massoud, B.F. Wollenberg. - Power and Energy Magazine, pp. 34 – 41, Vol. 3, no. 5, 2005.

26. Yan, Y. A Survey on Cyber Security for Smart Grid Communications / Y. Yan, Y. Qian, H. Sharif, D. Tipper. - Communications Surveys & Tutorials, pp. 998 – 1010, Vol. 14, no. 4, 2012.

27. Ramos, G. Analysis of Electrical Industrial Systems using Probabilistic Networks / G. Ramos, A. Torres, M. Rios. - Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina), pp. 505 – 511, Vol. 8, no. 5, 2010.

28. Ramos, L. Reliability Analysis of Industrial Electrical Systems Using Bayesian Networks Considering Power Quality and Security Characteristics Applied to the IEEE 493 Standard Network / L. Ramos, A. Gustavo, M.A. Torres, J.P. Rognon. - Latin America Transactions, pp. 605 – 610, Vol. 5, no. 8, 2007.