

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Разработка системы электроснабжения г. Тимашевск»

Студент

Д.В. Фомичев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

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

Тольятти 2020

Аннотация

Бакалаврская работа выполнена по теме «Разработка системы электроснабжения г. «Тимашевск».

Основными исходными данными, которые использовались при проектировании были: генеральный план города с расположением многоквартирных и индивидуальных домов, магазинов, зданий коммунально-бытового назначения и т.д., сведения об имеющемся источнике питания (главной понизительной подстанции, питающей город), исходные данные о размещенных на плане капитальных постройках. При выполнении ВКР были определены величины ожидаемых расчетных нагрузок по городу, определено количество и мощность трансформаторов, необходимых для установки на городских комплектных трансформаторных подстанциях и на ГПП от которой они запитаны, проведен анализ и выбор целесообразной схемы распределительной сети города, выполнен расчет токов короткого замыкания в точках, необходимых для проверки выбираемых электрических аппаратов на ГПП. Рассчитана молниезащита ГПП.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки объемом 69 страниц, содержащей 4 таблицы и 4 графических рисунка. Графическая часть работы представлена 6 чертежами, выполненными на стандартных листах формата А1.

Содержание

Введение	4
1. Расчет ожидаемых электрических нагрузок по городу «Тимашевску»	5
2. Определение типа и количества устанавливаемых на ГПП трансформаторов	15
3. Анализ и выбор целесообразной схемы распределительной сети города	31
4. Расчет и проверка кабельных линий для городской распределительной сети	33
5. Расчет токов короткого замыкания	37
6. Выбор и проверка электрических аппаратов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции	46
7. Определение электрических нагрузок собственных нужд подстанции	63
8. Определение параметров молниезащиты подстанции	65
Заключение	66
Список используемых источников	67

Введение

Система электроснабжения города должна удовлетворять ряду требований:

- создание безопасных условий функционирования системы электроснабжения;
- обеспечение требуемой надежности по электроснабжению электроприемников;
- обеспечение потребителей электроэнергией, соответствующей ГОСТ 32144-2013;
- баланс между малыми затратами на строительство и последующую эксплуатацию системы электроснабжения города;
- экологичность и минимизация негативного воздействия на окружающую среду.

Необходимо комплексное и взвешенное решение вопросов электроснабжения на всех уровнях городской системы электроснабжения, от отдельных потребителей до целых микрорайонов, так как в городе возможно совместное использование трансформаторных подстанций для электроснабжения как коммунально-бытовой, так и промышленной нагрузки [1-4].

Целью ВКР заключается в повышении надежности электроснабжения потребителей электроэнергии города «Тимашевска», обеспечении установленных в ГОСТ 32144-2013 требований к качеству и снижению потерь при передаче электрической энергии.

Задачами работы являются: расчет ожидаемых электрических нагрузок по городу «Тимашевску»; определение типа и количества устанавливаемых на ГПП трансформаторов; анализ и выбор целесообразной схемы распределительной сети города; расчет и проверка кабельных линий для городской распределительной сети; расчет токов короткого замыкания; выбор и проверка электрических аппаратов, устанавливаемых на ГПП и др.

1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок по городу «Тимашевску»

Для определения расчетных электрических нагрузок в городских сетях в соответствии с [5, 6] используются методы:

- удельных расчетных нагрузок, которые устанавливаются на квартиру (кВт/квар), единицу площади (кВт/м²), человека (кВт/чел) и т.д.

Метод применяется для определения расчетных нагрузок квартир, школ, детсадов, учреждений общественного питания и т.д.;

- коэффициента спроса; применяется для расчета отдельных групп силовых электроприемников.

При суммировании расчетных нагрузок разных групп ЭП используются коэффициенты, учитывающие несовпадение максимумов нагрузок этих групп ЭП во времени: коэффициенты одновременности, участия в максимуме и др.

Расчеты нагрузок проводятся параллельно с построением схемы электроснабжения.

Последовательность определения расчетных электрических нагрузок в городских сетях [1]:

1. Определяется ориентировочное значение суммарной расчетной нагрузки района (микрорайона) по удельным нагрузкам жилых и общественных зданий и площади микрорайона.

2. Ориентировочно выбирается число и мощность ТП, определяется состав потребителей каждой подстанции.

3. Определяются расчетные нагрузки на вводе в жилые и общественные здания (на шинах ВРУ или ГРЩ).

4. Определяется конфигурация схемы распределения электрической энергии на напряжении 0,38 кВ и определяются расчетные электрические нагрузки в элементах электрической сети 0,38 кВ и на шинах 0,4 кВ ТП.

5. Уточняется мощность трансформаторов ТП, определяются потери мощности в них и мощность на стороне ВН трансформаторов.

6. Выбирается схема распределения электроэнергии на стороне 6-10 кВ и определяются расчетные электрические нагрузки в элементах сети напряжением для нормальных и послеаварийных режимов.

7. Определяются расчетные электрические нагрузки на шинах РП (РУ) 6-10 кВ.

8. Для потребителей с суммарной установленной мощностью более 150 кВт¹ определяется расчетное значение коэффициента реактивной мощности и сравнивается с нормативным значением $\text{tg}\varphi_n$ в точке балансового разграничения сетей [7].

Если $\text{tg}\varphi_p > \text{tg}\varphi_n$, решаются вопросы компенсации реактивной мощности в сети потребителя и уточняются расчетные нагрузки.

Найдем расчетную нагрузку квартир для двух жилых домов с количеством квартир – 126 штук в первом доме и 144 штуки во втором, при этом высота обоих домов – 9 этажей, для приготовления пищи используется электричество:

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n,$$

$$P_{кв126} = 1,11 \cdot 126 = 140 \text{ кВт},$$

$$P_{кв144} = 1,11 \cdot 144 = 160 \text{ кВт}.$$

Определим реактивную нагрузку квартир:

$$Q = P_{кв} \cdot \text{tg}\varphi,$$

$$Q_{126} = 140 \cdot 0,2 = 28 \text{ кВАр},$$

$$Q_{144} = 160 \cdot 0,2 = 32 \text{ кВАр},$$

Найдем активную мощность лифтовых установок при условии, что в каждом из домов установлено по четыре лифтовые установки:

$$P_{пл} = K_c \cdot P_{ni} \cdot n_l,$$
$$P_{пл126} = 0,7 \cdot 15,7 \cdot 4 = 44 \text{ кВт},$$
$$P_{пл144} = 0,7 \cdot 15,7 \cdot 4 = 44 \text{ кВт}.$$

Определим реактивную нагрузку лифтов:

$$Q = K_c \cdot n_l \cdot P_{ni} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$
$$Q_{126} = 0,7 \cdot 4 \cdot 15,7 \cdot 1,335 = 58,7 \text{ кВАр},$$
$$Q_{144} = 0,7 \cdot 4 \cdot 15,7 \cdot 1,335 = 58,7 \text{ кВАр}$$

Приведение к нагрузке на шинах ТП осуществляется путем учета коэффициентов одновременности максимумов нагрузки и участия в максимуме, тогда активную мощность, потребляемую лифтами на шинах ТП определим, как:

$$P_p = P_{кв} \cdot K_o \cdot K_{у.м.},$$
$$P_{p126} = 44 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 27,7 \text{ кВт},$$
$$P_{p144} = 44 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 27,7 \text{ кВт}.$$

Также пересчитаем значение реактивной мощности лифтов на шинах ТП:

$$Q_p = Q \cdot K_o \cdot K_{у.м.},$$
$$Q_{p126} = 58,7 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 36,9 \text{ кВАр},$$
$$Q_{p144} = 58,7 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 36,9 \text{ кВАр},$$

Аналогичным образом производим расчет нагрузок для остальных многоквартирных домов, получающих питание от трансформаторных подстанций №61 и №62.

Для определения суммарной расчетной активной мощности на стороне 0,4 кВ города в [8] предлагается использовать следующее выражение:

$$P_{р.мк} = (P_{у.ж.д} + P_{у.о.з})F_{зд} \cdot 10^{-3},$$

где $P_{у.ж.д}$ – удельная расчетная нагрузка жилых домов ; $P_{у.о.з}$ – удельная расчетная нагрузка общественных зданий, равная 6 Вт/м²; $F_{зд}$ – общая площадь жилых зданий микрорайона, м².

Результаты расчета нагрузок для ТП №61 и №62 приведены в таблице 1.1.

Результаты выбора количества и номинальной мощности силовых трансформаторов, устанавливаемых на городских КТП приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Результаты определения расчетных электрических нагрузок по городу

№	Характеристика объекта	Адрес объекта	Многоэтажные жилые дома						
			Кол-во квартир $N_{кв}$, шт		$P_{1кв}$	P , кВт	Q , кВАр	Коэф. одновр. K_o	
			Тр-р №1	Тр-р №2				Тр-р №1	Тр-р №2
1	Многоквартирные дома	ул. 60 лет СССР, д. 16	60		1,3				
		ул. 60 лет СССР, д. 18		60	1,3				
		ул. 60 лет СССР, д. 20		60	1,3				
		ул. Полевая, д. 27		60	1,3				
		ул. Полевая, д. 21	90		1,2				
2	Лифтовые установки	ул. Полевая, д. 21				33	44,3	0,8	
3	Средняя школа №83 им. Герцена	ул. Олим-ая, д. 11							
		ул. Олим-ая, д. 11							
4	Продовольственный магазин «Магнит»	ул. Полевая, д. 25							
5	Супермаркет «Копилочка»	ул. Полевая, д. 23							

Продолжение таблицы 1.1

6	Медицинский центр	ул. Полевая, д. 19							
		ул. Полевая, д. 19							
7	Наружное освещение спорт. площадки								
8	Наружное уличное освещение								
9	Всего на шинах НН ТП								
10	Многоквартирные дома	ул. Олим-ая, д. 28		126	1,11				
		бульвар Тернистый, д. 11	144		1,1				
		ул. Олим-ая, д. 30		126	1,11				
		бульвар Тернистый, д. 13	144		1,1				
		ул. Олим-ая, д. 32		126	1,11				

Продолжение таблицы 1.1

11	Лифтовые установки	ул. Олим-ая, д. 28				44	58,7	0,7	
		бульвар Тернистый, д. 11				44	58,7		0,7
		ул. Олим-ая, д. 30				44	58,7	0,7	
		бульвар Тернистый, д. 13				44	58,7		0,7
		ул. Олим-ая, д. 32				44	58,7	0,7	
12	ЦТП								
13	Всего на шинах НН ТП								

Продолжение таблицы 1.1

№	Общественные здания				Итого на шинах 0,4 СТ				$S_{тр.ном},$ кВА	$K_{загр.}, \%$	
	$P_{осв}$	$P, \text{кВт}$	$Q, \text{кВАр}$	$K_{у.м.}$	Тр-р №1		Тр-р №2				
					$P, \text{кВт}$	$Q, \text{кВАр}$	$P, \text{кВт}$	$Q, \text{кВАр}$		Тр-р №1	Тр-р №2
1					78	15,6					
							78	15,6			
							78	15,6			
							78	15,6			
					108	21,6					
2				0,9	23,8	31,7					
3		70,5	36,1	0,6	43	21,96					
		74,5	46,2	0,6			44,7	27,72			
4		25	15,5	0,8	20	12,4					
5		25	15,5	0,8			20	12,4			
6		53,5	25,9	0,7	35,16	18,1					
		50	22,8	0,7			35,16	16			

Продолжение таблицы 1.1

7					36	17,4					
8							8,4	5,2			
9					389,3	130,94	411,9	166,02	КТП №61 2x630	65	70
					$S_p = 410,73 \text{ кВА}$		$S_p = 444 \text{ кВА}$				
10							120	23			
					138,4	26,6					
							120	23			
					138,4	26,6					
11				0,9	27,7	31,9					
				0,9			27,7	31,9			
				0,9	27,7	31,9					
				0,9			27,7	31,9			
				0,9	27,7	31,9					
12		33	16	0,7			23,1	11,2			
		31,9	15,4	0,7	22,3	10,8					
13					382	150,1	430,1	132,9	КТП №62 2x630	65,1	71,4
					$S_p = 410,43 \text{ кВА}$		$S_p = 450,24 \text{ кВА}$				

Таблица 1.2 - Результаты выбора количества и номинальной мощности силовых трансформаторов, устанавливаемых на городских КТП

№	№ подстанции	$N_{тр-в}, шт$	$S_{тр.ном}, кВА$
1	№14	1	400
2	№34	1	400
3	№43	1	250
4	№32	2	400
5	№35	2	250
6	№36	1	630
7	№40	1	160
8	№60	2	400
9	№59	1	400
10	№58	1	250
11	№50	1	250
12	№48	1	100
13	№30	1	160
14	№37	2	250
15	№41	1	160
16	№30	2	400
17	№31	2	400
18	№38	2	160
19	№61	2	630
20	№62	2	630
21	№63	1	400
22	№53	2	160
23	№39	2	250
24	№54	1	250
25	№55	1	160

2 Определение типа и количества устанавливаемых на ГПП трансформаторов

Режим продолжительных аварийных перегрузок возникает из-за выхода из строя некоторых элементов сети (послеаварийные режимы). Для двух и более трансформаторных подстанций это выход из строя одного из трансформаторов, отключение одной из питающих линий при отсутствии связи между трансформаторами на стороне ВН. Для однострансформаторных подстанций перегрузка возможна, если в схеме электроснабжения предусмотрена связь по вторичному напряжению с другой подстанцией. Кроме того, возможно увеличение нагрузок в процессе эксплуатации. В режиме продолжительных аварийных перегрузок возрастает термический износ изоляции и сокращается нормативный срок службы трансформатора. Чтобы такие перегрузки не привели к повреждениям трансформатора или снижению электрической прочности его изоляции, устанавливаются предельно допустимые значения аварийных перегрузок и их продолжительность [9, 10].

Допустимая аварийная перегрузка, выраженная в долях (процентах) номинального тока (мощности), называется коэффициентом допустимой перегрузки

$$k_{д.пер} = \frac{I_{д.пер}}{I_{н.т}} = \frac{S_{д.пер}}{S_{н.т}} \quad (2.1)$$

где $I_{д.пер}$, $S_{д.пер}$ — допустимый аварийный ток и мощность перегрузки; $I_{н.т}$, $S_{н.т}$ — номинальные ток и мощность трансформатора.

Значения допустимых аварийных перегрузок и их длительность зависят: от вида изолирующей и охлаждающей среды трансформатора (масло, жидкий диэлектрик, эпоксидная изоляция и др.); системы охлаждения трансформатора; температуры охлаждающей среды;

предшествующей нагрузки. Допустимые аварийные перегрузки регламентируются инструкциями заводов-изготовителей. Кроме того, значения допустимых аварийных перегрузок и их длительность установлены:

- в правилах эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП);
- ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91);
- ГОСТ 14695-80;
- нормах технологического проектирования по проектированию промышленных предприятий и других нормативно-технических документах.

Поскольку в городе располагается большое количество электроприемников, относящихся ко всем трем категориям по надежности электроснабжения, то номинальную мощность силовых трансформаторов, устанавливаемых на ГПП найдем по выражению [11, 12]:

$$S_{ном\ t} = \frac{S_{max.ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)}, \quad (2.2)$$

$$S_{ном\ t} = \frac{27,0 \cdot 0,8}{1,4 \cdot 1} = 15,4 \text{ МВА.}$$

Выбираем два ближайших больших по мощности трансформатора для дальнейшего сравнения:

$$S_{ном.т2} > S_{ном.т1} > S_{ном.т}, \quad (2.3)$$

$$25 \text{ МВА} > 16 \text{ МВА} > 15,4 \text{ МВА.}$$

От подстанции кроме города «Тимашевска» получает питание и ряд агропромышленных потребителей, включая сахарный завод и др. Поэтому для установки на ГПП трехобмоточные силовые трансформаторы ТДТН с номинальными напряжениями обмоток 110/35/10 кВ.

2.1 Расчет параметров первого варианта с установкой на ГПП двух СТ типа ТДГН - 16000/110/35/10

Используя справочные данные из электронной библиотеки Znanium.com выписываем параметры выбранного трансформатора:

$$\Delta P_{XX} = 21 \text{ кВт}; \quad I_{XX\%} = 0.8\%; \quad \Delta P_{K3} = 100 \text{ кВт}; \quad U_{к_{BH-CH}} = 10.5\%, \\ U_{к_{BH-НН}} = 17.5\%, \quad U_{к_{CH-НН}} = 6.5\%.$$

Определяем значение потерь реактивной мощности в СТ ГПП в режиме XX, т.е. потери которые всегда присутствуют в трансформаторе при его работе [13, 14]:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном\ t}, \quad (2.4)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,8}{100} \cdot 16000 = 128 \text{ квар.}$$

Определяем значение потерь активной мощности в СТ ГПП в режиме XX:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{um} \cdot Q_{xx}, \quad (2.5)$$

$$P'_{xx} = 21 + 0,05 \cdot 128 = 27,4 \text{ кВт.}$$

Используя справочные данные определяем напряжения КЗ для обмоток высокого, среднего и низкого напряжения СТ:

$$U_{кв} = 0.5 \cdot (U_{к_{BH-CH}} + U_{к_{BH-НН}} - U_{к_{CH-НН}}), \quad (2.6)$$

$$U_{кв} = 0.5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%,$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot (U_{к_{BH-CH}} + U_{к_{CH-НН}} - U_{к_{BH-НН}}), \quad (2.7)$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0\%.$$

$$U_{кн} = 0.5 \cdot (U_{к_{BH-НН}} + U_{к_{CH-НН}} - U_{к_{BH-CH}}), \quad (2.8)$$

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

Определяем значение потерь реактивной мощности в СТ ГПП в режиме КЗ:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{НОМ.Т}, \quad (2.9)$$

$$Q_{к.вн} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1720 \text{ квар};$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{НОМ.Т}, \quad (2.10)$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 16000 = 0 \text{ квар}.$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{НОМ.Т}, \quad (2.11)$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 16000 = 1080 \text{ квар}.$$

Определяем значение приведенных потерь активной мощности в СТ ГПП в режиме КЗ:

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot \Delta P_{к}, \quad (2.12)$$

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot 100 = 50 \text{ кВт};$$

$$P_{к.вн}' = P_{к.вн} + K_{уп} \cdot Q_{к.вн}; \quad (2.13)$$

$$P_{к.вн}' = 50 + 0,05 \cdot 1720 = 136 \text{ кВт};$$

$$P_{к.сн}' = P_{к.сн} + K_{уп} \cdot Q_{к.сн}; \quad (2.14)$$

$$P_{к.сн}' = 50 + 0,05 \cdot 0 = 50 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн}' = P_{к.нн} + K_{уп} \cdot Q_{к.нн}; \quad (2.15)$$

$$P_{к.нн}' = 50 + 0,05 \cdot 1080 = 104 \text{ кВт};$$

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.сн}' + P_{к.нн}'; \quad (2.16)$$

$$P'_k = 136 + 50 + 104 = 290 \text{ кВт.}$$

Коэффициент загрузки обмотки 110 кВ на максимальной ступени годового графика нагрузки ПС:

$$K_{36} = \frac{S_{\text{ВНi}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (2.17)$$

$$K_{36} = \frac{13500}{16000} = 0.844.$$

Коэффициент загрузки обмотки 35 кВ на максимальной ступени годового графика нагрузки ПС:

$$K_{36} = \frac{S_{\text{СНi}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (2.18)$$

$$K_{36} = \frac{6250}{16000} = 0,391.$$

Коэффициент загрузки обмотки 10 кВ на максимальной ступени годового графика нагрузки ПС:

$$K_{36} = \frac{S_{\text{ННi}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (2.19)$$

$$K_{36} = \frac{7250}{16000} = 0,453.$$

Определяем приведённые суммарные потери активной мощности в силовых трансформаторах ГПП:

$$P'_m = P'_x + K_{\text{загр.в}}^2 \cdot P'_{\text{к.вн}} + K_{\text{загр.сн}}^2 \cdot P'_{\text{к.сн}} + K_{\text{загр.нн}}^2 \cdot P'_{\text{к.нн}}; \quad (2.20)$$

$$P_m' = 27,4 + 0,844^2 \cdot 136 + 0,391^2 \cdot 50 + 0,453^2 \cdot 104 = 153,2 \text{ кВт.}$$

Находим потери электрической энергии в режиме холостого хода в трансформаторах ГПП на каждой из ступеней годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i; \quad (2.21)$$

Суммарные потери в режиме холостого хода находим путем суммирования потерь по каждой ступени:

$$\Delta W_{xx} = \sum \Delta W_{xx,i}; \quad (2.22)$$

Находим потери электрической энергии в режиме короткого замыкания в трансформаторах ГПП на каждой из ступеней годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.сн} \cdot K_{зсн}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.нн} \cdot K_{знн}^2 \cdot T_i; \quad (2.23)$$

Суммарные потери в режиме короткого замыкания находим путем суммирования потерь по каждой ступени:

$$W_{кз} = \sum \Delta W_{кз,i}; \quad (2.24)$$

Общие потери электрической энергии в трансформаторах ГПП находим по формуле:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{квi} + \sum \Delta W_{кci} + \sum \Delta W_{кни}. \quad (2.25)$$

Результаты определения потерь в трансформаторах ГПП приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Результаты определения потерь в трансформаторах ГПП ТДТН - 16000/110/35/10

<i>N</i>	<i>S_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</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_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.с}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.н}$ <i>кВт·ч</i>
1	13.500	6.075	7.425	2	213	11672	0.844	0.380	0.464	10311	768	2385
2	13.199	5.940	7.259	2	426	23345	0.825	0.371	0.454	19713	1468	4560
3	12.871	5.792	7.079	2	319	17481	0.804	0.362	0.442	14037	1045	3247
4	11.680	5.256	6.424	2	517	28332	0.730	0.329	0.402	18735	1395	4334
5	11.238	5.057	6.181	2	213	11672	0.702	0.316	0.386	7145	532	1653
6	10.367	4.665	5.702	2	547	29976	0.648	0.292	0.356	15616	1163	3612
7	9.969	4.486	5.483	2	973	53320	0.623	0.280	0.343	25685	1912	5942
8	9.360	4.212	5.148	2	213	11672	0.585	0.263	0.322	4957	369	1147
9	8.916	4.012	4.904	2	365	20002	0.557	0.251	0.306	7707	574	1783
10	8.454	3.804	4.650	2	912	49978	0.528	0.238	0.291	17314	1289	4005
11	7.747	3.486	4.261	2	912	49978	0.484	0.218	0.266	14539	1082	3363
12	7.009	3.154	3.855	2	182	9974	0.438	0.197	0.241	2375	177	549
13	6.327	2.847	3.480	2	106	5809	0.395	0.178	0.217	1127	84	261
14	5.417	2.438	2.979	2	289	15837	0.339	0.152	0.186	2253	168	521
15	4.884	2.198	2.686	2	182	9974	0.305	0.137	0.168	1153	86	267
16	4.571	2.057	2.514	2	213	11672	0.286	0.129	0.157	1182	88	273

Продолжение таблицы 2.1

<i>N</i>	<i>S_{внi}, MBA</i>	<i>S_{снi}, MBA</i>	<i>S_{ннi}, MBA</i>	<i>n_i, шт</i>	<i>T_i, ч</i>	<i>ΔW_{x_i}, кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</i>	<i>ΔW_{к.вi}, кВт·ч</i>	<i>ΔW_{к.с}, кВт·ч</i>	<i>ΔW_{к.н}, кВт·ч</i>
17	4.295	1.933	2.362	2	152	8330	0.268	0.121	0.148	745	55	172
18	3.517	1.583	1.934	1	654	17920	0.220	0.099	0.121	4298	320	994
19	2.493	1.122	1.371	1	228	6247	0.156	0.070	0.086	753	56	174
20	2.083	0.937	1.146	1	608	16659	0.130	0.059	0.072	1401	104	324
21	1.757	0.791	0.966	1	152	4165	0.110	0.049	0.060	249	19	58
22	1.296	0.583	0.713	1	380	10412	0.081	0.036	0.045	339	25	78
Итоговые значения потерь ЭЭ по подстанции						424426				171635	12778	39703
												648542

Определяем граничное значение мощности нагрузки ПС при снижении ниже которого, экономически целесообразно отключать один из трансформаторов подстанции:

$$S_{э.пс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}}; \quad (2.26)$$

$$S_{э.пс} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{27,4}{290}} = 7 \text{ МВА.}$$

Суммарные потери электроэнергии в трансформаторах ГПП в режиме ХХ, КЗ и общие:

$$\Delta W_{пс} = 648542 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad \Sigma \Delta W_{хх} = 424426 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad \Sigma \Delta W_{кз} = 224116 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Стоимость годовых потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП составит:

$$I_{\Delta W_{пс}} = C_{э} \Delta W_{пс}, \quad (2.27)$$

$$I_{\Delta W_{пс}} = 2,828 \cdot 648542 = 1834 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные приведенные затраты на установку и эксплуатацию на ГПП трансформаторов ТДТН - 16000/110/35/10 будут равны:

$$Z_{пр} = E_H \cdot K + I = E_H \cdot K + I_{э} + I_{W_{пс}}, \quad (2.28)$$

$$Z_{пр} = 0,25 \cdot 28,184 \cdot 10^6 + 2,649 \cdot 10^6 + 1,834 \cdot 10^6 = 11,529 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

2.2 Расчет параметров первого варианта с установкой на ГПП двух СТ типа ТДТН - 25000/110/35/10

Используя справочные данные из электронной библиотеки Znanium.com выписываем параметры выбранного трансформатора:
 $\Delta P_{XX} = 28,5 \text{ кВт}; \quad I_{XX\%} = 0.7\%; \quad \Delta P_{K3} = 140 \text{ кВт}; \quad U_{k_{BH-CH}} = 10.5\%,$
 $U_{k_{BH-HH}} = 17.5\%, \quad U_{k_{CH-HH}} = 6.5\%.$

Определяем значение потерь реактивной мощности в СТ ГПП в режиме XX, т.е. потери которые всегда присутствуют в трансформаторе при его работе:

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

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 25000 = 175 \text{ квар.}$$

Определяем значение потерь активной мощности в СТ ГПП в режиме XX:

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

$$P'_{xx} = 28,5 + 0,05 \cdot 175 = 37,25 \text{ кВт.}$$

Используя справочные данные определяем напряжения КЗ для обмоток высокого, среднего и низкого напряжения СТ:

$$U_{k\theta} = 0.5 \cdot (U_{k_{BH-CH}} + U_{k_{BH-HH}} - U_{k_{CH-HH}}),$$

$$U_{k\theta} = 0.5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%,$$

$$U_{kc} = 0.5 \cdot (U_{k_{BH-CH}} + U_{k_{CH-HH}} - U_{k_{BH-HH}}),$$

$$U_{kc} = 0.5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0\%.$$

$$U_{ku} = 0.5 \cdot (U_{k_{BH-HH}} + U_{k_{CH-HH}} - U_{k_{BH-CH}}),$$

$$U_{ku} = 0.5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%.$$

Определяем значение потерь реактивной мощности в СТ ГПП в режиме КЗ:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{НОМ.Т},$$

$$Q_{к.вн} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2687 \text{ квар};$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{НОМ.Т},$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{ квар}.$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{НОМ.Т},$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1687,5 \text{ квар}.$$

Определяем значение приведенных потерь активной мощности в СТ ГПП в режиме КЗ:

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot \Delta P_{к},$$

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot 140 = 70 \text{ кВт};$$

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

$$P_{к.вн}' = 70 + 0,05 \cdot 2687,5 = 204,4 \text{ кВт};$$

$$P_{к.сн}' = P_{к.сн} + K_{ин} \cdot Q_{к.сн};$$

$$P_{к.сн}' = 70 + 0,05 \cdot 0 = 70 \text{ кВт};$$

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

$$P_{к.нн}' = 70 + 0,05 \cdot 1687,5 = 154,4 \text{ кВт};$$

$$P_{к}' = P_{к.вн}' + P_{к.сн}' + P_{к.нн}';$$

$$P_{к}' = 204,4 + 70 + 154,4 = 428,8 \text{ кВт}.$$

Коэффициент загрузки обмотки 110 кВ на максимальной ступени годового графика нагрузки ПС:

$$K_{36} = \frac{S_{ВНi}}{S_{НОМ.Т}},$$
$$K_{36} = \frac{13500}{25000} = 0.54.$$

Коэффициент загрузки обмотки 35 кВ на максимальной ступени годового графика нагрузки ПС:

$$K_{36} = \frac{S_{СНi}}{S_{НОМ.Т}},$$
$$K_{36} = \frac{6250}{25000} = 0,25.$$

Коэффициент загрузки обмотки 10 кВ на максимальной ступени годового графика нагрузки ПС:

$$K_{36} = \frac{S_{ННi}}{S_{НОМ.Т}},$$
$$K_{36} = \frac{7250}{25000} = 0,29.$$

Определяем приведённые суммарные потери активной мощности в силовых трансформаторах ГПП:

$$P_m' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{к.вн}' + K_{загр.сн}^2 \cdot P_{к.сн}' + K_{загр.нн}^2 \cdot P_{к.нн}';$$
$$P_m' = 27,4 + 0,844^2 \cdot 136 + 0,391^2 \cdot 50 + 0,453^2 \cdot 104 = 153,2 \text{ кВт}.$$

Находим потери электрической энергии в режиме холостого хода в трансформаторах ГПП на каждой из ступеней годового графика нагрузки:

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

Суммарные потери в режиме холостого хода находим путем суммирования потерь по каждой ступени:

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

Находим потери электрической энергии в режиме короткого замыкания в трансформаторах ГПП на каждой из ступеней годового графика нагрузки:

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

Суммарные потери в режиме короткого замыкания находим путем суммирования потерь по каждой ступени:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i};$$

Общие потери электрической энергии в трансформаторах ГПП находим по формуле:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{kvi} + \Sigma \Delta W_{kci} + \Sigma \Delta W_{kni}.$$

Результаты определения потерь в трансформаторах ГПП приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Результаты определения потерь в трансформаторах ГПП ТДТН - 25000/110/35/10

<i>N</i>	<i>S_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</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_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.с}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.н}$ <i>кВт·ч</i>
1	13.500	6.075	7.425	2	213	15869	0.540	0.243	0.297	6347	440	1450
2	13.199	5.940	7.259	2	426	31737	0.528	0.238	0.290	12134	842	2773
3	12.871	5.792	7.079	2	319	23766	0.515	0.232	0.283	8640	599	1974
4	11.680	5.256	6.424	2	517	38517	0.467	0.210	0.257	11532	800	2635
5	11.238	5.057	6.181	2	213	15869	0.450	0.202	0.247	4398	305	1005
6	10.367	4.665	5.702	2	547	40752	0.415	0.187	0.228	9612	667	2196
7	9.969	4.486	5.483	2	973	72489	0.399	0.179	0.219	15810	1097	3613
8	9.360	4.212	5.148	2	213	15869	0.374	0.168	0.206	3051	212	697
9	8.916	4.012	4.904	2	365	27193	0.357	0.160	0.196	4744	329	1084
10	8.454	3.804	4.650	2	912	67944	0.338	0.152	0.186	10657	739	2435
11	7.747	3.486	4.261	2	912	67944	0.310	0.139	0.170	8949	621	2045
12	7.009	3.154	3.855	2	182	13559	0.280	0.126	0.154	1462	101	334
13	6.327	2.847	3.480	2	106	7897	0.253	0.114	0.139	694	48	159
14	5.417	2.438	2.979	2	289	21531	0.217	0.098	0.119	1387	96	317
15	4.884	2.198	2.686	2	182	13559	0.195	0.088	0.107	710	49	162
16	4.571	2.057	2.514	2	213	15869	0.183	0.082	0.101	728	50	166

Продолжение таблицы 2.2

<i>N</i>	<i>S_{внi}, MBA</i>	<i>S_{снi}, MBA</i>	<i>S_{ннi}, MBA</i>	<i>n_i, шт</i>	<i>T_i, ч</i>	<i>ΔW_{x_i}, кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</i>	<i>ΔW_{к.вi}, кВт·ч</i>	<i>ΔW_{к.с}, кВт·ч</i>	<i>ΔW_{к.н}, кВт·ч</i>
17	4.295	1.933	2.362	2	152	11324	0.172	0.077	0.094	458	32	105
18	3.517	1.583	1.934	1	654	24362	0.141	0.063	0.077	2645	183	604
19	2.493	1.122	1.371	1	228	8493	0.100	0.045	0.055	463	32	106
20	2.083	0.937	1.146	1	608	22648	0.083	0.037	0.046	863	60	197
21	1.757	0.791	0.966	1	152	5662	0.070	0.032	0.039	153	11	35
22	1.296	0.583	0.713	1	380	14155	0.052	0.023	0.029	209	14	48
Итоговые значения потерь ЭЭ по подстанции						577003				105646	7327	24140
												714116

Определяем граничное значение мощности нагрузки ПС при снижении ниже которого, экономически целесообразно отключать один из трансформаторов подстанции:

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

$$S_{э.пс} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{37,25}{428,8}} = 10,421 \text{ МВА.}$$

Суммарные потери электроэнергии в трансформаторах ГПП в режиме XX, КЗ и общие:

$$\Delta W_{пс} = 714116 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \Sigma \Delta W_{хх} = 577003 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \Sigma \Delta W_{кз} = 137113 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Стоимость годовых потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП составит:

$$I_{\Delta W_{пс}} = C_{э} \Delta W_{пс},$$

$$I_{\Delta W_{пс}} = 2,828 \cdot 714116 = 2020 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные приведенные затраты на установку и эксплуатацию на ГПП трансформаторов ТДТН - 25000/110/35/10 будут равны:

$$Z_{пр} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{W_{пс}},$$

$$Z_{пр} = 0,25 \cdot 44,038 \cdot 10^6 + 4,14 \cdot 10^6 + 2,02 \cdot 10^6 = 17,169 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

В результате расчетов было установлено, что приведенные затраты на установку на ГПП трансформаторов ТДТН - 25000/110/35/10 на 49% превышают затраты на вариант с трансформаторами ТДТН - 16000/110/35/10, который и принимаем для реализации на подстанции.

3 Анализ и выбор целесообразной схемы распределительной сети города

Питание трансформаторных подстанций осуществляется по двухлучевой схеме (рисунок 3.1). Двухлучевая схема предусматривает питание одной трансформаторной подстанции двумя линиями. Каждая из них питает свой трансформатор, на котором со стороны низшего напряжения установлены контакторы, автоматически переключающие нагрузку с одного трансформатора на другой при исчезновении напряжения на каком-либо из них. Каждая двухлучевая схема питает 3-5 ТП [15, 16].

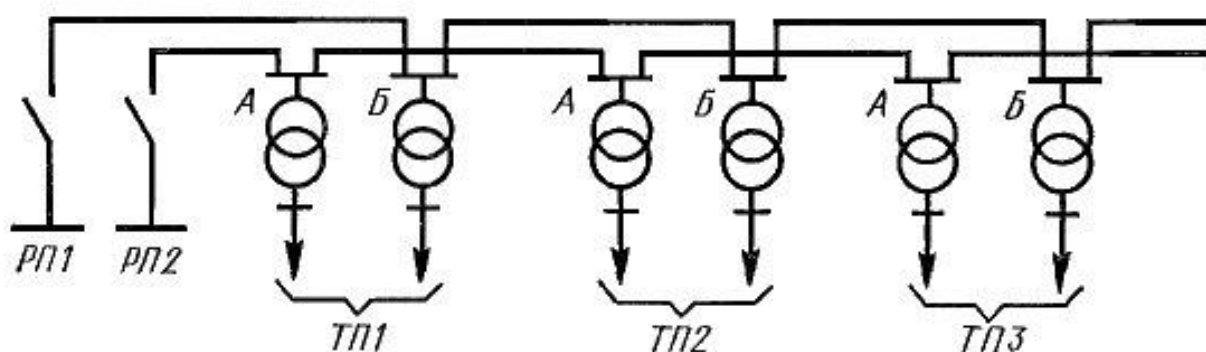


Рисунок 3.1 - Двухлучевая схема распределительной сети

Так как часть электроприемников города имеет I категорию, то принимаем число трансформаторов $n=2$ для каждой ТП с коэффициентом загрузки $k_3=0,7$. Нагрузки, подключенные к одной ТП, объединяются с учетом имеющегося плана расположения возводящихся зданий.

Для установки на ТП микрорайона выбираем современные трансформаторы - трансформаторы ТМГ, изготавливаемые ООО «Тольяттинский Трансформатор». Внешний вид выбранного трансформатора приведен на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 - Трансформатор ТМГ 630/10

Для потребителей жилых и общественных зданий микрорайона в соответствии с СП 31-110-2003 компенсация реактивной нагрузки не требуется.

4 Расчет и проверка кабельных линий для городской распределительной сети

Найдем расчетный ток в кабельной линии [17, 18]:

$$I_{\text{расч.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}; \quad (4.1)$$

$$S_{\text{р.л.}} = S_{\text{ном.т}} \cdot n \cdot K_3 \cdot K_{\text{ум}}. \quad (4.2)$$

Расчетный ток в кабельной линии от ГПП до ТП17:

$$I_{1 \text{ расч}} = \frac{0,85 \cdot (400 + 630 + 630 + 160 + 250) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 86 \text{ А.}$$

Расчетный ток в кабельной линии от ТП17 до ТП19:

$$I_{2 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot (630 + 630 + 160 + 250) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 70 \text{ А.}$$

Расчетный ток в кабельной линии от ТП19 до ТП20:

$$I_{3 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot (630 + 160 + 250) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 43 \text{ А.};$$

Расчетный ток в кабельной линии от ТП20 до ТП22:

$$I_{4 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot (160 + 250) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 17 \text{ А.}$$

Расчетный ток в кабельной линии от ТП22 до ТП61:

$$I_{5 \text{ расч}} = \frac{0,85 \cdot 250 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11 \text{ А.}$$

Определим максимальный ток в линии при отключении второй цепи:

$$I_{i.ав} = \frac{S_{ав.л}}{\sqrt{3}U_H}; \quad (4.3)$$

$$I_{1ав.} = \frac{0,85 \cdot (400 + 2 \cdot 630 + 2 \cdot 630 + 2 \cdot 160 + 250) \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 146 \text{ А;}$$

$$I_{2 \text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot (2 \cdot 630 + 2 \cdot 630 + 2 \cdot 160 + 250) \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 129 \text{ А;}$$

$$I_{3 \text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot (2 \cdot 630 + 2 \cdot 160 + 250) \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 76 \text{ А;}$$

$$I_{4 \text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot (2 \cdot 160 + 250) \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 24 \text{ А;}$$

$$I_{5 \text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot 250 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11 \text{ А.}$$

Сечение кабеля на напряжение 10 кВ определяется по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{р.л}}{j_{эк}}, \quad (4.4)$$

Учитывая указания, изложенные в подпункте 7.2.6 руководящего документа РД 34.20.185-94, касающиеся ограничения минимальных сечений кабелей, прокладываемых в земле, принимаем сечение выбранного кабеля типа АПвЭКВ не меньше 70 мм².

$$F_{э1} = 86 / 1,4 = 61 \text{ мм}^2, I_{дл.доп} = 171 \text{ А, сечение выбранного кабеля } 3 \times 70.$$

$$F_{э2} = 70 / 1,4 = 50 \text{ мм}^2, I_{дл.доп} = 171 \text{ А, сечение выбранного кабеля } 3 \times 70.$$

$$F_{33} = 43 / 1,4 = 31 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 171 \text{ А}, \text{ сечение выбранного кабеля } 3 \times 70.$$

$$F_{34} = 17 / 1,4 = 12 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 171 \text{ А}, \text{ сечение выбранного кабеля } 3 \times 70.$$

$$F_{35} = 11 / 1,4 = 8 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 171 \text{ А}, \text{ сечение выбранного кабеля } 3 \times 70.$$

Все принятые сечения кабелей проверяются на допустимый перегрев:

$$I_{\text{идоп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (4.5)$$

$$I_{\text{идоп}} > I_{\text{расч}}, \quad (4.6)$$

$$I_{1 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ А},$$

$$185 \text{ А} > 86 \text{ А},$$

$$I_{2 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ А},$$

$$185 \text{ А} > 70 \text{ А},$$

$$I_{3 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ А},$$

$$185 \text{ А} > 43 \text{ А},$$

$$I_{4 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ А},$$

$$185 \text{ А} > 17 \text{ А},$$

$$I_{5 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ А},$$

$$185 \text{ А} > 11 \text{ А}.$$

Выбранные кабели проходят проверку на перегрев.

Выполним проверку на не превышение длительно допустимого тока кабелей в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{идоп.ав.}} = 1,3 \cdot I_{\text{идоп}}, \quad (4.7)$$

$$I_{\text{идоп.ав.}} > I_{\text{тав}}, \quad (4.8)$$

$$I_{1 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ А},$$

$$241 \text{ А} > 146 \text{ А},$$

$$I_{2 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ А},$$

$$241 \text{ A} > 129 \text{ A},$$

$$I_{3 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 76 \text{ A},$$

$$I_{4 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 24 \text{ A},$$

$$I_{5 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 11 \text{ A}.$$

Выбранные кабели проходят проверку по максимальному току послеаварийного режима.

Определим потери в линиях до самой удаленной подстанции от центра питания [19]:

$$\Delta U = I_{\text{ав}} \cdot r \cdot \cos\varphi, \quad (4.9)$$

$$\Delta U_{\text{л1}} = 146 \cdot 0,443 \cdot 2,58 \cdot 0,95 = 159 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{л2}} = 159 + 129 \cdot 0,443 \cdot 0,79 \cdot 0,95 = 202 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{л3}} = 202 + 76 \cdot 0,443 \cdot 0,72 \cdot 0,95 = 225 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{л4}} = 225 + 24 \cdot 0,443 \cdot 0,65 \cdot 0,95 = 232 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{л5}} = 232 + 11 \cdot 0,443 \cdot 0,76 \cdot 0,95 = 235 \text{ В}.$$

Максимальные суммарные потери напряжения до самой удаленной ТП не превышают 2,4%, что удовлетворяет требованиям ГОСТ 32144-2013.

5 Расчет токов короткого замыкания

Для приближенной оценки КЗ допустимо считать удаленным, если расчетная точка КЗ находится по отношению к генератору (или синхронному компенсатору) за двумя и более трансформаторами или за реактором (кабельной линией), сопротивление которого превышает сверхпереходное сопротивление генератора или синхронного компенсатора более чем в два раза. Для синхронного или асинхронного электродвигателя КЗ допустимо считать удаленным, если расчетная точка КЗ находится на другой ступени напряжения сети (т.е. за трансформатором) или за реактором, кабелем и т.д., сопротивление которого в два и более раз превышает сверхпереходное сопротивление электродвигателя.

Базисное значение мощности равно:

$$S_0 = 1000 \text{ МВА};$$

Напряжение внешней системы и мощность короткого замыкания со стороны системы:

$$U_H = 110 \text{ кВ}, \quad S_{K3} = 3000 \text{ МВА};$$

Характеристики питающей ЛЭП 110 кВ:

$$x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}, l = 10 \text{ км}, U_H = 110 \text{ кВ};$$

Характеристики кабельных линий напряжением 10 кВ:

Кабельная линия от ГПП до ТП17:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом/км} \quad l = 2,58 \text{ км} \quad U_H = 10 \text{ кВ}$$

Кабельная линия от ТП4 до ТП19:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом/км} \quad l = 0,79 \text{ км} \quad U_H = 10 \text{ кВ}$$

Кабельная линия от ТП19 до ТП20:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом/км} \quad l = 0,72 \text{ км} \quad U_H = 10 \text{ кВ}$$

Кабельная линия от ТП20 до ТП22:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом/км} \quad l = 0,65 \text{ км} \quad U_H = 10 \text{ кВ}$$

Кабельная линия от ТП22 до ТП3:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом/км} \quad l = 0,76 \text{ км} \quad U_H = 10 \text{ кВ}$$

Мощность установленного на ГПП трансформатора:

$$S_H = 16 \text{ МВА.}$$

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить расчетную схему, внешний вид которой представлен на рисунке 5.1 и ее схему замещения, которая представлена на рисунке 5.2.

Определяем сопротивления всех входящих в схему замещения элементов [20]:

$$x_C = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}}, \quad (5.1)$$

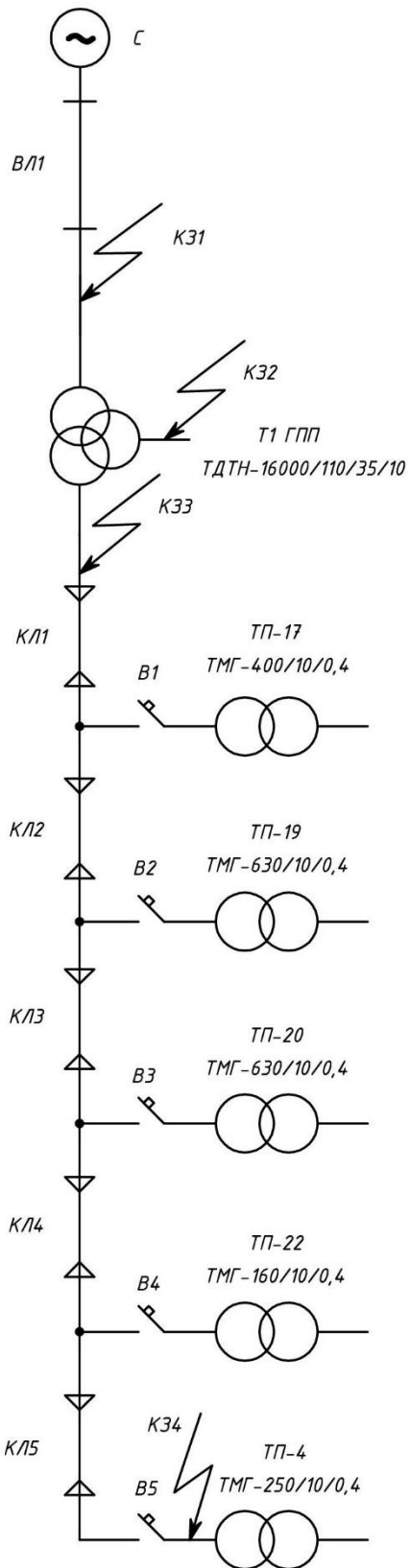


Рисунок 5.1 – Расчетная схема участка сети

схеме

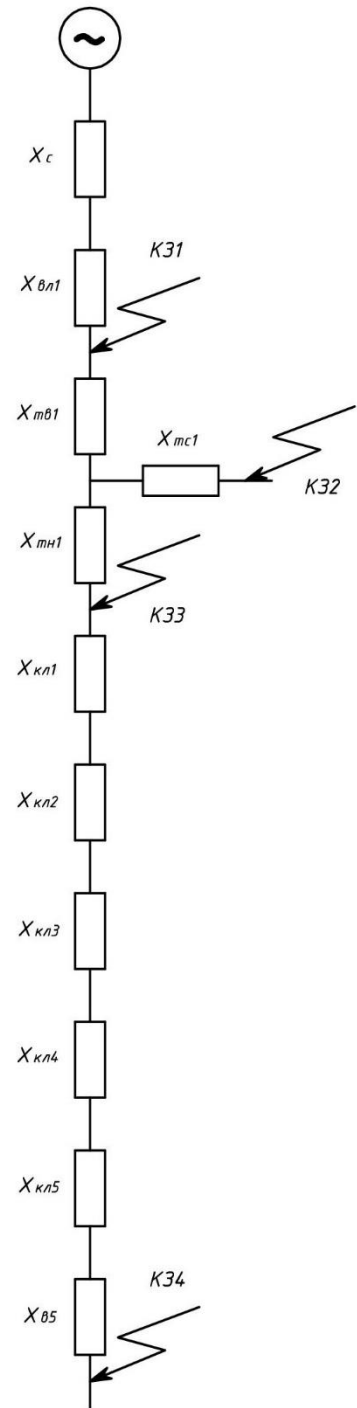


Рисунок 5.2 - Схема замещения, соответствующее расчетной

$$x_C = \frac{1000}{3000} = 0,333;$$

$$x_n = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2}, \quad (5.2)$$

$$x_n = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,302;$$

$$x_{TB} = \frac{U_{K.B.}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HT}}, \quad (5.3)$$

$$x_{TB} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,718;$$

$$x_{TC} = 0$$

$$x_{TH} = \frac{U_{K.H.}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HT}}, \quad (5.4)$$

$$x_{TH} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 4,531;$$

$$x_{\kappa l} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2}, \quad (5.5)$$

$$x_{\kappa l1} = 0,443 \cdot 2,58 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 10,367,$$

$$x_{\kappa l2} = 0,443 \cdot 0,79 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,174,$$

$$x_{\kappa l3} = 0,443 \cdot 0,72 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,893,$$

$$x_{\kappa l4} = 0,443 \cdot 0,65 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,611,$$

$$x_{\kappa l5} = 0,443 \cdot 0,76 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,054.$$

Найдем суммарное сопротивление до точки КЗ №1:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = x_c + x_n; \quad (5.6)$$

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = 0,333 + 0,302 = 0,635.$$

$$X_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l; \quad (5.7)$$

$$X_{0\Sigma} = 0,333 + 3 \cdot 0,302 = 1,239.$$

Ток трехфазного короткого замыкания определим из выражения:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}}, \text{ где } E = 1. \quad (5.8)$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{1}{0,635} = 1,575.$$

Сверхпереходное значение трехфазного тока в именованных единицах:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot I_{\sigma} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}; \quad (5.9)$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = 1,575 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,9 \text{ кА.}$$

Мгновенное значение ударного тока КЗ:

$$i_{y\kappa 1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\sigma} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}, \quad (5.10)$$

$$i_{y\kappa 1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,9 = 20,1 \text{ кА,}$$

Действующее значение ударного тока КЗ будет равно:

$$I_{y\kappa 1} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\sigma} - 1)^2}; \quad (5.11)$$

$$I_{y\kappa 1} = 7,9 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 11,9 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ в точке КЗ №1:

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)} \cdot U_H; \quad (5.12)$$

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot 7,9 \cdot 115 = 1574 \text{ МВА.}$$

Найдем суммарное сопротивление до точки КЗ №2:

$$x_{\Sigma 2} = x_c + x_l + x_{mv} + x_{mc};$$

$$x_{\Sigma 2} = 0,333 + 0,302 + 6,718 + 0 = 7,353;$$

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

$$X_{0S} = 0,333 + 3 \cdot 0,302 + 6,718 + 0 = 7,957;$$

Ток трехфазного короткого замыкания определим из выражения:

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

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{12,939} = 0,126;$$

Сверхпереходное значение трехфазного тока в именованных единицах:

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

$$I_{кз}^{(3)} = 0,126 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 2 \text{ кА.}$$

Мгновенное значение ударного тока КЗ:

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

$$i_{y \kappa 2} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 2 = 5,43 \text{ кА},$$

Действующее значение ударного тока КЗ будет равно:

$$I_{y \kappa 2} = I_{\kappa 3}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial} - 1)^2}.$$

$$I_{y \kappa 2} = 2 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 3,4 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ в точке КЗ №2:

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 3}^{(3)} \cdot U_n;$$

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 37 = 128, \text{ МВА}.$$

Найдем суммарное сопротивление до точки КЗ №3:

$$x_{\Sigma 3} = x_c + x_l + x_{mv} + x_{mn};$$

$$x_{\Sigma 3} = 0,333 + 0,302 + 6,718 + 4,531 = 11,884;$$

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

$$X_{\Sigma S} = 0,333 + 3 \cdot 0,302 + 6,718 + 4,531 = 12,488,$$

Ток трехфазного короткого замыкания определим из выражения:

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

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{1}{11,884} = 0,084.$$

Сверхпереходное значение трехфазного тока в именованных единицах:

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

$$I_{кз}^{(3)} = 0,084 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,6 \text{ кА.}$$

Мгновенное значение ударного тока КЗ:

$$i_{укз} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)},$$

$$i_{укз} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 4,6 = 11,8 \text{ кА.}$$

Действующее значение ударного тока КЗ будет равно:

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

$$I_{y\text{кз}} = 4,6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 7,2 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ в точке КЗ №3:

$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)} \cdot U_{н};$$

$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot 4,6 \cdot 10,5 = 79 \text{ МВА.}$$

Найдем суммарное сопротивление до точки КЗ №4:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_l + x_m + x_{кл1} + x_{кл2} + x_{кл3} + x_{кл4} + x_{кл5};$$

$$x_{\Sigma 4} = 0,333 + 0,302 + 12,304 + 10,367 + 3,174 + 2,893 + 2,611 + 3,054 = 35,038;$$

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

$$X_{0\Sigma} = 0,333 + 3 \cdot 0,302 + 12,304 + 3 \cdot 22,099 = 79,934,$$

Ток трехфазного короткого замыкания определим из выражения:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 4}},$$
$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{35,038} = 0,029.$$

Сверхпереходное значение трехфазного тока в именованных единицах:

$$I_{кз}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{кз}^{(3)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}};$$
$$I_{кз}^{(3)} = 0,029 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,6 \text{ кА.}$$

Мгновенное значение ударного тока КЗ:

$$i_{укз} = \sqrt{2} \cdot k_{yd} \cdot I_{кз}^{(3)},$$
$$i_{укз} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 1,6 = 4,3 \text{ кА.}$$

Действующее значение ударного тока КЗ будет равно:

$$I_{y \text{ кз}} = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{yd} - 1)^2};$$
$$I_{y \text{ кз}} = 1,6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 2,7 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ в точке КЗ №4:

$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)} \cdot U_n;$$
$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot 1,6 \cdot 10,5 = 30 \text{ МВА.}$$

6 Выбор и проверка электрических аппаратов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции

6.1 Выбор разъединителей

Найдем рабочий ток, протекающий через разъединитель при отключении одного из трансформаторов:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (6.1)$$

На стороне высокого напряжения трансформатора:

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 113 \text{ A.}$$

Условия выбора разъединителя:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (6.2)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ.}$$

- номинальный ток аппарата должен превышать максимальный рабочий ток в месте его размещения:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (6.3)$$

$$113 \text{ A} \leq 1000 \text{ A.}$$

Условия проверки разъединителя:

- электродинамическая устойчивость к ударному току КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (6.4)$$
$$20,1 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

- термическая устойчивость при протекании тока КЗ:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t, \quad (6.5)$$
$$7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

На стороне 110 кВ ГПП принимаем к установке разъединитель РЛНДЗ – 2-110/1000УХЛ1, удовлетворяющий указанным выше условиям.

На стороне среднего напряжения трансформатора:

$$I_{раб} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 370 \text{ А}.$$

Условия выбора разъединителя:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

- номинальный ток аппарата должен превышать максимальный рабочий ток в месте его размещения:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$

$$370 \text{ A} \leq 630 \text{ A}.$$

Условия проверки разъединителя:

- электродинамическая устойчивость к ударному току КЗ:

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c},$$

$$5,4 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА}.$$

- термическая устойчивость при протекании тока КЗ:

$$B_{\kappa} \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$5,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

На стороне 35 кВ ГПП принимаем к установке разъединитель РНДЗ – 1-35/630У1, удовлетворяющий указанным выше условиям.

6.2 Выбор высоковольтных выключателей

На стороне высокого напряжения трансформатора.

Условия выбора высоковольтного выключателя:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

- номинальный ток аппарата должен превышать максимальный рабочий ток в месте его размещения:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$

$$113 \text{ A} \leq 1600 \text{ A.}$$

Условия проверки высоковольтного выключателя:

- способность отключить ток короткого замыкания:

$$I_{п.т} \leq I_{ном.откл},$$

$$11,9 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$$

- электродинамическая устойчивость к ударному току КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$

$$20,1 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА.}$$

- термическая устойчивость при протекании тока КЗ:

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

$$28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1670 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

На стороне 110 кВ принимаем к установке высоковольтный выключатель ВЭБ-110-40/1600 УХЛ, удовлетворяющий указанным выше условиям.

На стороне среднего напряжения трансформатора.

Условия выбора высоковольтного выключателя:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ.}$$

- номинальный ток аппарата должен превышать максимальный рабочий ток в месте его размещения:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$
$$370 \text{ A} \leq 630 \text{ A}.$$

Условия проверки высоковольтного выключателя:

- способность отключить ток короткого замыкания:

$$I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{ном.откл}},$$
$$3,4 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}.$$

- электродинамическая устойчивость к ударному току КЗ:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$
$$5,4 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА}.$$

- термическая устойчивость при протекании тока КЗ:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}},$$
$$35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

На стороне 35 кВ принимаем к установке высоковольтный выключатель ВБЭТ-35-25/630УХЛ1, удовлетворяющий указанным выше условиям.

На стороне низкого напряжения трансформатора.

Условия выбора высоковольтного выключателя:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

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

- номинальный ток аппарата должен превышать максимальный рабочий ток в месте его размещения:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$
$$1295 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}.$$

Условия проверки высоковольтного выключателя:

- способность отключить ток короткого замыкания:

$$I_{п.т} \leq I_{ном.откл},$$
$$7,2 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

- электродинамическая устойчивость к ударному току КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$
$$11,8 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}.$$

- термическая устойчивость при протекании тока КЗ:

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

На стороне 10 кВ принимаем к установке вводной высоковольтный выключатель ВБЭ-10-20/1600УХЛ2, секционный и для коммутации отходящих линий ВБЭ-10-20/1600УХЛ2, ВБЭ-10-20/630УХЛ2.

6.3 Выбор заземлителя

Условия выбора заземлителя:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

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

Условия проверки высоковольтного заземлителя:

- электродинамическая устойчивость к ударному току КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$
$$20,1 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА}.$$

- термическая устойчивость при протекании тока КЗ:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$
$$85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем для заземления нейтралей силовых трансформаторов ГПП заземлители ЗОН-110М-УХЛ1.

6.4 Выбор измерительных трансформаторов тока

Найдем рабочий ток, протекающий через трансформатор тока при отключении одного из силовых трансформаторов [21]:

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 113 \text{ A.}$$

Нагрузкой трансформатора тока является амперметр с номинальной мощностью $S = 0,1 \text{ ВА}$.

Условия выбора трансформатора тока:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

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

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ.}$$

- номинальный ток аппарата должен превышать максимальный рабочий ток в месте его размещения:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$113 \text{ A} \leq 200 \text{ A.}$$

Условия проверки трансформатора тока:

- электродинамическая устойчивость к ударному току КЗ:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

$$20,1 \text{ кА} \leq 22,4 \text{ кА.}$$

- термическая устойчивость при протекании тока КЗ:

$$B_{\text{к}} \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1670 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

- сопротивление подключенных приборов не должно превышать установленного заводом изготовителем значения:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$
$$1,2 \text{ Ом} \leq 1,2 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2},$$
$$R_{\text{приб}} = \frac{0,1}{25} = 0,004 \text{ Ом}.$$

Тогда максимальное сопротивление проводов составит:

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

Что соответствует проводу сечением $q = \frac{2,83}{1,096} = 2,6 \text{ мм}^2$, окончательно принимаем к установке алюминиевый провод стандартного сечения $q = 4 \text{ мм}^2$.

Принимаем к установке трансформатор тока ТВТ 110–III–200/5, удовлетворяющий указанным выше условиям.

Найдем рабочий ток на стороне 35 кВ:

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

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 370 \text{ A.}$$

Условия выбора трансформатора тока:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ.}$$

- номинальный ток аппарата должен превышать максимальный рабочий ток в месте его размещения:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$

$$370 \text{ A} \leq 400 \text{ A.}$$

Условия проверки трансформатора тока:

- электродинамическая устойчивость к ударному току КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$

$$5,4 \text{ кА} \leq 10 \text{ кА.}$$

- термическая устойчивость при протекании тока КЗ:

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

$$35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Нагрузкой трансформатора тока являются: амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной электрической энергии.

Суммарное сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2},$$
$$R_{\text{приб}} = \frac{64,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Тогда максимальное сопротивление проводов составит:

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

Что соответствует проводу сечением $q = \frac{2,83}{0,96} = 3,02 \text{ мм}^2$, окончательно принимаем к установке алюминиевый провод стандартного сечения $q = 4\text{мм}^2$.

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

Принимаем к установке трансформатор тока ТВ – 35-I– 400/5, удовлетворяющий указанным выше условиям.

Найдем рабочий ток на стороне 10 кВ:

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

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1295 \text{ A.}$$

Условия выбора трансформатора тока:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

- номинальный ток аппарата должен превышать максимальный рабочий ток в месте его размещения:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$

$$1295 \text{ A} \leq 1500 \text{ A.}$$

Условия проверки трансформатора тока:

- электродинамическая устойчивость к ударному току КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$

$$11,8 \text{ кА} \leq 254 \text{ кА.}$$

- термическая устойчивость при протекании тока КЗ:

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

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

Нагрузкой трансформатора тока являются: амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной электрической энергии.

Суммарное сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2},$$
$$R_{\text{приб}} = \frac{64,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Тогда максимальное сопротивление проводов составит:

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

Что соответствует проводу сечением $q = \frac{2,83}{0,94} = 3,02 \text{ мм}^2$ окончательно

принимаем к установке алюминиевый провод стандартного сечения $q = 4\text{мм}^2$.

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

Принимаем к установке трансформатор тока ТПОЛ – 10 – 1500/5, удовлетворяющий указанным выше условиям.

6.5 Выбор трансформатора напряжения

На стороне среднего напряжения трансформатора:

К трансформатору напряжения подключены: 2 вольтметра, 1 ваттметр и 1 варметр, 7 счётчиков активной и реактивной электроэнергии с суммарной мощностью $S_{\text{приб}} = 35 \text{ ВА}$.

Условия выбора трансформатора напряжения:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

- мощность подключенной нагрузки не должна превышать установленного изготовителем значения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

$$35 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}.$$

Принимаем к установке трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1, удовлетворяющий указанным выше условиям.

На стороне низкого напряжения трансформатора:

Условия выбора трансформатора напряжения:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

- мощность подключенной нагрузки не должна превышать установленного изготовителем значения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

$$35 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}.$$

Принимаем к установке трансформатор напряжения НАМИ-10-95УХЛ2 , удовлетворяющий указанным выше условиям.

6.6 Выбор ограничителей перенапряжений

Условия выбора ограничителей перенапряжений:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

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

Принимаем к установке ограничители перенапряжений: на стороне ВН СТ – ОПН-110У1; на стороне СН СТ – ОПН-35У1; на стороне НН СТ – ОПН-10У1.

6.7 Выбор предохранителей

Предохранитель устанавливается для защиты от перегрузки и коротких замыканий в трансформаторе напряжения:

Условия выбора предохранителя:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

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

- номинальный ток аппарата должен превышать максимальный рабочий ток в месте его размещения:

$$I_n \leq I_{ном},$$

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

$$I_n = \frac{0.035}{1.73 \cdot 10.5} = 3.4 \cdot 10^{-3} \text{ А},$$

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

Принимаем к установке предохранитель ПКТ – 10 – 8/2 – 12,5 УЗ, удовлетворяющий указанным выше условиям.

6.8 Выбор гибких шин

Гибкие шины в ОРУ 110 кВ выполняются сталеалюминевым проводом марки АС.

1. Сечение проводника на напряжение выше 1000В определяется по экономической плотности тока:

$$q = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}},$$

$$q = \frac{113}{1,1} = 103 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее большее стандартное сечение проводника 120 мм².

2. Проверим выбранное сечение на нагрев током продолжительного режима:

$$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{дон}},$$

$$113 \text{ А} < 400 \text{ А}.$$

3. Выполним проверку на отсутствие коронирования:

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

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

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

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

Поскольку условие выполняется, то коронирование отсутствует:

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

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

Окончательно принимаем к установке в качестве гибкой ошиновки провода АС–120.

7 Определение электрических нагрузок собственных нужд подстанции

Нагрузками собственных нужд главной понизительной подстанции являются:

- электродвигатели системы охлаждения СТ мощностью $P_{ном} = 5 \text{ кВт}$;
- электрообогрев шкафов КРУ мощностью $P_{ном} = 1 \text{ кВт}$;
- электрообогрев приводов мощностью $P_{ном} = 0.7 \text{ кВт}$;
- электрообогрев шкафов релейной защиты мощностью $P_{ном} = 1 \text{ кВт}$;
- искусственное освещение и вентустановка ЗРУ мощностью $P_{ном} = 6 \text{ кВт}$;
- наружное электрическое освещение ОРУ мощностью $P_{ном} = 7 \text{ кВт}$;
- электроотопление мощностью $P_{ном} = 22 \text{ кВт}$;
- остальные электрические нагрузки с суммарной мощностью $P_{ном} = 31 \text{ кВт}$;
- нагрузки ОПУ мощностью $P_{ном} = 40 \text{ кВт}$.

Суммарная нагрузка собственных нужд составляет $P_{сн} = 113,7 \text{ кВт}$, а учитывая коэффициент загрузки $K_3=0,7$ нагрузка собственных нужд составит $P_{сн} = 79,6 \text{ кВт}$.

Для питания системы собственных нужд выбираем два трансформатора ТМ-40/10.

В качестве аппаратов защиты применим плавкие предохранители:

Условия выбора предохранителя:

- номинальное напряжение аппарата должно превышать значение напряжения в месте его размещения:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

- номинальный ток аппарата должен превышать максимальный рабочий ток в месте его размещения:

$$I_n \leq I_{ном},$$
$$2,19 \text{ А} \leq 3,2 \text{ А}.$$

Принимаем к установке предохранитель ПКТ-10-3,2-31,5УЗ, удовлетворяющий указанным выше условиям.

8 Определение параметров молниезащиты подстанции

Защиты подстанции от поражения молниевыми разрядами выполним при помощи стержневых молниеотводов.

1. Найдем значение активной высоты одиночного стержневого молниеотвода при его высоте равной $h = 30$ м:

$$h_a = h - h_x; \quad (8.1)$$

$$h_a = 30 - 12 = 18 \text{ м.}$$

2. Высота самого высокого из объектов подстанции, подлежащих защите $h_x = 12$ м;

3. Найдем полуширину зоны r_x на высоте от поверхности земли h_x :

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (8.2)$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 18 \cdot 1}{1 + \frac{12}{30}} = 21 \text{ м.}$$

Для защиты оборудования, размещенного на территории подстанции, от поражения молниями устанавливаем 4 стержневых молниеотвода.

Заключение

В выпускной квалификационной работе была разработана система электроснабжения города «Тимашевск».

При выполнении ВКР были определены величины ожидаемых расчетных нагрузок по городу, выполнен подробный расчет нагрузок от КТП №61 и №62.

Определено количество и мощность трансформаторов, необходимых для установки на 25 городских комплектных трансформаторных подстанциях. Максимальные суммарные потери напряжения до самой удаленной ТП не превышают 2,4%, что удовлетворяет требованиям ГОСТ 32144-2013

Поскольку в городе располагается большое количество электроприемников, относящихся ко всем трем категориям по надежности электроснабжения, то на ГПП устанавливаем два силовых трансформатора.

В результате расчетов было установлено, что приведенные затраты на установку на ГПП трансформаторов ТДТН - 25000/110/35/10 на 49% превышают затраты на вариант с трансформаторами ТДТН - 16000/110/35/10, который и принимаем для реализации на подстанции.

Питание трансформаторных подстанций КТП осуществляется по двухлучевой схеме.

Для питания системы собственных нужд выбираем два трансформатора ТМ-40/10.

Выполнен расчет токов короткого замыкания в точках, необходимых для проверки выбираемых электрических аппаратов на ГПП: высоковольтных выключателей; трансформаторов тока; трансформаторов напряжения; предохранителей; ограничителей перенапряжений. В качестве гибкой ошиновки выбраны провода АС-120.

Для защиты подстанции от поражения молниевыми разрядами установлено 4 стержневых молниеотвода.

Список используемых источников

1. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
2. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
3. Электрические сети – интернет сайт об электрических сетях и высоковольтном оборудовании [Электронный ресурс]. URL: <http://leg.co.ua> (дата обращения: 03.04.2020).
4. Short T. Electric power distribution handbook. Florida: CRC Press LLC, 2014. 898 p.
5. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс]: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 25.04.2020).
6. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
7. Cheng D., Zhang W., Wang K. Hierarchical reserve allocation with air conditioning loads considering lock time using Benders decomposition // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. №2. pp. 293-308.
8. Анчарова Т. В., Рашевская М.А., Стебунова. Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений [Электронный ресурс]: учебник , 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 415 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/982211> (дата обращения 17.04.2020).
9. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.

10. Beaty H.W. Handbook of electric power calculations. USA: McGraw-Hill Companies, 2016. 608 p.
11. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
12. Сазонова Т.В., Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учебное пособие. М.: Бибком, 2016. 110 с.
13. Вахнина В.В., Черненко А.Н., Самолина О.В., Рыбалко Т.А. Проектирование осветительных установок [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 107 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/3383/1/Vahnina%20Chernenko%20Samolina%20Ribalko_%20EUI_Z.pdf (дата обращения: 04.04.2020).
14. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 173 с.
15. Algarin J.M., Ramaswamy B., Weinberg I.N., Chen Y.J., Krivorotov I.N., Katine J.A., Shapiro B., Waks E. Frequency conversion of microwave signal without direct bias current using nanoscale magnetic tunnel junctions // Scientific Reports. 2019. №9 (1), 828-830.
16. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2016. 78 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 09.04.2020).
17. Комиссаров Ю.А., Бабокин Г.И. Общая электротехника и электроника : учебник. 2-е изд., испр. и доп. М. : ИНФРА-М, 2017. 479 с.
18. Hase Y. Handbook of Power System Engineering. England: John Wiley & Sons, 2013. 401 p.

- 19.Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению [Электронный ресурс]: учеб. пособие. 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 15.04.2020).
- 20.Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. 124 с.
- 21.Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2014. 68 с.