

АННОТАЦИЯ

В нижеизложенной выпускной квалификационной работе изложен процесс формирования проекта реконструкции электрической части тяговой подстанции «Жигулевское море» с заменой коммутационного оборудования, отвечающей за обеспечение питания электровозов.

Произведен анализ основного оборудования ТП Жигулевское море, в результате которого определено, что преобразовательные трансформаторы (УТМРУ-6300/6), выпрямители (ПВЭ-3, ПВЭ-5АУ1), быстродействующие выключатели (ВАБ-28, ВАБ-43, АБ-2/4) являются устаревшими. Проведен обзор существующих технических решений с целью выявления решения по реконструкции тяговой подстанции.

Кроме того, в выпускной квалификационной работе произведена оценка экономической эффективности, достигаемая за счет увеличения пропускной способности участка.

Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 58 страниц, содержит 3 таблицы, 8 рисунков, список использованных источников из 20 наименований, графическую часть на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

The title of the diploma paper is: «Reconstruction of substation 110/6 kV "Zhigulevskoe more"». This graduation work is about the process of forming a substation reconstruction project.

The subject of the graduation work is the substation 110/6 kV «Zhigulevskoe more », and, in particular, its electrical part. The key issue of the graduation work is the carrying out a reconstruction procedures for renovation of the electrical part of substation, with is necessary for rise of safety and efficiency of power equipment. We touch upon the problem of rusty, outdated power transformer and ineffective system of relay protection and a number of other types of structures, which should conform to the existing norms and regulations. We start with the statement of the problem and then logically pass over to its possible solutions.

We study the role of system of operative current in the functioning of the building as a single unified electrotechnical complex and analyze the technical condition of it. We also examine how voltage level affect to work conditions of power transformers and circuit-breakers and develop solutions to improve it.

In conclusion we'd like to stress that taking into consideration the fact that the substation has not undergone major repairs since the construction, the graduation project will allow us to fully prepare for the upcoming reconstruction. The technique applied has confirmed that the state of the electrical part of the substation does not comply with the existing norms and rules and needs reconstruction.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Расчет и выбор основных параметров системы тягового электроснабжения	6
1.1 Выбор числа понизительных трансформаторов	16
1.2 Выбор проводов контактной сети	20
1.3 Проверка выбранных проводников по условию нагрева.....	23
2 Расчет, выбор и проверка оборудования тяговой подстанции постоянного тока Жигулевское море.....	24
2.1 Выбор числа, типа и мощности преобразовательных агрегатов	25
2.2 Выбор тяговых трансформаторов	25
2.3 Определение структуры обеспечения собственных нужд.....	28
2.4 Выбор энергопроводов и аппаратуры.....	29
2.5 Расчет токов короткого замыкания	31
2.6 Осуществление проверки оборудования	36
2.7 Анализ соответствия имеющейся цепи избранных к установке высоковольтных выключателей 110 кВ.....	40
3 Замена вентильных блоков подстанции	44
4 Экономическая эффективность проекта реконструкции тяговой подстанции Жигулевское море	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	57

ВВЕДЕНИЕ

ОАО «РЖД» динамично развивается и постоянно стремится к улучшению качества своей работы.

В настоящее время в ОАО «РЖД» рассматривается вопрос об организации пропуска поездов повышенной массы, вследствие которой растет объем перевозок. Организация движения тяжеловесных и длинносоставных грузовых поездов отмечена в стратегии развития отрасли до 2030 года как одно из приоритетных направлений [5].

На сегодняшний день значительная часть электроэнергетической инфраструктуры железнодорожного транспорта (ЖДТ) России уже исчерпала ресурсы и требует замены или поэтапной реконструкции и обновления, так как в тяжеловесном движении должна быть гармония всех элементов, обеспечивающих провозную способность дорог. Вдобавок ко всему, необходимо сокращать эксплуатационные расходы, повышать эффективность использования имеющегося оборудования, а также переходить на энергосберегающие и ресурсосберегающие технологии.

В данной ВКР предложено техническое решение о реконструкции тяговой подстанции (ТП) Жигулевское море. Кроме того, был рассмотрен вариант о полной реконструкции ТП, но ввиду больших капитальных затрат он снят с рассмотрения. Единственным решением является вариант с выборочной заменой устаревшего оборудования или же модернизацией имеющегося. Замене подлежат некоторые устройства, к их числу относятся выключатели, выпрямители и т.п.

Защитные выключатели и коммутирующая аппаратура устройств электроснабжения во многом определяют надежность электроснабжения и обеспечивают бесперебойность работы электроснабжения при возникновении нештатных ситуаций.

1 Расчет и выбор основных параметров системы тягового электроснабжения

Выполнение ВКР начинается с расчета мощности подстанции, мощности понижающего трансформатора. Трансформатор выбирается в соответствии с [1] В течение 25-летнего срока службы средняя относительная износостойкость его изоляции не должна превышать 1, а наиболее нагретая точка обмотки и верхнего слоя масла являются нормируемыми [14].

Для определения нормального режима функционирования трансформатора необходимо знать поездные токи, которые достигают пиковых значений при восстановлении движения после массового простоя.

Разложение кривых поездных токов целесообразно выполнять, опираясь на методику, описанную в [9]

Так, чтобы найти средние и среднеквадратичные значения тока каждого из фидеров, необходимо разложить кривые поездного тока, а затем разить их на отрезки. По нижеприведенным формулам можно найти среднее значение поездного тока. Кривые поездного тока тяговой подстанции Жиг. Море представлены на рисунке 1.1.

$$I = \frac{1}{t_i} \cdot \sum_{i=1}^n I_{cp} \cdot t_i \quad (1.1)$$

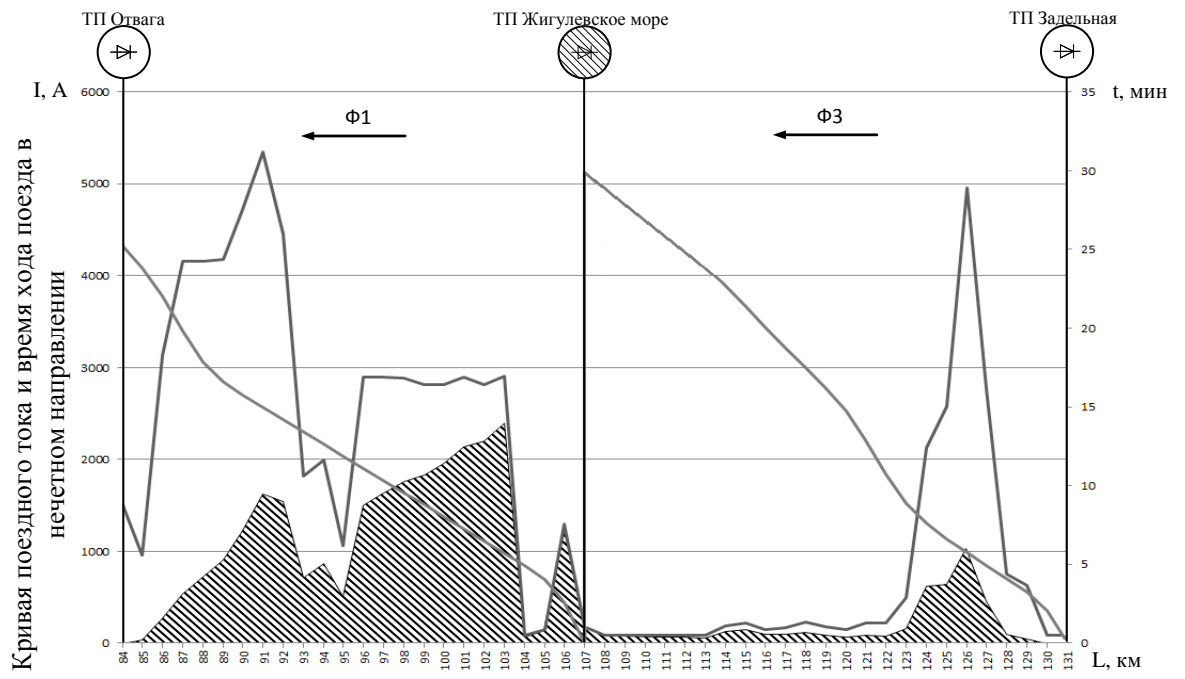
Среднеквадратичное значение поездного тока

$$I_{\phi}^2 = \frac{1}{t_i} \sum_{i=1}^n I_{icp}^2 \cdot t_i \quad (1.2)$$

где t – период прохождения поезда по зоне ответственности фидера, мин;

n_0 – численность отрезков кривой тока поезда;

$t_i, A.$ – усредненное значение поездного тока за отрезок времени



Профиль пути

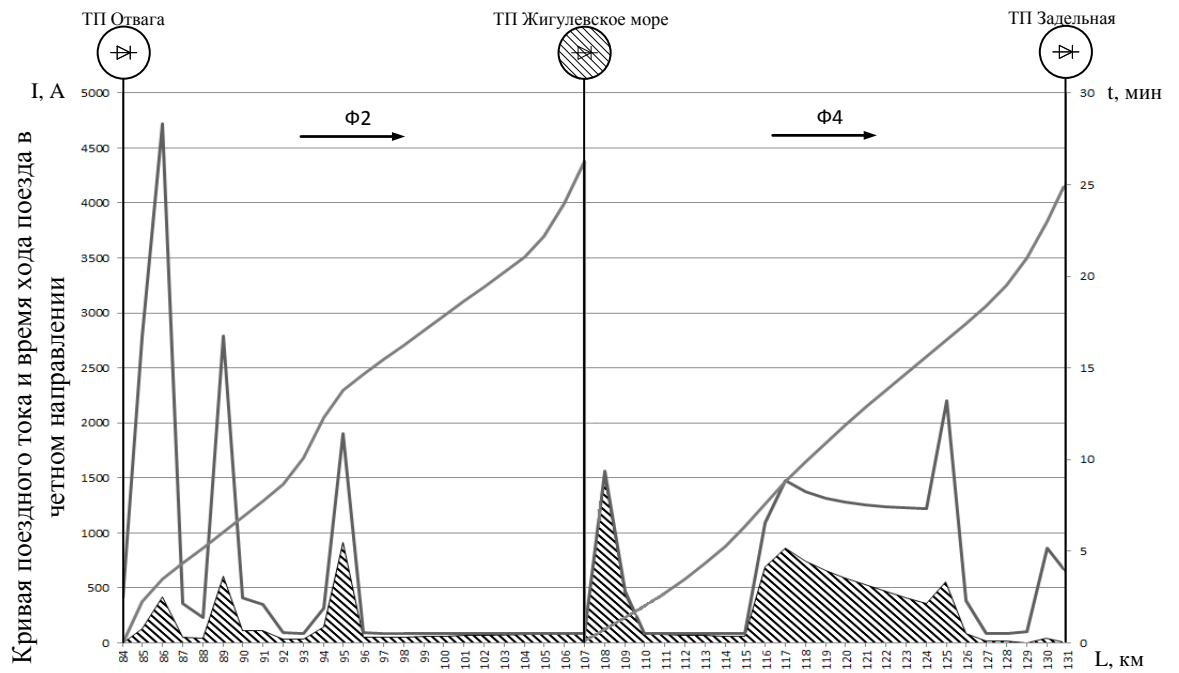
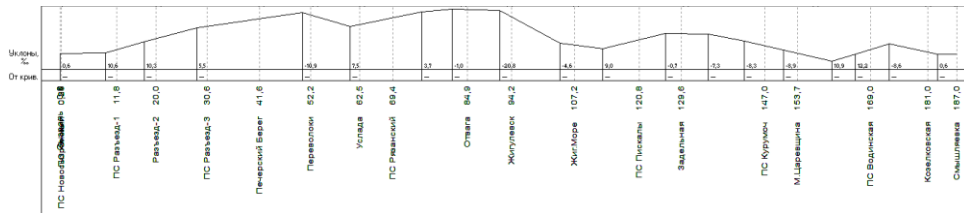


Рисунок 1.1 –Кривые поездного тока

Усредненное значение тока поезда неразложенной кривой:

$$\begin{aligned}
 I_1 = & \frac{1}{29,8} \cdot \left(\frac{1498 + 961}{2} \cdot 2,07 + \frac{961 + 3133}{2} \cdot 1,19 + \frac{3133 + 4153}{2} \cdot 0,84 + \right. \\
 & + \frac{4153 + 4160}{2} \cdot 0,83 + \frac{4160 + 4177}{2} \cdot 0,83 + \frac{4177 + 4719}{2} \cdot 0,84 + \\
 & + \frac{4719 + 4160}{2} \cdot 0,98 + \frac{5347 + 4457}{2} \cdot 1,29 + \frac{4457 + 1820}{2} \cdot 1,82 + \\
 & + \frac{1820 + 1997}{2} \cdot 2,18 + \frac{1997 + 1062}{2} \cdot 1,85 + \frac{1062 + 2891}{2} \cdot 1,43 + \\
 & + \frac{2891 + 2891}{2} \cdot 1,3 + \frac{2891 + 2890}{2} \cdot 1,3 + \frac{2890 + 2816}{2} \cdot 1,3 + \\
 & + \frac{2816 + 2816}{2} \cdot 1,3 + \frac{2816 + 2891}{2} \cdot 1,3 + \frac{2891 + 2816}{2} \cdot 1,3 + \\
 & + \frac{2816 + 2816}{2} \cdot 1,33 + \frac{2907 + 83}{2} \cdot 1,17 + \frac{83 + 149}{2} \cdot 0,96 + \\
 & \left. + \frac{149 + 1299}{2} \cdot 0,94 + \frac{1299 + 181}{2} \cdot 1,41 + \frac{181 + 83}{2} \cdot 2,61 = 2538,67 \text{ A} \right)
 \end{aligned}$$

Аналогично, находим следующие средние значения токов для неразложенной кривой:

$$I_2 = 738,95 \text{ A}$$

$$I_3 = 749,84 \text{ A}$$

$$I_4 = 794,02 \text{ A}$$

Усредненные токи разложенной кривой:

$$I_1 = 1134,92 \text{ A}$$

$$I_2 = 195,29 \text{ A}$$

$$I_3 = 178,37 \text{ A}$$

$$I_4 = 305,77 \text{ A}$$

Определяем эффективный ток по неразложенной кривой:

$$I_1^2 = \frac{1}{29,8} \cdot \frac{1498 + 961}{2}^2 \cdot 2,07 + \frac{961 + 3133}{2}^2 \cdot 1,19 +$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{4153 + 4160}{2}^2 \cdot 0,83 + \frac{4160 + 4177}{2}^2 \cdot 0,83 + \frac{4177 + 4719}{2}^2 \cdot 0,86 + \\
& + \frac{4719 + 5347}{2}^2 \cdot 0,83 + \frac{5347 + 4457}{2}^2 \cdot 0,83 + \frac{4457 + 1820}{2}^2 \cdot 1,82 + \\
& + \frac{1820 + 1997}{2}^2 \cdot 2,18 + \frac{1997 + 1062}{2}^2 \cdot 1,85 + \frac{1062 + 2891}{2}^2 \cdot 1,43 + \\
& + \frac{2891 + 2891}{2}^2 \cdot 1,3 + \frac{2891 + 2890}{2}^2 \cdot 1,3 + \frac{2890 + 2816}{2}^2 \cdot 1,3 + \\
& + \frac{2816 + 2816}{2}^2 \cdot 1,3 + \frac{2816 + 2891}{2}^2 \cdot 1,3 + \frac{2891 + 2816}{2}^2 \cdot 1,3 + \\
& + \frac{2816 + 2907}{2}^2 \cdot 1,33 + \frac{2907 + 83}{2}^2 \cdot 1,17 + \frac{83 + 149}{2}^2 \cdot 0,96 + \\
& + \frac{149 + 1299}{2}^2 \cdot 0,94 + \frac{1299 + 181}{2}^2 \cdot 1,41 + \frac{181 + 83}{2}^2 \cdot 2,61
\end{aligned}$$

$$I_1^2 = 7898941,86 \text{ A}$$

Прочие значение отыщем аналогично:

$$I_2^2 = 1409478,21 \text{ A}^2$$

$$I_3^2 = 1760670,21 \text{ A}^2$$

$$I_4^2 = 852643,78 \text{ A}^2$$

Эффективное значение тока для разложенной кривой.

Аналогично, находим следующие эффективные значения токов для разложенной кривой:

$$I_1^2 = 1707116,4 \text{ A}^2$$

$$I_2^2 = 83929,81 \text{ A}^2$$

$$I_3^2 = 80217,14 \text{ A}^2$$

$$I_4^2 = 184409,45 \text{ A}^2$$

Эти токовые нагрузки являются основой для определения характеристик фидеров.

Найдем средние и эффективные токи фидеров от всех поездов для дальнейшего выбора оборудования тяговой подстанции и его проверки на соответствие параметрам сети.

Полученные в ходе расчета значения сведем в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Результат расчета токов

Наименование		Значения параметров			
		Ф1	Ф2	Ф3	Ф4
I, А	Неразложенная кривая	2538,67	738,95	749,84	794,02
	Разложенная кривая	1134,92	195,29	178,37	305,7
\bar{I}^2, A^2	Неразложенная кривая	7898941,86	1409478,21	1760670,21	852643,78
	Разложенная кривая	1707116,4	83929,81	80217,14	184409,45
t, мин	Время хода по фидерной зоне	29,8	26,29	25,22	25,22

Расчет выполним по формуле:

$$I_{\phi} = \frac{n_{\phi} \cdot N}{N_0} \cdot I \quad (1.3)$$

Для эффективного тока при питании с двух сторон:

$$I_{\phi\text{э}}^2 = \frac{4}{3} \cdot n_{\phi} \cdot \gamma \cdot I_{\text{э}}^2 + n_{\phi} - \frac{4}{3} \cdot n_{\phi} \cdot \gamma \cdot I^2 \quad (1.4)$$

Параметр n_{ϕ} – предельное число поездов, одновременно находящихся в фидерной зоне.

$$n_{\phi} = \frac{t}{\theta_0} \quad (1.5)$$

Здесь N – число поездов в сутки в штатном режиме работы

$$N = \frac{M \cdot 1 + K_T \cdot K_H}{365 \cdot Q} \quad (1.6)$$

N_0 - номинальная способность к суточному пропусканию поездов

$$N_0 = \frac{1440}{\theta_0} \quad (1.7)$$

По формуле 1.5 найдем:

$$n_{\phi 1} = \frac{29}{20} = 1,45$$

$$n_{\phi 2} = \frac{26}{20} = 1,3$$

$$n_{\phi 3} = \frac{25}{20} = 1,25$$

$$n_{\phi 4} = \frac{25}{20} = 1,25.$$

Для дальнейших расчетов примем значения для второго и третьего фидеров равным 2.

$$N_{\text{чет}} = \frac{31200000 \cdot (1 + 0,45) \cdot 1,3}{365 \cdot 4400} = 37 \text{ шт}$$

$$N_{\text{нечет}} = \frac{31200000 \cdot (1 + 0,45) \cdot 1,3}{365 \cdot 4400} = 37 \text{ шт}$$

$$N_0 = \frac{1440}{20} = 72 \text{ шт}$$

Использование пропускной способности зависит от конкретного режима

– После окна:

$$\gamma_{\text{сг}} = \frac{N_{\text{сг}}}{N_0} = 0,9 \quad (1.8)$$

– Для пикового режима

$$\gamma_{\text{чет}} = \frac{N}{N_0} = \frac{37}{72} = 0,5 \quad (1.9)$$

Усреднённые значение токов поездов

– Для пикового режима:

$$I_{\phi 1} = 1,45 \cdot 1 \cdot 1134,92 = 1645,63 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = 1,3 \cdot 1 \cdot 195,29 = 253,87 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = 1,25 \cdot 1 \cdot 178,37 = 222,96 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = 1,25 \cdot 1 \cdot 305,77 = 382,2 \text{ A}.$$

– После окна

$$I_{\phi 1} = 1,45 \cdot 0,9 \cdot 1134,92 = 1481,07 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = 1,3 \cdot 0,9 \cdot 195,29 = 228,48 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = 1,25 \cdot 0,9 \cdot 178,37 = 200,66 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = 1,25 \cdot 0,9 \cdot 305,77 = 343,99 \text{ A}.$$

– В нормальном режиме:

$$I_{\phi 1} = 1,45 \cdot 0,5 \cdot 1134,92 = 836,99 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 195,29 = 129,12 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = 1,25 \cdot 0,5 \cdot 178,37 = 113,4 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = 1,25 \cdot 0,5 \cdot 305,77 = 194,4 \text{ A}.$$

Вычисляем эффективное значение поездных токов:

Для пикового режима:

$$I_{\phi \Sigma 1}^2 = \frac{4}{3} \cdot 1,45 \cdot 1 \cdot 1707116,4 + \left(1,45 - \frac{4}{3}\right) \cdot 1,45 \cdot 1^2 \cdot 1134,92^2$$

$$I_{\phi \Sigma 1}^2 = 3518318,4 \text{ A}^2$$

$$I_{\phi\Delta 2}^2 = \frac{4}{3} \cdot 1,3 \cdot 1 \cdot 83929,81 + 1,3 - \frac{4}{3} \cdot 1,3 \cdot 1^2 \cdot 195,29^2 =$$

$$I_{\phi\Delta 2}^2 = 130381,18 \text{ A}^2$$

$$I_{\phi\Delta 3}^2 = \frac{4}{3} \cdot 1,25 \cdot 1 \cdot 80217,14 + (1,25 - \frac{4}{3}) \cdot 1,25 \cdot 1^2 \cdot 178,37^2 =$$

$$I_{\phi\Delta 3}^2 = 143825,77 \text{ A}^2$$

$$I_{\phi\Delta 4}^2 = \frac{4}{3} \cdot 1,25 \cdot 1 \cdot 184409,45 + (1,25 - \frac{4}{3}) \cdot 1,25 \cdot 1^2 \cdot 305,77^2 =$$

$$I_{\phi\Delta 4}^2 = 297609,89 \text{ A}^2$$

После окна:

$$I_{\phi\Delta 1}^2 = \frac{4}{3} \cdot 1,45 \cdot 0,9 \cdot 1707116,4 + (1,45 - \frac{4}{3}) \cdot 1,45 \cdot 1^2 \cdot 1134,92^2 =$$

$$I_{\phi\Delta 1}^2 = 3146876,13 \text{ A}^2$$

$$I_{\phi\Delta 2}^2 = \frac{4}{3} \cdot 1,3 \cdot 0,9 \cdot 83929,81 + 1,3 - \frac{4}{3} \cdot 1,3 \cdot 1^2 \cdot 195,29^2 =$$

$$I_{\phi\Delta 2}^2 = 117641,33 \text{ A}^2$$

$$I_{\phi\Delta 3}^2 = \frac{4}{3} \cdot 1,25 \cdot 0,9 \cdot 80217,14 + 1,25 - \frac{4}{3} \cdot 1,25 \cdot 1^2 \cdot 178,37^2 =$$

$$I_{\phi\Delta 3}^2 = 129591,92 \text{ A}^2$$

$$I_{\phi\Delta 4}^2 = \frac{4}{3} \cdot 1,25 \cdot 0,9 \cdot 184409,45 + (1,25 - \frac{4}{3}) \cdot 1,25 \cdot 1^2 \cdot 305,77^2 =$$

$$I_{\phi\Delta 4}^2 = 268725,4 \text{ A}^2$$

Для нормального режима:

$$I_{\phi\Delta 1}^2 = \frac{4}{3} \cdot 1,45 \cdot 0,5 \cdot 1707116,4 + 1,45 - \frac{4}{3} \cdot 1,45 \cdot 1^2 \cdot 1134,92^2 =$$

$$I_{\phi\Delta 1}^2 = 1735007,17 \text{ A}^2$$

$$I_{\phi\Delta 2}^2 = \frac{4}{3} \cdot 1,3 \cdot 0,5 \cdot 83929,81 + 1,3 - \frac{4}{3} \cdot 1,3 \cdot 1^2 \cdot 195,29^2 =$$

$$I_{\phi\Delta 2}^2 = 67141,9 \text{ A}^2$$

$$I_{\Phi\varepsilon 3}^2 = \frac{4}{3} \cdot 1,25 \cdot 0,5 \cdot 80217,14 + 1,25 - \frac{4}{3} \cdot 1,25 \cdot 1^2 \cdot 178,37^2$$

$$I_{\Phi\varepsilon 3}^2 = 73564,75 \text{ A}^2$$

$$I_{\Phi\varepsilon 4}^2 = \frac{4}{3} \cdot 1,25 \cdot 0,5 \cdot 184409,45 + (1,25 - \frac{4}{3}) \cdot 1,25 \cdot 1^2 \cdot 305,77^2$$

$$I_{\Phi\varepsilon 4}^2 = 153802,49 \text{ A}^2$$

Определим среднюю нагрузку подстанции по постоянному току:

$$\bar{I}_n = \bar{I}_{\Phi 1} + \bar{I}_{\Phi 2} + \bar{I}_{\Phi 3} + \bar{I}_{\Phi 4} = \sum_{K=1}^M \bar{I}_{\Phi K} \quad (1.10)$$

Для пикового режима:

$$\bar{I}_n = 1645,63 + 253,87 + 222,96 + 382,2 = 2504,67 \text{ A}$$

После окна:

$$\bar{I}_n = 1481,07 + 228,48 + 200,66 + 343,99 = 2254,2 \text{ A}$$

В нормальном режиме:

$$\bar{I}_n = 836,99 + 129,12 + 113,4 + 194,4 = 1273,9 \text{ A}$$

Вычисляем квадрат эффективного тока ПС:

$$I_{эн}^2 = \left(\sum_{K=1}^M \bar{I}_{\Phi K} \right)^2 + \sum_{K=1}^M (I_{\Phi K\varepsilon}^2 - \bar{I}_{\Phi K}^2) \quad (1.11)$$

В пиковом режиме:

$$I_{эн}^2 = 2504,67^2 + 3518318,4 - 1645,63^2 + 130381,18 - 253,87^2 + \\ + 143825,77 - 222,96^2 + 297609,89 - 382,2^2 = 7395183,99 \text{ A}^2$$

После окна:

$$I_{\text{эн}}^2 = 2254,2^2 + 3146876,13 - 1481,07^2 + 117641,33 - 228,48^2 + \\ + 129591,92 - 200,66^2 + 268725,4 - 343,99^2 = 6339924,3 \text{ A}^2.$$

В нормальном режиме:

$$I_{\text{эн}}^2 = 1273,9^2 + 1735007,17 - 836,99^2 + 67141,9 - 129,12^2 + \\ + 73564,75 - 113,4^2 + 153802,49 - 194,4^2 = 2884491,86 \text{ A}^2.$$

Определим эффективную потребляемую мощность трех режимов:

$$S_{\text{э}} = I_{\text{э}} \cdot U_{\text{ш}} \cdot \frac{\eta}{\cos\varphi} \quad (1.12)$$

Для пикового режима:

$$S_{\text{э}} = 2719,4 \cdot 3,6 \cdot \frac{0,98}{0,96} = 9993,83$$

После окна:

$$S_{\text{э}} = 2517,9 \cdot 3,6 \cdot \frac{0,98}{0,96} = 9253,36$$

В нормальном режиме:

$$S_{\text{э}} = 1698,4 \cdot 3,6 \cdot 0,98/0,96 = 6241,54$$

Дальше вычислим эффективный ток обмоток трансформаторной установки для вышеозначенных режимов. Вычисления проводим по формуле:

$$I_{\text{э}} = \frac{S_{\text{э}}}{3 \cdot U} \quad (1.13)$$

Для пикового режима:

$$I_{\text{э}} = \frac{9993,83}{3 \cdot 10,5} = 317,26$$

После окна:

$$I_{\text{э}} = \frac{9253,36}{3 \cdot 10,5} = 293,76$$

В нормальном режиме:

$$I_{\text{э}} = \frac{6241,54}{3 \cdot 10,5} = 198,15$$

1.1 Выбор числа понизительных трансформаторов

Далее необходимо выбрать трансформатор, номинальная мощность которого будет принята в качестве базовой. Минимально допустимое ее значение определяем по выражению:

$$S_{\text{нт}} = \frac{S_{\text{н}}}{K_{\text{у}}} - S_{\text{р}} \quad (1.14)$$

Производим расчет:

$$S_{\text{нт}} = \frac{10}{0,97} - 2,5 = 7,8$$

Часть тока, приходящаяся на тягу поездов:

$$I_{\text{нт}} = \frac{S_{\text{нт}}}{3 \cdot U_{\text{ш}}} \quad (1.15)$$

Выполняем расчет:

$$I_{\text{нт}} = \frac{7,8 \cdot 10^6}{3 \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 247,9 \text{ А}$$

Производим определение интенсивности износа изоляции трансформатора:

$$\begin{aligned}
k_0 &= \frac{I_{\text{Э0}}}{I_{\text{НТ}}}; \\
k_{\text{сг}} &= \frac{I_{\text{Эсг}}}{I_{\text{НТ}}}; \\
k_{\text{наиб}} &= \frac{I_{\text{Энаиб}}}{I_{\text{НТ}}}.
\end{aligned}
\tag{1.16}$$

Если $k_{\text{max}} > 1,5$, надо выбирать трансформаторы помощнее.

$$\begin{aligned}
k_0 &= \frac{198,14}{247,9} = 0,8 \\
k_{\text{сг}} &= \frac{293,76}{247,9} = 1,18 \\
k_{\text{наиб}} &= \frac{317,26}{247,9} = 1,28
\end{aligned}$$

Коль скоро условие выполняется, а коэффициент не превышает 1,5, выбираем трансформатор на 10 МВА.

Определяем интенсивность износа изоляции трансформатора:

$$\bar{\chi} = A_{\text{сг}} \cdot L_{\text{обнаиб}} \cdot L_{\text{тсг}} \cdot \frac{T_{\text{вос}}}{24}
\tag{1.17}$$

Здесь:

$$A_{\text{сг}} = e^{-\alpha(\theta_{\text{оном}} - \theta_{\text{сг}})}
\tag{1.18}$$

$$L_{\text{обнаиб}} = \gamma_{\text{сг}} \cdot e^{\alpha(ak_{\text{наиб}}^2 + b)}
\tag{1.19}$$

$$L_{\text{мсг}} = e^{\alpha g (1 - \eta) k_{\text{сг}}^2 + k_0^2 + h}
\tag{1.20}$$

В крайнем выражении:

$$\eta = e^{-\frac{T_{\text{вос}} - t_0}{\tau_m}}
\tag{1.21}$$

Кроме того, возможно определить среднее время хода поездов по зоне фидеров по формуле:

$$t_0 = \frac{t_{\text{чет}} + t_{\text{нечет}}}{2} \quad (1.22)$$

Произведем последовательный расчет по вышеуказанным выражениям.

$$t_0 = \frac{11,7 + 11,3}{2} = 0,47 \text{ ч}$$

$$A_{\text{сг}} = e^{-0,155 \cdot (98-29)} = 0,00036$$

$$\eta = e^{-\frac{2,7-0,47}{2,5}} = 0,41$$

$$L_{\text{мсг}} = e^{0,115(39,7((1-0,41) \cdot 1,18^2 + 0,8^2) + 15,3)} = 275,5$$

$$L_{\text{обнаиб}} = 0,9 \cdot e^{0,115(20,5 \cdot 1,28^2 + 2,5)} = 57$$

$$\bar{\chi} = 0,00036 \cdot 57 \cdot 275,5 \cdot 2,7/24 = 0,63$$

Произведем пересчет номинального тока по средней интенсивности износа.

$$I_{\text{оном}} = I_{\text{нт}} \cdot \frac{\ln x_1 + \ln \frac{365}{n_{\text{сг}} \cdot \gamma_{\text{сг}}} + 9,22 - 0,115 \cdot \theta_{\text{сг}}}{\ln \frac{365}{n_{\text{сг}} \cdot \gamma_{\text{сг}}} + 9,22 - 0,115 \cdot \theta_{\text{сг}}} \quad (1.23)$$

Если значение получается больше номинального, надо выбирать иной трансформатор – более мощный.

$$I_{\text{оном}} = 396,66 \cdot \frac{\ln 0,63 + \ln \frac{365}{\frac{2}{3} \cdot 180 \cdot 0,9} + 9,22 - 0,115 \cdot 29}{\ln \frac{365}{\frac{2}{3} \cdot 180 \cdot 0,9} + 9,22 - 0,115 \cdot 29} = 239,79$$

Такого не случилось. Все хорошо. Продолжим расчет.

Проверим выбранные трансформаторы по предельному току и перегреву масла и обмоток.

Предельная температура масла:

$$\theta_{\text{м наиб}} = \theta_{\text{сст}} + g k_0^2 \cdot \eta + 1 - \eta k_{\text{ст}}^2 + h \quad (1.24)$$

Обмоток:

$$\theta_{\text{об наиб}} = \theta_{\text{мнаиб}} + a \cdot k_{\text{max}}^2 + b \quad (1.25)$$

Выполняем расчет:

$$\theta_{\text{м наиб}} = 29 + 39,7 \cdot [0,8^2 \cdot 0,41 + (1 - 0,41) \cdot 1,18^2] + 15,3 = 87,6^{\circ} \text{С};$$

$$\theta_{\text{об наиб}} = 87,6 + 20,5 \cdot 1,28^2 + 2,5 = 123,68^{\circ} \text{С}.$$

Первое значение не превышает 95 °С, второе – 140. Значит все в порядке.

На тяговых подстанциях обычно устанавливают два силовых понижающих трансформатора одинаковой мощности [20]. Зная общую трансформаторную мощность, можно выбрать номинальную мощность трансформаторов. Принимаем трансформаторы мощностью по 10 МВ·А.

Выбрали трансформатор марки ТДТН-10000/110 кВ. Электрические характеристики трансформатора: номинальная мощность $S_n=10$ МВА; напряжение к.з. $u_k=10,24\%$; потери холостого хода $P_{\text{хх}}=22,5$ кВт; потери к.з. $P_{\text{кз}}=75,02$ кВт.

1.2 Выбор проводов контактной сети

Выбор гибких шин предполагает анализ их необходимого сечения на основе экономической плотности тока, а затем проверку на термическую устойчивость.

Произведем расчет экономически выгодного сечения проводников:

$$S_{мэ} = 0,35 \div 0,55 \overline{B_0} \quad (1.26)$$

где:

$$B_0 = \frac{\Delta A_{год}}{r_{экв} \cdot l} \quad (1.27)$$

Здесь $\Delta A_{год}$ – годовые потери:

$$\Delta A_{год} = 365 \cdot \Delta A_{сут} \quad (1.28)$$

Расчет производим для двух схем:

– Для узловой схемы запитки:

$$\begin{aligned} \Delta A_{сут} = & \frac{r_{экв} \cdot l \cdot 10^{-3}}{12U^2 \cdot T} \left[3,24 \cdot T \frac{N_{чет} \cdot A_{чет}^2}{t_{чет}} + \frac{N_{нечет} \cdot A_{нечет}^2}{t_{нечет}} + \right. \\ & \left. + \frac{3}{4} A_T^2 + \frac{(n-2)^3 - 2(2n-1)}{2n^3} (A_{Тчет}^2 + A_{Тнечет}^2) \right] \quad (1.29) \end{aligned}$$

– Для схемы параллельного питания:

$$\begin{aligned} \Delta A_{сут} = & \frac{r_{экв} \cdot l \cdot 10^{-3}}{12 \cdot U^2 \cdot T} \left[2,16 \cdot T \frac{N_{чет} \cdot A_{чет}^2}{t_{чет}} + \frac{N_{нечет} \cdot A_{нечет}^2}{t_{нечет}} + \right. \\ & \left. + A_T^2 - \frac{2(n^2 - n) + 1}{n^3} (A_{Тчет}^2 + A_{Тнечет}^2) \right] \quad (1.30) \end{aligned}$$

Расход электроэнергии определим с использованием не подверженной разложению кривой путем применения следующей формулы:

$$A = \frac{U_{cp}}{60} \sum_{i=1}^{n_0} I_{icp} \cdot t_i \quad (1.31)$$

A_T рассчитывается по формуле:

$$A_T = A_{T\text{чет}} + A_{T\text{нечет}} = A_{\text{чет}} \cdot N_{\text{чет}} + A_{\text{нечет}} \cdot N_{\text{нечет}} \quad (1.32)$$

Приступим к расчету по вышеизложенным формулам:

$$A_{\text{нечет}} = \frac{3}{60} \cdot 2538,67 \cdot 29,8 = 3782,85 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$A_{\text{чет}} = \frac{3}{60} \cdot 738,95 \cdot 26,3 = 971,55 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$A_T = 37 \cdot 971,55 + 37 \cdot 3782,85 = 175912,73 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

– Для узловой схемы запитки:

$$\Delta A_{\text{сут}} = \frac{r_{\text{ЭКВ}} \cdot l \cdot 10^{-3}}{12 \cdot 3^2 \cdot 24} \cdot 3,24 \cdot 24 \cdot \frac{37 \cdot 971,55^2}{60/26,3} + \frac{37 \cdot 3782,85^2}{60/29,8} +$$

$$+ \frac{3}{4} \cdot 175912,73^2 + \frac{(2-2)^3 - 2 \cdot (2 \cdot 2 - 1)}{2 \cdot 2^3} (35947,33^2 + 139965,4^2)$$

$$\Delta A_{\text{сут}} = 14281,611 \cdot r_{\text{ЭКВ}} \cdot l \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

– Для схемы параллельного питания:

$$\Delta A_{\text{сут}} = \frac{r_{\text{ЭКВ}} \cdot l \cdot 10^{-3}}{12 \cdot 3^2 \cdot 24} \cdot 2,16 \cdot 24 \cdot \frac{37 \cdot 971,55^2}{\frac{60}{26,3}} + \frac{37 \cdot 3782,85^2}{\frac{60}{29,8}} +$$

$$+ 175912,73^2 - \frac{2 \cdot 2^2 - 2 + 1}{2^3} (35947,33^2 + 139965,4^2)$$

$$\Delta A_{\text{сут}} = 12469,26 \cdot r_{\text{ЭКВ}} \cdot l \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

В этом случае величина потерь за год составит:

– Для узловой компоновки:

$$\Delta A_{\text{год}} = 365 \cdot 14281,611 \cdot r_{\text{ЭКВ}} \cdot l = 5212788,09 \cdot r_{\text{ЭКВ}} \cdot l \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (1.33)$$

– Для параллельной компоновки питания:

$$\Delta A_{\text{год}} = 365 \cdot 12469,26 \cdot r_{\text{ЭКВ}} \cdot l = 4551279,88 \cdot r_{\text{ЭКВ}} \cdot l \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (1.34)$$

Удельные потери энергии:

– При узловой компоновке:

$$B_0 = \frac{5212788,09 \cdot r_{\text{ЭКВ}} \cdot l}{r_{\text{ЭКВ}} \cdot l} = 5212788,09 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{Ом} \cdot \text{год}} \quad (1.35)$$

– При параллельной компоновке

$$B_0 = \frac{4551279,88 \cdot r_{\text{ЭКВ}} \cdot l}{r_{\text{ЭКВ}} \cdot l} = 4551279,88 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{Ом} \cdot \text{год}} \quad (1.36)$$

Площадь поперечного сечения проводов сети питания в эквиваленте меди:

Для узловой компоновки:

$$S_{\text{мэ}} = 0,35 \cdot \overline{5212788,09} = 799,104 \text{ мм}^2$$

Для параллельной компоновки:

$$S_{\text{мэ}} = 0,35 \cdot \overline{4551279,88} = 746,68 \text{ мм}^2$$

Для узловой и параллельной схемы компоновки необходимо разделить полученное значение на два и уточнить тип контактной подвески.

Получим сечение $399,55 \text{ мм}^2$ для узловой схемы питания и $373,34 \text{ мм}^2$ для параллельной модели устройства сети. Для дальнейшего расчета выбираем

контактную подвеску – М120 + 2МФ 100 + М120, длительно допустимый ток для которой равен 2904 А.

1.3 Проверка выбранных проводников по условию нагрева

Здесь нужно сравнить реальные рабочие токи фидеров со значениями, номинально допустимыми для подвески. Определение величины эффективного тока фидера выполним по формуле:

$$I_{\text{эф}}^2 = \frac{A_T^2}{T^2 \cdot U^2} \cdot 1,1 \frac{T}{\sum_{i=1}^n t_m} + 1 - \frac{N\theta_0}{\sum_{i=1}^n t} \quad (1.37)$$

$$\sum_{i=1}^n t = t \cdot N_{\text{нечет}} = 29,8/60 \cdot 37 = 18,38 \text{ ч}$$

$$I_{\text{эф}}^2 = \frac{175912,73^2}{24^2 \cdot 3^2} \cdot 1,1 \cdot \frac{24}{18,38} + 1 - \frac{37 \cdot 20/60}{18,38} = 10537901,4 \text{ А}^2$$

$$I_{\text{эф}} = \sqrt{10537901,4} = 2846,2 \text{ А}$$

Ток, полученный в результате расчета, соответствует требованиям:

$$I_{\text{эф}} < I_{\text{доп}} \quad (1.38)$$

$$2846,2 < 2904$$

2904 А – ток, предельно допустимый (длительный) для выбранного варианта подвески.

2 Расчет, выбор и проверка оборудования тяговой подстанции постоянного тока Жигулевское море

В рамках реконструкции электрической части подстанции неизбежно возникает необходимость замены устаревшего, либо пришедшего в негодность вследствие аварий оборудования. Для рационального выбора такого оборудования служит расчет, в основе которого лежит опыт, накопленный многими поколениями проектировщиков.

Часто при проектировании употребляют методы моделирования, которые подробно описываются в [11]

Первоначально, необходимо определить тип выпрямительных блоков, которые устанавливаются на подстанции.

Тяговая подстанция Жигулевское море расположена в Самарской области в городе Тольятти.

ОРУ-110 кВ подстанции, расположенной на отпайке от основной линии выполнено по схеме моста с механической переемычкой. Присоединение отдельных элементов выполняется разъединителями с двигательными приводами.

Распределительно устройство постоянного тока 3,3 кВ составлено из положительной, отрицательной и запасной шин. [19]

Для тяговых подстанций применяется схема двойного преобразования – сначала понижающий трансформатор приводит напряжение сети к оптимальному уровню, затем выпрямительная преобразующая установка осуществляет окончательную трансформацию.

К настоящему моменту на подстанции было установлено два преобразовательных агрегата.

2.1 Выбор числа, типа и мощности преобразовательных агрегатов

Число выпрямителей выберем по среднему току подстанции по формуле:

$$n = \frac{I_{\text{ср}}}{K_{\text{пер}} \cdot I_{dн}} \quad (2.1)$$

Выполним расчет:

$$n = \frac{2504,67}{1 \cdot 3000} = 0,84 \approx 1$$

Проверим данное выражение по максимальному току нагрузки:

$$n \cdot I_{1\text{мин}} \geq I_{\text{наиб}} \quad (2.2)$$

Предельный ток нагрузки составит 6000 А, тогда как допустимый одно-минутный ток включения агрегатов только 5000 А.

Условие не выполняется, следовательно, принимаем число выпрямителей $n=2$.

$$2 \cdot 5000 \geq 6000$$

В настоящее время на тяговой подстанции установлено 2 выпрямителя типа ПВЭ-3 и ПВЭ-5АУ1.

2.2 Выбор тяговых трансформаторов

Вместе с преобразователем ПВЭ-3 установлены тяговые трансформаторы типа 2УТМРУ-6300/6, а с преобразователем ПВЭ-5АУ1 – остальные тяговые трансформаторы 2УТМРУ-6300/6.

Определяем предельную мощность трансформаторов по расчету:

$$S_{\text{расч.наиб.}} = (S_{\text{T}} + S_{\text{сн}} + S_{\text{р}}) \cdot K_{\text{р}} \quad (2.3)$$

Мощность подстанции тяги:

$$S_T = \frac{W_{CP}}{T \cdot \cos\varphi} \quad (2.4)$$

Выполним расчет:

$$S_T = \frac{63,18}{8760 \cdot 0,95} = 7593,1$$

Мощность нагрузки района решено принять равной 3 МВА в соответствии с паспортом подстанции тяги.

$$S_{\text{расч.наиб.}} = 7593,1 + 260 + 2500 \cdot 0,95 = 9835,45$$

Мощность районной нагрузки на шинах 6 кВ принимаем 3000 кВА согласно паспорту тяговой подстанции.

$$S_{\text{расч.наиб.}} = 7593,1 + 260 + 2500 \cdot 0,95 = 9835,45 \text{ кВА}$$

Поскольку питание тяговой подстанции осуществляется от линии 110 кВ, то вся мощность приходится на силовые трансформаторы. Установленный на подстанции вид трансформаторов удовлетворяет условию.

Однако, для модернизации трансформаторов при переходе на двенадцатипульсовые мостовые схемы следует перераспределить витки вторичных обмоток для получения новых в соответствии с расчетными данными новой схемы выпрямления. [18]

В настоящее время на тяговой подстанции Жигулевское море работают трансформаторы типа УТМРУ–6300/6, у которых схема соединения обмоток: «звезда» / «две обратные звезды с уравнивающим реактором». Внешний вид трансформатора можно увидеть на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Внешний вид трансформатора типа УТМРУ–6300/6

Выпрямитель с двенадцатипульсовой схемой выпрямления последовательного типа состоит из двух последовательно включенных простых мостовых секций: одна подключена к обмотке НН трансформатора (по схеме «звезда»), другая к обмотке, соединенной по схеме «треугольник». Причем для обеспечения заданного значения выпрямленного напряжения линейные напряжения обмоток НН трансформатора должны быть в 4 раза меньше, чем в нулевой схеме выпрямления. В этом случае обмотка НН, собираемая по схеме «звезда», должна содержать 21 виток ($w_{2Y} = 84/4 = 21$), а обмотка, собираемая по схеме « Δ » - 36,37 витка ($w_{2\Delta} = \sqrt{3} w_{2Y} = 36,37$). Для рассматриваемого варианта модернизации трансформатора для двенадцатипульсовой схемы выпрямления последовательного типа рационально иметь следующие числа витков в обмотках НН трансформатора:

- в обмотке, которая соединена по схеме «звезда», $w_{2Y} = 22$;
- в обмотке, соединенной по схеме « Δ », $w_2 = 38$.

В этом случае будет обеспечена минимальная конструктивная несимметрия, но несколько завышено (на 5 – 7 %) значение выпрямленного напряжения.

Модернизации (удалению определенного числа витков) подвергаются практически все катушки, располагаемые на стержнях трансформатора.

Выпрямительный агрегат, который в данное время используется на тяговой подстанции Жигулевское море, имеет отрицательное качество – это увеличение напряжения холостого хода. Кроме того, тяговая подстанция находится вблизи Жигулевской гидроэлектростанции. На Жигулевской ГЭС в линии электропередач 110 кВ установлено повышенное напряжение 118 кВ. Анцапфы понижительных трансформаторов тяговой подстанции Жигулёвское море включены на максимально возможное входное напряжение, но этого недостаточно для регулировки напряжения холостого хода существующих выпрямительных агрегатов (соединены по схеме «две обратные звезды с уравнительным реактором»). У них полное напряжение холостого хода составляет 4005 В. Согласно Правилам технической эксплуатации железных дорог РФ приложение 4 п.2 «Уровень напряжения на токоприемнике электроподвижного состава должен быть не менее 2,7 кВ при постоянном токе и не более 4 кВ при постоянном токе».

Таким образом, возле тяговой подстанции практически не возможна работа электровоза в режиме рекуперации, а профиль пути это требует. Следовательно, модернизация выпрямительного агрегата просто необходима.

При выполнении работ по модернизации трансформатора следует удалить из бака уравнительный реактор (УР) и утроитель частоты, демонтировать их несущие элементы. Изоляторы УР должны быть демонтированы, а отверстия в крышке бака трансформатора заглушены.

2.3 Определение структуры обеспечения собственных нужд

Для установки на подстанции предполагается принять два трансформатора, каждый из которых рассчитывается так, чтобы в случае необходимости полностью обеспечивать собственные нужды подстанции.

Подключение ТСН в соответствии с однолинейной схемой выполняется к шинам 6 кВ.

Мощность определяют по формуле:

$$S_{CH} = K_{CH} \cdot n_{ТП} \cdot S_{НТП} + S_{аб} + S_{МХ} \quad (2.5)$$

Произведем расчет:

$$S_{CH} = 0,01 \cdot 2 \cdot 10000 + 40 + 20 = 260$$

Сейчас на тяговой подстанции установлено 2 ТСН-а типа ТМ-400/6 кВ.

2.4 Выбор энергопроводов и аппаратуры

Энергопроводы, такие как кабели и прочие токоведущие блоки, а также аппаратура (выключатели, измерительные трансформаторы, разъединители и т.д.) выбираются по двум основным параметрам:

- По напряжению
- По длительно выдерживаемой токовой нагрузке

Выполним вычисление номинальных рабочих токов.

$$I_{р.наиб} = \frac{K_{пер} \cdot n_{ТП} \cdot S_{НТП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.6)$$

Производим вычисление:

$$I_{р.наиб} = \frac{1,5 \cdot 2 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 150,6 \text{ А.}$$

Предельный рабочий ток на вводах трансформаторов:

$$I_{р.наиб} = \frac{K_{пер} \cdot S_{НТП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.7)$$

Производим вычисление для стороны ВН:

$$I_{р.наиб.110} = \frac{1,5 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 75,3 \text{ А}$$

Для шин 6 кВ:

$$I_{p.наиб.6} = \frac{1,5 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6,2} = 1396,82 \text{ А.}$$

Предельный ток шин НН и СН:

$$I_{p.наиб} = \frac{K_{рн II} \cdot n_{ТП} \cdot S_{НТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}, \text{ А} \quad (2.8)$$

Произведем расчет:

$$I_{p.наиб.6} = \frac{0,5 \cdot 2 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6,2} = 931,2 \text{ А.}$$

Предельный ток высокой обмотки трансформатора преобразовательного:

$$I_{p.наиб} = \frac{K_{пер} \cdot S_{НПРТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}}, \text{ А} \quad (2.9)$$

Произведем вычисление:

$$I_{p.наиб} = \frac{1,25 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 6,2} = 733,3 \text{ А.}$$

Предельный ток стороны низкого напряжения преобразовательного модуля. Схема выпрямления НН собрана в «две обратные звезды».

$$I_{p.наиб} = \frac{I_{dн}}{2 \cdot \sqrt{3}}, \text{ А} \quad (2.10)$$

Проводим расчет:

$$I_{p.наиб} = \frac{3000}{2 \cdot \sqrt{3}} = 866$$

Предельный ток положительной шины РУ-3,3 кВ:

$$I_{p.наиб} = K_{рн} \cdot N \cdot I_{dн}$$

Проводим расчет:

$$I_{р.наиб} = 0,8 \cdot 2 \cdot 3000 = 4800 \text{ А.}$$

Предельный ток шины, находящейся в запасе.

$$I_{р.наиб} = I_{ф.наиб} = 1134,92 \text{ А,}$$

Предельный ток отрицательной шины РУ-3,3 кВ:

$$I_p = N \cdot I_d \text{ ,} \quad (2.11)$$

Рассчитаем значение по данной формуле:

$$I_p = 2 \cdot 3000 = 6000 \text{ А.}$$

2.5 Расчет токов короткого замыкания

Согласно [3] проверка энерговодов на динамическую, термическую стойкость проводится по токам трехфазных КЗ, так как они являются наиболее значительными.

Схема замещения цепи, подвергаемой анализу представлена на рисунке 2.2

Методика расчета приведена в [8]. Сопротивление ветви №1 узнаем через мощность КЗ на шинах 110 кВ:

$$X = \frac{U_H^2}{S_{кзтп}} \quad (2.12)$$

Выполним расчет:

$$X = \frac{115^2}{1300} = 10,17 \text{ Ом.}$$

– Расчет для силового трансформатора ТДН – 10000/110 кВ

Формула для расчета сопротивления:

$$\underline{Z}_B \approx x_B = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}; \quad (2.13)$$

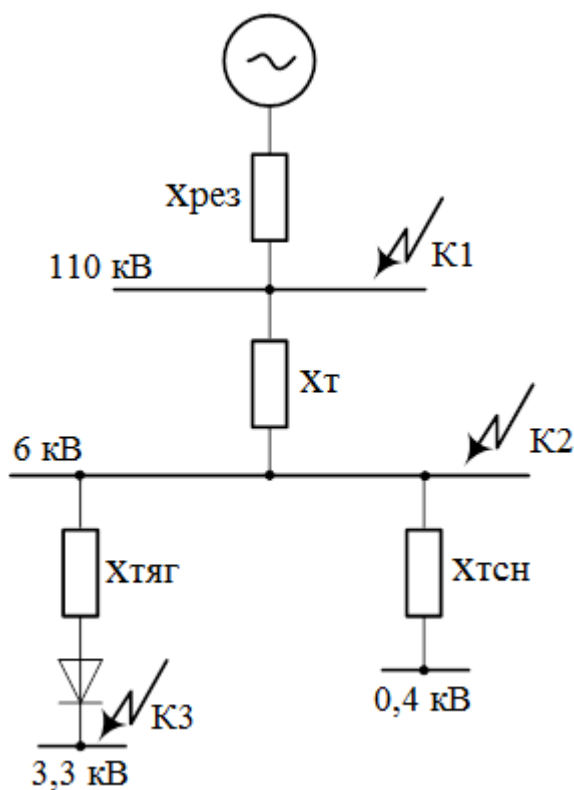


Рисунок 2.2 – Схема замещения рассчитываемой цепи

Выполним надлежащее вычисление:

$$\underline{Z}_B \approx x_B = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6} = 138,86$$

– Для тягового трансформатора УТПРУ-6300/6

$$X_{\text{ТЯГ}} = \sqrt{Z^2 - R^2}, \text{ Ом} \quad (2.14)$$

$$R = \frac{P_X \cdot U_{\text{НН}}^2}{S_H^2}, \text{ Ом} \quad (2.15)$$

$$Z = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{Н(ТЯГ)}}^2}{S_H}, \text{ Ом} \quad (2.16)$$

Выполняем надлежащий расчет:

$$R = \frac{24 \cdot 6,2^2}{6,3^2} = 0,023 \text{ Ом}$$

$$Z = \frac{7,7}{100} \cdot \frac{3,3^2}{6,3} = 0,133 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ТЯГ}} = \sqrt{0,133^2 - 0,023^2} = 0,131 \text{ Ом}$$

Сопrotивляемость схемы току до точек К3:

Для точки К1:

$$\underline{Z}_{\text{К1}} = X = 10,17 \text{ Ом.} \quad (2.17)$$

Для точки К2:

$$\underline{Z}_{\text{К2}} = \underline{Z}_{\text{К1}} + X_{\text{В}} \cdot \frac{U_{\text{Т}}^2}{U_{\text{РЕЗ}}}, \quad (2.18)$$

Производим расчет

$$\underline{Z}_{\text{К2}} = 10,17 + 138,8 \cdot \frac{6,2^2}{115} = 0,433 \text{ Ом.}$$

Для точки К3:

$$\underline{Z}_{\text{К3}} = \underline{Z}_{\text{К2}} \cdot \frac{U_{\text{ТЯГ}}^2}{U_{\text{Т}}} + X_{\text{ТЯГ}}, \quad (2.19)$$

Производим расчет:

$$\underline{Z}_{\text{К3}} = 0,433 \cdot \frac{3,3^2}{6,2} + 0,131 = 0,256 \text{ Ом.}$$

По рассчитанной величине определяем установившийся сверхток трехфазного КЗ:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} \text{ , кА} \quad (2.20)$$

Выполняем расчет:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 10,17} = 6,53 \text{ кА,}$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{6,2}{\sqrt{3} \cdot 0,433} = 8,27 \text{ кА,}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{3,3}{\sqrt{3} \cdot 0,256} = 7,44 \text{ кА.}$$

В узле можно определить мощность КЗ так:

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_K \text{ , кВА} \quad (2.21)$$

Выполним надлежащий расчет:

$$S_{к.з.1} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 6,53 = 1301 \text{ МВА,}$$

$$S_{к.з.2} = \sqrt{3} \cdot 6,2 \cdot 8,27 = 88,8 \text{ МВА,}$$

$$S_{к.з.3} = \sqrt{3} \cdot 3,3 \cdot 7,44 = 42,5 \text{ МВА.}$$

Отыщем ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K \text{ , кА} \quad (2.22)$$

Для высокой стороны K_y принимается равным 1,8, а для низковольтных – 1,3.

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,53 = 16,62 \text{ кА,}$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,27 = 21,05 \text{ кА,}$$

$$i_{y3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,44 = 18,94 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока, которое является действующим:

$$I_y = I_k \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} \text{ , кА}$$

Проведем расчет:

$$I_{y1} = 6,53 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 9,86 \text{ кА,}$$

$$I_{y2} = 8,27 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 12,49 \text{ кА,}$$

$$I_{y3} = 7,44 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 11,23 \text{ кА.}$$

Определим ток двухфазного КЗ. Формула для расчет приведена ниже.

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_k^{(3)}}{2} \text{ , кА} \quad (2.23)$$

Произведем расчет:

$$I_{k1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6,53}{2} = 5,65 \text{ кА,}$$

$$I_{k2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8,27}{2} = 7,16 \text{ кА,}$$

$$I_{k3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7,44}{2} = 6,44 \text{ кА.}$$

Выполним расчет токов КЗ, которые не являются симметричными

Формула для расчета:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot I_k^3}{2 + \frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{1\Sigma}}} = 0,55 \cdot I_k^3 \text{ , А} \quad (2.24)$$

Произведем расчет:

$$I_{k1}^{(1)} = 0,55 \cdot 6,53 = 3,59 \text{ кА,}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,59 = 9,14 \text{ кА,}$$

$$I_y = 3,59 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 5,42 \text{ кА},$$

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3,59 = 715,08 \text{ МВА}.$$

Ток КЗ на шинах 3,3 кВ:

$$I_{к.уст.} = \frac{1,1 \cdot I_{дн} \cdot N}{S_{НПР.ТР} \cdot S_{к.з.} + \frac{U_k}{100}} \text{ , А} \quad (2.25)$$

Выполняем расчет:

$$I_{к.уст.} = \frac{1,1 \cdot 3150}{16000 \cdot 160000 + \frac{6,7}{100}} = 20,8 \text{ кА}, \quad (2.26)$$

Результаты расчета сверхтоков КЗ сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результат анализа значений токов КЗ

№ точки к.з.	Трёхфазное к.з.				Двухфазное к.з.	Однофазное к.з.			
	$I^{(3)}$ к, кА	S_3 , МВ·А	i_y , кА	I_y , кА	$I^{(2)}$ к, кА	$I^{(1)}$ к, кА	$S_{кз}$, МВ·А	i_y , кА	I_y , кА
К ₁ (115 кВ)	6,53	1301	16,6 2	9,86	5,65	3,59	715,08	9,14	5,42
К ₂ (6 кВ)	8,27	88,8	21,0 5	12,49	7,16	-	-	-	-
К ₃ (3,3 кВ)	7,44	42,5	18,9 4	11,23	6,44	-	-	-	-

Далее проверим оборудование на устойчивость к токам КЗ:

2.6 Осуществление проверки оборудования

Проверку оборудования надлежит проводить по стойкости термической и динамической к токам КЗ. Методика проверки опирается на [4]

Если оборудование защищено предохранителями, номинальный ток плавкой вставки которых не превышает 60 А, то его проверка на электродинамическую стойкость не выполняется [12].

– Проверка энергопроводов (шин)

Для ОРУ 110 кВ используются гибкие шины. Их нецелесообразно проверять на электродинамическую стойкость в связи с большими степенями свободы и расстоянием между фазами.

Проверим шины на термическую стойкость:

$$q_{\text{ш}} \geq q_{\text{наим.}} \quad (2.27)$$

Здесь:

$$q_{\text{наим.}} = \frac{\overline{B_{\text{К}}}}{C}, \text{ мм}^2 \quad (2.28)$$

Здесь $B_{\text{К}}$ – интеграл Джоуля. Он рассчитывается по формуле:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.29)$$

Время, в течение которого происходит отключение аварии:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{з}} + t_{\text{в}}, \text{ с} \quad (2.30)$$

Произведем расчет по вышеизложенным формулам:

$$\begin{aligned} t_{\text{откл}} &= 2,5 + 0,06 = 2,56 \text{ с}, \\ B_{\text{К}} &= 6,53^2 \cdot (2,56 + 0,05) = 111,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \\ q_{\text{наим.}} &= \frac{\overline{111,29 \cdot 10^6}}{90} = 117,22 \text{ мм}^2, \\ q_{\text{ш}} &\geq q_{\text{наим.}} \\ 185 \text{ мм}^2 &\geq 117,22 \text{ мм}^2. \end{aligned}$$

Следовательно, шины устойчивы термически.

РУ 6 кВ шины собираются из жестких алюминиевых проводников. Их необходимо проверить на механическую устойчивость к силе Ампера, которая возникает при протекании ударного тока.

Найдем механические напряжения в материале энергопроводов. Они должны соответствовать таким условиям:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (2.31)$$

Сила, которая действует на проводник:

$$F = \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot \frac{L}{a} \cdot 10^{-2} \text{ , Н} \quad (2.32)$$

Произведем расчет:

$$F = \sqrt{3} \cdot 18,94^2 \cdot \frac{120}{35} \cdot 10^{-2} = 21,3 \text{ Н.}$$

Изгибающий момент для большого количества пролетов:

$$M = \frac{F \cdot L}{10} \text{ , Н} \cdot \text{см} \quad (2.33)$$

Выполним расчет:

$$M = \frac{21,3 \cdot 120}{10} = 255,6 \text{ Н} \cdot \text{см.}$$

Определим момент сопротивления:

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6} \cdot 10^{-9} \text{ , см}^3 \quad (2.34)$$

Выполняем расчет:

$$W = \frac{10^2 \cdot 80}{6} \cdot 10^{-9} = 1333,3 \cdot 10^{-9} \text{ см}^3.$$

Напряжение в материале шин механическое:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} \cdot 10^{-6} \text{ , МПа} \quad (2.35)$$

Выполняем расчет:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{255,6}{1,333 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 191,75 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 800 \text{ МПа,}$$

$$191,75 \text{ МПа} \leq 800 \text{ МПа}$$

Значит, энерговоды устойчивы механически.

Проверим их на термическую стойкость:

$$t_{\text{откл}} = 1,5 + 0,1 = 1,6 \text{ с,}$$

$$B_K = 7,44^2 \cdot (1,6 + 0,05) = 91,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

$$q_{\text{наим}} = \frac{\sqrt{91,33 \cdot 10^6}}{90} = 106,19 \text{ мм}^2,$$

$$q_{\text{ш}} \geq q_{\text{наим.}}$$

Шины РУ– 6 кВ сечением А-8×60мм².

$$480 \text{ мм}^2 \geq 106,19 \text{ мм}^2,$$

Шины устойчивы и термически.

Шины 3,3 кВ не проверяются на термическую и электродинамическую стойкость, так как время срабатывания быстродействующих выключателей очень мало (сотые доли секунды).

2.7 Анализ соответствия имеющейся цепи избранных к установке высоковольтных выключателей 110 кВ

Проверяем выключатель МКП-110М

– На механическую устойчивость:

$$i_y \leq i_{\text{дин пред.скв}} \quad (2.36)$$

Рассмотрим фактическое значение ударного тока и паспортное значение стойкости выключателя:

$$17,9 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА.}$$

– На термическую стойкость:

$$B_K \leq B_H, \quad (2.37)$$

Определим нормируемый тепловой импульс:

$$B_H = I_T^2 \cdot t_T, \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.38)$$

Выполним вычисление:

$$B_K = 6,53^2 \cdot 2,56 + 0,05 = 111,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_H = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$111,29 \text{ кА} \leq 1200 \text{ кА.}$$

Проверим отключающую способность:

Определим время от начала до конца расхождения контактных групп:

$$\tau = t_{\text{з.наим.}} + t_{\text{св}}, \text{ с} \quad (2.39)$$

Условие проверки на симметричный ток отключения имеет вид:

$$I_{\text{н.откл}} \geq I_{\text{к}}, \quad (2.40)$$

Условие проверки на отключение апериодического тока имеет вид:

$$i_{\text{ат}} = \bar{2} \cdot I_{\text{к}} \cdot e^{-\tau / T_a}, \text{ кА} \quad (2.41)$$

T_a здесь примем равным 0,05 с.

Значение $i_{\text{а.ном}}$ определим по выражению:

$$i_{\text{а.ном}} = \bar{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{н.откл}}, \text{ кА} \quad (2.42)$$

Здесь:

$$\beta_{\text{ном}} = e^{-\tau / 0,045} \quad (2.43)$$

Выполним надлежащий расчет:

$$\begin{aligned} \tau &= 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}, \\ i_{\text{ат}} &= \bar{2} \cdot 6,53 \cdot e^{-0,06 / 0,05} = 2,78 \text{ кА}, \\ \beta_{\text{ном}} &= e^{-0,06 / 0,045} = 0,26, \\ i_{\text{а.ном}} &= \bar{2} \cdot 0,26 \cdot 20 = 7,35 \text{ кА}, \\ i_{\text{ат}} &\leq i_{\text{а.ном}} \\ 2,78 \text{ кА} &\leq 7,35 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Условие прохождения выключателем проверки на отключающую способность:

$$I_{\text{к}} \leq I_{\text{вкл.ном}}; \quad i_{\text{у}} \leq i_{\text{вкл.ном}} \quad (2.44)$$

Подставим в условие рассчитанные значения:

$$6,53 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

$$16,62 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА.}$$

– Проверка разъединителей 110 кВ

Решено установить разъединитель РГ.2-110.П/1000 УХЛ1.

Проверим его:

На электродинамическую стойкость:

$$i_y \leq i_{\text{дин(пред.скв)}} \quad (2.45)$$

Подставим сюда значения:

$$17,9 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость:

$$B_K = 7,03^2 \cdot 2,56 + 0,05 = 128,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_H = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K \leq B_H$$

$$128,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Итоговые результаты выбора аппаратуры сведены в таблицу 2.2

Таблица 2.2 - Результат выбора и проверки шин и аппаратов

Тип выбираемого аппарата	Расчётные данные						Паспортные данные						Годность
	U _{раб} , кВ	I _{раб.маx} , А	I _{по} , кА	i _y , кА	B _к , кА ² ·с	q _{min} , мм ²	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{откл.маx} , кА	i _y , кА	B _p , кА ² ·с	q _{ш,2} , мм ²	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ОРУ-110 кВ													
ШиныАС-185	110	223	–	–	111,29	117,2	110	510	–	–	–	185	годен
МКП-110М	110	223	20	17,9	111,29	–	110	600	20	52	1200	–	годен
РГ.2-10.П/1000 УХЛ1	110	223	6,53	16,62	111,29	–	110	1000	–	80	2976	–	годен
ТВ-110	110	223	–	–	–	–	110	1000	–	20	–	–	годен
ОРУ-6 кВ													
Шины А-80х6	6	830	–	–	–	106,9	6	1040	–	–	–	480	годен
ОРУ-3,3 кВ													
Шины: +Ш-2А–100х10 -Ш-2А–100х10 ЗШ-А–100х10	3,3	909	28,36	–	482,57	244,08	3,3	1910	–	–	–	1000	годен
Разъединитель РЛВО-10/2000	3,3	909	–	–	–	–	3,3	2000	–	80	3969	–	годен
Выключатель ВАБ-28-3000/30-К	3,3	2000	–	–	–	–	3,3	3000	15	–	–	–	не годен
Выключатель АБ-2/4	3,3	1500	–	–	–	–	3,3	2000	20	–	–	–	не годен
Разрядник ОПН-3,3	3,3	–	–	–	–	–	3,3	–	–	–	–	–	годен

3 Замена вентильных блоков подстанции

Здесь считается необходимым рассмотреть возможность замены вентильных блоков подстанции для повышения эффективности ее функционирования.

Решить вопрос с недостатками схемы «две обратные звезды с уравнительным реактором» можно с помощью двенадцатипульсовых схем выпрямления. В настоящее время на тяговой подстанции Жигулевское море к вторичной обмотке одного тягового трансформатора УТМРУ–6300/6 подключен выпрямитель типа ПВЭ–3, а у второго – выпрямитель типа ПВЭ–5АУ1. Кроме того, такая замена позволит привести электроэнергию в соответствие с [2].

ПВЭ–3 состоит из выпрямительного блока с лавинными диодами штыревой конструкции, шкафа защиты от коммутационных перенапряжений (шкафа РС) и шести разрядников РБК–3 для защиты от атмосферных перенапряжений [6]

В данном выпрямителе ПВЭ–3 для защиты от пробоя вентилей применяется балансная защита с использованием сигнальных ламп. При пробое или другом повреждении одного диода, нарушающем распределение напряжения, загорается сигнальная лампа НЛ, а при пробое двух и более вентилей выпрямитель отключается [16]. На рисунке 3.2 представлена схема вентильного плеча выпрямителя ПВЭ–3. Схема вентильного плеча выпрямителя ПВЭ–3 приведена на рисунке 3.1.

Выпрямитель ПВЭ–5АУ1 выполнен с естественным воздушным охлаждением. Он состоит из шести шкафов со штыревыми диодами, шкафа РС, шкафов с разрядниками (РБК–3) и с реле земляной защиты. Общий вид шкафа показан на рисунке 3.3. С 1978 г. завод не поставлял шкафы РС, а резисторно-конденсаторные контуры РС размещал в шкафах с диодами и подключал их параллельно вентильным плечам. Кроме того, в конструкциях, у которых нет шкафов РС, к выводам «анод – катод» (А – К) подключен отдельный контур РС.

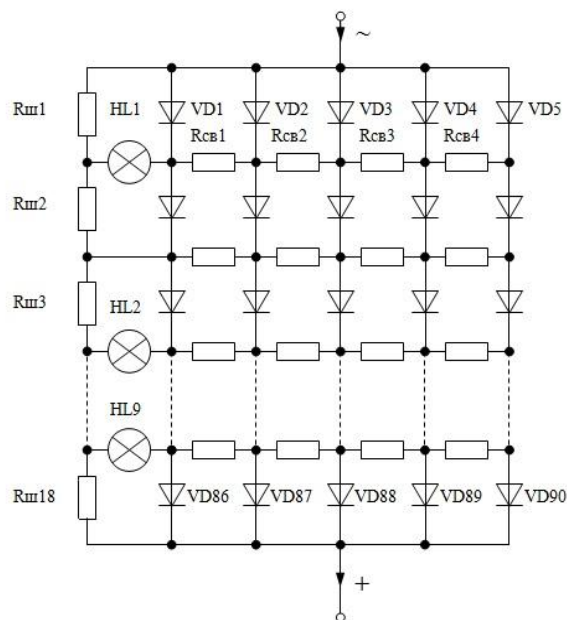


Рисунок 3.1 –Схема вентильного плеча выпрямителя ПВЭ-3.

Вентильные конструкции ПВЭ–5АУ1 не имеют сигнализации о пробое вентилей, что упрощает их схемы. В вентильных конструкциях ПВЭ–5АУ1 вентили закреплены на специальных литых охладителях, которые расположены в одной вертикальной плоскости. Для исключения подогрева охладителей верхних блоков воздухом, нагретым нижними, между соседними рядами охладителей установлены экранирующие панели (тепловые экраны), направляющие подогретый воздух в канал между охладителями, которые расположены с двух сторон шкафа [17].

На рисунке 3.2 представлена схема вентильного плеча выпрямителя ПВЭ–5АУ1.

Наиболее широкое применение на тяговых подстанциях получили выпрямители с естественным воздушным охлаждением в связи с простотой их обслуживания и высокими технико-экономическими показателями [7].

ПВЭ–3 и ПВЭ–5АУ1 применяются на подстанциях с 70-80-х годов, что делает их довольно старыми, а также у них устаревшие штыревые диоды, которые не пропускают большие токи. Следовательно, они нуждаются в модернизации, либо вообще в замене. В качестве замены предлагаю двенадцатипульсо-

вый выпрямитель ТПЕД–3150–3,3к–У1, который обладает значительно лучшими характеристиками, нежели те выпрямители.

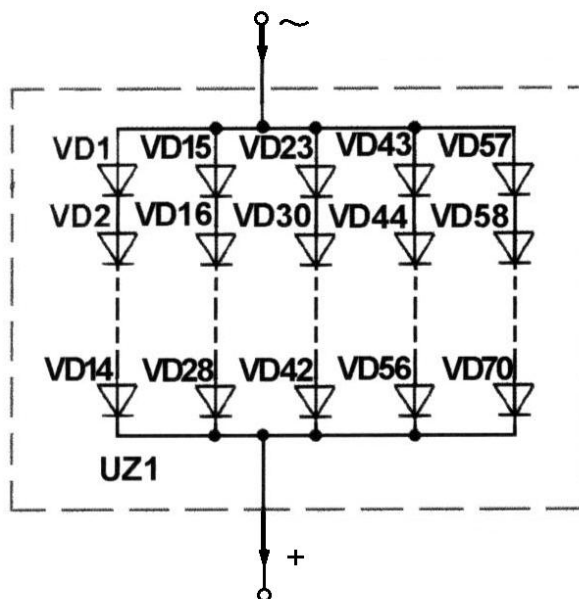


Рисунок 3.2 - Схема вентильного плеча выпрямителя ПВЭ–5АУ1

Сравнение характеристик различных схем выпрямителей показывает, что наиболее важным показателем является использование преобразовательного трансформатора по мощности – ST/Pd . Наилучшей по данному показателю является двенадцатипульсовая схема выпрямления.

Переход на двенадцатипульсовые схемы выпрямления позволяет повысить качество электрической энергии, улучшить форму кривой потребляемого тока, уменьшить действующее значение сетевого тока при том же потребляемом тяговом токе и, в конечном итоге, повысить коэффициент полезного действия тяговых трансформаторов на 0,2 – 0,4%, что дает ежегодно экономию электрической энергии около 0,5 млн. кВт·ч на каждый преобразовательный агрегат.

Выпрямитель ТПЕД–3150–3,3к–У1 может быть использован (за счет перераспределения диодов в вентильных плечах) практически для любых схем выпрямления: нулевых и мостовых шестипульсовых, двенадцатипульсовых параллельного и последовательного типа [15]. На рисунке 3.3 представлен внешний вид преобразовательной секции выпрямителя.

В состав ТПЕД–3150–3,3к–У1 входят шесть шкафов с 48 диодами табличной конструкции ДЛ133–500. Для охлаждения диодов используются охладители О243–150. Цепи RC расположены в верхних частях шкафов над диодами и подключены параллельно вентиляльным плечам.



Рисунок 3.3 - Преобразовательная секция выпрямителя ТПЕД–3150–3,3к–У1

Принципиальная электрическая схема одного шкафа представлена на рисунке 3.4

Вследствие перехода на двенадцатипульсовые схемы выпрямления, необходимо усовершенствовать защиту от пробоя вентиляей.

На ТП Жигулевское море защита от пробоя вентиляей ограничена одной сигнализацией, так как вероятность пробоя там очень мала. Переход на 12–

пульсовую схему выпрямления повлиял на количество диодов, резко повысив его. Из-за этого нам необходимо установить устройство защиты и сигнализации исправности диодов такой, как УЗС-15Н. Это устройство наглядно показано на рисунке 3.5.

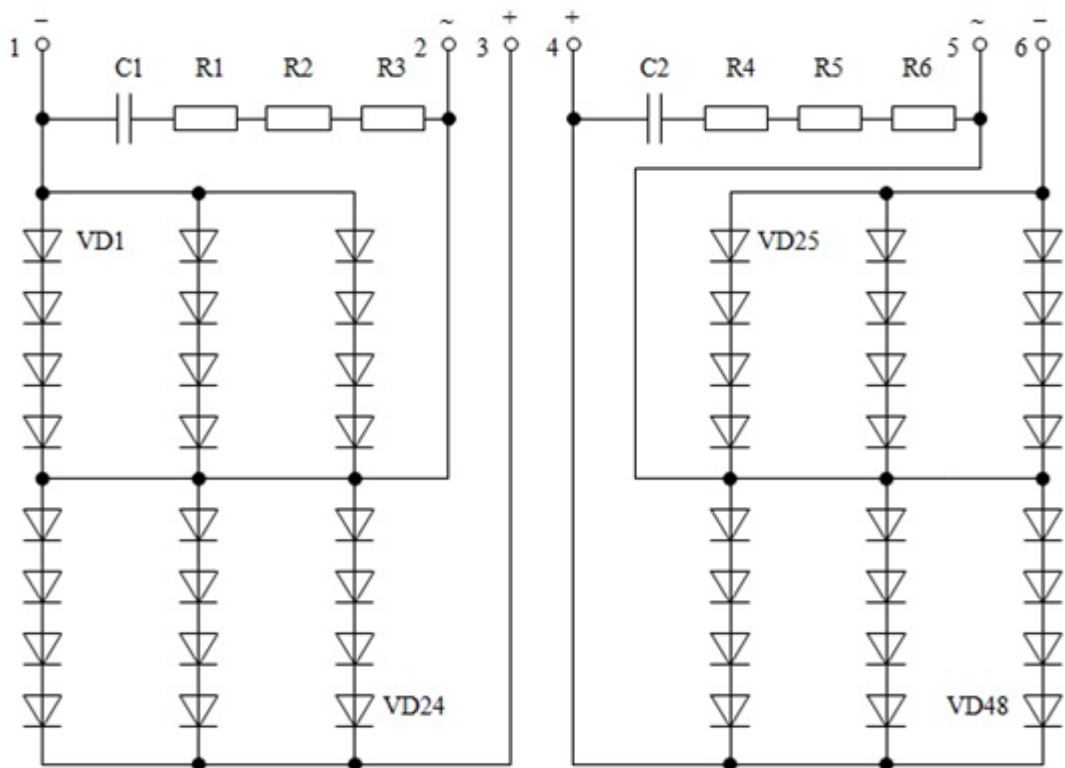


Рисунок 3.4 - Принципиальная схема шкафа ТПЕД-3150-3,3к-У1

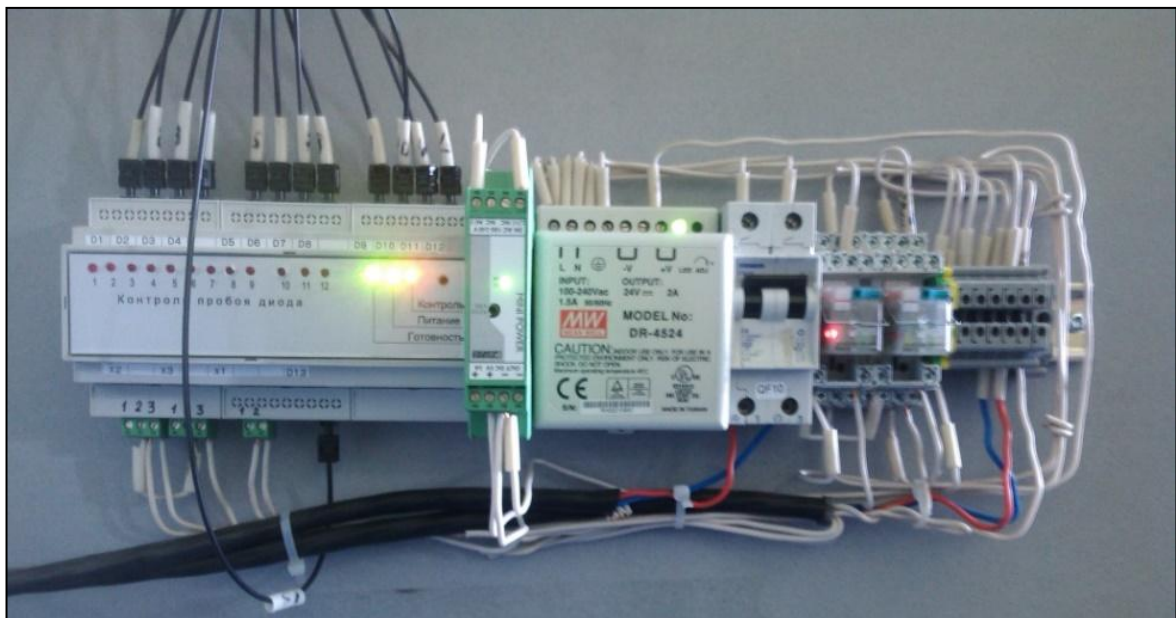


Рисунок 3.5 - Внешний вид устройства контроля пробоя диодов УЗС–15Н

Исходя из того, что принято решение о замене шестипульсового выпрямителя «две обратные звезды с уравнительным реактором» на двенадцатипульсовый выпрямитель, проведем проверочный расчет выпрямительных агрегатов.

Поскольку предлагается использовать существующие трансформаторы с их модернизацией, расчет будем проводить отдельно для каждого: для первого трансформатора – схема «звезда–звезда», для второго – «звезда–треугольник» [13].

Напряжение холостого хода выпрямителя:

$$U_{d0} = \frac{U_{дн}}{1 - A \frac{u_k}{100}} \quad (3.1)$$

Где:

$U_{дн}$ – номинальное напряжение выпрямителя, $U_{дн}=3300$ В;

A – коэффициент схемы, для двенадцатипульсовых преобразователей, $A = 0,26$;

u_k – напряжение короткого замыкания (13%).

$$U_{d0} = \frac{3300}{1 - 0,26 \cdot \frac{13}{100}} = 3415 \text{ В}$$

Расчетная мощность выпрямителя:

$$P_{d0} = U_{d0} \cdot I_{дн} \quad (3.2)$$

где $I_{дн}$ – номинальный ток выпрямителя, $I_{дн}=3150$ А.

$$P_{d0} = 3415 \cdot 3150 = 10760 \text{ кВА}$$

На каждый из трансформаторов будет приходиться половина этой мощности (0,5 от P_{d0}).

Действующее значение фазного напряжения на вторичной обмотке трансформатора:

Для 12-ти пульсовой мостовой схемы сначала рассчитывается напряжение для одного моста:

$$U_M = \frac{U_{d0}}{2} \quad (3.3)$$

$$U_M = \frac{3415}{2} = 1708 \text{ В}$$

Далее рассчитываем напряжение:

на фазе вторичной обмотки «звезды»:

$$U_{2\lambda} = \frac{U_M}{2,34} \quad (3.4)$$

$$U_{2\lambda} = \frac{1708}{2,34} = 729,8 \text{ В}$$

на фазе вторичной обмотки «треугольника»:

$$U_{2\Delta} = \sqrt{3} \cdot U_{2\lambda}$$
$$U_{2\Delta} = \sqrt{3} \cdot 729,8 = 1264 \text{ В}$$

Действующее значение тока вторичной обмотки:

на фазе «звезды»:

$$I_{2\lambda} = \frac{2}{3} \cdot I_{dH} \quad (3.5)$$

Выполним надлежащий расчет:

$$I_{2\lambda} = \frac{2}{3} \cdot 3150 = 2571,97 \text{ А.}$$

на фазе «треугольника»:

$$I_{2\Delta} = \frac{I_{2\lambda}}{3} \quad (3.6)$$

Выполним надлежащий расчет:

$$I_{2\Delta} = \frac{2571,97}{3} = 1484,93 \text{ А.}$$

Действующее значение фазного напряжения на сетевой (первичной) обмотке трансформатора:

$$U_{1\Phi} = \frac{U_{1Л}}{3} \quad (3.7)$$

где $U_{1Л}$ – номинальное напряжение питающей сети, $U_{1Л} = 6000$ кВ.

$$U_{1\Phi} = \frac{6000}{3} = 3464 \text{ В.}$$

Коэффициент трансформации в режиме выпрямителя:

на фазе «звезды»:

$$K_{Т\lambda} = \frac{U_{1\Phi}}{U_{2\lambda}} \quad (3.8)$$

Выполним надлежащий расчет:

$$K_{Т\lambda} = \frac{3464}{729,8} = 4,75$$

На фазе «треугольника»:

$$K_{T\Delta} = \frac{U_{1\Phi}}{U_{2\Delta}} \quad (3.9)$$

Выполним надлежащий расчет:

$$K_{T\Delta} = \frac{3464}{1264} = 2,74$$

Действующее значение тока сетевой обмотки:

– На фазе «звезды»:

$$I_{1\lambda} = \frac{I_{2\lambda}}{K_{T\lambda}} \quad (3.10)$$

Выполним надлежащий расчет:

$$I_{1\lambda} = \frac{2571,97}{4,75} = 541,84 \text{ А}$$

– На фазе «треугольника»:

$$I_{1\Delta} = \frac{I_{2\Delta}}{K_{T\Delta}} \quad (3.11)$$

Выполним надлежащий расчет:

$$I_{1\Delta} = \frac{1484,93}{2,74} = 541,94 \text{ А}$$

Номинальная мощность сетевой обмотки:

На фазе «звезды»:

$$S_{1\lambda} = 3 \cdot U_{1\Phi} \cdot I_{1\lambda} \quad (3.12)$$

Выполним надлежащий расчет:

$$S_{1\lambda} = 3 \cdot 3464 \cdot 541,84 = 5630,85 \text{ кВА}$$

На фазе «треугольника»:

$$S_{1\Delta} = 3 \cdot U_{1\phi} \cdot I_{1\Delta} \quad (3.13)$$

Выполним надлежащий расчет:

$$S_{1\Delta} = 3 \cdot 3464 \cdot 541,94 = 5631,84 \text{ кВА}$$

Типовая мощность трансформаторов:

Для первого трансформатора:

$$S_{T1} = \frac{S_{1\lambda} + S_{2\lambda}}{2} = \frac{5630,85 + 5631,02}{2} = 5630,94 \text{ кВА}$$

Для второго трансформатора:

$$S_{T2} = \frac{5631,84 + 5631,12}{2} = 5631,48 \text{ кВА}$$

Исходя из того, что реконструируемые трансформаторы имеют мощность 6300 кВА, результаты расчетов показывают, что эти трансформаторы можно использовать в дальнейшем для схемы двенадцатипульсового выпрямителя.

4 Экономическая эффективность проекта реконструкции тяговой подстанции Жигулевское море

Внедрение новой техники требует больших капитальных вложений. Поэтому необходимо осуществлять модернизацию существующей техники так, чтобы система, которая усовершенствуется, давала постоянный экономический и социальный эффект [10].

Ряд мероприятий, направленных на повышение эффективности системы тягового электроснабжения, приводят к увеличению пропускной способности участков, а, следовательно, к получению дополнительного эффекта от увеличения грузоперевозок и сокращению эксплуатационных расходов за счет сокращения парка локомотивов, обслуживающих данные направления, при появлении возможности пропуска поездов повышенной массы.

Расчеты проводятся исходя из того, что действующая на Куйбышевской и Приволжской железных дорогах доходная (D_c) и расходная (P_c) ставки грузооборота в ценах 2018 г. составляют 6,31 и 3,05 руб. на 10 т·км соответственно.

Произведем оценку возможного прироста грузооборота за счет реконструкции имеющегося оборудования на тяговой подстанции Жигулевское море и установки новых аппаратов.

В первой части ВКР в пункте 1.1 было рассчитано число пар поездов в сутки при нормальном режиме с массой поезда 4400 тонн. Число пар в четном и нечетном направлениях при межпоездном интервале 20 минут составило $n_{\text{ч}}/n_{\text{неч}}=37$ поездов.

Фактический размер движения поездов до проведенных мероприятий для пропуска тяжеловесных поездов составляет $n_{\text{ч}}/n_{\text{неч}}=30$ поездов.

Произведем сопоставление достигнутой (37/37) и фактической (30/30) пропускной способности, далее определим достигнутый эффект. Эффект составляет $K_{\text{ч}}/K_{\text{неч}} = 7/7$ поезда в четном и нечетном направлении расчетной массы.

При расчетной массе поездов в нечетном направлении $m_{нч} = 4400$ тонн и в четном $m_{ч} = 4400$ тонн при равномерном графике движения распределения в течение суток может быть обеспечен максимальный рост грузооборота $A_{уч}$ на участке межподстанционной зоны L на основании выражения:

$$A_{уч} = K_{нч} \cdot m_{нч} + K_{ч} \cdot m_{ч} \cdot L \cdot 365, \text{ т} \cdot \text{км} \quad (4.1)$$

Выполним надлежащий расчет:

$$A_{уч} = 7 \cdot 4400 + 7 \cdot 4400 \cdot 23 \cdot 365 = 517,13, \text{ млн. т} \cdot \text{км}.$$

Максимальный прирост чистой прибыли $\mathcal{E}_п$ от освоения дополнительных объемов перевозок вычисляется на основании выражения:

$$\mathcal{E}_п = A_{уч} \cdot \frac{D_c - P_c}{10} - N_p - N_{и} - \mathcal{E}_р \quad (4.2)$$

где D_c – доходная ставка грузооборота в ценах на 2018 г. (6,31 руб. на 10 т·км);

P_c – расходная ставка грузооборота в ценах на 2018 г. (3,05 руб. на 10 т·км);

N_p – налог на прибыль, 20%;

$N_{и}$ – налог на имущество, 0%;

$\mathcal{E}_р$ – эксплуатационные расходы для роста грузооборота, 0.

$$\mathcal{E}_п = 517,132 \cdot \frac{6,31 - 3,05}{10} - 0,2 \cdot 517,132 \cdot \frac{6,31 - 3,05}{10}$$

$$\mathcal{E}_п = 134,868 \text{ млн. руб.}$$

Предполагается, что достижение максимально возможного прироста годового грузооборота на участке достигается за пять лет, начиная с первого года эксплуатационного периода, т.е. по 103,426 млн. т км на сумму 26,973 млн. руб. в год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы являлось увеличение пропускной способности до 4400 тонн на участке Отвага – Жигулевское море – Задельная, путем реконструкции тяговой подстанции «Жигулёвское море»

Были получены следующие основные результаты:

– В первой части на основе графика поездных токов и времени хода поезда на заданном участке рассчитаны: мощность и количество понизительных трансформаторов для расчетной ТП, площадь сечения проводов контактной подвески, выбран тип контактной подвески.

– Во второй части выполнен проверочный расчет имеющегося оборудования ТП Жигулевское море и произведена проверка оборудования для дальнейшего использования;

– В специальной части ВКР предложено заменить выпрямители, а также усовершенствовать защиту от пробоя вентиля;

– В экономическом разделе выполнен расчет экономической эффективности ВКР;

Цель ВКР достигнута, задачи, поставленные на выполнение выпускной квалификационной работы бакалавра выполнены в полной мере.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М. : Стандартинформ, 1985. 20 с.
- 2 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М. : Стандартинформ, 2012. 20 с.
- 3 ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок М. : Стандартинформ, 2001. 330 с.
- 4 Васильева Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения : учеб. пособие. М. : Горячая линия-Телеком, 2015. 152 с.
- 5 Гаранин М.А., Бошкарёва Т.В., Блинкова С.А. Электроснабжение железных дорог : учеб. пособие. Самара : СамГУПС, 2016. 31 с.
- 6 Гуревич В.И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса. Вологда : Инфра-Инженерия, 2017. 302 с.
- 7 Захаров О.Г. Поиск дефектов в релейно-контакторных схемах. Учебно-практическое пособие : учеб. пособие. Вологда : Инфра-Инженерия, 2017. 212 с.
- 8 Короткие замыкания и выбор электрооборудования : учебное пособие для вузов / И.П. Крючков [и др.]. М. : Издательский дом МЭИ, 2012. 568 с.
- 9 Кочковская С.С. Автоматизированное проектирование электрических систем : учеб. пособие. М. : ФЛИНТА, 2017. 111 с.
- 10 Любимова Н. Г. Экономика и управление в энергетике. Учебник для магистров : учеб. пособие. М. : Юрайт, 2017. 420 с.
- 11 Митрофанов С.В. Моделирование в электроэнергетике : учебное пособие : учеб. пособие. Оренбург : ОГУ, 2015. 143 с.
- 12 Полуянович Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий : учеб. пособие. М. : Лань, 2016. 396 с.

13 Титков В.В. Перенапряжения и молниезащита : учеб. пособие. СПб. : Лань, 2016. 224 с.

14 Хромоин П. К. Электротехнические измерения : учеб. пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 288 с.

15 Электротехнический справочник. Практическое применение современных технологий / под ред. С.Л. Корякина-Черняка. СПб. : Наука и Техника, 2014. 592 с.

16 Baker T. E. Electrical Calculations and Guidelines for Generating Stations and Industrial Plants : tutorial. Boca Raton : CRC Press, 2017. 635 p.

17 Bhargava S. C. Finite Element Analyses of Eddy Current Effects in Turbo-generators : tutorial. Boca Raton : CRC Press, 2017. 635 p.

18 Cassedy E. S., Peter Z. G. Introduction to Energy : tutorial. Cambridge : Cambridge University Press, 2017. 440 p.

19 Daza S. A. Electric Power System Fundamentals : tutorial. London : Artech house, 2016. 405 p.

20 Ezzati H.R., Varjani A.Y. Design an Automatic Gain Adjustment for Shunt Active Power Filter Based on Total Harmonic Distortion Control for Harmonic Propagation Damping // International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston. 2017. Vol. 18, № 4.