

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы является «Реконструкция собственных нужд ПС «Левобережная».

Актуальность темы выпускной квалификационной работы вызвана необходимостью обеспечения надежной работы подстанции. В связи с увеличением нагрузок, риск возникновения аварии значительно увеличивается, что может привести к полному погашению подстанции, а также к серьезным проблемам при её последующем вводе в работу.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции электрической части собственных нужд подстанции «Левобережная».

В соответствии с целью в работе решены следующие задачи:

- Расчет системы оперативного постоянного тока (СОПТ)
- Расчет нагрузок для трансформаторов собственных нужд подстанции
- Выбор ТСН с учетом технико-экономического преимущества
- Выбор электрооборудования
- Расчет допустимых потерь напряжения
- Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ

Abstract

Subject of final qualification work is "Reconstruction of own needs of substation "Levoberezhnaya"".

Relevance of a subject of final qualification work is caused by need of ensuring reliable work of substation. Due to the increase in loadings, the risk of emergence of accident considerably increases that can lead to full repayment of substation, and also to serious problems at her subsequent implementation.

The purpose of final qualification work is development of the project of reconstruction of an electric part of own needs of substation " Levoberezhnaya ".

According to the purpose in work the following tasks are solved:

- Calculation of system of an operational direct current
- Calculation of loadings for transformers of own needs of substation
- Calculation of loadings for transformers of own needs of substation
- Calculation of admissible losses of tension
- Calculation of currents of short circuit in networks up to 1 kV

Final qualification work consists of the explanatory note containing 62 pages and 6 drawings.

In the course of execution of final qualification operation summary loading of system of direct operational current and the total summary load of all electroreceivers of substation were calculated.

Proceeding from calculations of system of direct operational current the EnerSys PowerSafe Vb 2307+ accumulator plant.

On the general total loading of all electroreceivers calculation of power of transformers and selection for technical and economic parameters of 2 options of TSN have been made. Therefore the option with two TSZ transformers – 630/10 has been chosen. With one compensating installation on the party to 1 kV like the 375 quar. UKM 58-0,4-375-25.

Содержание

Введение.....	5
1. Характеристика объекта.....	6
2. Расчет нагрузок оперативного постоянного тока (СОПТ).....	7
3. Расчет электрических нагрузок до 1 кВ.....	11
4. Выбор трансформаторов. Расчет компенсации реактивной мощности в сети	20
5. Выбор электрооборудования собственных нужд ПС «Левобережная».....	31
5.1 Расчет нагрузок для распределительных шинопроводов.....	31
5.2 Выбор электрооборудования для всех электроприемников ПС.....	35
6. Расчет сетей по потерям напряжения.....	45
7. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1 кВ.....	52
Заключение.....	59
Список использованных источников.....	60

Введение

Подстанцией называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления, защиты и измерения. В зависимости от потребляемой мощности и удаленности от источника питания различают следующие виды подстанций: узловая распределительная; главная понизительная; глубокого ввода; трансформаторный пункт.

Главные понизительные подстанции и цеховые подстанции желательно выполнять с числом трансформаторов не более двух. Для потребителей третьей и частично второй категории возможно рассматривать вариант установки одного трансформатора с осуществлением резервного питания от соседней трансформаторной подстанции. В этом случае резервная подстанция является второй подстанцией и должна иметь запас мощности.

Главные понизительные подстанции (ГПП) максимально приближают к центрам нагрузок, насколько позволяют производственные условия, что позволяет построить экономичную и надежную схему электроснабжения.

Собственные нужды подстанции – это совокупность вспомогательных устройств и относящейся к ним электрической части, обеспечивающая работу подстанции. Установки собственных нужд являются важным элементом подстанций. Повреждения в системе собственных нужд неоднократно приводили к аварийному состоянию энергосистем.

Электроприемники собственных нужд, по их влиянию на технологический процесс, условно делят на ответственные и неответственные. К ответственным относят электроприемники, выход из строя которых может привести к аварии на подстанции. Такие электроприемники нуждаются в особенно надежном питании.

1. Характеристика объекта

ПС «Левобережная», установленной мощностью 500 МВА и рабочим напряжением 220/110/10 кВ, является одной из 933 подстанций публичного акционерного общества «ФСК ЕЭС». Она введена в эксплуатацию в 1961 году и обеспечивает электроснабжение жителей города и таких важных объектов Тольятти, как ТЭЦ ВАЗа, химический завод ТОАЗ, нефтехимическое предприятие ООО «СИБУР Тольятти» (ранее «Тольяттикаучук»), а также международный аэропорт «Курумоч».

Подстанция расположена в промышленной части города Тольятти, ул.Базовая, д.48 (рисунок 1.1)



Рисунок 1.1 – Месторасположение подстанции

2. Расчет нагрузок оперативного постоянного тока (СОПТ)

В соответствии с требованиями стандарта организации ОАО «ФСК ЕЭС» [2] СОПТ должна обеспечивать рабочее и резервное питание устройств релейной защиты и автоматики, устройств управления высоковольтными коммутационными аппаратами, устройств связи (передача сигналов и команд РЗА), устройств коммуникации (передача сигналов и команд между устройствами РЗА), устройств АСУ ТП, устройств сбора информации для АСУ ТП и ССПИ, приводов автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд напряжением 0,4 кВ, а также устройств сигнализации.

На таблице 2.1 представлены итоговые данные по расчету нагрузок систем оперативного постоянного тока.

Расчет производится по следующим формулам:

$$P_p = P_n \cdot n, \quad (2.1)$$

где P_p – расчетная нагрузка;

n – кол-во ЭП;

P_n – номинальная мощность.

$$P_{p\Sigma} = \sum P_p \quad (2.2)$$

Таблица 2.1 – Итоговые данные по расчету нагрузок систем оперативного постоянного тока

№	Наименование нагрузки	Количество, п	Номинальная мощность, Р	Расчетная нагрузка		
				Длительный (2-х часовой) режим разряда		Кратковременная (толчковая) нагрузка в конце 2-х часового разряда
		Постоянная нагрузка	Временная нагрузка	Вт	Вт	
		шт	Вт	Вт	Вт	Вт
1	2	3	4	5	6	7
1	Панель дифференциальной защиты трансформатора «АТ1» («АТ2»)	4	40	160	-	-
2	Панель защиты трансформатора «АТ1» («АТ2»)	8	15	120	-	-
3	Панель АУВ трансформатора «АТ1» («АТ2»)	18	15	270	-	-
4	Панель дифференциальной защиты ВЛ 220кВ	10	15	150	-	-
5	Панель АУВ ВЛ 220кВ	5	15	75	-	-
6	Панель АУВ ШСВ 220кВ, панель ДЗШ 220кВ	5	15	75	-	-

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7
7	Панель АУВ ВЛ 110кВ	20	15	300	-	-
8	Панель защиты ВЛ 110кВ	14	30	420	-	-
9	Панель защиты ВЛ 110кВ	8	30	240	-	-
10	Панель защиты ШСВ 110кВ	2	15	30	-	-
11	Панель ДЗШ 110кВ	8	45	360	-	-
12	КРУЭ 110кВ. Шкаф «ШМУ»	26	90	2340	-	-
13	КРУЭ 110. Катушки отключения	7	1980	-	-	13860
14	ОРУ 220кВ. Катушки отключения	7	220	-	-	1540
15	КРУ-10кВ. Цепи управления	2	100	200	-	-
16	КРУ-10кВ. Катушки отключения	1	220	-	-	220
17	Панель сигнализации	1	100	100	-	-
18	Шкаф преобразователей	2	10	20	-	-
19	Аварийное освещение	-	-	-	2400	-
20	Панели АСУТП	-	-	-	9000	-

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7
21	Цепи управления АВР ЩСН 0.4кВ	2	50	100	-	-
Всего, Вт				4960	11400	15620
Всего, А				22,54	51,82	71
Установившийся ток аварийного режима с учетом износа батареи, А				28,18	64,77	
				92,95		

Исходя из расчетов выбираем аккумуляторную батарею EnerSys PowerSafe Vb 2307+ емкостью 385 А/ч, номинальным напряжением 2 В и сроком служб 20 лет.

АКБ закрытого типа свинцово-кислотные батареи, требующие минимального обслуживания, специально разработанные для промышленного применения в источниках бесперебойного питания с высокими требованиями по безопасности. Особенность конструкции данных батарей позволяют эксплуатировать в режимах кратковременных разрядов большими токами или в режимах длительного разряда с отбором большой емкости. Основные сферы применения: системы резервного электроснабжения на АЭС и ТЭС, источники бесперебойного питания (UPS), промышленные системы в источниках аварийного электроснабжения. АКБ серии Vb так же используются для запуска двигателей.

3. Расчет электрических нагрузок до 1 кВ

Расчет выполняется методом упорядоченных диаграмм (коэффициента максимума). Расчет необходим для выбора мощности трансформаторов собственных нужд, а также сечений проводников питающих линий к РП или ШРА. Все расчеты сводятся в таблицу 3.1.

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере одного электроприемника, все последующие расчеты ведутся аналогично:

Шкаф питания РПН АТ1 номинальной мощностью 2,3 кВт.

Определяем коэффициент использования и $\cos\phi/\operatorname{tg}\phi$ из таблицы 1 в учебно-методическом пособии [1]:

$$K_{II} = 0,3,$$

$$\cos\phi / \operatorname{tg}\phi = 0,65 / 1,2.$$

Находим среднесменные нагрузки:

$$P_{CM} = K_{II} \cdot P_n, \quad (3.1)$$

$$P_{CM} = 0,3 \cdot 2,3 = 0,69 \text{ кВт},$$

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot \operatorname{tg}\phi, \quad (3.2)$$

$$Q_{CM} = 0,69 \cdot 0,72 = 0,497 \text{ квар}.$$

Определяем расчетные значения:

$$m = \frac{P_{н. \max}}{P_{н. \min}}, \quad (3.3)$$

$$m = \frac{151,6}{1} = 151,6 > 3,$$

$$n_{\text{общее}} = 59 \text{ шт}.$$

Сумма номинальных суммарных мощностей:

$$P_{n\Sigma} = \sum P_n, \quad (3.4)$$

$$P_{n\Sigma} = 1132,3 \text{ кВт}.$$

Сумма среднесменных мощностей:

$$P_{CM\Sigma} = \sum P_{CM}, \quad (3.5)$$

$$P_{CM\Sigma} = 739,285 \text{ кВт},$$

$$Q_{CM\Sigma} = \sum Q_{CM}, \quad (3.6)$$

$$Q_{CM\Sigma} = 491,635 \text{ кВт}.$$

Групповой коэффициент использования:

$$K_{Игр} = \frac{P_{CM\Sigma}}{P_{n\Sigma}}, \quad (3.7)$$

$$K_{Игр} = \frac{739,285}{1132,3} = 0,65.$$

При $n \geq 5$, $K_{Игр} \geq 0,2$, $m > 3$, эффективное число электроприемников:

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot P_{n\Sigma}}{P_{n.\text{max}}}, \quad (3.8)$$

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot 1132,3}{151,6} \approx 14.$$

Далее определяем общие расчетные мощности подстанции:

$$P_p = K_M \cdot P_{CM\Sigma}, \quad (3.9)$$

$$P_p = 1,15 \cdot 739,285 = 850,17 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.10)$$

$$Q_p = 850,178 \cdot 0,665 = 565,38 \text{ квар},$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (3.11)$$

$$S_p = \sqrt{850,17^2 + 565,38^2} = 1021 \text{ кВА}.$$

Находим расчетный ток собственных нужд подстанции:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3.12)$$

$$I_p = \frac{1028,5}{\sqrt{3} \cdot 380} = 1,55 \text{ кА}.$$

Таблица 3.1 – Расчет электрических нагрузок до 1 кВ

Наименование ЭП	P_H , кВт	K_H	$tg\varphi$	m	P_{CM} , кВт	Q_{CM} , Квар	n_{Σ} , шт	K_M	P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВА	I_P , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	15
Шкаф питания РПН АТ1	2,3	0,3	0,72		0,69	0,497						
Шкаф управления дренажными насосами маслосборника ввод 1	3	0,7	0,72		2,1	1,512						
Кран КРУЭ-110кВ Секция 1.3	9,5	0,1	0,75		0,95	0,712						
Сеть освещения шкафов ШМУ КРУЭ-110кВ Секция 1.3	1,3	0,95	0,86		1,235	1,062						
Сеть аварийного освещения ЩПТ-1	2,4	0,95	3,5		2,28	7,98						
ЗВУ №1	10	0,8	0,72		8	5,76						
ЗВУ №2	10	0,8	0,72		8	5,76						

Продолжение таблицы 3.1

ЗВУ №3	10	0,8	0,72		8	5,76						
Шкаф управления "П2/В2" (Приточно- вытяжной агрегат)	151,6	0,6	0,46		90,96	41,842						
Щиток освещения "1ЩО"	12,5	0,95	0,72		11,875	8,55						
Щиток "2ЩО"	11,3	0,95	1,11		10,735	11,92						
Щиток "3ЩО"	15,5	0,95	0,72		14,725	10,602						
Кислотостойкий шкаф "01ШКС1"	23	0,6	0,15		13,8	2,07						
"01ШКС2"	23	0,6	0,15		13,8	2,07						
"01ШКС3"	23	0,6	0,15		13,8	2,07						
"01ШКС4"	23,9	0,6	0,15		14,34	2,151						
"01ШКС5"	23	0,6	0,15		13,8	2,07						
"01ШКС6"	18,6	0,6	0,15		11,16	1,674						
"01ШКС7"	23	0,6	0,15		13,8	2,07						
"01ШКС8"	23	0,6	0,15		13,8	2,07						
Шкафы сервисной сети "05СП"	15	0,7	0,72		10,5	7,56						

Продолжение таблицы 3.1

Шкаф автоматического охлаждения трансформатора "ШАОТ1"	16,9	0,6	0,72		10,14	7,3						
"ШАОТ2"	16,9	0,6	0,72		10,14	7,3						
Кислотостойкий шкаф "02ШКС1"	3,3	0,4	0,14		1,32	0,185						
"02ШКС2"	3,3	0,4	0,14		1,32	0,185						
Шкаф распределительный "04ШР1"	14,2	0,7	0,44		9,94	4,374						
"04ШР2"	14,2	0,7	0,86		9,94	8,548						
"04ШР3"	66,7	0,6	0,46		40,02	18,4						
"04ШР4"	6,6	0,6	0,72		3,96	2,85						
"04ШР5"	48,3	0,6	0,72		28,98	20,86						
"04ШР6"	12,4	0,7	0,72		8,68	6,25						
"04ШР7"	25,4	0,7	0,72		17,78	12,8						
"07ШР1"	22,8	0,7	0,7		15,96	11,172						
"09ШР1"	15	0,7	0,6		10,5	6,3						

Продолжение таблицы 3.1

"10ШР1"	10,5	0,7	0,72		7,35	5,292						
"10ШР2"	10,5	0,7	0,72		7,35	5,292						
"11ШР1"	22,4	0,7	0,46		15,68	7,213						
"11ШР2"	22,4	0,7	0,46		15,68	7,213						
"14ШР1"	11,8	0,7	0,75		8,26	6,195						
Шкаф управления насосами пожаротушения "ШУН1"	107	0,7	0,67		74,9	50,183						
"ШУН2"	107	0,7	0,67		74,9	50,183						
Шкаф гарантированного питания "04ШГП1"	2,3	0,6	0,6		1,38	0,828						
"04ШГП2"	5,1	0,6	0,4		3,06	1,224						
"04ШГП3"	4	0,6	0,72		2,4	1,728						
Сборка охранного освещения "СОО"	12,6	0,9	0,72		11,34	8,165						

Продолжение таблицы 3.1

Сеть освещения шкафов ШМУ КРУЭ-110кВ Секция 2.4	1,3	0,95	0,72		1,235	0,89						
Приточно-вытяжной агрегат "П1/В1"	39,8	0,6	0,46		23,88	10,985						
Щит наружного освещения "ЩНО"	12	0,9	0,32		10,8	3,456						
Центральный шкаф контроля и управления А4	1,5	0,6	3,5		0,9	3,15						
Шкаф оповещения А3	1,8	0,6	3,5		1,08	3,78						
Шкаф ВЧ связи	1	0,6	3,5		0,6	2,1						
Кран КРУЭ-110кВ Секция 2.4	9,5	0,1	0,72		0,95	0,684						

Продолжение таблицы 3.1

Шкаф управления дренажными насосами маслосборника Ввод2	3	0,7	0,72		2,1	1,512						
Шкаф управления очистными ливневых стоков	4,5	0,7	0,72		3,15	2,268						
Шкаф питания РПН АТ2	2,3	0,3	0,72		0,69	0,497						
Шкаф ВОЛС	3,6	0,7	3,7		2,52	9,324						
Шкаф связи А1	3,5	0,3	3,5		1,05	3,675						
Шкафы сервисной сети "01СШ"	15	0,7	3,5		10,5	36,75						
Шкафы сервисной сети "02СШ"	15	0,7	3,5		10,5	36,75						
Итого	1132,3	0,65	0,665	>3	739,285	491,635	14	1,15	850,17	565,38	1021	1,55

4. Выбор трансформаторов. Расчет компенсации реактивной мощности в сети

Количество трансформаторов для электроприемников II категории по надежности электроснабжения согласно [3] берем равным 2 и коэффициент загрузки трансформатора равным 0,7.

Рассчитаем мощность трансформатора:

$$S_n = \frac{P_p}{K_3 \cdot N_T}, \quad (4.1)$$

$$S_n = \frac{850,17}{0,7 \cdot 2} = 607,26 \text{ кВА}.$$

Выбираем трансформаторы ТСЗ – 630/10 – УЗ и ТСЛ – 1000/10 – УЗ

Вариант А

Рассмотрим вариант с двумя трансформаторами типа ТСЗ – 630/10 – УЗ.

Расчет компенсации реактивной мощности в сети

Исходные данные:

$$P_p = 850,17 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 565,38 \text{ квар},$$

$$S_p = 1021 \text{ кВА}.$$

Технические характеристики трансформатора:

$$P_{xx} = 1,5 \text{ кВт},$$

$$P_{K3} = 9,4 \text{ кВт},$$

$$U_{K3} = 6\%,$$

$$i_0 = 1,5\%,$$

$$S_n = 630 \text{ кВА}.$$

Расчет потерь в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{K3} , \quad (4.2)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot 1,5 + 0,7^2 \cdot 9,4 = 12,2 \text{ кВт} ,$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot i_0 + K_3^2 \cdot U_{K3} \cdot \frac{S_H}{100} , \quad (4.3)$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot 1,5 + 0,7^2 \cdot 6 \cdot \frac{630}{100} = 55,9 \text{ квар} .$$

Расчетная нагрузка корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_{P\Sigma} = P_P + \Delta P_T , \quad (4.4)$$

$$P_{P\Sigma} = 850,17 + 12,2 = 862,37 \text{ кВт} ,$$

$$Q_{P\Sigma} = Q_P + \Delta Q_T , \quad (4.5)$$

$$Q_{P\Sigma} = 565,38 + 55,9 = 621,28 \text{ квар} .$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_{P\Sigma} , \quad (4.6)$$

$$Q_{\min} = 0,5 \cdot 621,28 = 310,64 \text{ квар} .$$

Расчет экономически обоснованных значений реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$\alpha = 0,28 ,$$

$$Q_{CD} = 0 ,$$

$$Q'_{\Sigma 1} = Q_{P\Sigma} - 0,7 \cdot Q_{CD} , \quad (4.7)$$

$$Q'_{\Sigma 1} = 621,28 - 0,7 \cdot 0 = 621,28 \text{ квар} ,$$

$$Q''_{\Sigma 1} = \alpha \cdot P_{P\Sigma}, \quad (4.8)$$

$$Q''_{\Sigma 1} = 0,28 \cdot 862,37 = 241,46 \text{ квар}.$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений: $Q_{\Sigma 1} = 241,46 \text{ квар}$.

Расчет экономически обоснованных значений реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q_K = 0,$$

$$Q'_{\Sigma 2} = Q_{\min} + Q_K, \quad (4.9)$$

$$Q'_{\Sigma 2} = 310,64 + 0 = 310,64 \text{ квар},$$

$$Q'_{\Sigma 2} = Q_{\min} - Q_{KD} = Q_{\min} - Q_{P\Sigma} - Q_{\Sigma 1}, \quad (4.10)$$

$$Q'_{\Sigma 2} = 310,64 - 621,28 - 241,46 = -69,18 \text{ квар}.$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности: $Q_{\Sigma 2} = 310,64 \text{ квар}$.

Расчет суммарной мощности компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot Q_{P\Sigma} - Q_{\Sigma 1}, \quad (4.11)$$

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot 621,28 - 241,46 = 441,95 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{ку. min}} = Q_{\min} - Q_{\Sigma 2}, \quad (4.12)$$

$$Q_{\text{ку. min}} = 310,64 - 310,64 = 0 \text{ квар}.$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\Sigma 1} - Q_{P\Sigma} - Q_P, \quad (4.13)$$

$$Q_{\text{эп}} = 241,46 - (621,28 - 565,38) = 185,56 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность, которая может быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{N_T \cdot K_3 \cdot S_{н.Г}^2 - P_P^2}, \quad (4.14)$$

$$Q_T = \sqrt{2 \cdot 0,7 \cdot 630^2 - 862,37^2} = 185,046 \text{ квар.}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{KV.н} = Q_P - Q_T, \quad (4.15)$$

$$Q_{KV.н} = 565,38 - 185,046 = 380,33 \text{ квар.}$$

Так как $Q_{KV.н} > 50$ квар, то установка БК на стороне до 1 кВ целесообразна.

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне 6/10 кВ:

$$Q_{KV.б} = Q_{KV.макс} - Q_{KV.н}, \quad (4.16)$$

$$Q_{KV.б} = 441,95 - 380,33 = 61,62 \text{ квар.}$$

Так как $Q_{KV.б} < 800$ квар, то установка БК на стороне 6/10 кВ нецелесообразна.

На стороне до 1 кВ выбираем 1 регулирующую КУ типа УКМ58-0,4-375-25 УЗ мощностью 375 квар.

Расчет приведенных затрат на БК до 1 кВ:

$$E = 0,223,$$

$$C_0 = 4,8 \text{ тыс.руб} / \text{кВт},$$

$$U_{БК} = 1,$$

$$U = 1,$$

$$K_p = 16 \text{ тыс.руб} / \text{кВт},$$

$$P_{БК} = 4,5 \text{ кВт} / \text{Мвар},$$

$$K_y = 960 \text{ тыс.руб} / \text{Мвар},$$

$$E_p = 0,27,$$

$$Q = 0,375 \text{ Мвар},$$

$$Z_{КВ.н} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U}{U_{БК}} \right)^2 \cdot Q + C_0 \cdot P_{БК} \cdot Q + E_p \cdot K_p \cdot 1, \quad (4.17)$$

$$Z_{КВ.н} = 0,223 \cdot 960 \cdot 1 \cdot 0,375 + 4,8 \cdot 4,5 \cdot 0,375 + 0,27 \cdot 16 \cdot 1 = 92,7 \text{ тыс.руб}.$$

Расчет затрат на установку КТП с трансформатором ТСЗ – 630/10:

$$\alpha = 36 \text{ руб} / \text{кВт},$$

$$\beta = 0,9 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч},$$

$$T_M = 4500 \text{ ч},$$

$$T_P = 8760 \text{ ч},$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P, \quad (4.18)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2,886 \cdot 10^3 \text{ ч},$$

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau, \quad (4.19)$$

$$C = \left(\frac{36}{4500} + 0,9 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 2886 = 49,062 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год},$$

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P, \quad (4.20)$$

$$C_0 = \left(\frac{36}{4500} + 0,9 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 148,92 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год}.$$

$$K_{ТП} = 831 \text{ тыс.руб},$$

$$\Delta P_{xx} = 1,5 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{кз} = 9,4 \text{ кВт},$$

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}, \quad (4.21)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 148,92 \cdot 1,5 + 49,062 \cdot 0,7^2 \cdot 9,4 = 449,36 \text{ руб},$$

$$З_{кТП} = E \cdot K_{ТП} + C \cdot \Delta P_T, \quad (4.22)$$

$$З_{кТП} = E \cdot K_{ТП} + C \cdot \Delta P_T = 0,223 \cdot 831 + \frac{449,36}{1000} = 185,76 \text{ тыс.руб},$$

$$З_{общее} = З_{кУ.н} + З_{кТП}, \quad (4.23)$$

$$З_{общее} = 92,7 + 185,76 = 278,46 \text{ тыс.руб}.$$

Вариант Б

Рассмотрим вариант с двумя трансформаторами типа ТСЛ – 1000/10 – УЗ.

Расчет компенсации реактивной мощности в сети

Исходные данные:

$$P_p = 850,17 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 565,38 \text{ квар},$$

$$S_p = 1021 \text{ кВА}.$$

Технические характеристики трансформатора ТСЛ – 1000/10 – УЗ:

$$P_{xx} = 2 \text{ кВт},$$

$$P_{K3} = 8,8 \text{ кВт},$$

$$U_{K3} = 8\%,$$

$$i_0 = 1,5\%,$$

$$K_3 = 0,43,$$

$$S_n = 1000 \text{ кВА}.$$

Расчет потерь в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{K3}, \quad (4.24)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot 2 + 0,43^2 \cdot 8,8 = 7,25 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot i_0 + K_3^2 \cdot U_{K3} \cdot \frac{S_n}{100}, \quad (4.25)$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot 1,5 + 0,43^2 \cdot 8 \cdot \frac{1000}{100} = 59,6 \text{ квар}.$$

Расчетная нагрузка корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_{P\Sigma} = P_P + \Delta P_T, \quad (4.26)$$

$$P_{P\Sigma} = 850,17 + 7,25 = 857,42 \text{ кВт},$$

$$Q_{P\Sigma} = Q_P + \Delta Q_T, \quad (4.27)$$

$$Q_{P\Sigma} = 565,38 + 59,6 = 624,98 \text{ квар}.$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_{P\Sigma}, \quad (4.28)$$

$$Q_{\min} = 0,5 \cdot 624,98 = 312,49 \text{ квар}.$$

Расчет экономически обоснованных значений реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$\alpha = 0,28,$$

$$Q_{CD} = 0,$$

$$Q'_{Э1} = Q_{P\Sigma} - 0,7 \cdot Q_{CD}, \quad (4.29)$$

$$Q'_{Э1} = 624,98 - 0,7 \cdot 0 = 624,98 \text{ квар},$$

$$Q''_{Э1} = \alpha \cdot P_{P\Sigma}, \quad (4.30)$$

$$Q''_{Э1} = 0,28 \cdot 857,42 = 240,08 \text{ квар}.$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений: $Q_{Э1} = 240,08 \text{ квар}$.

Расчет экономически обоснованных значений реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q_K = 0,$$

$$Q'_{Э2} = Q_{\min} + Q_K, \quad (4.31)$$

$$Q'_{Э2} = 312,49 + 0 = 312,49 \text{ квар},$$

$$Q'_{Э2} = Q_{\min} - Q_{KD} = Q_{\min} - Q_{P\Sigma} - Q_{Э1}, \quad (4.32)$$

$$Q'_{Э2} = 312,49 - 624,98 - 240,08 = -72,41 \text{ квар}.$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности: $Q_{Э2} = 312,49 \text{ квар}$.

Расчет суммарной мощности компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot Q_{P\Sigma} - Q_{Э1}, \quad (4.33)$$

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot 624,98 - 240,08 = 447,4 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{кв. min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{Э2}}, \quad (4.34)$$

$$Q_{\text{кв. min}} = 312,49 - 312,49 = 0 \text{ квар.}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\text{Э1}} - Q_{\text{P}\Sigma} - Q_{\text{P}}, \quad (4.35)$$

$$Q_{\text{эн}} = 240,08 - (624,98 - 565,38) = 180,5 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность, которая может быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{N_{\text{T}} \cdot K_{\text{з}} \cdot S_{\text{н.Т}}^2 - P_{\text{P}}^2}, \quad (4.36)$$

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{2 \cdot 0,43 \cdot 1000^2 - 862,37^2} = 63,89 \text{ квар.}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{\text{КВ.н}} = Q_{\text{P}} - Q_{\text{T}}, \quad (4.37)$$

$$Q_{\text{КВ.н}} = 565,38 - 63,89 = 501,5 \text{ квар.}$$

Так как $Q_{\text{КВ.н}} > 50$ квар, то установка БК на стороне до 1 кВ целесообразна.

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне 6/10 кВ:

$$Q_{\text{КВ.в}} = Q_{\text{КВ. max}} - Q_{\text{КВ.н}}, \quad (4.38)$$

$$Q_{\text{КВ.в}} = 447,4 - 501,5 = -54,1 \text{ квар.}$$

Так как $Q_{KV.6} < 800$ квар, то установка БК на стороне 6/10 кВ нецелесообразна.

На стороне до 1 кВ выбираем 1 регулирующую КУ типа УКМ58 – 0,4 – 500 – 50 УЗ мощностью 500 квар.

Расчет приведенных затрат на БК до 1 кВ:

$$E = 0,223,$$

$$C_0 = 4,8 \text{ тыс.руб} / \text{кВт},$$

$$U_{БК} = 1,$$

$$U = 1,$$

$$K_p = 16 \text{ тыс.руб} / \text{кВт},$$

$$P_{БК} = 4,5 \text{ кВт} / \text{Мвар},$$

$$K_y = 960 \text{ тыс.руб} / \text{Мвар},$$

$$E_p = 0,27,$$

$$Q = 0,5 \text{ Мвар},$$

$$Z_{KV.н} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U}{U_{БК}} \right)^2 \cdot Q + C_0 \cdot P_{БК} \cdot Q + E_p \cdot K_p \cdot 1, \quad (4.39)$$

$$Z_{KV.н} = 0,223 \cdot 960 \cdot 1 \cdot 0,5 + 4,8 \cdot 4,5 \cdot 0,5 + 0,27 \cdot 16 \cdot 1 = 122,16 \text{ тыс.руб}.$$

Расчет затрат на установку КТП с трансформатором ТСЛ – 1000/10:

$$\alpha = 36 \text{ руб} / \text{кВт},$$

$$\beta = 0,9 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч},$$

$$T_M = 4500 \text{ ч},$$

$$T_P = 8760 \text{ ч},$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P, \quad (4.40)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2,886 \cdot 10^3 \text{ ч},$$

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau, \quad (4.41)$$

$$C = \left(\frac{36}{4500} + 0,9 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 2886 = 49,062 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год},$$

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P, \quad (4.42)$$

$$C_0 = \left(\frac{36}{4500} + 0,9 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 148,92 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год}.$$

$$K_{ТП} = 981 \text{ тыс.руб},$$

$$\Delta P_{xx} = 2 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{КЗ} = 8,8 \text{ кВт},$$

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{КЗ}, \quad (4.43)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 148,92 \cdot 2 + 49,062 \cdot 0,43^2 \cdot 8,8 = 377,7 \text{ руб},$$

$$З_{КТП} = E \cdot K_{ТП} + C \cdot \Delta P_T, \quad (4.44)$$

$$З_{КТП} = E \cdot K_{ТП} + C \cdot \Delta P_T = 0,223 \cdot 981 + \frac{377,7}{1000} = 219,14 \text{ тыс.руб},$$

$$З_{общее} = З_{КВ.н} + З_{КТП}, \quad (4.45)$$

$$З_{общее} = 122,16 + 219,14 = 341,3 \text{ тыс.руб}.$$

Заключение

Выбираем вариант по наименьшим затратам (вариант А) с двумя трансформаторами ТСЗ – 630/10. С одной компенсирующей установкой на стороне до 1кВ типа УКМ 58-0,4-375-25 УЗ мощностью 375 квар. Общие затраты равны 281,63 тыс.руб.

5. Выбор электрооборудования собственных нужд ПС «Левобережная»

5.1 Расчет нагрузок для распределительных шинопроводов

Расчет нагрузок для шинопроводов производится аналогично расчету нагрузок в пункте 3. Результаты сводятся в таблицу 5.1.1. Выбранное электрооборудование представлено в таблице 5.1.2

Электроприемники запитанные от ШРА 1:

1. Шкаф питания РПН АТ1
2. Шкаф управления дренажными насосами маслоборника ввод 1
3. Кран КРУЭ-110кВ Секция 1.3
4. "01ШКС1"
5. "01ШКС2"
6. "01ШКС3"
7. "01ШКС4"
8. "01ШКС5"
- 9 "01ШКС6"
10. "01ШКС7"
11. "01ШКС8"
12. Шкафы сервисной сети "01СШ"
13. Сеть освещения шкафов ШМУ КРУЭ-110кВ Секция 1.3
14. Сеть аварийного освещения ЩПТ-1
15. Шкаф ВОЛС
16. Шкаф связи А1
17. ЗВУ №2
18. Шкаф управления "П2/В2" (Приточно-вытяжной агрегат)
19. "04ШР4"
20. Щиток освещения "1ЩО"
21. Щиток освещения "2ЩО"

22. ЗВУ №1
23. Шкафы сервисной сети "05СШ"
24. Шкаф управления насосами пожаротушения "ШУН1"
25. "07ШР1"
26. "10ШР1"
27. Шкаф гарантированного питания "04ШГП1"
28. Шкаф гарантированного питания "04ШГП2"
29. Шкаф гарантированного питания "04ШГП3"
30. "04ШР1"
31. "04ШР6"
32. "11ШР1"
33. "11ШР2"

Электроприемники запитанные от ШРА 2:

1. "04ШР3"
2. "09ШР1"
3. "10ШР2"
4. "04ШР2"
5. "04ШР5"
6. "14ШР1"
7. Щиток освещения "ЗЩО"
8. ЗВУ №3
9. Сборка охранного освещения "СОО"
10. Сеть освещения шкафов ШМУ КРУЭ-110кВ Секция 2.4
11. Кислотостойкий шкаф "02ШКС1"
12. Кислотостойкий шкаф "02ШКС2"
13. Приточно-вытяжной агрегат "П1/В1"
14. Шкаф автоматического охлаждения трансформатора "ШАОТ1"
15. "ШАОТ2"
16. Шкафы сервисной сети "02ШС"

17. "04ШР7"
18. Щит наружного освещения "ЩНО"
19. Центральный шкаф контроля и управления А4
20. Шкаф оповещения А3
21. Шкаф ВЧ связи
22. Кран КРУЭ-110кВ Секция 2.4
23. Шкаф управления очистными ливневых стоков
24. Шкаф управления дренажными насосами маслоборника Ввод2
25. Шкаф питания РПН АТ2
26. Шкаф управления насосами пожаротушения "ШУН2"

Таблица 5.1.1 – Расчет электрических нагрузок для распределительных шинопроводов

	P_H , кВт	K_H	$tg\varphi$	m	P_{CM} , кВт	Q_{CM} , Квар	n_{Σ} , шт	K_M	P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВА	I_P , кА
Для ШРА 1	663,2	0,65	0,6	>3	428,68	257,47	8	1,3	557,28	283,2	625,11	0,95
Для ШРА 2	469,1	0,66	0,75	>3	310,6	234,16	8	1,3	403,78	257,57	478,94	0,73

Таблица 5.1.2 – Выбранное электрооборудование

	P_n , кВт	$\cos\varphi$	I_n , А	Выбранный шинопровод	Выбранный выключатель
Для ШРА 1	663,2	0,85	950	MR 1000 А	E1B 1000 PR121-LSI 1000A
Для ШРА 2	469,1	0,8	730	MR 800 А	E1B 1000 PR121-LSI 1000A

5.2 Выбор электрооборудования для всех электроприемников ПС

Производится выбор кабелей, подходящих от распределительных шинопроводов к электроприемникам и автоматическим выключателям. Выбор проводится по номинальному току, по формуле, приведенной ниже:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_n}, \quad (5.2.1)$$

где $U_n = 380 \text{ В}$.

Согласно [2] пункту 6.2.3 кабели должны применяться с изоляцией, не распространяющей горение (с индексом НГ-LS).

Все паспортные данные электроприемников, рассчитанный ток и выбранное электрооборудование сводится в таблицу 5.2.1

Таблица 5.2.1 – Выбор электрооборудования для всех ЭП

№ ЭП	Наименование ЭП	$P_n, кВт$	$\cos \varphi$	$I_n, А$	Выбранный кабель	Выбранный выключатель
1	2	3	4	5	6	7
1	Шкаф питания РПН АТ1	2,3	0,8	4,4	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	S 203 P-K 25
2	Шкаф управления дренажными насосами маслоборника ввод 1	3	0,8	5,7	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	S 203 P-K 25
3	Кран КРУЭ-110кВ Секция 1.3	9,5	0,79	18,1	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	S 203 P-K 25
4	Сеть освещения шкафов ШМУ КРУЭ-110кВ Секция 1.3	1,3	0,75	2,6	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	S 203 P-B 25
5	Сеть аварийного освещения ЩПТ-1	2,4	0,27	13,7	ВВГнг-LS 3×6 мм ²	S 201 P-B 25
6	ЗВУ №1	10	0,8	19	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD

Продолжение таблицы 5.2.1

7	ЗВУ №2	10	0,8	19	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD
8	ЗВУ №3	10	0,8	19	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD
9	Шкаф управления "П2/В2" (Приточно- вытяжной агрегат)	151,6	0,9	256	ВВГнг-LS 5×150 мм ²	T5N400/400A PR 221 DS L,S, I
10	Щиток освещения "1ЩО"	12,5	0,8	23,7	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/40A TMD
11	Щиток освещения "2ЩО"	11,3	0,66	26	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/40A TMD
12	Кислостойкий шкаф "01ШКС1"	23	0,99	35	ВВГнг-LS 5×95 мм ² ВВГнг-LS 5×70 мм ²	T4N250/250A PR 222 DS L,S, I
13	"01ШКС2"	23	0,99	35	2 ВВГнг-LS 5×70 мм ²	T4N250/250A PR 222 DS L,S, I
14	"01ШКС3"	23	0,99	35	2 ВВГнг-LS 5×70 мм ²	T4N250/250A PR 222 DS L,S, I
15	"01ШКС4"	23,9	0,99	36,3	ВВГнг-LS 5×95 мм ² ВВГнг-LS 5×70 мм ²	2 T4N250/250A PR 222 DS L,S, I

Продолжение таблицы 5.2.1

16	"01ШКС5"	23	0,99	35	ВВГнг-LS 5×95 мм ² ВВГнг-LS 5×70 мм ²	T4N250/250A PR 222 DS L,S, I
17	"01ШКС6"	18,6	0,99	28,3	2 ВВГнг-LS 5×70 мм ²	T4N250/250A PR 222 DS L,S, I
18	"01ШКС7"	23	0,99	35	2 ВВГнг-LS 5×70 мм ²	T4N250/250A PR 222 DS L,S, I
19	"01ШКС8"	23	0,99	35	ВВГнг-LS 5×95 мм ² ВВГнг-LS 5×70 мм ²	2 T4N250/250A PR 222 DS L,S, I
20	Шкафы сервисной сети "05СШ"	15	0,8	28,5	ВВГнг-LS 5×35 мм ²	T1N160/40A TMD
21	Шкаф автоматического охлаждения трансформатора "ШАОТ1"	16,9	0,8	32,1	2 ВВГнг-LS 5×25 мм ²	T1N160/100A TMD RC222/1
22	"ШАОТ2"	16,9	0,8	32,1	2 ВВГнг-LS 5×25 мм ²	T1N160/100A TMD RC222/1

Продолжение таблицы 5.2.1

23	Кислотостойкий шкаф "02ШКС1"	3,3	0,99	5	2 ВВГнг-LS 5×10 мм ²	T2N160/100A TMD RC222/2
24	"02ШКС2"	3,3	0,99	5	2 ВВГнг-LS 5×10 мм ²	T2N160/25A TMD RC222/12
25	Шкаф распределительный "04ШР1"	14,2	0,98	22	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/50A TMD
26	"04ШР2"	14,2	0,75	29	ВВГнг-LS 5×10 мм ²	T1N160/63A TMD
27	"04ШР3"	66,7	0,9	112,6	2 ВВГнг-LS 5×50 мм ²	2 T3N250/200A TMD
28	"04ШР4"	6,6	0,8	12,5	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/40A TMD
29	"04ШР5"	48,3	0,8	90,3	ВВГнг-LS 5×35 мм ²	T1N160/125A TMD
30	"04ШР6"	12,4	0,8	23,5	ВВГнг-LS 5×10 мм ²	T1N160/63A TMD

Продолжение таблицы 5.2.1

31	"04ШР7"	25,4	0,8	48	ВВГнг-LS 5×25 мм ²	T1N160/63A TMD
32	"07ШР1"	22,8	0,82	42,2	2 ВВГнгFRLS 5×95 мм ²	2 T1N160/100A TMD RC222/1
33	"09ШР1"	15	0,85	26	2 ПвВнг(А)FRLS 5×25 мм ²	2 T1N160/40A TMD RC222/1
34	"10ШР1"	10,5	0,8	19,9	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD RC222/1
35	"10ШР2"	10,5	0,8	19,9	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD RC222/1
36	"11ШР1"	22,4	0,9	37,8	ВВГнг-LS 5×35 мм ²	T1N160/100A TMD RC222/1
37	"11ШР2"	22,4	0,9	37,8	ВВГнг-LS 5×35 мм ²	T1N160/100A TMD RC222/1
38	"14ШР1"	11,8	0,79	22,8	2 ВВГнг-LS 5×25 мм ²	2 T1N160/40A TMD

Продолжение таблицы 5.2.1

39	Шкаф управления насосами пожаротушения "ШУН1"	107	0,82	198	ВВГнгFRLS 5×240 мм ²	T5N400/400A PR 221 DS L,S, I
40	"ШУН2"	107	0,82	198	ВВГнгFRLS 5×240 мм ²	T5N400/400A PR 221 DS L,S, I
41	Шкаф гарантированного питания "04ШГП1"	2,3	0,85	4,1	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/40A TMD
42	"04ШГП2"	5,1	0,93	8,3	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/40A TMD
43	"04ШГП3"	4	0,8	7,6	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	T1N160/40A TMD
44	Сборка охранного освещения "СОО"	12,6	0,8	23,9	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD

Продолжение таблицы 5.2.1

45	Сеть освещения шкафов ШМУ КРУЭ-110кВ Секция 2.4	1,3	0,8	2,5	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	S 203 P-B 25
46	Приточно-вытяжной агрегат "П1/В1"	39,8	0,9	67,2	ВВГнг-LS 5×25 мм ²	T1N160/80A TMD
47	Щит наружного освещения "ЩНО"	12	0,95	22,8	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD
48	Центральный шкаф контроля и управления А4	1,5	0,27	8,5	ВВГнг-LS 3×4 мм ²	S 201 P-B 25
49	Шкаф оповещения А3	1,8	0,27	10,3	ВВГнг-LS 3×4 мм ²	S 201 P-B 25
50	Шкаф ВЧ связи	1	0,28	5,7	ВВГнг-LS 3×4 мм ²	S 201 P-B 25
51	Кран КРУЭ-110кВ Секция 2.4	9,5	0,8	18	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	S 203 P-K 25

Продолжение таблицы 5.2.1

52	Шкаф управления очистными ливневых стоков	4,5	0,8	8,5	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	S 203 P-K 25
53	Шкаф управления дренажными насосами маслосборника Ввод2	3	0,8	5,7	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	S 203 P-K 25
54	Шкаф питания РПН АТ2	2,3	0,8	4,4	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	S 203 P-K 25
55	Шкаф ВОЛС	3,6	0,25	20,5	ВВГнг-LS 3×6 мм ²	S 201 P-B 25
56	Шкаф связи А1	3,5	0,25	19,9	ВВГнг-LS 3×6 мм ²	S 201 P-B 25
57	Щиток освещения "ЗЩО"	15,5	0,8	29,4	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/40A TMD
58	Шкафы сервисной сети "01СШ"	15	0,8	28,5	ВВГнг-LS 5×25 мм ²	T1N160/40A TMD

Продолжение таблицы 5.2.1

59	Шкафы сервисной сети "02СШ"	15	0,8	28,5	ВВГ _{нг} -LS 5×25 мм ²	T1N160/40A TMD
----	--------------------------------	----	-----	------	--	----------------

6. Расчет сетей по потерям напряжения

Потерей напряжения ΔU называют разность напряжений в начале и конце линии. Потеря напряжения рассчитывается по формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% , \quad (6.1)$$

Активное сопротивление проводов и кабелей определяется по справочной литературе или из выражения:

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot S} , \quad (6.2)$$

где γ – удельная проводимость (для алюминия $\gamma=32$ м/Ом·мм², для меди $\gamma=53$ м/Ом·мм², S – сечение фазы проводника.

Индуктивное сопротивление 1 км кабельной линии или провода, проложенного в трубе, принимается равным 0,06-0,07 Ом/км при $U_n < 1$ кВ и приближенно 0,08 Ом/км при $U_n > 1$ кВ.

Расчеты сводятся в таблицу 6.1

Таблица 6.1

Наименование ЭП	I_p , А	$\sin\phi/\cos\phi$	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	L, км	ΔU , %
Шкаф питания РПН АТ1	4,4	0,6/0,8	4,7	0,08	0,045	0,35
Шкаф управления дренажными насосами маслосборника ввод 1	5,7	0,6/0,8	4,7	0,08	0,025	0,25
Кран КРУЭ- 110кВ Секция 1.3	18,1	0,6/0,79	4,7	0,08	0,02	0,62
Сеть освещения шкафов ШМУ КРУЭ-110кВ Секция 1.3	2,6	0,65/0,75	4,7	0,08	0,025	0,11
Сеть аварийного освещения ЩПТ-1	13,7	0,96/0,27	3,145	0,08	0,025	0,15
ЗВУ №1	19	0,6/0,8	1,18	0,08	0,03	0,26
ЗВУ №2	19	0,6/0,8	1,18	0,08	0,03	0,26
ЗВУ №3	19	0,6/0,8	1,18	0,08	0,03	0,26

Продолжение таблицы 6.1

Шкаф управления "П2/В2" (Приточно- вытяжной агрегат)	256	0,42/0,9	0,126	0,08	0,07	1,2
Щиток освещения "1ЩО"	23,7	0,6/0,8	3,145	0,08	0,015	0,42
Щиток освещения "2ЩО"	26	0,75/0,66	3,145	0,08	0,03	0,76
Кислостойкий шкаф "01ШКС1"	35	0,01/0,99	0,199	0,08	0,1	0,32
"01ШКС2"	35	0,01/0,99	0,23	0,08	0,12	0,44
"01ШКС3"	35	0,01/0,99	0,23	0,08	0,14	0,51
"01ШКС4"	36,3	0,01/0,99	0,23	0,08	0,16	0,6
"01ШКС5"	35	0,01/0,99	0,199	0,08	0,16	0,5
"01ШКС6"	28,3	0,01/0,99	0,23	0,08	0,18	0,53
"01ШКС7"	35	0,01/0,99	0,23	0,08	0,2	0,73
"01ШКС8"	35	0,01/0,99	0,23	0,08	0,22	0,8
Шкафы сервисной сети "05СШ"	28,5	0,6/0,8	0,56	0,08	0,25	1,61

Продолжение таблицы 6.1

Шкаф автоматического охлаждения трансформатора "ШАОТ1"	32,1	0,6/0,8	0,75	0,08	0,15	1,42
"ШАОТ2"	32,1	0,6/0,8	0,75	0,08	0,27	2,56
Кислотостойкий шкаф "02ШКС1"	5	0,01/0,99	1,89	0,08	0,15	0,64
"02ШКС2"	5	0,01/0,99	1,89	0,08	0,27	1,15
Шкаф распределительн ый "04ШР1"	22	0,19/0,98	3,15	0,08	0,045	1,4
"04ШР2"	29	0,65/0,75	1,89	0,08	0,04	0,78
"04ШР3"	112,6	0,42/0,9	0,377	0,08	0,04	0,76
"04ШР4"	12,5	0,6/0,8	3,15	0,08	0,04	0,59
"04ШР5"	90,3	0,6/0,8	0,54	0,08	0,01	0,2
"04ШР6"	23,5	0,6/0,8	1,89	0,08	0,055	0,92
"04ШР7"	48	0,6/0,8	0,75	0,08	0,045	0,64
"07ШР1"	42,2	0,57/0,82	0,2	0,08	0,25	1
"09ШР1"	26	0,52/0,85	0,75	0,08	0,25	2,02
"10ШР1"	19,9	0,6/0,8	1,18	0,08	0,185	1,66
"10ШР2"	19,9	0,6/0,8	1,18	0,08	0,235	2,11
"11ШР1"	37,8	0,42/0,9	0,54	0,08	0,085	0,76
"11ШР2"	37,8	0,42/0,9	0,54	0,08	0,105	0,94
"14ШР1"	22,8	0,61/0,79	0,75	0,08	0,185	1,23

Продолжение таблицы 6.1

Шкаф управления насосами пожаротушения "ШУН1"	198	0,57/0,82	0,08	0,08	0,25	2,5
"ШУН2"	198	0,57/0,82	0,08	0,08	0,33	3,3
Шкаф гарантированного питания "04ШГП1"	4,1	0,52/0,85	3,15	0,08	0,065	0,33
"04ШГП2"	8,3	0,37/0,93	3,15	0,08	0,1	1,12
"04ШГП3"	7,6	0,6/0,8	4,72	0,08	0,12	1,59
Сборка охранного освещения "СОО"	23,9	0,6/0,8	1,18	0,08	0,02	0,22
Сеть освещения шкафов ШМУ КРУЭ-110кВ Секция 2.4	2,5	0,6/0,8	4,72	0,08	0,04	0,17
Приточно-вытяжной агрегат "П1/В1"	67,2	0,42/0,9	0,75	0,08	0,06	10,3
Щит наружного освещения "ЩНО"	22,8	0,3/0,95	1,18	0,08	0,02	0,24

Продолжение таблицы 6.1

Центральный шкаф контроля и управления А4	8,5	0,96/0,27	4,72	0,08	0,045	0,24
Шкаф оповещения А3	10,3	0,96/0,27	4,72	0,08	0,045	0,29
Шкаф ВЧ связи	5,7	0,95/0,28	4,72	0,08	0,045	0,16
Кран КРУЭ-110кВ Секция 2.4	18	0,6/0,8	4,72	0,08	0,025	0,78
Шкаф управления очистными ливневых стоков	8,5	0,6/0,8	3,15	0,08	0,01	0,1
Шкаф управления дренажными насосами маслосборника Ввод2	5,7	0,6/0,8	4,72	0,08	0,035	0,35
Шкаф питания РПН АТ2	4,4	0,6/0,8	4,72	0,08	0,045	0,35
Шкаф ВОЛС	20,5	0,96/0,25	3,15	0,08	0,07	0,56
Шкаф связи А1	19,9	0,96/0,25	3,15	0,08	0,07	0,55
Щиток освещения "ЗЩО"	29,4	0,6/0,8	3,15	0,08	0,03	1,03

Продолжение таблицы 6.1

Шкафы сервисной сети "01СШ"	28,5	0,6/0,8	0,75	0,08	0,14	1,18
Шкафы сервисной сети "02СШ"	28,5	0,6/0,8	0,75	0,08	0,14	1,18

Согласно пункту 4.2.2 межгосударственного стандарта ГОСТ 32144-2013 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения. По результатам расчета видно, что выбранные кабели соответствуют требованиям данного ГОСТа.

7. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1кВ

Существует ряд особенностей расчета коротких замыканий в сетях напряжением до 1 кВ, по сравнению с расчетами токов КЗ в сетях выше 1 кВ. Учитываются активные и индуктивные сопротивления всех элементов сети, таких как трансформаторов, проводников, реакторов, токовых катушек автоматических выключателей, контактов и т.д.

Для того что бы рассчитать токи КЗ для электроприемника, сначала составляются исходные схемы его электроснабжения.

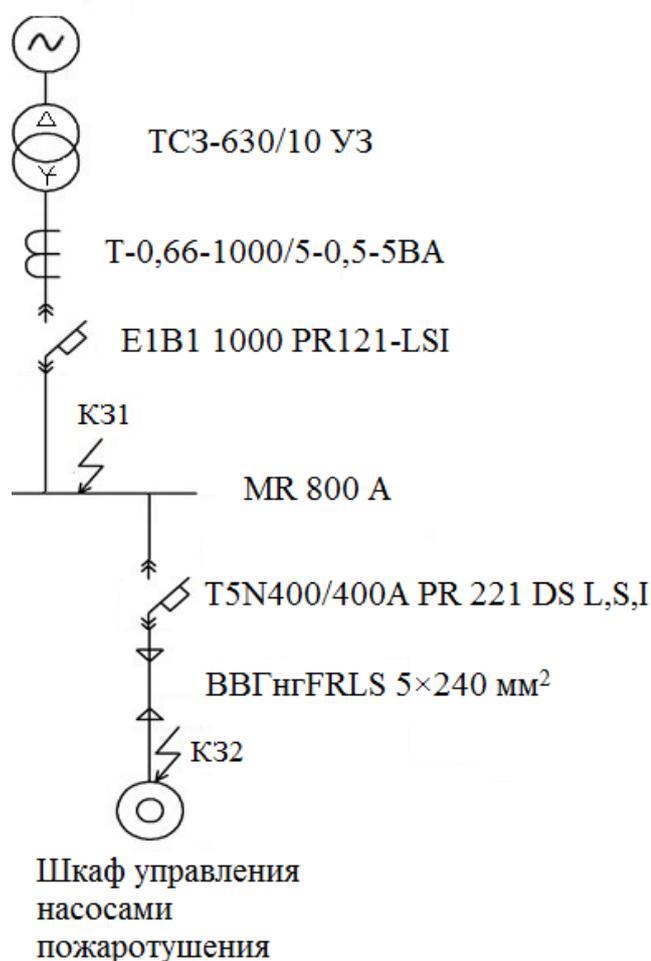


Рисунок 7.1 – Схема расчёта токов короткого замыкания

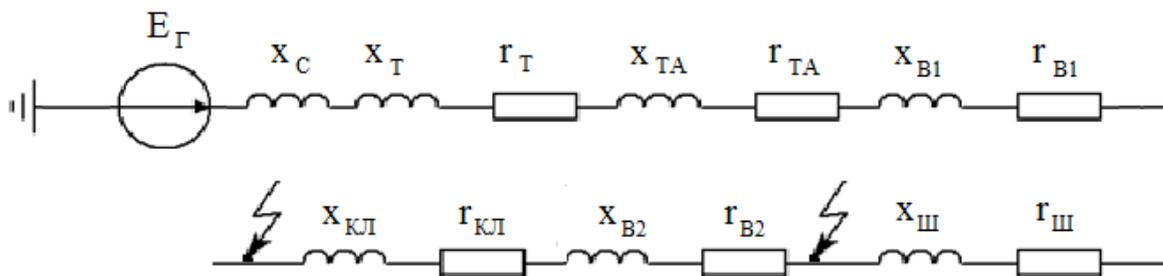


Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчёта токов короткого замыкания

Индуктивное сопротивление системы x_c находится по формуле:

$$x_c = \frac{U_{н.н.}^2}{S_c} \cdot 10^3, \quad (7.1)$$

$$x_c = \frac{0,4^2}{100} \cdot 10^3 = 1,6 \text{ мОм.}$$

Трансформатор ТСЗ-630/10:

$$r_T = \frac{P_{к.з} \cdot U_{н.н.}^2}{S_n^2} \cdot 10^6, \quad (7.2)$$

$$r_T = \frac{9,4 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3,789 \text{ мОм,}$$

$$z_T = \frac{U_K \cdot U_{н.н.}^2}{S_n} \cdot 10^4, \quad (7.3)$$

$$z_T = \frac{6 \cdot 0,4^2}{630} \cdot 10^4 = 15,238 \text{ мОм,}$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}, \quad (7.4)$$

$$x_T = \sqrt{15,238^2 - 3,789^2} = 14,76 \text{ мОм.}$$

Трансформатор тока Т-0,66-1000/5-0,5-5ВА:

$$r_{TA} = 0,02 \text{ мОм},$$

$$x_{TA} = 0,02 \text{ мОм}.$$

Выключатель E1B1 1000 PR121-LSI:

$$r_{B1} = 0,12 \text{ мОм},$$

$$x_{B1} = 0,08 \text{ мОм}.$$

Шинопровод MR 800 А:

$$r_{III} = 0,034 \text{ мОм},$$

$$x_{III} = 0,02 \text{ мОм}.$$

Выключатель T5N400/400A PR 221 DS L,S,I:

$$r_{B2} = 0,4 \text{ мОм},$$

$$x_{B2} = 0,2 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия ВВГнгFRLS 5×240 мм²:

$$r_0 = 0,08 \text{ мОм / м},$$

$$x_0 = 0,06 \text{ мОм / м},$$

$$l = 330 \text{ м},$$

$$r_{КЛ} = l \cdot r_0, \tag{7.5}$$

$$r_{КЛ} = 330 \cdot 0,08 = 26,4 \text{ мОм},$$

$$x_{КЛ} = l \cdot x_0, \tag{7.6}$$

$$x_{KI} = 330 \cdot 0,06 = 19,8 \text{ мОм.}$$

Расчет токов КЗ в точке К1

Расчет суммарных сопротивлений:

$$x_{1\Sigma} = x_C + x_{TA} + x_T + x_{B1} + x_{Ш}, \quad (7.7)$$

$$x_{1\Sigma} = 1,6 + 14,76 + 0,02 + 0,08 + 0,02 = 16,48 \text{ мОм,}$$

$$r_{1\Sigma} = r_T + r_{TA} + r_{B1} + r_{Ш}, \quad (7.8)$$

$$r_{1\Sigma} = 3,789 + 0,02 + 0,12 + 0,034 = 3,96 \text{ мОм.}$$

Полное суммарное сопротивление для точки К1:

$$z_{1\Sigma} = \sqrt{x_{1\Sigma}^2 + r_{1\Sigma}^2}, \quad (7.9)$$

$$z_{1\Sigma} = \sqrt{16,48^2 + 3,96^2} = 16,95 \text{ мОм.}$$

Расчет трехфазного металлического КЗ:

$$I_{KM1} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot z_{1\Sigma}}, \quad (7.10)$$

$$I_{KM1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,95} = 13,6 \text{ кА.}$$

Дуговое трёхфазное короткое замыкание рассчитывается следующим образом:

Определяются значения снижающего коэффициента для начального момента короткого замыкания (K_{C1}) и для установившегося (K_{C2}).

При $z_{1\Sigma} = 16,95 \text{ мОм}$,

$$K_{C1} = 0,68,$$

$$K_{C2} = 0,58.$$

Расчет трехфазного дугового КЗ:

$$I_{КД1} = I_{КМ1} \cdot K_{C1}, \quad (7.11)$$

$$I_{КД1} = 13,6 \cdot 0,68 = 9,25 \text{ кА},$$

$$I_{КД2} = I_{КМ1} \cdot K_{C2}, \quad (7.12)$$

$$I_{КД2} = 13,6 \cdot 0,58 = 7,9 \text{ кА}.$$

Определяем ударный коэффициент K_y . Для этого находим соотношение:

$$\frac{x_{1\Sigma}}{r_{1\Sigma}} = \frac{16,48}{3,96} = 4,16,$$

$$K_y = 1,56.$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$i_{y1} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{КМ1}, \quad (7.13)$$

$$i_{y1} = 1,56 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,6 = 30 \text{ кА}.$$

Расчет токов КЗ в точке К2

Расчет суммарных сопротивлений:

$$x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma} + x_{B2} + x_{КЛ}, \quad (7.14)$$

$$x_{2\Sigma} = 16,48 + 0,2 + 19,8 = 36,48 \text{ мОм},$$

$$r_{2\Sigma} = r_{2\Sigma} + r_{B2} + r_{КЛ}, \quad (7.15)$$

$$r_{2\Sigma} = 3,96 + 0,4 + 26,4 = 30,76 \text{ мОм.}$$

Полное суммарное сопротивление для точки К1:

$$z_{2\Sigma} = \sqrt{x_{2\Sigma}^2 + r_{2\Sigma}^2}, \quad (7.16)$$

$$z_{2\Sigma} = \sqrt{36,48^2 + 30,76^2} = 47,7 \text{ мОм.}$$

Расчет трехфазного металлического КЗ:

$$I_{KM2} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot z_{2\Sigma}}, \quad (7.17)$$

$$I_{KM2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 47,7} = 4,8 \text{ кА.}$$

Дуговое трёхфазное короткое замыкание рассчитывается следующим образом:

Определяются значения снижающего коэффициента для начального момента короткого замыкания (K_{C1}) и для установившегося (K_{C2}).

При $z_{2\Sigma} = 47,7 \text{ мОм}$,

$$K_{C1} = 0,8,$$

$$K_{C2} = 0,69.$$

Расчет трехфазного дугового КЗ:

$$I_{КД1} = I_{KM2} \cdot K_{C1}, \quad (7.18)$$

$$I_{КД1} = 4,8 \cdot 0,8 = 3,84 \text{ кА,}$$

$$I_{КД2} = I_{KM2} \cdot K_{C2}, \quad (7.19)$$

$$I_{кд2} = 4,8 \cdot 0,69 = 3,3 \text{ кА}.$$

Определяем ударный коэффициент K_y . Для этого находим соотношение:

$$\frac{x_{2\Sigma}}{r_{2\Sigma}} = \frac{36,48}{30,76} = 1,18,$$

$$K_y = 1,1.$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$i_{y2} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{кд2}, \quad (7.20)$$

$$i_{y2} = 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,8 = 7,47 \text{ кА}.$$

Заключение

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были рассчитаны суммарная нагрузка системы постоянного оперативного тока (СОПТ) и общая суммарная нагрузка всех электроприемников подстанции.

Исходя из расчетов СОПТ была выбрана аккумуляторная батарея EnerSys PowerSafe Vb 2307+ емкостью 385 А/ч.

По общей суммарной нагрузке всех электроприемников был произведен расчет мощности трансформаторов и подбор по технико-экономическим параметрам 2 вариантов ТСН. Выбор проводился между трансформатором ТСЗ – 630/10 и более мощным ТСЛ – 1000/10. В результате чего был выбран вариант А с двумя трансформаторами ТСЗ – 630/10. С одной компенсирующей установкой на стороне до 1кВ типа УКМ 58-0,4-375-25 мощностью 375 квар.

Произведен выбор электрооборудования собственных нужд подстанции с учетом требований стандартов организации ОАО «ФСК ЕЭС». В качестве проверки выбранного электрооборудования, были рассчитаны потери напряжения. По результатам расчета видно, что выбранные кабели соответствуют требованиям межгосударственного стандарта ГОСТ 32144-2013.

Список использованных источников

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений/ Анчарова, Т.В., Рашевская, М.А., Стебунова, Е.Д.. Учебник. – Москва, 2014. – 416 стр.
2. Балашов, О.П. Электроснабжение: Учебное пособие к курсовой работе для студентов, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника»/ О.П. Балашов – Рубцовск, 2015. – 118 стр.
3. Васильева, Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения / Т.Н. Васильева. - М.: Гор. линия-Телеком, 2015. – 152 стр.
4. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб.-метод. пособие для практических заданий и курсового проектирования/ В.В Вахнина, А.Н. Черненко – Тольятти: ТГУ, 2013. – 54 стр.
5. Ерошенко, Г.Н. Эксплуатация электрооборудования./ Ерошенко, Г.Н., Кондратьева, Н.П. Учебник. – Москва, 2014. – 336 стр.
6. Ершов, А.М. Системы электроснабжения: Часть 4 Электроснабжение промышленных предприятий и городов/ А.М. Ершов – Челябинск, 2017. – 187 стр.
7. Конюхова Е.А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры): учебное пособие / Е.А. Конюхова. – Москва, 2016. – 160 стр.
8. Крючков, И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – М.: Изд-во «Академия», 2013. – 416 стр.
9. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе: утв. Сов-ом директоров ОАО «Россети»

- 23.10.2013: введ в действие с 27.12.2013. – М.: ФСК ЕЭС, 2013. – 196 стр.
10. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок - М.:НИЦ ИНФРА-М, 2016. – 130 с.
 - 11.Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп.: Норматика, 2017. – 704 стр.
 12. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М. : НЦ ЭНАС, 2013. – 144 стр.
 13. Сайт ЗАО «Электрощит Самара» [Электронный ресурс] // URL: <https://electroshield.ru/> (Дата обращения 26.04.2017 г.).
 - 14.Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: учеб. пособие / Ю.Д. Сибикин. – М.: Директ-медиа, 2014.
 - 15.Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.40.041-2010 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования: Норматика, 2012. – 20 стр.
 - 16.Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович. – М.: НЦ ЭНАС, 2015. – 320 стр.
 17. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) : Норматика, 2014. – 192 стр.
 - 18.Edvard C. Maintenance Of Low Voltage Circuit Breakers Text / C.Edvard // ER: Electrical Review.2015.<http://electrical-engineeringportal.com/maintenance-of-low-voltage-circuit-breakers> (Дата обращения 5.04.2017 г.)
 19. Elmakias, D. New Computational Methods in Power System Reliability / D. Elmakias. – Israel, Haifa, 2016. – 420 p.
 20. Towards the Smart Grid: Substation Automation Architecture and Technologies. <https://www.hindawi.com/journals/aee/2014/896296/> (Дата обращения 14.03.2016 г.).

21. Padilla, E. Substation Automation Systems: Design and Implementation / E. Padilla - Wiley-Blackwell, 2015. – 304 p.
22. Koch, H. J. Gas Insulated Substations / H. J. Koch - Wiley-Blackwell, 2014. – 490 p.