

РЕСПУБЛИКА УЗБЕКИСТАН
НАВОИЙСКИЙ ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ
НАВОИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГОРНЫЙ ИНСТИТУТ
“ЭНЕРГО - МЕХАНИЧЕСКИЙ” факультет
кафедра “ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА”

“Допущен к защите по выпускной работе”
“ _____ ” _____ 2008 г
Зав кафедрой _____ доц. Шайматов Б

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
Расчетно - пояснительная записка

Тема Реконструкция электроснабжения п\с №7

Выпускник Жураев Алишер Бурхонович
(группа, подпись Ф.И.О)

Руководитель
выпускной работы Ст.преп. Саъдуллаев Мардулло
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Консультанты:
Экономическая часть _____
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Охрана труда _____
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Рецензент _____
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Норма контроля _____
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Зав. кафедрой _____ доц. Шайматов Б

Навои 2008г.

РЕСПУБЛИКА УЗБЕКИСТАН
НАВОЙСКИЙ ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ
НАВОЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГОРНЫЙ ИНСТИТУТ
“ЭНЕРГО - МЕХАНИЧЕСКИЙ” факультет
кафедра “ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ”

“Утверждено”

Зав кафедрой _____ доц. Шайматов Б
“ _____ ” _____ 2008г

З А Д А Н И Е

На выпускную квалификационную работу студента IV курса
Группы гр 6-03 ЭЭ по направлению Электроэнергетика
Жураев Алишер Бурхонович
(Ф.И.О)

Тема выпускной работы Реконструкция электроснабжения п\с№7

Утверждена решением института “ _____ ” _____ 2008г

2.Сроки выпускной работы от _____ до _____

3.Исходные данные выпускной работы Ген.план,электрическая
схема иустановленные мощности

4.Содержание расчетно - пояснительной работы Введение,
технологическая часть, электрическая часть, экономическая часть и
охранатруда

5.Графическая часть Ген план с картограммой электрических нагрузок,
Одналинейная схема электроснабжения,автоматическое регулирование
мощности КБ,релейная защита трансформатора,план резрез подстанции
№5

Руководитель
выпускной работы ст.преп.Садуллаев Мардулло Саъдуллаевич
(должность, звание, подпись Ф.И.Ш)

Принял задание : _____

Студент Жураев Алишер Бурхонович

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№	Наименование этапов выпускной работы	Сроки выполнения этапов работы	Отметка при проверке
1	ВВЕДЕНИЕ		
1.1	История пс№7 и завода		
2	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ		
2,1	Технологические процессы		
III	ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ		
3.	Расчет электрических нагрузок		
3.1	Определение расчётные мощности		
3.2	Компенсация реактивной мощности		
3.3	Определение ЦЭН и картограмма электрических нагрузок		
3.4	Рациональный выбор питающего напряжения.		
3.5	Выбор главной понижительной подстанции.		
3.6	Расчет токов КЗ и выбор электрооборудования		
3.7	Релейная защита силового трансформатора на ГПП		
3.8	Компенсационная реактивная мощность		
3.8.1	Регулирование мощности компенсирующих устройств		
3.8.2	Автоматическое регулирование мощности		

	конденсаторных батарей по углу ф.		
IV	Экономическая часть		
4.1	Экономические показатели высоковольтных ЛЭП		
V	Экономическая часть		
5.1	Чрезвычайные ситуации при пожаре.		
5.2	Взрывозащищенное электрооборудование.		
5.3.	Методы очистки загрязненных стоков		
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.		
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ		

Студент выпускник _____

Руководитель работы _____

Содержание

I. ВВЕДЕНИЕ.....	6
1.1. История пс№7 и завода.....	7
II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1. Технологисеские процессы.....	8
III. ЭЛЕКТРИЧЕЧКАЯ ЧАСТЬ	
3. Расчет электрических нагрузок.....	10
3.1. Определение расчётные мощности.....	10
3.2. Компенсация реактивной мощности.....	15
3.3. Определение ЦЭН и картограмма электрических нагрузок.....	17
3.4. Рациональный выбор питающего напряжения.....	22
3. 5. Выбор главной понизительной подстанции.....	26
3.6. Расчет токов КЗ и выбор электрооборудования.....	29
3.7. Релейная защита силового трансформатора на ГПП.....	34
3.8. Компенсационная реактивная мощность.....	44
3.8.1. Регулирование мощности компенсирующих устройств.....	46
3.8.2. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по углу φ.....	49
IV.Экономическая часть	
4.1. Экономические показатели высоковольтных ЛЭП.....	53
V. Охрана труда	
5.1. Чрезвычайные ситуации при пожаре.....	58
5.2. Взрывозащищенное электрооборудование.....	60
5.3. Методы очистки загрязненных стоков.....	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	70
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	71

I. ВВЕДЕНИЕ

Как известно, основными потребителями электрической энергии является промышленность, транспорта, сельского хозяйства, коммунальное хозяйство городов и поселков. При этом на промышленных объектах приходится более семидесяти процентов потребления электроэнергии.

Электроэнергия применяется буквально во всех отраслях народного хозяйства, особенно для электропривода различных механизмов. Большую группу электроприемников составляют электроприводы общепромышленных механизмов, применяемых во всех отраслях народного хозяйства: подъемно – транспортные системы, компрессоры, насосы, вентиляторы.

Для обеспечения подачи электроэнергии в необходимом количестве и соответствующего качества от энергосистем промышленным объектам, установкам, устройствам и механизмам служат системы электроснабжения промышленных предприятий, состоящие из сетей напряжением до 1000В и выше, а также трансформаторных, преобразовательных и распределительных подстанций.

1.1. История пс№7 и завода

11 марта 1958 года принято постановление о строительстве в период 1958 – 1965г.г на базе крупнейшего месторождения Учкудук химического Комбината.

1960г. – начало строительства опытного цеха.

10 апреля 1962 года коллектив опытного цеха приступил к отработке технологического проекта завода. До декабря 1964 года – отработка технологической схемы и аппаратурное оформление будущего завода:

- Нахождение приемлемо способа безинтергации руд;
- Отработка двух технологических схем:
 - а) без выделения песков;
 - б) с выделением песков

Январь 1962 года – декабрь 1964 года – начало и окончание строительства завода.

1965 – 1966 г. г работа завода по беспесковой схемы.

30 декабря 1964 года председатель госкомиссии Зарапетян Зарап Петрович подписал акт о вводе в эксплуатацию I –ой очереди. Завод приступил к выполнению государственного плана.

1967 – 1984 г.г – работа завода по песковой схеме. Дальнейшее совершенствование производства и наращивание производственной мощности.

Начало 80-х годов успешное освоение переработки руд месторождения по существующей технологии.

Начиная с 1994 года завод приступил к конверсии производства с постепенным наращиванием производственной мощности.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ

Гидрометаллургический завод является предприятием горно обогатительной промышленности.

Технологический процесс состоит из 3 этапов: транспортировка исходного сырья, дробления породы и химическая обработка измельченной породы. Транспортировка исходного сырья (горной породы) сперва осуществляется по железной дороге с карьеров, затем прибывшие вагоны с сырьем разгружаются на вагоноопрокидыватели, далее порода через разветвленную сеть транспортеров (ленточных трактов) поступает в цеха измельчения. Дробления горной породы происходит в дробильных мельницах барабанного типа с шаровыми измельчителями. Горная порода доводится до состояния пульпы, затем она по ветвям трубопроводов поступает в осадочные механизмы с последующей химической обработкой.

В конце технологического процесса выщелачивания, образуются два продукта – хвосты, которые по трубопроводам транспортируются за пределы заводы на хвостохранилище, и высококонцентрированный полуфабрикат.

Абсолютными потребителями электроэнергии являются асинхронные двигатели до 54% и синхронные двигатели до 40% потребляемые электроэнергии.

Используемое напряжение 12; 36; 42; 220; 380В и 10кВ .

Расположение электрооборудования является стабильным, т.к. все оборудование является стационарным, за небольшим исключением, к которому относятся сварочные агрегаты и электрофицированные инструменты.

График электронагрузок при нормальной работе предприятия является стабильным.

Энергетической организацией и эксплуатацией хозяйства ГМЗ занимается энергоучасток, который подчиняется главному инженеру ГМЗ.

Энергоучасток обслуживает отдельно электрическое оборудование и механические агрегаты электроприводов, а так же организует ремонтные работы: текущие по ППР и оперативные.

На предприятии налажен планово – предупредительный ремонт ППР на основании которого осуществляется эксплуатация конкретного электрооборудования. Оперативные работы проводятся бригадой службы и дежурным электриком.

Ремонтные бригады закреплены за конкретным электрооборудованием и несут за него ответственность.

На ремонтном участке энергослужбы осуществляется малый ремонт электрооборудования по нарядам. Сложные большие ремонтные работы проводятся либо в ремонтно – механическом цехе, либо дефектное оборудования отправляется в централизованные ремонтные предприятия – НМЗ или город Ташкент, либо город Чирчик.

Ремонтные бригады подразделяются на бригады электриков и на бригады механиков. Во главе бригады стоит мастер.

Заводским источником питания является заводская ГПП-7 мощностью 2х16 МВА. В свою очередь запитка ГПП-7 осуществляется от ПС «Химия»; которая перераспределяет электроэнергию ГРЭС города Навои или резервирует ее от электросистемы 220кВ ЕЭС Узбекистана.

На ГПП-7 используется комплектное оборудование типовой схемы блочной с разъединителями, отделителями и короткозамыкателями у трансформаторов и ремонтной перемычкой из двух нормально отключенных разъединителей со стороны линии.

Регулирование напряжения осуществляется на трансформаторах РПН в нейтрале.

Питание заводских цехов осуществляется цеховыми КТП мощностью 400-1600кВа напряжением на ВН-10кВ, а на НН-0,4кВ с изолированной нейтралью. На ГПП и КТП находятся трансформаторы собственных нужд ТСН, от которых осуществляется питание освещения территории.

III. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1. Определение расчётные мощности

Определяем расчетный активной, реактивной и полной мощности.

Расчет мощностей производится по установленной мощности и коэффициента спроса.

$$P_p = P_{уст} \cdot K_{спр} \text{ [кВт]}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ [кВар]}$$

Расчет производится для потребителей 0,4кВ и 10кВ в табличной форме с последующим суммированием результатов. Например для цеха 2 $P_{уст}^{0,4} = 1557 \text{ [кВт]}$;
 $P_{уст}^{10} = 2400 \text{ [кВт]}$;

$$K_{спр} = 0,65; \cos \varphi = 0.85.$$

$$\text{тогда } P_p^{0,4} = 1557 \cdot 0,65 = 1012 \text{ [кВт]}$$

$$P_p^{10} = 2400 \cdot 0,65 = 1560 \text{ [кВт]}$$

для $\cos \varphi = 0.85$ соответствует $\operatorname{tg} \varphi = 0.62$.

$$\text{тогда: } Q_p^{0,4} = P_p^{0,4} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1012 \cdot 0.62 = 627,3 \text{ [кВар]}$$

$$Q_p^{10} = P_p^{10} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1560 \cdot 0.62 = 967,3 \text{ [кВар]}$$

Соответствующим образом производятся расчеты для остальных цехов.

Определенные параметры заносим в таблицу №1

Таблица № 1

№ цеха	Наименования цеха	U_H	$P_{уст}$	$K_{спр}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p	Q_p
		кВ	кВт	-	-	-	кВт	кВар
1.	Технологический цех №1	0,4	2119	0.75	0.85	0.62	1590	986
2.	Технологический цех №2	0,4	1557	0.65	0.85	0.62	1012	627.3
		10	2400	0.65	0.85	0.88	1560	967.2
3.	Пункт перегрузки сырья	0,4	559	0	0.75	0.62	447.2	393.5
4.	Цех измельчения М - 1	0,4	830	0.85	0.85	0.62	705.5	437.4
		10	600	0	0.85	0.62	510	316.2
5.	Цех измельчения М – 2	0,4	1557	0.85	0.85	0.62	1323	820
		10	2500	0.85	0.85	1.2	2123	1318
6.	Технологический цех №3	0,4	1763	0.8	0.64	1.73	1410	1692
7.	Вагоноопрокидыватель	0,4	298	0.5	0.5	0.75	149	258
8.	Насосная станция	0,4	70.4	0.75	0.8	0.75	52.8	39.6
		10	1890	0.75	0.8	0.75	1418	1064
9.	Компрессорный цех	0,4	1355	0.7	0.8	0.75	948	711.4
		10	4410	0.7	0.8	1.33	3087	2315
10.	Ремонтно механический цех	0,4	544	0.3	0.6	0.62	163.2	217
11.	Цех помола извести	0,4	462	0.47	0.85	1.02	217	134.6
$\Sigma_{0,4}$	Всего потребителей						8645	6885
Σ_{10}	Всего потребителей						8700	5980
Σ	Всего потребителей						17345	12865

Определяем расчетный активной мощности освещения

Расчет площади цеха производится по формуле :

$$F = x \cdot y \text{ [м}^2\text{]}$$

где x_{ay} – размер цеха в метрах

площадь территории завода

$$F_3 = 560 \cdot 240 = 134\,400 \text{ м}^2$$

$$F_3/1000 = 134,4 \text{ м}^2 \cdot 1000$$

Расчет активной мощности освещения производится по формуле

$$P_{po} = P_{удо} \cdot K_c \cdot F / 1000 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po1} = 13,5 \cdot 0,8 \cdot 1,8 = 19,44 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po2} = 13,5 \cdot 0,8 \cdot 4,8 = 51,84 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po3} = 9,2 \cdot 0,9 \cdot 1,2 = 9,94 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po4} = 13,5 \cdot 0,8 \cdot 2,4 = 25,92 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po5} = 13,5 \cdot 0,8 \cdot 1,6 = 17,28 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po6} = 13,5 \cdot 0,8 \cdot 2 = 21,6 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po7} = 12 \cdot 0,8 \cdot 0,352 = 338 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po8} = 12 \cdot 0,85 \cdot 1,04 = 10,61 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po9} = 9,1 \cdot 0,85 \cdot 1,49 = 11,52 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po10} = 14,3 \cdot 0,95 \cdot 3,2 = 49,47 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po11} = 13,5 \cdot 0,8 \cdot 0,864 = 9,33 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po12} = 12 \cdot 0,5 \cdot 0,72 = 4,32 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po13} = 12 \cdot 0,5 \cdot 0,832 = 5 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po14} = 9,2 \cdot 0,9 \cdot 0,36 = 2,98 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po15} = 14,2 \cdot 0,95 \cdot 0,4 = 5,4 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po16} = 9,2 \cdot 0,9 \cdot 0,78 = 6,46 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po17} = 9,2 \cdot 0,9 \cdot 0,48 = 4 \text{ [кВт]}$$

Определенные расчётные мощности освещения заносим в таблицу №2

Таблица №2

№ цеха	X [м ²]	Y [м ²]	F [м ²]	F/1000 [м ²]	P _{удо} [Вт/м ²]	K _{со}	P _{ро} [кВт]
1	60	30	1800	1.80	13.5	0.8	19.44
2	80	60	4800	4.80	13.5	0.8	51.84
3	60	20	1200	1.20	9.2	0.9	9.94
4	40	60	2400	2.40	13.5	0.8	25.92
5	40	40	1600	1.60	13.5	0.8	17.28
6	50	40	2000	2.00	13.5	0.8	21.60
7	22	16	352	0.352	12	0.8	3.38
8	40	26	1040	1.04	12	0.85	10.61
9	62	24	1488	1.49	9.1	0.85	11.52
10	80	40	3200	3.20	14.3	0.95	43.47
11	26	36	864	0.864	13.5	0.8	9.33
12	40	18	720	0.72	12	0.5	4.32
13	16	52	832	0.832	12	0.5	5.00
14	30	12	360	0.36	9.2	0.9	2.98
15	10	40	400	0.40	14.3	0.95	5.40
16	130	26	780	0.78	9.2	0.9	6.46
17	12	40	480	0.48	9.2	0.9	4.00
Σ			24318	24.318			252.5

$$S_{pu} = \sqrt{(8645 + 8700 + 25.5)^2 + (6885 + 5980)^2} \cdot 1 = \\ = \sqrt{17598^2 + 12865^2} \cdot 1 = 21800 [\text{кВа}]$$

Потери в силовых понижительных трансформаторах

$$\begin{aligned} P_{\text{рц}} &= 17598 \text{ [кВт]} \\ Q_{\text{рц}} &= 12865 \text{ [кВар]} \\ S_{\text{рц}} &= 21800 \text{ [кВА]} \end{aligned}$$

$$\Delta P_T = 0,02 S_{\text{рц}} = 0,02 \cdot 21800 = 436 \text{ [кВт]}$$

$$\Delta Q_T = 0,1 S_{\text{рц}} = 0,1 \cdot 21800 = 2180 \text{ [кВар]}$$

Расчетная мощность освещения территории завода с учетом,

что $P_{\text{уд}} = 0,15 \text{ Вт/м}^2$

$$P_{\text{ом}} = \frac{P_{\text{уд}} \cdot (F_3 - \sum F_U)}{1000} \text{ [кВт]} ;$$

$$P_{\text{ом}} = \frac{0,15(134400 - 24318)}{1000} = 16,51 \text{ [кВт]}$$

Расчетная мощность по заводу

$$\begin{aligned} S_{\text{п3}} &= (P_P^{0,4} + P_P^{10} + P_{\text{ПО}} + \Delta P_T) + j \cdot (Q_P^{0,4} + Q_P^{10} + \Delta Q_T) = (P_{\text{рц}} + P_{\text{ОТ}} + \Delta P_T) + j \cdot (Q_{\text{рц}} + \Delta Q_T) = \\ &= (17598 + 16,51 + 436) + j \cdot (12865 + 2180) = 18050,5 + j \cdot 15045 = 23498 \text{ [кВА]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{\text{п3}} &= 18050,5 \text{ [кВт]} \\ Q_{\text{п3}} &= 15045 \text{ [кВар]} \\ S_{\text{п3}} &= 23498 \text{ [кВА]} \\ \text{Cos} &= 0,77 \end{aligned}$$

Коэффициент мощности

$$\cos \varphi = \frac{P_{P3}}{S_{P3}} = \frac{18050,5}{23498} = 0,77$$

3.2. Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности потребителей $U_H = 10\text{кВ}$ производится перевозбуждением СД. По этому для компенсации реактивной мощности потребителей $U_H = 10\text{кВ}$ конденсаторные установки не предусмотрены.

Компенсация реактивной мощности потребителей $0,4\text{кВ}$ осуществляется для групп потребителей по цехам посредством ККУ. Каждая ступень регулирования 80кВар . $\cos\varphi$ принимается $0,95$, которому соответствует $\text{tg}\varphi = 0,327$.

Принимаются ККУ модификации ККУ – 38 – V на базе конденсаторов КМ – 1 – 0,38.

Необходимая величина компенсируемой мощности:

$$Q_{ki} = P_{pj} (\text{tg}\varphi_i - \text{tg}\varphi_H) [\text{кВар}]$$

Расчеты Q_{ki} производятся в табличной форме с последующим суммированием результатов.

Например для цеха 1 $P_p = 1590$; $Q_p = 986[\text{кВар}]$; $\text{tg}\varphi = 0,62$

тогда $Q_{k1} = 1590 \cdot (0,620 - 0,327) = 466[\text{кВар}]$

то есть необходимо компенсировать реактивную мощность

$466[\text{кВар}]$, что возможно сделать приняв два комплекта КУ по $245[\text{кВар}]$ каждый и обозначить как $490 = 2 \cdot 245[\text{кВар}] = Q_k^1$

Расчетные реактивные и компенсируемые реактивной мощности приведены в таблицу №3

Таблица №3

№ цеха	$P_{рас}$ кВт	$Q_{рас}$ кВар	$tg \varphi_i$	$tg \varphi_H$	Q_k кВар	$Q_k^1 = n \cdot Q_{ккУ}$ кВар
1	1590	986	0.62	0.327	466	490=2x245
2	1012	627.3	0.62	0.327	296.5	330=2x165
3	447.2	393.5	0.88	0.327	247.3	330=2x165
4	705.5	437	0.62	0.327	206.7	245=165+80
5	1323	820	0.62	0.327	388	405=245+165
6	1410	1692	1.2	0.327	1231	1280=4x320
7	149	258	1.73	0.327	209	245=165+80
8	52.8	39.6	0.75	0.327	22.33	
9	948	711.4	0.75	0.327	401	405=245+160
10	163.2	217	1.33	0.327	163.7	160=2x80
11	217	134.6	0.62	0.327	63.6	80=1x80
12	109	111	1.02	0.327	75.54	80=1x80
13	6.08	5.23	0.86	0.327	3.24	
14	22.57	14	0.62	0.327	6.61	
15	24	28	1.17	0.327	20.23	
16	421	371	0.88	0.327	234.5	245=165+80
17	44.58	39.2	0.88	0.327	24.65	
	8645	6885		0.327	4060	4295

Коэффициент мощности по заводу после компенсации

$$Q_{P3}^1 = Q_{P3} - \sum Q_K^{10} - \sum Q_K^1 = 15045 - 5980 - 4295 = 4770 [\text{кВар}]$$

$$S_{P3}^1 = 18050.5 + j \cdot 4770 = 18670 [\text{кВар}]; \quad \cos \varphi^1 = 18050.5 / 18670 = 0.97$$

сбор мощностей и заводу в целом

Таблица №4

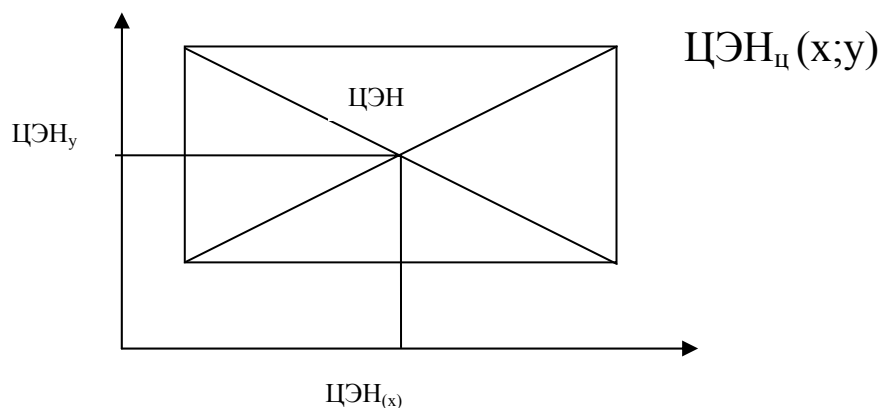
№ цеха	$P_{p.c}^{0,4}$ кВт	$P_{p.o}^{0,4}$ кВт	$P_{p.c}^{+}$ $P_{p.o}$ кВт	P_p^{10} кВт	$P_p^{0,4+10}$ кВт	$Q_p^{0,4}$ кВар	Q_p^{10} кВар	$S^{0,4}$ кВА	S^{10} кВА
1	1590	19,44	1609,44	-	1609,44	496	-	1684	
2	1012	51,84	1063,84	1560	2623,84	297,3	-	1104,6	1560
3	447,2	9,94	457,14	-	457,14	63,5	-	461,5	
4	705,5	25,92	731,42	510	1241,42	192,4	-	756,3	510
5	132,3	17,28	1340,28	2125	3465,28	415	-	1403	2125
6	1410	21,60	1431,6	-	1431,6	412	-	1489,7	
7	149	3,38	152,38	-	152,38	13	-	152,9	
8	52,8	10,61	63,41	1418	1481,41	39,6	1064	74,76	1772,8
9	948	11,52	959,5	3087	4046,5	306,4	-	1007	3087
10	163,2	43,47	206,67		206,67	57	-	214,38	
11	217	9,33	226,33		226,33	54,6	-	232,8	
12	109	4,32	113,32		113,32	31	-	117,48	
13	6,08	5	11,08		11,08	523	-	12,25	
14	22,57	2,98	25,5		25,5	14	-	29,3	
15	24	5,40	29,4		29,4	28	-	40,6	
16	421	6,46	427,46		427,46	126	-	447,56	
17	44,58	4	48,58		48,58	39,2	-	62,42	
Σ	8645	252,5	8897,5	8700	17597,5	2590		9290,4	9054,8

Примечание в цехе №8 $S^{10} = 1772,8$ [кВар] – есть мощность потребления высоковольтными асинхронными двигателями. Для компенсации реактивной мощности необходимо дополнительное перевозбуждения СД в других цехах.

3.3. Определение ЦЭН и картограмма электрических нагрузок

Картограмма электрических нагрузок строится для определения центра электрических нагрузок (ЦЭН).

Для определения ЦЭН по заводу необходимо сперва определить координаты геометрического ЦЭН каждого цеха



ЦЭН по заводу определяется по

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum (P_{\text{рц}} \cdot X_i)}{\sum P_{\text{рц}}}; \quad Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum (P_{\text{рц}} \cdot Y_i)}{\sum P_{\text{рц}}}$$

где $P_{\text{рц}} = P_p^{0,4} + P_{\text{ро}} + P_p^{10}$

X_i и Y_i – координаты ЦЭН цеха.

Расчеты ведутся в табличной форме

Таблица № 5

№ цеха	$P_{\text{рц}}$ кВт	X_i м	Y_i м	$P_{\text{рц}} \cdot X_i$	$P_{\text{рц}} \cdot Y_i$
1	1609,5	150	145	241425	233378
%	2623,84	250	160	655950	419808
3	457,14	360	150	164556	68565
4	1241,48	310	65	384834	80691
5	3465,28	345	185	1195521,6	641080
6	1431,6	245	80	350742	114528
7	152,38	385	217	58674	33070
8	1481,41	140	48	207396	71107
9	4046,5	392	54	1586228	218511
10	206,67	480	35	99201	7234
11	226,33	433	188	98001	42550
12	113,32	506	204	57330	23113
13	11,08	538	155	5961	1717
14	25,55	165	94	4216	2402
15	29,4	185	189	5439	5557
16	427,46	35	207	14962	88492
17	48,58	56	74	2721	3595
Σ	17597,5	292	117	5133165	2055398

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{2055398}{17597,5} = 117[\text{м}]$$

$$\text{ЦЭН} = \begin{matrix} 292[\text{м по X}] \\ 117[\text{м по Y}] \end{matrix}$$

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{5133165}{17597,5} = 292[\text{м}]$$

Построим круговых диаграмм

Максимальную мощность потребления электроэнергии имеет компрессорный цех. Для него принимается круговая диаграмма с

$r = 5$ см, тогда масштаб будет равен

$$m = \frac{P_{pi}}{\pi \cdot r^2} = \frac{4046.5}{\pi \cdot 5^2} = 51 \text{кВт} / \text{см}^2$$

Для остальных диаграмм $r = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}$ (см)

$$r_1 = \sqrt{\frac{1609,5}{\pi \cdot 51}} = 3,17[\text{см}]$$

$$r_{10} = \sqrt{\frac{206,67}{\pi \cdot 51}} = 1,14[\text{см}]$$

$$r_2 = \sqrt{\frac{2623,2}{\pi \cdot 51}} = 4,05[\text{см}]$$

$$r_{11} = \sqrt{\frac{226,33}{\pi \cdot 51}} = 1,2[\text{см}]$$

$$r_3 = \sqrt{\frac{457,1}{\pi \cdot 51}} = 1,7[\text{см}]$$

$$r_{12} = \sqrt{\frac{113,3}{\pi \cdot 51}} = 0,85[\text{см}]$$

$$r_4 = \sqrt{\frac{1241,4}{\pi \cdot 51}} = 2,8[\text{см}]$$

$$r_{13} = \sqrt{\frac{11,08}{\pi \cdot 51}} = 0,25[\text{см}]$$

$$r_5 = \sqrt{\frac{3465,3}{\pi \cdot 51}} = 4,65[\text{см}]$$

$$r_{14} = \sqrt{\frac{25,55}{\pi \cdot 51}} = 0,40[\text{см}]$$

$$r_6 = \sqrt{\frac{1431,6}{\pi \cdot 51}} = 3,0[\text{см}]$$

$$r_{15} = \sqrt{\frac{29,4}{\pi \cdot 51}} = 0,43[\text{см}]$$

$$r_7 = \sqrt{\frac{152,4}{\pi \cdot 51}} = 0,97[\text{см}]$$

$$r_{16} = \sqrt{\frac{427,5}{\pi \cdot 51}} = 1,63[\text{см}]$$

$$r_8 = \sqrt{\frac{1481,4}{\pi \cdot 51}} = 3,04[\text{см}]$$

$$r_{17} = \sqrt{\frac{48,58}{\pi \cdot 51}} = 0,55[\text{см}]$$

$$r_9 = \sqrt{\frac{4046,5}{\pi \cdot 51}} = 5,0[\text{см}]$$

Определим сектора освещения и сектора потребления

$$U_H = 10\text{кВ}$$

$$\alpha_0 = \frac{P \cdot 360^0}{P_{pi}} \quad \alpha_{10} = \frac{P^{10} \cdot 360^0}{P_{pi}} [0^0]$$

Где α_0 – сектор освещение

α_{10} – сектор потребителей 0,4кВ

$$\alpha_{01} = \frac{19.44 \cdot 360^0}{1609.5} = 4^0 21'$$

$$\alpha_{010} = \frac{43.47 \cdot 360^0}{206.67} = 75^0 43'$$

$$\alpha_{02} = \frac{51.84 \cdot 360^0}{2623.8} = 7^0 07'$$

$$\alpha_{011} = \frac{933 \cdot 360^0}{226.33} = 14^0 50'$$

$$\alpha_{03} = \frac{9.94 \cdot 360^0}{457.1} = 7^0 50'$$

$$\alpha_{012} = \frac{4.32 \cdot 360^0}{113.3} = 13^0 43'$$

$$\alpha_{04} = \frac{25.92 \cdot 360^0}{1241.4} = 7^0 31'$$

$$\alpha_{013} = \frac{5.00 \cdot 360^0}{11.08} = 162^0 27'$$

$$\alpha_{05} = \frac{17.28 \cdot 360^0}{3465.3} = 1^0 48'$$

$$\alpha_{014} = \frac{2.98 \cdot 360^0}{25.55} = 42^0 00'$$

$$\alpha_{06} = \frac{21.6 \cdot 360^0}{1431.6} = 5^0 25'$$

$$\alpha_{015} = \frac{5.40 \cdot 360^0}{29.4} = 66^0 07'$$

$$\alpha_{07} = \frac{3.38 \cdot 360^0}{152.4} = 8^0$$

$$\alpha_{016} = \frac{6.46 \cdot 360^0}{427.5} = 5^0 26'$$

$$\alpha_{08} = \frac{10.61 \cdot 360^0}{1481.4} = 2^0 35'$$

$$\alpha_{017} = \frac{4.00 \cdot 360^0}{48.58} = 29^0 38'$$

$$\alpha_{09} = \frac{11.52 \cdot 360^0}{4046.5} = 1^0 01'$$

$$\alpha_5^{10} = \frac{2125.5 \cdot 360^0}{3465.3} = 220^0 45'$$

$$\alpha_2^{10} = \frac{1560 \cdot 360^0}{2623.8} = 214^0$$

$$\alpha_8^{10} = \frac{1418 \cdot 360^0}{1481.4} = 344^0 35'$$

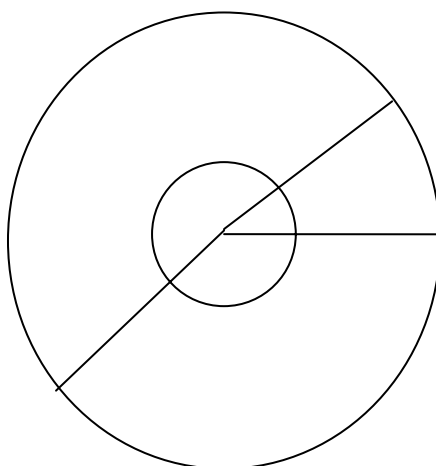
$$\alpha_4^{10} = \frac{510 \cdot 360^0}{1241.4} = 147^0 53'$$

$$\alpha_9^{10} = \frac{3087 \cdot 360^0}{4046.5} = 247^0 38'$$

Сектора круговых диаграмм.

Таблица № 6

№ цеха	$P_{\text{пр}}$ [кВт]	$P_{\text{ро}}$ [кВт]	$P_{\text{р}}^{10}$ [кВт]	r см	α_0 [градус]	α_{10} [градус]
1	1609.5	19,44	—	3,17	$4^{\circ} 21'$	—
2	2623.8	51,84	1560	4,05	$7^{\circ} 0.7'$	214°
3	457.1	9,94	—	1,7	$7^{\circ} 50'$	—
4	1241.4	25,98	510	2,8	$7^{\circ} 31'$	$147^{\circ} 53'$
5	3465.3	17,28	2125	4,65	$1^{\circ} 48'$	$220^{\circ} 45'$
6	1431.6	21,6	—	3,0	$5^{\circ} 25'$	—
7	152.4	3,38	—	0,97	8°	—
8	1481.4	10,61	1418	3,04	$2^{\circ} 35'$	$344^{\circ} 35'$
9	4046,5	11,52	3087	5,0	$1^{\circ} 01'$	$274^{\circ} 38'$
10	202,67	43,47	—	1,14	$75^{\circ} 43'$	—
11	226,33	9,33	—	1,2	$14^{\circ} 50'$	—
12	113,3	4,32	—	0,85	$13^{\circ} 43'$	—
13	11,08	5,00	—	0,25	$162^{\circ} 27'$	—
14	25,55	2,98	—	0,40	$42^{\circ} 00'$	—
15	29,4	5,40	—	0,43	$66^{\circ} 07'$	—
16	427,5	6,46	—	1,63	$5^{\circ} 26'$	—
17	48,58	4,00	—	0,55	$29^{\circ} 38'$	—
Σ	17598	258,5	8700			—



3.4. Рациональный выбор питающего напряжения.

Длина ЛЭП от системы до ГПП – 12км

Выбор оптимального напряжения.

$$U = 4.34 \cdot \sqrt{\ell + 0.016 \sum P_{pi}}$$

$$U = 4.34 \cdot \sqrt{12 + 0.016 \cdot 18050.5} = 75.27[\text{кВ}]$$

По шкале номинальных напряжений

$$35 < 75,27 < 110[\text{кВ}]$$

Целесообразно провести выбор по двум вариантам питающего напряжения -35 кВ и 110кВ.

Вариант – I $U_H = 35[\text{кВ}]$

а) сила тока

$$I_P = \frac{S'_{P3}}{n\sqrt{3} \cdot U_H} [A]$$

$$I_P = \frac{18670}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 154[A]$$

б) сила тока в аварийном режиме

$$I_a = \frac{S'_{P3}}{1\sqrt{3} \cdot U_H} [A]; \quad I_a = \frac{18670}{\sqrt{3} \cdot 35} = 308[A]$$

в) сечение провода: j_3 – экономическая мощность тока ; при $j_3 = 1,2\text{мм}^2$

$$F = \frac{I_P}{j_3} [\text{мм}^2] \quad F = \frac{154}{1,2} = 128\text{мм}^2$$

г) принимается 2АС3х70/16: $I_{\text{дд}} = 265\text{А} > I_P$

в аварийном режиме соблюдения $I_a < 1.3 I_{\text{дд}}$; имеем

$308 < 1,3 \cdot 265 = 344,5[\text{А}]$ сечения провода достаточное.

д) коэффициент загрузки $K_3 = \frac{I_P}{I_{\text{дд}}}$

$$K_3 = \frac{154}{265} = 0.58$$

ж) стоимость 1 км линии $K_{БЛ}^{35} = 10,7 [\text{млн.сум} / \text{км}]$ для стальных опор двух цепных с одновременной подвеской двух цепей, тогда стоимость линии:

$$K'_{БЛ} = n \cdot K_{БЛ} \cdot \ell [\text{млн.сум}]$$

$$K'_{БЛ} = 1 \cdot 10,7 \cdot 12 = 128,4 [\text{млн.сум}]$$

время максимальных потерь за 1 год

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5400}{10000} \right)^2 \cdot T_{год}; \quad T_M - \text{время использовано максимальных}$$

нагрузок. При трехсменной работе

$$T_M = 5400 \text{час}; \quad T_{год} = 8760 \text{час}$$

$T_{год}$ – количество часов в год:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3862 \text{час} / \text{год}$$

стоимость потерь нагрузок за 1 год.

$$m = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \right) \cdot \tau_m; \quad \alpha = 30000 \text{сум} / \text{кВт} \cdot \text{год} - \text{основная ставка}$$

$\beta = 35 \text{сум} / \text{кВт} \cdot \text{год} - \text{дополнительная вставка}$

$$m = \left(\frac{30000}{5400} + 35 \right) \cdot 3862 = 156625 = 156,6 \text{млн.сум} / \text{кВт} \cdot \text{год}$$

Стоимость потерь холостого хода за 1 год

$$m_o = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \right) \cdot T_B; \quad T_B = 6000 \text{час} - \text{время включения при трехсменной работе.}$$

$$m_o = \left(\frac{30000}{5400} + 35 \right) \cdot 6000 = 243300 = 243,3 [\text{млн.сум} / \text{кВт} \cdot \text{год}]$$

з) Потери линии: $\Delta P_H = 125 \text{кВт} / \text{км}$, тогда

$$\Delta W = \Delta P_H \cdot K_3^2 \cdot n \cdot \ell [\text{кВт} \cdot \text{час}]$$

$$\Delta W = 125 \cdot 0,58 \cdot 2 \cdot 12 = 1009,2 [\text{кВт} \cdot \text{час}]$$

к) стоимость потери за 1 год 158 млн. сум

$$U_{\text{ПЭ}} = \Delta W \cdot m ;$$

$$U_{\text{ПЭ}} = 1009.2 \cdot 156.6 = 158 \text{ млн. сум.}$$

л) амортизационные отчисления по норме для металлических опор 110 и 35 кВ

$$E_a = 0,028$$

$$U_a = E_a \cdot K'_{\text{ВЛ}} = 0,028 \cdot 128,4 = 3,6 \text{ млн. сум / год}$$

м) отчисления на текущий ремонт и обслуживание исходя из нормы $E_{\text{ТР}} = 0,004$

$$U_a = E_a \cdot K'_{\text{ВЛ}} ; \quad U_a = 0,004 \cdot 128,4 = 0,5 \text{ млн. сум / год}$$

н) эксплуатационные расходы

$$U_{\text{Э}} = U_{\text{ПЭ}} + U_a + U_{\text{ТР}} [\text{млн. сум / год}]$$

$$U_{\text{Э}} = 158 + 3,6 + 0,51 = 162,1 [\text{млн. сум / год}]$$

п) приведенные затраты $E_H = 0,125$

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K'_{\text{ВЛ}} + U_{\text{Э}} [\text{млн. сум / год}]$$

$$Z_{\text{ПР}} = 0,125 \cdot 128,4 + 162,1 = 178,1 [\text{млн. сум / год}]$$

Вариант II - $U_H = 110 \text{ кВ}$

а) сила тока по
$$I_p = \frac{18670}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 49 [\text{А}]$$

$$I_a = \frac{18670}{\sqrt{3} \cdot 110} = 98 [\text{А}]$$

б) сечение провода

$$F = \frac{49}{1,2} = 41 [\text{мм}^2]$$

в) принимается из условия короны 2АС 3х70мм²

$$I_{\text{од}} = 265 [\text{А}]; \quad K = 13,5 \text{ млн. сум / км}; \quad \Delta P_{\text{ВЛ}} = 125 \text{ кВт / км}$$

в аварийном режиме по $265 \times 1,3 = 344,5 > I_a$ – сечения провода достаточное.

г) Коэффициент загрузки $K_3 = \frac{49}{265} = 0,18$

д) стоимость линии

$$K'_{\text{ВЛ}} = 1 \cdot 13,5 \cdot 12 = 162 [\text{млн. сум}]$$

ж) потери линии

$$\Delta W = 125 \cdot 0.18^2 \cdot 2 \cdot 12 = 97.2 [\text{кВт}]$$

з) стоимость потерь за год

$$U_{пз} = 97.2 \cdot 156.6 = 152.2 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

к) амортизационные отчисления

$$U_a = 162 \cdot 0.028 = 4.54 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

л) отчисление на текущий ремонт и обслуживание

$$U_{ТР} = 162 \cdot 0.004 = 0.65 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

м) эксплуатационные расходы

$$U_{э} = 152.2 + 4.54 + 0.65 = 157.4 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

н) приведенные затраты

$$З_{пр} = 0.125 \cdot 162 + 157.4 = 177.65 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Срок окупаемости

$$K_{ВЛ}^I = 128.4 [\text{млн.сум}]$$

$$U_{э}^I = 162.1 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$K_{ВЛ}^{II} = 162 [\text{млн.сум}]$$

$$U_{э}^{II} = 157.4 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$T_{ок} = \frac{K_{ВЛ} - K_{ВЛ}^I}{U_{э}^I - U_{э}^{II}} [\text{год}]$$

$$T_{ок} = \frac{162 - 128.4}{162.1 - 157.4} = \frac{33.6}{4.7} = 7.15 [\text{год}]$$

Вариант II $U_H = 110 [\text{кВ}]$ - более рационален.

Результаты техник – экономического сравнения вариантов питающего напряжения

Таблица №7

№	U _н	I _р	Марка	I _{дд}	K _з	K' _{ВЛ}	ΔW	U _{ПЭ}	U _а	U _э	З _{пр}
Вар	кВ	А	Провода	А	-	млн. сум	кВт	млн. Сум	млн.. Сум/год	млн. Сум/год	млн Сум/год
I	35	15 4	2АС3 х70	265	0.58	128,4	1009,2	158	3,6	162,1	178,1
II	11 0	49	2АС3 х70	265	0.18	162	97,2	152,2	4,54	157,4	177,6 5

3. 5. Выбор главной понизительной подстанции.

Для потребителей I и II категории, которые имеются на данном предприятии необходимо применить двухтрансформаторную подстанцию.

Для двухтрансформаторну подстанции выбор мощности одного трансформатора возможно допустить:

$$S_{HT} = S_p \cdot 0.7$$

$$S_{HT} = 18670 \cdot 0.7 = 13070 [кВА];$$

Принимаются два варианта ГПП 2х16МВА и ГПП 2х25МВА.

Вариант I $S_{HT} = 16000 [кВА]$

а) принимаются 2ТДН 16000/110; $P_{XX} = 18 [кВт]$;

$$\Delta P_{кз} = 85 [кВт]; \quad K_T = 217,3 [млн.сум/1комплект]$$

б) стоимость комплекта трансформаторной подстанции

$$K'_{ГПП} = 217,3 [млн.сум]$$

в) проверка по перегрузочной способности:

$$K_{\text{ПР}} \cdot S_{\text{HT}} \gg S_{\text{P3}}$$

$$1.4 \cdot 16000 = 22400 \gg 18670 [\text{кВА}]$$

г) Коэффициент загрузки

$$K_3 = \frac{S_{\text{P3}}}{n \cdot S_{\text{HT}}}$$

$$K_3 = \frac{18670}{2 \cdot 16000} = 0.58$$

д) стоимость потерь в трансформаторе за 1 год

$$U_{\text{ПТ}} = n(m \cdot \Delta P_{\text{K3}} \cdot K_3^2 + m_o \cdot \Delta P_{\text{XX}}) [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$U_{\text{ПТ}} = 2(156,6 \cdot 85 \cdot 0,58^2 + 243,3 \cdot 18) = 2(4,48 + 4,4) = 17,76 [\text{млн.сум}]$$

ж) амортизационные отчисления. Для силового электротехнического оборудования РУ и ПС

$$E_a = 0.063; \quad U_a = E_a \cdot K'_{\text{ГПП}} [\text{млн.сум}]$$

$$U_a = 0,063 \cdot 217,3 = 13,7 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

з) отчисление на текущий ремонт и обслуживание из нормы

$$E_{\text{ТР}} = 0,03$$

$$U_{\text{ТР}} = E_{\text{ТР}} \cdot K'_{\text{ГПП}} [\text{млн.сум}]$$

$$U_{\text{ТР}} = 0,03 \cdot 217,3 = 6,52 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

к) эксплуатационные расходы

$$U_{\text{Э}} = U_{\text{ПТ}} + U_a + U_{\text{ТР}} [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$U_{\text{Э}} = 17,76 + 13,7 + 6,52 = 38 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

л) приведенные затраты из нормы $E_H = 0,12$

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K'_{\text{ГПП}} + U_{\text{Э}} [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$Z_{\text{ПР}} = 0,125 \cdot 217,3 + 38 = 61,16 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Вариант II $S_{\text{HT}} = 25000 [\text{кВА}]$

а) принимается 2ТДН $25000 [\text{кВА} / 110]$

$$\Delta P_{\text{XX}} = 34 [\text{кВт}]; \quad \Delta P_{\text{K3}} = 170 [\text{кВт}]; \quad K_T = 9072,6 [\text{млн.сум} / 1 \text{компл.}]$$

б) стоимость комплекта трансформаторной подстанции

$$K'_{ГПП} = 302,42 \text{ млн / сум (ГПП)}$$

в) проверка по перегрузочной способности

$$K_{ПР} = \cdot S_{НТ} = 1,4 \cdot 25000 = 35000 > 18670 [\text{кВА}]$$

г) коэффициент загрузки

$$K_3 = \frac{18670}{2 \cdot 25000} = 0,37$$

д) стоимость потерь энергии в трансформаторе за год

$$U_{ПТ} = 2 \cdot (156,6 \cdot 170 \cdot 0,37^2 + 243,3) = 2(3,64 + 8,27) = 2382 [\text{млн. сум / год}]$$

е) амортизационные отчисления

$$U_a = 302,42 \cdot 0,063 = 19,05 [\text{млн. сум / год}]$$

ж) отчисления на текущий ремонт

$$U_{ТР} = 302,42 \cdot 0,03 = 9,07 [\text{млн. сум / год}]$$

к) эксплуатационные расходы

$$U_э = 23,82 + 19,05 + 9,07 = 52 [\text{млн. сум / год}]$$

л) приведенные затраты

$$З_{ПР} = 0,125 \cdot 302,42 + 52 = 89,8 [\text{млн. сум / год}]$$

м) срока окупаемости нет, так как Вариант I 2ТДН 16000/110 лучше по всем показателям.

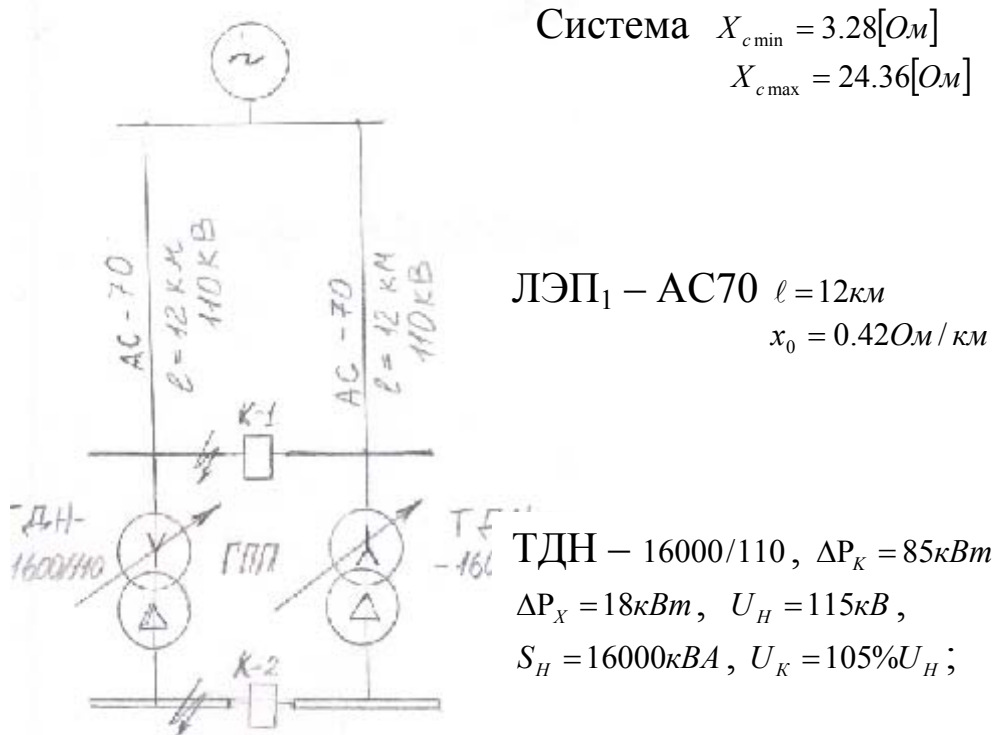
Результаты технико-экономического сравнение двух вариантов выбора ГПП.

Таблица №8

№	S _T	N	Марка	K' _{ГПП}	K ₃	U _{ПТ}	U _a	U _{ТР}	U _Э	З _{пр}
В а р	Мва	шт.	Тр-ра	млн. сум	-	млн. сум/ год	млн. сум/ год	млн. сум/ год	млн. сум/ год	млн. сум/ год
I	16	2	ТДН- 16000/ 110	217,3	0.58	17,76	13,7	6,52	38	61,16
II	25	2	ТДН 25000/ 110	302,42	0.37	23,8	19,05	9,07	52	89,8

3.6. Расчет токов КЗ и выбор электрооборудования

Исходные данные



Рассчитываем сопротивления элементов сети.

Согласно исходным данным сопротивление системы в $X_{c \min} = 3.28[\text{Ом}]$; в минимальном режиме $X_{c \max} = 24.36[\text{Ом}]$.

Сопротивление ЛЭП – 110кВ

$$X = X_0 \cdot \ell = 0.42 \cdot 12 = 5.04[\text{Ом}]$$

$$Z_{\text{ЛЭП}} = j5.04[\text{Ом}]$$

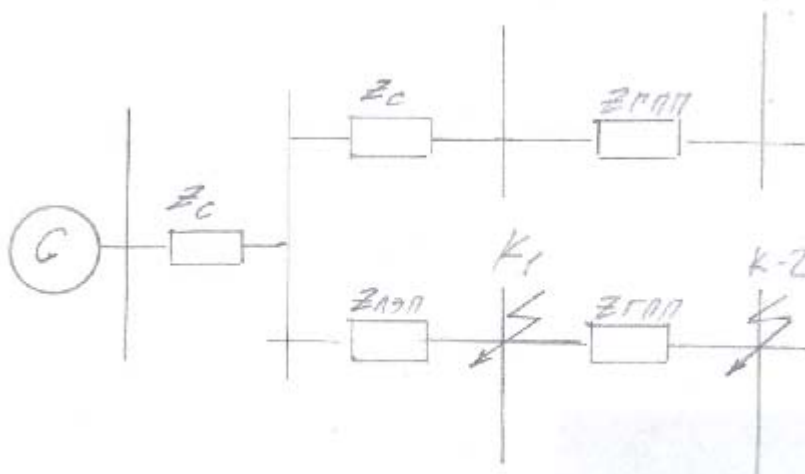
Сопротивление трансформатора ГПП

$$Z_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{S_H^2} [\text{Ом}]; \quad X_T = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H^2} [\text{Ом}]$$

$$Z_T = \frac{85 \cdot 115^2}{16000} = 4.4[\text{Ом}]; \quad X_T = \frac{10.5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16000} = 87[\text{Ом}]$$

$$Z_{\text{ГПП}} = 4,4 + j8,7 = 87,1[\text{Ом}]$$

Расчет токов КЗ в минимальном режиме.



$$Z_{K-1} = Z_C + Z_{\text{ЛЭП}} = j24.36 + j5.04 = j29.4[\text{Ом}]$$

$$I_{K3} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} [\text{кА}]; \quad i_Y = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3} = [\text{кА}]$$

$$I_{0,2} = I_K \cdot \sqrt{t_{\text{КОМ}}}; \quad t_{\text{КОМ}} = 0.5 \text{сек.}$$

$$Z_{K-2} = (Z_{K1} + Z_{\text{ГПП}}) \cdot \left(\frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} \right)^2$$

Для К-1 $Z_{K-1} = j29.4[\text{Ом}]$

$$\text{ток КЗ } I_{K3} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 29.4} = 2.16 [\text{кА}]$$

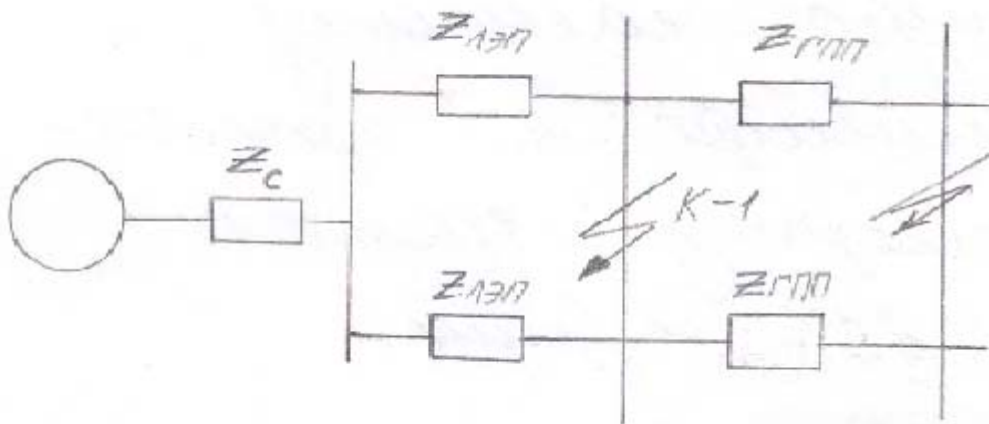
$$\text{ударный ток } i_y = 2.16 \cdot \sqrt{2} \cdot 1.8 = 5.5 \text{ кА}$$

$$I_{0,2} = 2.16 \cdot \sqrt{0.5} = 1.53 [\text{кА}]$$

$$S_{0,2} = 1.53 \cdot \sqrt{3} \cdot 115 = 304 \text{ МВА}$$

$$\text{К-2 } Z_{K-2} = (4.4 + j88 + j29.4) \cdot \left(\frac{10.5}{115}\right)^2 = (4.4 + j116.4) \cdot 0.008 - 0.037 + 0.0097 = 0.97 [\text{Ом}]$$

Расчет токов КЗ в максимальном режиме



$$\text{Для К-1 } Z_{K-1} = Z_C + \Pi Z_{\text{ЛЭП}} = j3.28 + j \frac{5.04}{2} = j5.8 [\text{Ом}]$$

$$I_{K3} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 5.8} = 10.9 [\text{А}]; \quad i_{y0} = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10.9 = 27.87 [\text{кА}]$$

$$I_{0,2} = 10.9 \cdot \sqrt{0.5} = 7.7 [\text{кА}]$$

$$S_{0,2} = 7.7 \cdot \sqrt{3} \cdot 115 = 1533.7 [\text{МВА}]$$

Для К-2

$$Z_{K-2} = Z_{K-1} + \Pi Z_{\text{ГПП}} = \left(j5.8 + \frac{4.4 + j87}{2} \right) \cdot \left(\frac{10.5}{115} \right)^2$$

$$= (j49.3 + 2.2) \cdot 0.008 = 0.018 + j0.41 = 0.41 [\text{Ом}]$$

$$I_{K3} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0.411} = 14 [\text{кА}]; \quad i_{y0} = 1.4 \cdot 1.8 \cdot \sqrt{2} = 35.8 [\text{кА}]$$

$$I_{0,2} = 14 \cdot \sqrt{0.5} = 9.9 [\text{кА}]$$

Выбор высоковольтной аппаратурой

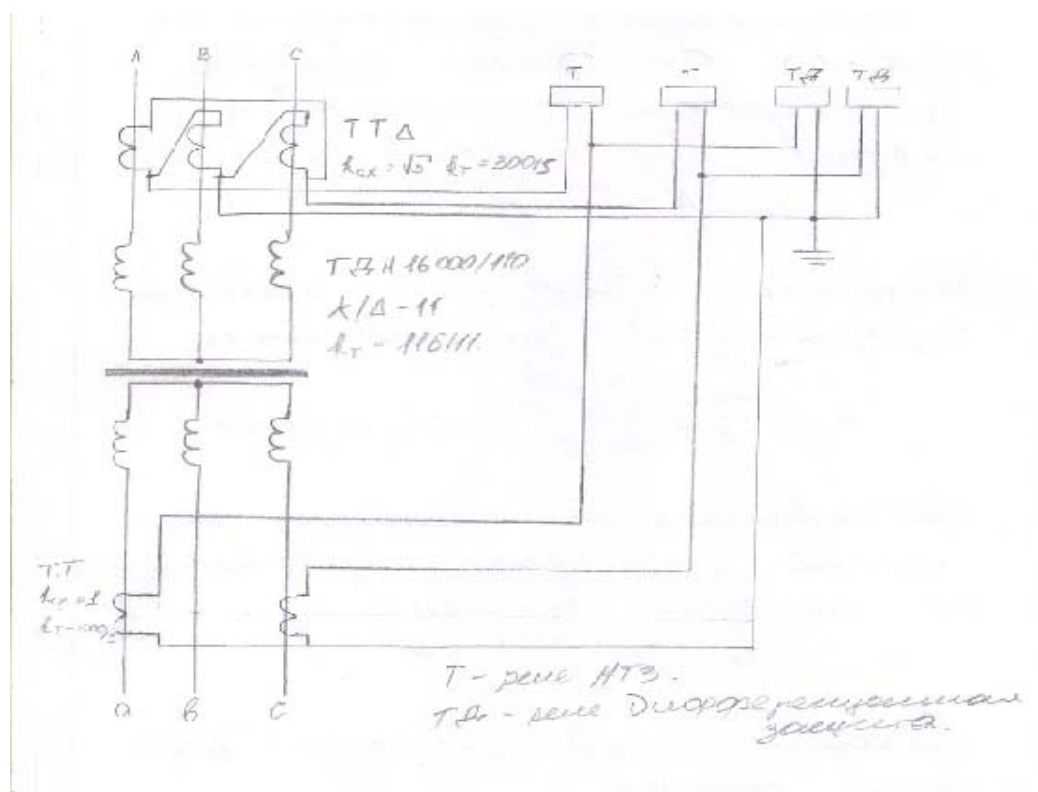
Таблица №9

Наименование	Тип	Кол.	Условия выбора	Данные	
				расчетные	каталожные
1	2	3	4	5	6
Разъединитель с зазем. ножом	РЛНДЗ-2-110/630	4	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{\max}$ $i_{\max} \geq i_{y\delta}$ $I_t^2 \cdot t \geq I_K^2 \cdot t_{PP}$	$I_M = 98A$ $i_M = 28.87kA$ $I_K^2 \cdot 2.2 =$ $10.9^2 \cdot 2.2$ $= 261kA^2 \cdot c$	$U_H = 110kV$ $I_H = 630A$ $i_{\max} = 80kA$ $I_3^2 \cdot t_3 =$ $22^2 \cdot 3 =$ $1452kA^2 \cdot c$
Отделитель	ОД-110	2	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{\max}$ $i_{\max} \geq i_{y\delta}$ $I^2 \cdot t \geq I_K^2 \cdot t_{PP}$	$I_M = 98A$ $i_M = 28.87kA$ $I_K^2 \cdot 2.2 =$ $10.9^2 \cdot 2.2$ $= 261kA^2 \cdot c$	$U_H = 110kV$ $I_H = 1000A$ $i_{\max} = 80kA$ $I_3^2 \cdot t_3 =$ $31^2 \cdot 3 =$ $2883kA^2 \cdot c$
Короткозамыкатель	КЗ-110	2	$U_H \geq U_P$		$U_H = 110kV$ $I_H = 51A$ $I_{\text{терм}}^3 = 20kA$
Разрядник вентильный	РВС - 110м	6	$U_H \geq U_P$		$U_H = 110kV$ $U_{\text{раб}} > 200kV$ $U_{\text{умн}} > 280kV$
Трансформатор тока в водах	ТВТ-110	6	$U_H \geq U_{\text{раб}}$ $I_H \geq I_{\max}$ $i_{\max} \geq i_{y\delta}$ $(k_t \cdot I)^2 \cdot t \geq I_K^2 \cdot t_{PP}$	$U_H = 110kV$ $I_M = 98A$ $i_{y\delta} = 28.87kA$ $I_K^2 \cdot t_{PP} =$ $10.9^2 \cdot 2.2$ $= 261kA^2 \cdot c$	$U_H = 110kV$ $I_{\text{НОМ}} = 750A$ $i_{\max} =$ $k_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_H =$ $100 \cdot \sqrt{2} \cdot 0.75$ $= 106kA$

					$(k_t \cdot I)^2 \cdot t =$ $(34 \cdot 0,75)^2 \cdot 1$ $= 650 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Выключатель маломасляной	ВКЭ-10-630-31,5	85	$U_H \geq U_{\text{раб}}$ $I_H \geq I_{\text{раб}}$ $i_{\text{макс}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{отк}} > I_{0.2}$ $S_{\text{отк}} > S_{0.2}$ $I_t^2 \cdot t \geq I_K^2 \cdot t_{\text{П}}$	$U_H = 10 \text{кВ}$ $I_P = 119,6 \text{А}$ $i_{\text{уд}} = 35,8 \text{А}$ $I_{0.2} = 9,9 \text{кА}$ $S_{0.2} = 180$ $m \cdot \text{кВА}$ $I_K^2 \cdot t_{\text{ПП}} =$ $14^2 \cdot 2.2$ $= 431 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_H = 10 \text{кВ}$ $I_H = 630 \text{А}$ $I_{\text{макс}} = 85 \text{кА}$ $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{кА}$ $S_{\text{откл}} =$ 540кВА $I_t^2 \cdot t =$ $31,5^2 \cdot 4 =$ $3970 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Разрядник вентильный	РВМ-10	4	$U_H \geq U_P$	$U_H = 10 \text{кВ}$	$U_{\text{проб}} > 25 \text{кВ}$ $U_H = 12,7 \text{кВ}$
Разъединитель с заземленным ножом	РВ(3)1-10/630	14	$U_H \geq U_P$	$U_H = 10 \text{кВ}$	$U_H = 10 \text{кВ}$ $I_T^4 = 31.5 \text{кА}$ $I_{\text{макс}} = 85 \text{кА}$
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	14	$U_H \geq U_{\text{раб}}$	$U_H = 10 \text{кВ}$	$U_H = 10 \text{кВ}$ $U_{\text{НН}} = 100;$ $100/3 \text{В}$ $S_{\text{макс}} =$ 1000ВА
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	58	$U_H \geq U_{\text{раб}}$ $I_H \geq I_{\text{макс}}$ $i_{\text{макс}} \geq i_{\text{уд}}$ $(k_t \cdot I)^2 \cdot t \geq I_K^2 \cdot t_{\text{ПП}}$	$U_H = 10 \text{кВ}$ $I_{\text{макс}} = 125 \text{А}$ $i_{\text{уд}} = 35,3 \text{А}$ $I_K^2 \cdot t_{\text{ПП}} =$ $14^2 \cdot 2.2$ $= 431 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_H = 10 \text{кВ}$ $I_H =$ $200/300$ $/400 \text{А}$ $i_{\text{макс}} = 172 \cdot$ $\sqrt{2} \cdot 0.4$ $= 96 \text{кА}$ $(k_t \cdot I)^2 \cdot t =$ $(50 \cdot 0,4)^2 \cdot 1$ $= 576 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

3.7. Релейная защита силового трансформатора на ГПП

Так как группа соединения обмотки трансформатора то целесообразно принять двух релейную схему соединения трансформатора тока ГПП



Исходные данные защищаемого трансформатора.

$$\text{ТДН } 16000/110; U_{H.VH} = 115 \text{ кВ} \quad U_{H.HH} = 11,5 \text{ кВ}$$

РПН в нейтрали ВН = $\pm 16 \%$

$$U_K = 10,5\%$$

По ГОСТ 12965 – 74 $U_{K \max} = 11,5\%$

$$U_{K.mix} = 9,82\%$$

$$X_{C.max} = 5,8 [\text{Ом}]$$

$$X_{C.mix} = 29,4 [\text{Ом}]$$

Основные виды повреждений трансформаторов

К ним относятся:

- А) замыкание между фазами внутри кожуха трансформатора и на наружных выводах обмотки;
- Б) замыкания в обмотках между витками одной фазы;
- В) замыкания на землю обмоток или их наружных выводах;
- Г) повреждения магнитопровода трансформаторов, приводящее к появлению местного нагрева и «пожару стали».

В качестве защит от повреждений применяются токовая отсечка, дифференциальная и газовая защиты.

Ненормальная режимы и защита от них.

К ним относятся:

- А) появление сверх токов
- Б) внешние КЗ.
- В) перегрузка
- Г) повышение напряжения

Защита осуществляется при помощи максимальной токовой защиты (МТЗ).

Расчет дифференциальной токовой защиты силового трансформатора на ГПП.
Применяется двух релейная схема дифференциальной защиты.

Вычисление номинальных токов трансформатора

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

$$I_{H.VH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 81[A]; \quad I_{H.HH} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 840[A].$$

Для компенсации углового сдвига ТТ на стороне 110кВ ТТ соединяются в Δ , а на стороне 10кВ – в неполную звезду.

Отсюда принимается коэффициент схемы соединения ТТ на стороне ВН $k_{CX} = 1$

Предварительный коэффициент трансформации ТТ.

$$n_{TT} = \frac{I_H \cdot k_{CX}}{5} = [A]$$

$$n_{TT} = \frac{I_H \cdot k_{CX}}{5} = \frac{81 \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{140}{5}$$

$$n_{TT} = \frac{I_H \cdot k_{CX}}{5} = \frac{840 \cdot 1}{5} = \frac{840}{5}$$

Так как ТТ недопускают длительного протекания рабочих токов больше, чем номинальный, принимаются несколько завышенные значения n_T .

$$n_{T.BH} = 300/5 \quad n_{T.HH} = 1500/5$$

Расчет токов протекающих через силовой трансформатор.

Так как в сеть несколько ступеней трансформации расчет токов КЗ. Следует выполнять с учетом наличия у трансформатора РПН. При крайних ступенях положительного и отрицательного регулирования коэффициент регулирования трансформатора равен.

$$\alpha_{\max} = 1 + \Delta U = 1 + 0.16 = 1.16 \quad \text{так как РПН} = \pm 16 \%$$

$$\alpha_{\min} = 1 - \Delta U = 1 - 0.16 = 0.84$$

Вычисления параметров трансформатора.

Сопrotивления трансформатора на средней ступени РПН.

$$X_{T.HOM} = \frac{U\%_K \cdot U_T^2}{100 \cdot S_T}$$

$$X_{T.HOM} = \frac{10.5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86.7 [OM]$$

Сопrotивления трансформатора на максимальной ступени РПН.

$$X_{T.\max} = \frac{U_{K.\max}}{U_{K.\min}} \cdot X_{T.HOM} \cdot \alpha_{\max}^2$$

$$X_{T.\max} = \frac{86.7 \cdot 11.5}{10.5} \cdot 1.16^2 = 128 [OM]$$

Сопrotивления трансформатора на минимальной ступени РПН.

$$X_{T.\min} = X_{T.HOM} \cdot \frac{U_{K.\max}}{U_{K.\min}} \cdot \alpha_{\min}^2 = 86.7 \cdot \frac{9.82}{10.5} \cdot 0.84^2 = 57.2 [OM]$$

Напряжения трансформатора на максимальной и минимальной ступени РПН.

$$U_T = U_T \cdot \alpha$$

$$U_{T \max} = U_{T.BH} \cdot \alpha_{\max} = 115 \cdot 1.16 = 133.4 \text{ кВ}$$

$$U_{T \min} = U_{T.BH} \cdot \alpha_{\min} = 115 \cdot 0.84 = 96.6 \text{ кВ}$$

Ток трансформатора на стороне регулирования при максимальной и минимальной ступени РПН.

$$I_{T.pez} = \frac{I_H}{\alpha}$$

$$I_{T.\max\ pez} = \frac{I_H}{\alpha_{\max}} = \frac{81}{1.16} = 69.2 [A]$$

$$I_{T.\min\ pez} = \frac{I_H}{\alpha_{\min}} = \frac{81}{0.84} = 95.5 [A]$$

Коэффициент трансформации трансформатора.

$$k_{T.pez} = \frac{U_{BH.H}}{U_{HH.H}} \cdot \alpha$$

$$k_{T.\max\ pez} = \frac{U_{BH.H}}{U_{HH.H}} \cdot \alpha_{\max} = \frac{115}{11} \cdot 1.16 = 12.13$$

$$k_{T.\min\ pez} = \frac{U_{BH.H}}{U_{HH.H}} \cdot \alpha_{\min} = \frac{115}{11} \cdot 0.84 = 8.78$$

Расчет аварийных токов.

Расчет максимально аварийного тока, протекающего через трансформатор, приведенный к напряжению 110кВ, при трехфазном КЗ на шинах 11кВ.

$$I_{T.ав.\max} = \frac{U_{H.HH} \cdot k_{K.\min\ pez}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C.\max} + X_{T.\min})}$$

$$I_{T.ав.\max} = \frac{11000 \cdot 8.78}{\sqrt{3} \cdot (5.8 + 57.2)} = 885 [A]$$

Действительный ток протекающий через трансформатор на стороне ВН.

$$I_{Td}^{(3)} = I_{ав}^{(3)} + 0.6 \cdot I_{T.pez}$$

$$I_{TdBH.\max}^{(3)} = I_{ав.\max}^{(3)} + 0.6 \cdot I_{T.\min\ pez} = 885 + 0.6 \cdot 95.5 = 942.3 [A]$$

Ток на стороне НН $I_{T.\partial.HH} = I_{T.\partial.\max} \cdot k_{T.\min\ pez}$

$$I_{T.\partial.HH} = 942.3 \cdot 8.78 = 8273 [A]$$

Расчет минимального аварийного тока, протекающего через трансформатор приведенный к стороне ВН при трехфазном КЗ на 110кВ.

$$I_{T.ав\ min}^{(3)} = \frac{U_{НН.Н} \cdot k_{T.\max\ рез}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C.\min} + X_{T.\max})} = \frac{11000 \cdot 12.13}{\sqrt{3}(29.4 + 128)} = 489[A]$$

Действительный ток на стороне ВН.

$$I_{T.ав\ min}^{(3)} = I_{ав\ min}^{(3)} + 0.6 \cdot I_{T.\max\ рез} = 489 \cdot 0.6 \cdot 69.2 = 530.52[A]$$

Ток на стороне НН

$$I_{T.ав\ min}^{(3)} = I_{ав.ВН}^{(3)} \cdot k_{T.\max\ рез} = 530.52 \cdot 12.13 = 6435[A]$$

Первичный ток срабатывания дифференциальной защиты.

Выбирается по двум условия:

А) по условию отстройки от броска тока намагничивание при включении ненагруженного трансформатора при крайнем отрицательном положении устройства РПН. $I_{C.3} \geq k_H \cdot I_{T.\min\ рез}$ где k_H - коэффициент надежности $k_H = 1,3$ для реле РНТ- 560

$$I_{C.3} \geq 1.3 \cdot 95.5 = 124.15[A]$$

Б) по условию отстройки от расчетного максимального тока небо $I_{Н.б.\ расч.}$ при переходных режимах внешней КЗ. Ток обусловлен полной погрешностью ТТ $E - I_{Нбс}$, погрешностью регулирования напряжения $\Delta U_{рез} - I_{нб.\ рез}$ и погрешностью от неточного выравнивания м.д.с. в реле $\Delta f_{выр} - I_{нб.\ рез}$

$$\text{Таким образом } I_{нб.\ расч.} = I_{нб.Е} + I_{нб.\ рез.} + I_{нб.\ выр.}$$

По данным условию:

$$I_{C.3} = k_H \cdot I_{нб.\ расч.} = k_H \cdot (k_{антр} \cdot k_{одн} \cdot E + \Delta U_{рез} + \Delta f \cdot выр) \cdot I_{К.ВН\ max}^{(3)}$$

Где $k_{антр}$ - апериодическая составляющая = 1

$k_{одн}$ - коэффициент однотипности = 1

E – погрешность ТТ $\approx 10\% = 0,1$

$\Delta U_{рез}$ - погрешность регулирования РПН = 0,16

$\Delta f_{выр}$ - погрешность токов плеч защиты

Сперва рассчитывается $I_{сб}$ без учета так как $I_{сб}$ по условию «б» больше чем по условию «а», дальнейшие расчеты ведутся с $I_{сб} = 310.5[A]$

Применяется $I_{сб} = 318[A]$

Расчет тока срабатывания реле.

Вычисляются вторичные циркулирующие токи, при этом учитывается что ТТ АН 115кВ соединены в Δ , а ТТ НН 11кВ в неполную звезду.

$$I = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{СХ}}{n_T}$$

$$I_{ВН} = \frac{I_{НОМ.ВН} \cdot k_{СХ}^{(3)}}{n_T \cdot 10} = \frac{81 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 2.34[A]$$

$$I_{НН} = \frac{I_{НОМ.НН} \cdot k_{СХ}^{(3)}}{n_T \cdot 10} = \frac{840 \cdot 1}{1500/5} = 2.8[A]$$

Определение возможности применения дифференциальной защиты без торможения с реле серии РНТ - 560

Условие возможности применения РНТ – 560 $k \cdot r_{\min} \triangleright 2$

Токи в реле $I_{С.Р.} = \frac{I_{С.З.} \cdot k_{СХ}^{(3)}}{n_T}$

$$I_{С.Р.110} = \frac{I_{С.З.} \cdot k_{СХ}^{(3)}}{n_T \cdot 110} = \frac{318 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 9.18[A]$$

Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ. На стороне НН.

$$k_{ч.\min} = \frac{15 \cdot I_{K\min}^{(3)}}{n_{110} \cdot I_{С.Р.} \cdot 110}$$

$$k_{ч.\min} = \frac{15 \cdot 530.52}{(300/5) \cdot 9.18} = 1.44 \triangleleft 2$$

Так как $k_{ч} \triangleleft 2$, то защиту с реле без торможения серии РНТ – 560 применить нельзя.

Принимается реле типа ДЗТ – 11 с одной тормозной обмоткой, которая присоединяется к ТТ 10 кв. В этом случае при внешних КЗ., например на шинах 10 кв, селективность защиты обеспечивается торможением реле током КЗ., а при КЗ. В зоне защиты торможения отсутствует, при этом $I_{С.Р.} \triangleright k_H \cdot I_{НОМ.МАКС.}$

для ДЗТ – 11 $k_H = 1,5$

$$I_{С.Р.} \triangleright 1.5 \cdot 95.5 = 143A$$

Расчет токов срабатывания реле на основной стороне – 110кВ

$$I_{C.P.OCH.} = I_{C.P.110} \cdot \frac{I_{C.3.} \cdot k_{CX}^{(3)}}{n_{T110}}$$

$$I_{C.P.OCH.} = I_{C.P.110} \cdot \frac{143 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 4,13[A]$$

Обе уравнительные обмотки в реле ДЗТ используем в качестве рабочих, а рабочую (дифференциальную) отключаем.

Расчет числа витков.

Расчет число витков основной стороны определяется по:

$$\varpi_{OCH.P} = \frac{F_{CP}}{I_{CP110}}; \text{ где } F_{CP} = 100 \text{ А} - \text{ток срабатывания реле}$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{q.OTC} = \frac{I_K^2}{I_{CP} \cdot n_{TT}}; \quad K_{q.OTC} = \frac{1871}{50.26 \cdot 300/5} = 0.62 < 2$$

Отсечка не чувствительна.

Расчет максимальной токовой защиты (МТЗ). Выполнена на реле тока РТ – 40 и реле времени РВ – 200.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты с выдержкой времени:

$$I_{C.P.} = k_H \cdot k_3 \cdot I_{\text{раб.ВН. max}} / k_6$$

$$k_H = 1,2 \quad k_3 - \text{коэффициент самозапуска} = 1,5;$$

$$k_6 = 0,85 - \text{коэффициент возврата}$$

$$I_{C.P.} = \frac{1.2 \cdot 1.5}{0.85} \cdot 81 = 171.5[A]$$

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току, протекающему в реле, которой имеется при двухфазном КЗ. На шинах 11кВ

$$k_q = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_K^{(3)} \cdot K_{TT}}{K_T \cdot I_{C.3.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{14000 \cdot \frac{11}{115}}{171.5} = 6.67 > 1.5[A]$$

Ток срабатывания реле

$$I_{C.P.OM} = k_{CX} \cdot \frac{I_{C.3.}}{n_{TT}} = \sqrt{3} \cdot \frac{171.5}{300/5} = 4.95[A]$$

Время срабатывания реле $t'' = 1.5''$

$$\varpi_{OCH.P} = \frac{100}{4.13} = 24.2[\text{витков}]$$

Принимается $\varpi_{OCH.P} = \varpi_{раб.110} = \varpi_{УР.II} = 24[\text{витков}]$.

Расчетное число витков второй уравнивающей обмотки, присоединенной к ТТ 10 кв не основной стороны

$$\varpi_{неосн.р} = \varpi_{осн} \cdot \frac{I_{110}}{I_{10}} = 24 \cdot \frac{2.34}{2.8} = 19.9[\text{витков}]$$

Принимается $\varpi_{OCH.P} = \varpi_{раб.110} = \varpi_{УР.I} = 20[\text{витков}]$

Относительная погрешность от неточного выравнивания м.д.с.

$$\Delta f_{выр} = \frac{(\varpi_{УР.Iр} \cdot \varpi_{УР.I})}{\varpi_{УР.Iрас}}$$

$$\Delta f_{выр} = \frac{19,9 \cdot 20}{19,9} = 0,0050$$

Вычисление максимального расчетного первичного тока нет баланса, приведенный к сторон 10 кв

$$I_{н.б.} = (11 \cdot 0.1 + 0.16 + 0.0050) \cdot \left(\frac{115}{11}\right) \cdot 942.3 = 2613[A]$$

Первичный тормозной ток, протекающий через ТТ 10 кв $I_{торм.10} = I_{к.ВН.макс} \cdot k$;

$$I_{торм.10} = 942,3 \cdot \left(\frac{115}{11}\right) = 9851[A]$$

Необходимое число витков тормозной обмотки с учетом, что для ДЗТ – 11 $\text{tg}\alpha = 0.87$

$$\varpi \geq \frac{k_H \cdot I_{н.б.рас} \cdot \varpi_{рас.неосн.}}{I_{торм.} \cdot \text{tg}\alpha}$$

$$\varpi \geq \frac{1.5 \cdot 2612 \cdot 19.9}{9851 \cdot 0.87} = 9.1[\text{вит.}]$$

Для большей необходимости принимается $\varpi_{торм.} = 13[\text{вит}]$.

Учитывая, что в принятой схеме присоединения тормозной обмотки к ТТ 10 кв при КЗ. В зоне защиты торможение реле отсутствует, вычисляется минимальный коэффициент чувствительности при двухфазных КЗ. На стороне 10 кв

$$k_4^{(2)} = \frac{1.5 \cdot I_{K110 \min}^{(3)} \cdot \varpi_{упл}}{n_{Т110} \cdot F_{C.P.}}$$

$$k_4^{(2)} = \frac{1.5 \cdot 530.52 \cdot 24}{300/5 \cdot 100} = 3.18 > 2$$

Использования реле ДЗТ – 11 в качестве дифференциальной защиты допустимо.

Расчет максимальной токовой отсечки.

Максимальная токовая отсечка (МТО) выполнена на реле типа

РТ – 40 ($K_3 = 1,3$) так как ТТ – соединены по схеме Δ , то $k_{CX} = \sqrt{3}$

Ток срабатывания отсечки

$$I_{C.O} = K_3 \cdot I_{K3 \max}^{(3)} \cdot BH = 1,3 \cdot I_{K3 \max.HH}^{(3)} \cdot K_T$$

$$I_{C.O} = 1,3 \cdot 14000 \cdot \frac{11}{115} = 1741 [A]$$

Ток срабатывания реле

$$I_{C.P.} = K_{C.X.} \cdot \frac{I_C}{n_{TT}} = \sqrt{3} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 1741}{300/5} = 50.26 [A]$$

Начальное значение сверх переходного тока

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3 \min.BH}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2160 = 1871 [A]$$

Защита от перегрузок выполнена на РТ – 40 и РВ – 200

Первичный ток срабатывания реле перегрузки.

$$I_{C.3.пер} = k_H \cdot I_{T.ном} / k_B = 1.05 \cdot 840 / 0.85 = 1037.6 [A]$$

Ток срабатывания реле

$$I_{c.p.пер} = I_{C.3.пер} / n_T = 1037.6 / \frac{1500}{5} = 3.46 [A]$$

В связи с тем, что защиту от перегрузки и отключают в ТТ ВН, то

$$I_{c.p.пер} = 1.05 \cdot 81 / 0.85 = 100 [A]$$

$$I_{c.p.пер} = k_{c.x.} \cdot I_{c.x.} / n_{TT} = \sqrt{3} \cdot 100 / 300/5 = 2.88 [A]$$

Время срабатывания от перегрузки $t'' = 9$ сек.

Кроме того устанавливается газовая защита, блокировка отключения отделителя, цепи включения короткозамыкателя.

3.8. Компенсационная реактивная мощность

Неотъемлемой составляющей комплекса технических проблем электроэнергетики является рациональная КРМ, поскольку более 3-й реактивной мощности генерируется компенсирующими устройствами по близости от потребителей электроэнергии. В результате в электрической системе существенно уменьшаются потери активной мощности, электроэнергии и напряжения. Дополнительные и значительные преимущества в этих отношении дает оптимизация размещения КУ в электрических сетях. Каждая энергосистема и каждая распределительная сеть обладают определенной оптимизационной эффективностью по заранее выбранным критериям, являющиеся разницей их численных значений в оптимальных режимах КРМ и некоторых исходных. В связи с этим проблемой КРМ будем называть организацию такого управления выбором и размещением КУ в сетях потребителей, которая обеспечивает максимум указанной эффективности.

Проблема КРМ - ярко выраженная системная проблема, предусматривающая и необходимый охват расчетом практически всех сетевых уровней энергосистем и взаимосвязь процессов компенсации с целым рядом смежных проблем – регулирование напряжения, повышением качества электроэнергии, надежностью работы энергосистемы. В части необходимого рассмотрения всей сети данная проблема не имеет аналогов в электроэнергетике. И даже общность в этом отношении с проблемой определения токов КЗ – кажущаяся. Известно, что с небольшой погрешностью последние можно определять по параметрам ближайшего трансформатора. Для выбора же КУ это совершенно неприемлемо: соответствующий технико-экономический эффект имеет место как раз в вышележащей сети. Так, совершенно снижение потерь мощности в трансформаторе, допустим, 6 (10) /0,4 кв и достаточном длинном питающим от него фидере 0,4 кв от установки на него конце КУ несколько раз меньше, чем наблюдаемое при этом в энергосистеме, в линии допустим, 330 или 500 кв. Именно поэтому проблема КРМ не подлежит какому-либо простому разделению на части, в том числе и замкнутых сетей 110-500 кв энергосистем; в последнем случае необходимо решение систем нелинейных уравнений высокого порядка подобно расчетам потокораспределения.

Физическая взаимосвязь вопросов КРМ и регулирования напряжения учитывалось всегда, но в последнее время в связи с закономерно понимающимися понижающимися уровнями напряжения (низкая оснащенность сетей компенсирующими устройствами, примерно ,02-,03 квар/кВт, при относительном удлинении линии электропередачи), возникла настоятельная необходимость учитывать и вопросы надежности при вынужденном учете статических характеристик нагрузок, обеспечивающих положительный регулирующий эффект по напряжению.

Это распространенное явление, называемое местным дефицитом реактивной мощности, сопровождается недоотпуском электроэнергии в часы максимальных нагрузок, что вполне может быть приравнено к аварийным ситуациям.

Необходим комплексный подход и к проблеме повышения качества электроэнергии: соответствующие средства регулирования содержат емкости и это влияет на баланс реактивной мощности и она оборот показатели качества электроэнергии зависят от режимов КРМ.

Максимальная экономия всех видов энергетических ресурсов и повышения качества промышленной продукции – это две наиболее актуальные задачи в нашей стране. В области электроэнергетики они сводятся больше частью к снижению потерь мощности и электроэнергии и повышению ее качества в точках потребления.

Наиболее эффективным способом снижения потерь активной мощности, электроэнергии и потерь напряжения в электрических сетях является установка КУ у потребителей. Оптимальное решение соответствующей проблемы не только создает возможность существования максимальных режимов работы электрических систем за счет обеспечения баланса реактивной мощности как по системе в целом, так и в отдельных ее узлах, но и существенно дополнительно уменьшает все перечисленные потери, а так же приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию сетей. Такая оптимизационная эффективность не требует дополнительных капиталовложений, достигается за счет методических совершенствований и внедрение рационального организационного механизма реализации теоретических решений и по этому чрезвычайно практично и актуально,

особенно на современной стадии развития электроэнергетики в стране, при все более ощущаемых дефицитах генерирующих мощностей и довольно низких уровнях напряжения в энергосистемах. Исследования последних лет в рассматриваемой области, использующие усовершенствованные методы и вычислительную технику третьего поколения установили существенно более широкие в этом плане возможности КРМ, чем это до сих пор предполагалось. Было установлено, что убытки в энергосистемах и распределительных сетях от незнания всех особенностей проблемы значительно превышают затраты и усилия на приобретение знаний и организацию рационального управления размещения КУ.

3.8.1. Регулирование мощности компенсирующих устройств.

Для обеспечения наиболее экономичных режимов систем электроснабжения, необходимое регулирование мощности компенсирующих устройств.

Если средствами компенсации является синхронный компенсатор или синхронные двигатели, то управление их режимами осуществляют путем плавного регулирования тока возбуждения.

Регулирование генерируемой конденсаторы реактивной мощности можно вести ступенями путем деления батарей на части. Чем больше число таких частей, тем совершеннее регулирование, но тем больше капитальные затраты на установку переключателей и защитной аппаратуры.

Режим работы компенсирующих устройств устанавливают учитывая допустимые отклонения напряжения на зажимах приемников электроэнергии.

В качестве параметров управления могут использоваться напряжение, ток нагрузки, направления реактивной мощности, коэффициента реактивной мощности, времени.

Регулирование мощности компенсирующих устройств по напряжению осуществляют в зависимости от отклонения напряжения. При этом управления компенсирующими устройствами должен быть согласован с управлением напряжения другими средствами.

Наиболее простым является управления по времени. В этом случае режим рабы системы электроснабжения должен быть предварительно изучен. На рисунке дан суточный график потребления реактивной мощности, из которого видно, что одна часть батарей конденсаторов включается постоянно в течение 24 часа, а вторая часть включается только за время t_1 .

Ступенчатое регулирование компенсирующих устройств имеет следующие недостатки:

- 1) работа в течение некоторого времени с недостаточной или излишней компенсацией реактивной мощности (на рисунке эти места показаны штриховкой);
- 2) удорожание компенсирующей установке за счет увеличение капитальных затрат на установку дополнительной отключающей аппаратуры (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и так прочие).

Ступенчатое регулирования батарей конденсаторов производят в основном автоматически. При наличии на подстанции постоянного дежурного персонала или телемеханического управления в системе электроснабжения автоматизация этого процесса не имеет существенных преимуществ.

На подстанциях, не имеющих постоянного обслуживающего персонала, автоматизация включения и отключения батарей конденсаторов являются необходимостью. Известно, что лучше сберечь энергию, чем производить ее в больших количествах. Это так же наглядно можно проследить из опыта многих передовых предприятий.

Учитывая выражения и зависимость $Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi$ можно заключить, что дополнительные потери активной мощности от передачи реактивной мощности прямо пропорциональны квадрату коэффициента реактивной мощности. Этим

объясняется стремление эксплуатационников и проектировщиков к снижению значения $tg\varphi$.

Для повышения мощности и улучшения качества электроэнергии на промышленных предприятиях широкое применение находят конденсаторные батареи высокого и низкого напряжения.

В связи с тем, что количество электроэнергии, потребляемой предприятием изменяется в течение суток, изменяется и потребность в реактивной мощности, вырабатываемой конденсаторными батареями для поддержания определенного значения коэффициента мощности на предприятиях.

Оставление в работе конденсаторных установок при уменьшении нагрузки промышленного предприятия является не экономичным, так как приводит к увеличению электрических потерь. Кроме того, оставление конденсаторов в работе в две смены, повышает и без того высокое напряжение в сети, что может привести к сокращению срока службы, как самих конденсаторов, так и другого оборудования.

При выборе мощности компенсирующих устройств, при их автоматическом регулировании следует учитывать, что дробление мощности приводит к значительному усложнению схемы.

Поэтому для напряжений до 1000 В рекомендуется применять комплектные конденсаторные установки (ККУ) мощностью 75, 100, 150, 200, 250, 300, кВар в единице. При напряжении 6-10 кВ - комплектные конденсаторные установки мощностью 300, 450, 600, 750, 900, 1050, 1200 кВар в единице с присоединением через отдельный выключатель. При напряжении 35 кВ применение конденсаторных батарей считается, экономически выгодным начиная с 2500 кВар.

- 1) автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по напряжению;
- 2) автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей в функции тока нагрузки
- 3) автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по току нагрузки с использованием бесконтактных элементов;

- 4) автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по направлению реактивной мощностью;
- 5) автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по $\cos \varphi$.

3.8.2. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по углу φ .

На промышленных предприятиях для выработки реактивной мощности наибольшее распространение получили конденсаторные батареи. Для эффективного использования конденсаторных батарей они должны быть оборудованы автоматическими устройствами, позволяющими регулировать генерируемую реактивную мощность. Это необходимо для обеспечения экономического режима системы электроснабжения предприятия, имеющего неравномерный график потребления реактивной мощности. В настоящее время применяются способы автоматического регулирования, осуществляющие изменение мощности конденсаторных батарей в функции напряжения сети, тока нагрузки, направления реактивной мощности и времени суток. Выбор того или иного способа автоматического регулирования определяется характером графика потребления реактивной мощности.

Нами предлагается схема автоматического регулирования мощности КБ работает непосредственно в функции φ , то есть угла между векторами напряжения питающей сети и тока нагрузки.

Такой способ позволяет снизить число коммутационных операции, так как этот угол изменяется значительно меньше, чем значения тока нагрузки и напряжения питающей сети, что приводит к увеличению качества работы.

Учитывая, что изменение потребляемой реактивной мощности вызывает изменение угла φ , предлагается использовать это свойство для формирования управляющего импульса тиристора.

Пусть напряжение питающей сети изменяется синусоидально,

$$u = U_m \sin \omega \cdot t \text{ тогда ток нагрузки}$$

$$i = I_m \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi)$$

Принимая в качестве аппроксимации кривой намагничивания степенную функцию девятого порядка имеем: $i_1 w_1 = K \phi^9$

Где i_1 - ток первичной обмотки трансформатора тока;

W_1 – число витков;

Φ – магнитный поток ферромагнитного сердечника.

$$\phi = \sqrt[9]{\frac{W_1}{K} \cdot I_m \cdot \sin(\tau + \varphi)}$$

После введения базисных величин в безразмерном виде имеем:

$$U = U_m \cdot \sin \tau \quad i_m = I_m \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi) \quad \phi = \sqrt[9]{I_m \cdot \sin(\tau + \varphi)}$$

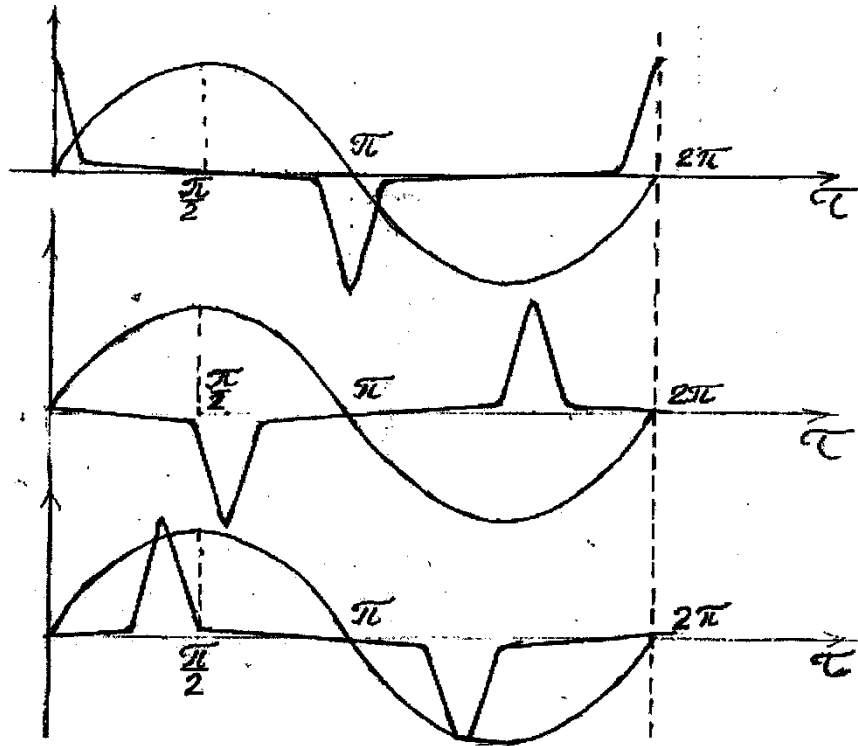
$$\text{Здесь } \bar{u}_m = \frac{u_m}{u_\phi}; \quad \bar{I}_m = \frac{I_m}{I_\phi}; \quad \phi_\phi = \sqrt[9]{\frac{w_1 I_m}{K}}; \quad U_\phi = a \cdot w \cdot \phi_\phi; \quad \tau = w \cdot t$$

Если принять $W_1 = W_2$; $I_\phi = I_m$ получим: $\bar{i} = \sin(\tau + \varphi)$;

$$\phi = \sqrt[9]{\sin(\tau + \varphi)}; \quad \bar{u}_2 = \frac{d\phi}{d\tau}$$

Представлена форма кривых и напряжения вторичной обмотки насыщающего трансформатора тока. Кривые получены после численного дифференцирования функции. Откуда явно видно изменения сдвига пикообразного импульса по отношению к форме кривой напряжения сети в зависимости от характера нагрузки.

Это особенность цепи можно использовать в схеме автоматического регулирования мощности КБ для формирования импульсов управления и регулирования угла коммутаций триодного тиристора.



А) характеристика $U_2 = f(\tau) \cdot u$ $U_c = f(\tau)$

При угла $\varphi = 0^\circ$

Б) характеристика $U_2 = f(\tau) \cdot u$ $U_c = f(\tau)$

При угла $\varphi = 70^\circ$

В) характеристика при угле $\varphi = -70^\circ$

При регулировании характера нагрузки значение φ изменяется от 13° до 75° градусов. При изменении φ от 0° до 45° градусов конденсаторная установка не включается. Когда $\varphi = 45^\circ$ реле напряжения дает команду на включения КБ и значения $\text{tg } \varphi$ снижается с 2,85-до 0,4.

Таким образом, на основе предложенной схеме можно создать простое надежное устройства автоматического регулирования мощности конденсаторных батарей в функции угла сдвига фаз между напряжением питающей сети и тока нагрузки.

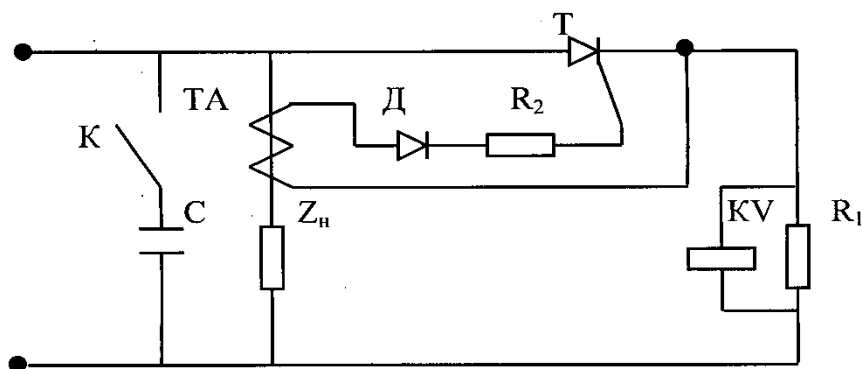


Рис 1.9.2. Схема автоматическое регулирование мощности КБ по сдвигу фаз между напряжением питающей сети и током нагрузки.

Исполнительный блок выполнен в виде тиристора Т и параллельно соединенных между собой реле напряжения (KV) и резистора (R). Через которые силовые электроды тиристора подключены к сети. Регулирующий блок выполнен в виде насыщающегося трансформатора тока (ТА), первичная обмотка которого подключена к управляющему электроду тиристора исполнительного блока.

Изменения значения φ нагрузки вызывает изменение фазы отпирания тиристора. При активной нагрузки фаза открывания тиристора начинается 13° градусов и на резисторе R_1 наблюдается максимальное напряжения. При активно-индуктивной характере нагрузки фазы отпирания теристора увеличивается и это приводит к снижению напряжения на резисторе (R_1). При напряжении ниже определенного значения реле KV, своими нормально замкнутыми контактами дает сигнал на включение КБ.

При уменьшении значения угла φ угол коммутации тиристора снижается и повышается напряжение на резисторе R и это вызывает превышение установленного напряжения KV, что приведет к срабатыванию реле и подаче сигнала на конденсаторных батарей от сети.

4.1. Экономические показатели высоковольтных ЛЭП

Вариант I $U_H = 35\text{кВ}$ из раздела

Капитальные затраты линии

$$K'_{ВЛ} = n \cdot K_{ВЛ} \cdot \ell [\text{млн.сум}]$$

$$K'_{ВЛ} = 1 \cdot 10,7 \cdot 12 = 128,4 [\text{млн.сум}]$$

Время максимальных потерь

$$T = 3862 [\text{час} / \text{год}]$$

Стоимость потерь нагрузок за 1 год

$$m = 156,6 \text{млн.сум} \cdot \text{кВт} / \text{год} \text{ с}$$

Стоимость потерь холостого хода за 1 год

$$m_o = 243,3 [\text{млн.сум} / \text{кВт} \cdot \text{год}]$$

Потери электроэнергии в линии

$$\Delta W = \Delta P_H \cdot K_3^2 \cdot n \cdot \ell [\text{кВт}]$$

$$\Delta W = 125 \cdot 0,58^2 \cdot 2 \cdot 12 = 1009,2 [\text{кВт}]$$

Стоимость потерь за 1 год

$$U_{ПЭ} = \Delta W \cdot m$$

$$U_{ПЭ} = 1009,2 \cdot 156,6 = 158 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Амортизационные отчисления по норме для металлических опор 35 и 110 кВ

$$E_a = 0,028$$

$$U_a = E_a \cdot K'_{ВЛ}$$

$$U_a = 0,028 \cdot 128,4 = 3,6 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Отчисление на текущий ремонт и обслуживания, исходя из нормы для

металлических опор 35 и 110кВ $E_{ТР} = 0,004$

$$U_{ТР} = E_{ТР} \cdot K'_{ВЛ}$$

$$U_{ТР} = 0,004 \cdot 128,4 = 0,51 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Эксплуатационные расходы

$$U_{\Sigma} = U_{ПЭ} + U_a + U_{ТР} [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$U_{\Sigma} = 158 + 3,6 + 0,51 = 162,1 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Приведенные затраты из нормы $E_H = 0,125$

$$З_{ПР} = E_H \cdot K'_{ВЛ} + U_{\text{э}} [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$З_{ПР} = 0,125 \cdot 128,4 + 162,1 = 178,1 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Вариант II $U_H = 110\text{кВ}$ из раздела

Капитальные затраты

$$K'_{ВЛ} = 1 \cdot 13,5 \cdot 12 = 162 [\text{млн.сум}]$$

Потери электроэнергии в линии

$$\Delta W = 125 \cdot 0,18^2 \cdot 2 \cdot 12 = 97,2 [\text{кВт}]$$

Стоимость потерь за 1 год

$$U_{ПЭ} = 97,2 \cdot 156,6 = 152,2 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Амортизационные отчисления

$$U_a = 162 \cdot 0,028 = 4,54 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Отчисление на текущий ремонт и обслуживания

$$U_{ТР} = 162 \cdot 0,004 = 0,65 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Эксплуатационные расходы

$$U_{\text{э}} = 152,2 + 4,54 + 0,65 = 157,4 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Приведенные затраты из нормы

$$З_{ПР} = 0,125 \cdot 162 + 157,4 = 177,65 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Определение срока окупаемости

$$K_{ВЛ}^I = 128,4 [\text{млн.сум}] \quad U_{\text{э}}^I = 162,1 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$K_{ВЛ}^{II} = 162 [\text{млн.сум}] \quad U_{\text{э}}^{II} = 157,4 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Срок окупаемости варианта II

$$T_{ОК} = \frac{K_{ВЛ}^{II} - K_{ВЛ}^I}{U_{\text{э}}^I - U_{\text{э}}^{II}} [\text{год}]$$

$$T_{ОК} = \frac{162 - 128,4}{162,1 - 157,4} = \frac{33,6}{4,7} = 7,15 [\text{года}]$$

ТЭП высоковольтных ЛЭП 110кВ и 35кВ

Таблица №10

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	№ варианта	
			I	II
1	Напряжение линии	кВ	35	110
2	Марка провода	АС-70	АС-70	АС-70
3	Капитальные затраты	млн.сум	128,4	162
4	Потери электроэнергии	кВт	1009,2	97,2
5	Стоимость потерь электроэнергии	млн.сум	158	152,2
6	Амортизационные отчисления	млн.сум	3,6	4,54
7	Отчисления на обслуживание	млн.сум	0,51	0,65
8	Эксплуатационные расходы	млн.сум	162,1	157,4
9	Приведенные затраты	млн.сум	178,4	177,6
10	Срок окупаемости	год	-	7,15

Экономические показатели главной понизительной подстанции

Вариант I $U_H = 110 \text{ кВ}$

$S_{HT} = 16 \text{ МВА}$ из раздела

Капитальные затраты ГПП

$K_{ГПП}^I = n \cdot K_T$ [млн.сум] - n – количество трансформаторов

K_T – стоимость 1^{го} комплекта

$$K_{ГПП}^I = 217,3 \text{ [млн.сум]}$$

Стоимость потерь в трансформаторе за 1 год

$$U_{HT} = n \cdot (m \cdot \Delta P_{K3} \cdot K_3^2 + m_o \cdot \Delta P_{XX}) \text{ [млн.сум / год]}$$

$$U_{HT} = 2 \cdot (156,6 \cdot 85 \cdot 0,58^2 + 243,3 \cdot 18) = 2 \cdot (4,48 + 4,4) = 17,76 \text{ [млн.сум / год]}$$

Амортизационные отчисления. Для силового электротехнического оборудования РУ и ПС $E_a = 0,063$

$$U_a = E_a \cdot K_{ГПП}^I \text{ [млн.сум]}$$

$$U_a = 0,063 \cdot 217,3 = 13,7 \text{ [млн.сум / год]}$$

Отчисления на текущий ремонт и обслуживания из нормы $E_{TP} = 0,03$

$$U_{TP} = E_{TP} \cdot K_{ГПП}^I \text{ [млн.сум]}$$

$$U_{TP} = 0,03 \cdot 2173 = 6,52 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Эксплуатационные расходы

$$U_{\text{э}} = U_{IT} + U_a + U_{TP} [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$U_{\text{э}} = 17,76 + 13,7 + 6,52 = 38 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Приведенные затраты из нормы $E_H = 0,12$

$$Z_{IP} = E \cdot K'_{ГПП} + U_{\text{э}} [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$Z_{IP} = 0,12 \cdot 217,3 + 38 = 61,16 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Вариант II $S_H = 25 [\text{МВА}]$ из раздела

Стоимость комплекта ГПП

Капитальные затраты

$$K_{ГПП} = 302,42 [\text{млн.сум}]$$

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе за 1 год

$$U_{IT} = 2 \cdot (156,6 \cdot 170 \cdot 0,37^2 + 243,3 \cdot 34) = 2(3,64 + 8,27) = 23,82 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Амортизационные отчисления

$$U_a = 302,42 \cdot 0,063 = 19,05 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Отчисления на текущий ремонт

$$U_{TP} = 302,42 \cdot 0,03 = 9,07 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Эксплуатационные расходы

$$U_{\text{э}} = 23,82 + 19,05 + 9,07 = 52 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Приведенные затраты

$$Z_{IP} = 0,125 \cdot 302,42 + 52 = 89,8 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Срок окупаемости отсутствует, так как вариант I имеет меньшие экономические расходы по всем показателям по сравнению со II вариантом

Технико-экономические показатели ГПП с трансформаторами 16МВА и 25МВА

Таблица №11

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	№ варианта	
			I	II
1	Мощность одного тр - ра	МВА	16	25

2	Количество тр-ра на ГПП	шт.	2	2
3	Марка тр-ра	марка	ТДН	ТДН
4	Капитальные затраты	млн.сум	217,3	302,42
5	Стоимость потерь электроэнергии	млн.сум	17,74	23,82
6	Амортизационные отчисления	млн.сум	13,7	19,05
7	Отчисления на обслуживании	млн.сум	6,52	9,07
8	Эксплуатационные расходы	млн.сум	38	52
9	Приведенные затраты	млн.сум	61,16	89,8
10	Срок окупаемости	год	0	-

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{V_{э2} - V_{э1}} = \frac{217,3 - 302,42}{52 - 38} = \frac{-85,2}{14} = -6,1200$$

Так как срок окупаемости получилось отрицательное число по сравнению по приведенным затратам и

$$\Delta z = \frac{z_2 - z_1}{z_2} \cdot 100 = \frac{89,8 - 61,16}{89,8} \cdot 100 \approx 32\% \quad \text{так как вариант II экономичный на 32\%}$$

выбираем I вариант для проектирования.

5.1. Чрезвычайные ситуации при пожаре.

Для предупреждения пожаров, аварий и взрывов от коротких замыканий, перегрузок, больших местных переходных сопротивлений и других причин необходимы правильный выбор, монтаж и соблюдение установленного режима эксплуатации электрических сетей, машин и аппаратов.

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» помещения и наружные установки в зависимости от способности к возгоранию находящихся в них материалов и веществ, а также с точки зрения требований, предъявляемых к электрооборудованию, делятся на пожароопасные и взрывоопасные, которые в свою очередь, разделяются на классы. Пожароопасные помещения и наружные установки делятся на четыре класса: П-I, П-II, П-IIIа, и П-III.

К классу П-I относятся помещения, в которых применяются или хранят горючие жидкости с температурой вспышки выше 45° С (например склады минеральных масел, насосные станции горючих жидкостей, цехи по пропитке хлопчатобумажной оплетки проводов и кабелей и т.д.)

К классу П-II относятся помещения, характеризующиеся выделением горючей пыли или волокон, переходящих во взвешенное состояние. При этом возникает опасность пожара (но не взрыва) в силу физических свойств пыли или волокна (степень измельчения и т. п.), при которых нижний предел взрыва составляет более 65 г/м^3 , или в силу того, что содержание их в воздухе по условиям эксплуатации не достигает взрывоопасных концентраций (например деревообделочные цехи, прядильные и другие цехи текстильных фабрик, цехи хлопкообрабатывающих заводов и т. п.).

К классу П-Па относятся производственные и складские помещения, содержащие твердые или волокнистые горючие вещества. Горючие пыли или волокна здесь не выделяются и не переходят во взвешенное состояние (например склады тканей, бумаги, мебели и т. п.)

К классу П-Пб относятся наружные установки, в которых применяют или хранят горючие жидкости с температурой вспышки паров выше 45°C , а также твердые горючие вещества (например открытые или под навесом склады минеральных масел, угля, торфа).

Взрывоопасные помещения и наружные установки делятся на шесть классов: В-И, В-Иа, В-Иб, В-Иг, В-Ид и В-Ие.

К классу В-И относятся помещения, в которых горючие газы или пары выделяются в таком количестве и обладают такими свойствами, что они могут образовывать с воздухом или другими окислителями взрывоопасные смеси при нормальных недлительных режимах работы, например при загрузке или разгрузке технологических аппаратов, хранении или переливании легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, находящихся в открытых сосудах и т. д.

К классу В-Иа относятся помещения, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих паров или газов с воздухом или другими окислителями не образуются, а образуются они только в результате аварий или неисправностей.

К классу В-Иб относятся те же помещения, что и к классу В-Иа, но отличающиеся одной из следующих особенностей: горючие газы в этих помещениях обладают высоким нижним пределом взрываемости (15% и более) и резким запахом при предельно допустимых по санитарным нормам концентрациях.

К классу В-Иг относятся наружные установки, содержащие взрывоопасные газы, пары, горючие и легковоспламеняющиеся жидкости (газгольдеры, сливно-наливные эстакады, резервуары с легковоспламеняющимися жидкостями, ректификационные и другие установки), в которых взрывоопасные смеси могут быть только в результате аварии или неисправности.

К классу В-II относятся помещения, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыли или волокна, обладающими такими свойствами, при которых они способны образовывать с воздухом, кислородом и другими окислителями взрывоопасные смеси при нормальных недлительных режимах работы (например: при загрузке и разгрузке технологических аппаратов).

К классу В-IIа относятся помещения, в которых в взрывоопасные концентрации, указанные в характеристике помещений класса В-II, не образуются при нормальной эксплуатации, а образуются только в результате аварий или неисправностей.

К классам В-II и В-IIа могут относиться некоторые помещения мукомольных, комбикормовых, углеразмольных производств, а так же производства по приготовлению древесной муки.

Класс взрывоопасности помещения при признаках классов В-I, В-Iа и В-II допускается снизить на одну ступень при выполнении одного из следующих мероприятий:

- устройства системы вентиляции с несколькими вентиляционными агрегатами, постоянно находящимися в работе. При выходе из строя одного из них оставшиеся в работе полностью обеспечивают поддержанием необходимой кратности обмена воздуха с равномерностью действия вентиляции по всему объему помещения, включая подвалы, каналы и их повороты;
- установки резервного вентиляционного аппарата, автоматически включающегося при остановке рабочего агрегата;
- устройства автоматической сигнализации, действующей при возникновении в любом пункте помещения концентрации газов или паров, не превышающей 50% наименьшей взрывоопасной, а для ядовитых газов - при приближении концентрации к санитарным нормам.

Число сигнальных приборов, их расположения, система резервирования должны обеспечивать безотказность действия сигнализации.

5.2. Взрывозащищенное электрооборудование.

Во избежание пожаров или взрывов все электрооборудование, предназначенное для установки в взрывоопасных помещениях, должно быть взрывозащищенным.

Взрывозащищенным называется электрооборудование, обеспечивающее безопасность его использования в условиях взрывоопасных помещений и прошедшее лабораторные и промышленные испытания.

В зависимости от уровня взрывозащиты взрывозащищенное электрооборудование подразделяется на электрооборудование повышенной надежности против взрыва, взрывобезопасное и взрывобезопасное при любом числе повреждений.

Электрооборудование должно иметь маркировку с указанием:

1. уровня взрывозащиты (Н,В,О);
2. группы взрывоопасной смеси (Т1,Т2,Т3,Т4,Т5);
3. виды взрывозащиты (В,К,И,Н,П,М,С);
4. категории взрывоопасной смеси (1,2,3,4).

В электрооборудования повышенной надежности против взрыва (условное обозначение при маркировке - Н) предусматриваются средства и меры, затрудняющие возникновение опасных искр, электрических дуг и нагрева, а также обеспечивающие взрывозащиту электрооборудования только в режиме его нормальной работы.

Во взрывоопасном электрооборудовании (условное обозначение при маркировке - В) предусматриваются меры защиты от взрыва как при нормальной работе электрооборудования, так и при его вероятных повреждениях.

В электрооборудовании, взрывобезопасном при любом повреждении (условное обозначение при маркировке - О), предусматриваются меры защиты от действия искр или электрических дуг как при нормальной работе, так и при неограниченном числе повреждений любых элементов, за исключением защитных элементов источников питания, реле, зажимов, контактов, штепсельных разъемов и других элементов, выполненных в искробезопасном исполнении.

Уровня взрывозащиты можно обеспечить следующими видами защиты.

1. Повышенную надежность против взрыва – искабезопасностью только в нормальном режиме; продувание под избыточном давлением чистым воздухом или инертным газом с устройством сигнализации, срабатывающая при недопустимом снижении давления.
2. Взрывобезопасность обеспечивает взрыванепринимаемой оболочкой, предотвращающая передачу взрыва при воспламенения или только от маломощного искрения, когда невозможно образование дугового К.З.; продуванием под избыточным давлением чистым воздухом или инертным газом с использованием устройства автоматического отключение при недопустимом снижении давления;
3. Взрывобезопасность при любом числе повреждение обеспечивается искробезопасность при любом количестве повреждений с нормальным и аварийным режимами, за исключение защитных элементов схем, выполненных в соответствии с ПИВРЭ.

5.3. Методы очистки загрязненных стоков

Загрязненные стоки подвергают в основном, 2 видов очистки:

1. Механическая очистка – заключается в механическом удалении из воды нерастворенных примесей с помощью решеток, жироловок, маслотовушек, нефтеловушек и других. В отстойниках осаждаются тяжелые частицы. Механическим способом удаляются из воды до 60 % нерастворенные бытовые отходы и до 95 % производственные отходы.

2. Биологическая очистка основана на минерализацию органических загрязнений вод при помощи аэробных биохимических процессов. Этот метод осуществляется в *естественных* и *искусственных* условиях:

- в естественных условиях он осуществляется на специально подготовленных участках земли — полях орошения, где происходит фильтрация воды через почвенный слой, толщиной 0,8 – 1 м.

В этих целях используются биопруды, в которых происходят те же процессы, что и при самоочищении водоемов. Они обычно устраиваются в виде 4 – 5 – ти серий на местности, имеющий уклон. Эти пруды располагаются ступенями так, что вода из верхнего пруда самотеком направляется в нижний;

- в искусственных условиях очистки воды производится на специальных сооружениях — биофильтрах, или аэротанках. В этих сооружениях фильтрация воды происходит через крупнозернистый песок, а также через керамзит, гравий, шлак и другие пористые вещества. Поверхность этих веществ покрывается пленкой из биологически активного ила, которой разлагаются органические нечистоты в минералы. Ташкентском институтом «Водгео» установлено, что фильтрация воды через керамзит даст возможность очистить ее от азота аммония до 95, 6 %.

В последнее время получает развитие научно – исследовательские работы по очистке воды биотехнологическим путем. В качестве биофильтров, как установили специалисты Бух ГУ, возможно использовать таких микроскопических водорослей, как сценодермус, и других.

Сточные воды — это воды, использованные на бытовые, производственные или другие нужды и загрязненные различными примесями, изменившими их первоначальный химический состав и физические свойства, а также воды, стекающие с территории населенных пунктов и промышленных предприятий в результате выпадения атмосферных осадков или поливки улиц.

В зависимости от происхождения, вида и состава сточные воды подразделяются на три основные категории:

бытовые (от туалетных комнат, душевых, кухонь, бань, прачечных, столовых, больниц; они поступают от жилых и общественных зданий, а также от бытовых помещений промышленных предприятий);

производственные (воды, использованные в технологических процессах, не отвечающие более требованиям, предъявляемым к их качеству; к этой категории вод относят воды, откачиваемые на поверхность земли при добыче полезных ископаемых);

атмосферные (дождевые и талые; вместе с атмосферными отводятся воды от полива улиц, от фонтанов и дренажей).

В практике используется также понятие городские сточные воды, которые представляют собой смесь бытовых и производственных сточных вод (рис. 4.1); при этом процентное содержание последних может колебаться в значительных пределах. Бытовые, производственные и атмосферные сточные воды отводятся как совместно, так и раздельно. Наиболее широкое распространение получили общесплавные и раздельные системы водоотведения. При общесплавной системе все три категории сточных вод отводятся по одной общей сети труб и каналов за пределы городской территории на очистные сооружения. Раздельные системы состоят из нескольких сетей труб и каналов: по одной из них отводятся дождевые и незагрязненные производственные сточные воды, а по другой или по нескольким сетям — бытовые и загрязненные производственные сточные воды.

Сточные воды представляют собой сложные гетерогенные смеси, содержащие примеси органического и минерального происхождения, которые находятся в нерастворенном, коллоидном и растворенном состоянии. Степень загрязнения сточных вод оценивается концентрацией, т. е. массой примесей в единице объема мг/л или г/м³.

Состав сточных вод регулярно анализируется. Проводятся санитарно-химические анализы по определению: величины ХПК (общая концентрация органических веществ); ВПК (концентрация органических соединений, окисляемых биологическим путем); концентрация взвешенных веществ; активной реакции среды; интенсивности окраски; степени минерализации; концентрации биогенных элементов (азота, фосфора, калия) и др. Наиболее сложны по составу сточные воды промышленных предприятий. На формирование производственных сточных вод влияет вид перерабатываемого сырья, технологический процесс производства, применяемые реагенты, промежуточные изделия и продукты, состав исходной воды, местные условия и др. Для разработки рациональной схемы водоотведения и оценки возможности повторного использования сточных вод изучается состав и режим водоотведения не только общего стока промышленного предприятия, но

также сточных вод от отдельных цехов и аппаратов. Помимо определения основных санитарно-химических показателей в производственных сточных водах определяются концентрации специфических компонентов, содержание которых предопределяется технологическим регламентом производства и номенклатурой применяемых веществ. Поскольку производственные сточные воды представляют собой наибольшую опасность для водоемов, в этой главе им будет уделено большее внимание.

Производственные сточные воды делятся на две основные категории: загрязненные и незагрязненные (условно Чистые). Загрязненные производственные сточные воды подразделяются на 3 группы.

1. Загрязненные преимущественно минеральными примесями (предприятия металлургической, машиностроительной, рудо- и угледобывающей промышленности; заводы по производству кислот, строительных изделий и материалов, минеральных удобрений и др.).

2. Загрязненные преимущественно органическими примесями (предприятия мясной, рыбной, молочной, пищевой, целлюлозно-бумажной, микробиологической, химической промышленности; заводы по производству каучука, пластмасс и др.).

3. Загрязненные минеральными и органическими примесями (предприятия нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, текстильной, легкой, фармацевтической промышленности; заводы по производству сахара, консервов, продуктов органического синтеза и др.).

Кроме вышеуказанных 3 групп загрязненных производственных сточных вод имеет место сброс нагретых вод в водоем, что является причиной так называемых тепловых загрязнений.

Производственные сточные воды могут различаться по концентрации загрязняющих веществ, по степени агрессивности и т. д.

Состав производственных сточных вод колеблется в значительных пределах, что вызывает необходимость тщательного обоснования выбора надежного и эффективного метода очистки в каждом конкретном случае. Получение

расчетных параметров и технологических регламентов обработки сточных вод и осадка требуют весьма продолжительных научных исследований как в лабораторных, так и полупроизводственных условиях.

Значительная часть воды на промышленных предприятиях (до 50—70%) расходуется на охлаждение продуктов в теплообменных аппаратах, для промывки промежуточной и готовой продукции, для транспортирования, в качестве растворителя и др. Существенное влияние на количество и состав производственных сточных вод имеет система водообеспечения. Чем больше на технологические нужды используется оборотных вод, тем меньше их количество и выше концентрация загрязнений.

Количество производственных сточных вод определяется в зависимости от производительности предприятия по укрупненным нормам водопотребления и водоотведения для различных отраслей промышленности. Норма водопотребления — это целесообразное количество воды, необходимое для производственного процесса, установленное на основании научно обоснованного расчета или передового опыта. Норма водоотведения — это количество сточных вод, отводимых от промышленного предприятия в водоем, при целесообразной норме водопотребления. В укрупненную норму водопотребления входят все расходы воды на предприятии. Нормы водопотребления и водоотведения выражаются в м³ воды на единицу готовой продукции или используемого сырья. Эти нормы расхода производственных сточных вод применяют при проектировании вновь строящихся и реконструкции действующих систем водоотведения промышленных предприятий. Укрупненные нормы позволяют дать оценку рациональности использования воды на любом действующем предприятии.

Укрупненные нормы водоотведения для различных отраслей промышленности колеблются в широких пределах; так, например, при добыче 1 т нефти образуется 0,4 м³ сточных вод; при выплавке 1 т стали — 0,1 м³; при производстве 1 т вискозного волокна — 230 м³; 1 т целлюлозы — 220 м³; 1 т мяса — 24 м³; 1 т хлеба — 3 м³; при выпуске 1 автобуса — 80 м³ и т. д. Количество сточных

вод от крупных промышленных предприятий достигает 200—300 тыс. м³/сут, что примерно соответствует количеству сточных вод от города с населением 1—1,5 млн. чел.

Норма водоотведения бытовых сточных вод от населенных пунктов и городов зависит от степени благоустройства районов жилой застройки и колеблется в пределах 125—350 л/сут на одного жителя.

Согласно требованиям «Основ водного законодательства Союза ССР и союзных республик» система водообеспечения промышленных предприятий должна быть, как правило, с оборотом воды для всего предприятия или для отдельных цехов; при этом следует предусматривать очистку отработанных вод.

При прямоточном водообеспечении (рис. 4.2, а) вся забираемая из водоема вода $Q_{\text{ист}}$ после технологического процесса возвращается в водоем, за исключением того количества воды $Q_{\text{пот}}$, которое безвозвратно расходуется в производстве, а также на очистных сооружениях удаляется вместе с осадком (шламом) $Q_{\text{шл}}$.

Повторное использование сточных вод после их очистки (рис. 4.2, б) получило в настоящее время широкое распространение. В ряде отраслей промышленности (черной металлургии, нефтеперерабатывающей) 90—95 % сточных вод используется в системах оборотного водообеспечения и лишь 5—10 % сбрасывается в водоем. В составе инженерных коммуникаций промышленного предприятия, как правило, имеется несколько водоотводящих сетей. Незагрязненные нагретые сточные воды поступают на охлаждающие установки (брызгальные бассейны, градирни, охлаждающие пруды), а затем возвращаются в систему оборотного водообеспечения. Загрязненные сточные воды поступают на очистные сооружения, а после очистки часть обработанных сточных вод подается в систему оборотного водообеспечения в те цеха, где ее состав удовлетворяет нормативным требованиям.

Эффективность использования воды на промышленных предприятиях оценивается такими показателями, как количество использованной оборотной воды, коэффициентом ее использования и процентом ее потерь.

Для промышленных предприятий составляется баланс воды, включающий расходы на различные виды потерь, сбросы и добавление компенсирующих расходов воды в систему (рис. 4.3).

Проектирование вновь строящихся и реконструируемых систем водоотведения населенных пунктов и промышленных предприятий должно осуществляться на основе утвержденных в установленном порядке схем развития и размещения отрасли народного хозяйства, отраслей промышленности и схем развития и размещения производительных сил по экономическим районам и союзным республикам. При выборе систем и схем водоотведения должна учитываться техническая, экономическая и санитарная оценки существующих сетей и сооружений, предусматриваться возможность интенсификации их работы.

При выборе системы и схемы водоотведения промышленных предприятий необходимо учитывать:

- 1) требование к качеству воды, используемой в различных технологических процессах;
- 2) количество, состав и свойства сточных вод отдельных производственных цехов и предприятия в целом, а также режимы водоотведения;
- 3) возможность сокращения количества загрязненных производственных сточных вод путем рационализации технологических процессов производства;
- 4) возможность повторного использования производственных сточных вод в системе оборотного водообеспечения или для технологических нужд другого производства, где допустимо применять воду более низкого качества;
- 5) целесообразность извлечения и использования веществ, содержащихся в сточных водах;
- 6) возможность и целесообразность совместного отведения и очистки сточных вод нескольких близко расположенных промышленных предприятий, а также возможность комплексного решения очистки сточных вод промышленных предприятий и населенных пунктов;
- 7) возможность использования в технологическом процессе очищенных бытовых сточных вод;

8) возможность и целесообразность использования бытовых и производственных сточных вод для орошения сельскохозяйственных и технических культур;

9) целесообразность локальной очистки сточных вод отдельных цехов предприятия;

10) самоочищающую способность водоема, условия сброса в него сточных вод и необходимую степень их очистки;

11) целесообразность применения того или иного метода очистки.

При вариантном проектировании водоотводящих систем и очистных сооружений на основании технико-экономических показателей принимается оптимальный вариант.

Эффективным путем снижения загрязненности производственных сточных вод является извлечение из них ценных веществ, которые попадают в сточные воды в виде отходов в процессе производства. Извлечение ценных веществ целесообразно осуществлять в локальных цеховых установках до смещения с другими видами сточных вод. Как правило, извлеченные ценные вещества утилизируются. Из сточных вод нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих заводов извлекают и утилизируют нефть и нефтепродукты; из сточных вод целлюлозно-бумажных комбинатов — целлюлозное волокно; из сточных вод фабрики первичной обработки шерсти — шерстный жир; из сточных вод фабрик кино- и фотоматериалов — серебро. Утилизация извлеченных из сточных вод ценных веществ дает значительный экономический эффект.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

В выпускной квалификационной работе «реконструкция схемы электроснабжения пс№7» рассмотрены вопросы: расчет электрических нагрузок компенсация реактивной мощности, определения ЦЭН и картограммы электрических нагрузок; выбор внешней схемы электроснабжения и ГПП расчет токов КЗ. И выбор коммутационных аппаратов а также вопросы экономические и охрана труда.

Уделено внимание расчет электрических нагрузок и компенсация реактивной мощности с целью уменьшения потери энергии и повышения коэффициента мощности.

По технико-экономических соображением выбраны рациональные варианты по внешней схемах электроснабжений и ГПП.

Для надежности работы коммутационных аппаратов произведен расчет токов коротко замыкания и выбраны коммутационные аппараты.

Разработанный мероприятие по защиты обслуживающих персонала электроустановок и охраны труда.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А. Федоров. Старков. Учебное пособие для дипломного и курсового проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. Москва .
2. Б.Ю. Липкин. электроснабжение промышленных предприятий и установок. Москва «Энергоатомиздательство» 1990г
3. В.М. Блок. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей в ВУЗов.
4. В.И. Идельчик. Электрические системы и сети. Москва «Энергоатомиздательство» 1984г
5. Л. Д. Рожкова В.С. Козулин. Станция и подстанция электроприборов.
6. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. А.А. Федоров «Энергия» 1980г.
7. Электротехнический справочник I, II, III, тома
8. А.Д. Смирнов К.М. Антипов справочная книжка энергетика. Москва «Энергоатомиздательство» 1987г.
9. Н.В. Чернобровов. Релейная защита «Энергия» 1974г.
10. В.Б. Атобеков М.С. Живов. Монтаж осветительных электроустановок «высшая школа» 1979г.
11. В.М. Чумаков Справочник по монтажу осветительных установок. «Энергия» 1973г.
12. Справочник по строительству электросетей 0,38-0,35кВ Д.Т. Комарова.
13. П.А. Долин основы техники безопасности в электро установках. Москва «Электроатомиздательство» 1984г.
14. В.П. Саккулин. Охрана труда при монтаже и эксплуатации сельских электроустановок Москва «Энергоатомиздательство» 1982г
15. В.Г. Атаманюк, Л.Г. Ширшев, Н.И. Акимов. Гражданская оборона. Москва «Высшая школа» 1986г.