

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

**Інститут (факультет) ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту**

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту (декан факультету)

Завідувач кафедри

(підпис) Сергій БЛАЖЕНКО
(ім'я та прізвище)

(підпис) Сергій БАЛЮТА
(ім'я та прізвище)

«___» _____ грудня _____ 2025 р.

«___» _____ грудня _____ 2025 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»

на тему: «Розробка системи електропостачання підприємства
кольорової металургії й способи пуску та режими роботи синхронних
двигунів

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЗЕЛ-2-5М

(прізвище, ім'я, по батькові повністю) Мешко Юрій Юрійович

(підпис)

Керівник Балюта Сергій Миколайович
(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Рецензент Василь ЛИЗАНЕЦЬ
(ім'я та прізвище)

(підпис)

Я, як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) незарядженої допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2025 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту
Освітній ступінь магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕПЕМ
/Сергій БАЛЮТА/
« 15 » жовтня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Мешко Юрій Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання підприємства кольорової металургії й способи пуску та режими роботи синхронних двигунів

керівник роботи Балюта Сергій Миколайович, д.т.н., професор
затверджені наказом закладу вищої освіти від « 15 » 10. 2025 р. № 845-кс.

2. Строк подання здобувачем роботи 10 грудня 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи Ситуаційний план підприємства з мережами електропостачання; характеристика споживачів електричної енергії; відомості про джерела живлення; умови проектування.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ; коротка характеристика підприємства; електропостачання об'єкту; розрахунок електричних навантажень; вибір схеми внутрішнього електропостачання підприємства; визначення кількості споживчих ТП; розрахунок і вибір компенсуючих пристроїв на стороні 0,4 та 10 кВ; показники якості електроенергії; визначення місця розташування розрахункового ЦЕН і картограми електричних навантажень; проектування елементів системи зовнішнього електропостачання та вибір кількості та потужності трансформаторів ГПП; проектування елементів системи внутрішнього електропостачання; розрахунок струмів к.з.; вибір і перевірка основного високовольтного електроустаткування і струмоведучих частин; організація обліку та вимірювання електричної енергії; релейний захист та автоматика. Розрахунок техніко-економічних показників. Спецпитання. Способи пуску та режими роботи синхронних двигунів. Висновки. Список використаної літератури.

5. Перелік графічного матеріалу

1. Ситуаційний план з мережами електропостачання. 2. Схема однолінійна зовнішнього електропостачання. 3. Однолінійна схема заповнення ГПП. 4. Схема релейного захисту синхронного двигуна. 5. Лист спецпитання «Способи пуску та режими роботи синхронних двигунів».

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 15 жовтня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор №	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	16.10.2025 р.	
2	Загальна характеристика об'єкту електропостачання та виробничого середовища	17.10.2025 р.	
3	Короткий опис технологічного процесу та основного устаткування підприємства	18.10.2025 р.	
4	Розрахунок електричних навантажень	20.10.2025 р.	
5	Вибір кількості і потужності цехових трансформаторів	25.10.2025 р.	
6	Розрахунок і вибір компенсуючих пристроїв 0,4 і 10кВ	27.10.2025 р.	
7	Показники якості електроенергії	29.10.2025 р.	
8	Визначення розміщення ГПП і РП на території об'єкту електропостачання	31.10.2025 р.	
9	Визначення центру електричних навантажень	01.11.2025 р.	
10	Проектування елементів системи зовнішнього електропостачання і вибір трансформаторів ГПП	02.11.2025 р.	
11	Проектування елементів системи внутрішнього електропостачання	07.11.2025 р.	
12	Розрахунок струмів короткого замикання	09.11.2025 р.	
13	Вибір і перевірка основного електрообладнання	12.11.2025 р.	
14	Розрахунок і вибір повітряних та кабельних ліній, які живлять ГПП і електроприймачі підприємства	16.11.2025 р.	
15	Організація обліку та вимірювання електричної енергії	18.11.2025 р.	
16	Релейний захист та автоматика.	22.11.2025 р.	
17	Розрахунок техніко-економічних показників	25.11.2025 р.	
18	Спецпитання. Способи пуску та режими роботи синхронних двигунів	29.11.2025 р.	
19			
20	Висновки	30.11.2025 р.	
21	Список використаної літератури	01.12.2025 р.	
22	Оформлення пояснювальної записки проекту	02.12.2025 р.	
23	Оформлення графічної частини проекту	06.12.2025 р.	
24	Здача проекту на перевірку	10.12.2025 р.	

Здобувач _____
(підпис)

Мешко Ю.Ю. _____
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Балюта С.М. _____
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Мешко Ю.Ю. Розробка системи електропостачання підприємства кольорової металургії й способи пуску та режими роботи синхронних двигунів.

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Національний Університет Харчових Технологій
Київ – 2025

Кваліфікаційна робота: 136 с.; 18 рис.; 48 табл.; 21 джерел.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка системи електропостачання підприємства кольорової металургії й способи пуску та режими роботи синхронних двигунів.

До пояснювальної записки надано графічну частину, яка складається із п'яти креслень: ситуаційний план підприємства з мережами електропостачання, схема однолінійна зовнішнього електропостачання, схема заповнення ГПП, схема релейного захисту синхронного двигуна та лист спецпитання «Способи пуску та режими роботи синхронних двигунів».

Розрахунки й аналіз виконані за допомогою методик, що викладені у навчальній, довідниковій, нормативній і науково-технічній літературі.

У даній магістерській роботі виконаний розрахунок системи електропостачання підприємства по переробці мідно-нікелевих руд метою якого є вибір найбільш оптимального варіанту схеми електропостачання живильної мережі, її параметрів та елементів, що дозволяють забезпечити необхідну надійність електроживлення й безперебійну роботу підприємства.

У результаті виконання проекту наведено загальну характеристику об'єкту проектування; розрахунок електричних навантажень; вибір потужності силових трансформаторів ТП; розрахунок компенсації реактивної енергії; обґрунтований вибір схеми зовнішнього електропостачання підприємства на основі техніко-економічного порівняння; виконано розрахунок та вибрано високовольтне і низьковольтне електрообладнання та провідники і перевірено їх до дії струмів короткого замикання; розглянуто питання обліку електричної енергії, розглянуто питання релейного захисту і автоматики та описане спецпитання «Способи пуску та режими роботи синхронних двигунів».

При проведенні техніко-економічного розрахунку визначили чисельність експлуатаційного і ремонтного персоналу, необхідного для забезпечення постійного, безаварійного електропостачання підприємства і своєчасного проведення ремонтів електроустаткування. Визначено основні техніко-економічні показники.

У спеціальній частині роботи в результаті дослідження встановлено, що правильний вибір способу пуску та оптимальна система збудження є ключовими факторами забезпечення ефективної, надійної й довговічної роботи синхронних двигунів у промислових електроприводах.

Ключові слова: мідно-нікелеві руди, електричне навантаження, компенсація реактивної потужності, ГПП, центр електричних навантажень, КРУ, відхідний фідер, повітряні і кабелльні лінії, ОПН, якіть електричної енергії релейний захист СД, блискавкозахист та заземлення, тиристорний перетворювач, частотний пуск.

ANNOTATION

Meshko Yu.Yu. Development of a power supply system for a non-ferrous metallurgy enterprise and methods of starting and operating modes of synchronous motors.

141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"
National University of Food Technologies
Kyiv - 2025

Qualification work: 136 p.; 18 Fig.; 48 tables; 21 sources.

The purpose of the qualification work is to develop a power supply system for a non-ferrous metallurgy enterprise and start-up methods and operating modes of synchronous motors.

The explanatory note includes a graphic part consisting of five drawings: a site plan of the enterprise with power supply networks, a single-line external power supply scheme, a scheme for filling the GPP, a scheme for relay protection of a synchronous motor, and special issue sheet "Starting methods and operating modes of synchronous motors".

Calculations and analysis were performed using methods set out in educational, reference, regulatory, and scientific and technical literature.

In this master's thesis, a calculation of the power supply system of a copper-nickel ore processing enterprise was performed, the purpose of which is to select the most optimal variant of the power supply scheme of the power supply network, its parameters and elements that allow ensuring the necessary reliability of power supply and uninterrupted operation of the enterprise.

As a result of the project implementation, a general characteristic of the design object is provided; calculation of electrical loads; selection of the power of power transformers of the TP; calculation of reactive energy compensation; justified selection of the scheme of external power supply of the enterprise based on a technical and economic comparison; the calculation was performed and high-voltage and low-voltage electrical equipment and conductors were selected and tested for short-circuit currents; the issue of electrical energy metering was considered, the issue of relay protection and automation was considered, and the special issue "Starting methods and operating modes of synchronous motors" was described.

When conducting a feasibility study, the number of operational and maintenance personnel required to ensure a constant, trouble-free power supply to the enterprise and timely repairs of electrical equipment was determined. The main feasibility indicators were determined.

In a special part of the work, the research found that the correct choice of starting method and optimal excitation system are key factors in ensuring efficient, reliable and long-lasting operation of synchronous motors in industrial electric drives.

Key words: copper-nickel ores, electrical load, reactive power compensation, GPP, electrical load center, switchgear, outgoing feeder, overhead and cable lines, surge arresters, quality of electrical energy, relay protection, lightning protection and grounding, thyristor converter, frequency start.

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА	10
1.1. Категорія надійності електроприймачів і основне устаткування підприємства	10
1.2. Короткий опис технологічного процесу	10
1.3. Коротка характеристика електропостачання підприємства	11
1.4. Характеристика виробничого середовища	12
2. ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	13
2.1. Основні вимоги та характеристики електричних навантажень	13
2.2. Класифікація методів розрахунку електричних навантажень	16
2.3. Розрахунок електричних навантажень	17
2.4. Вибір кількості та потужності цехових трансформаторів	18
2.5. Розрахунок компенсуючих пристроїв	21
2.6. Показники якості електроенергії	24
2.7. Визначення центру електричних навантажень	26
3. ПРОЕКТУВАННЯ ГПП	27
3.1. Вибір і обґрунтування схеми зовнішнього електропостачання	27
3.2. Вибір кількості та потужності силових трансформаторів ГПП	27
3.3. Проектування схеми електропостачання підприємства	31
3.4. Загальні вимоги до конструкції закритих розподільчих пристроїв	32
3.5. Компонування розподільчих пристроїв 110 кВ	34
3.6. Вимоги до розмірів розподільчих пристроїв 10 кВ	37
3.7. Загальні відомості до КРУ серії К-63	38
3.8. Блискавкозахист і заземлення ГПП	38
3.9. Розрахунок заземлюючих пристроїв	39
3.10. Обґрунтування засобів захисту електроустаткування від перенапруг	44
4. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОТОТКОГО ЗАМИКАННЯ	46
4.1. Загальні відомості про короткі замикання	46
4.2. Види коротких замикань	47
4.3. Наслідки коротких замикань	48
4.4. Порядок розрахунку струмів короткого замикання	49
4.5. Складання схем заміщення	49
4.6. Методи перетворення схем заміщення	50
4.7. Розрахунок струмів короткого замикання	50
4.8. Розрахунок параметрів схеми заміщення	51
4.8.1. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К1	53
4.8.2. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К2	58
4.8.3. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К3	60
4.8.4. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К4	64
4.8.5. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К5	68

	7
5. ВИБІР І ПЕРЕВІРКА ОСНОВНОГО ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ	72
5.1. Загальні положення про вибір електроустаткування	72
5.2. Вибір і перевірка устаткування	72
5.3. Вибір устаткування на напругу 110 кВ	73
5.3.1. Вибір лінійного роз'єднувача	74
5.3.2. Вибір ввідного вимикача	74
5.4. Вибір комутаційних апаратів на 10 кВ	76
5.4.1. Ввід ГПП	77
5.4.2. Ввід РП	78
5.4.3. Секційний вимикач ГПП	79
5.4.4. Секційний вимикач РП	79
5.4.5. Відхідний фідер на АД 250 кВт	80
5.4.6. Відхідний фідер на АД 500 кВт	80
5.4.7. Відхідний фідер на СД 4000 кВт	81
5.4.8. Відхідний фідер на ТП	82
5.5. Вибір ОПН, вимірювальних ТС і ТН на стороні 110 кВ	83
5.6. Вибір ОПН, вимірювальних ТС і ТН на стороні 10 кВ	84
5.7. Вибір трансформаторів власних потреб	89
5.8. Вибір пристроїв оперативного струму	90
5.9. Вибір запобіжників	91
6. РОЗРАХУНОК ПОВІТРЯНИХ І КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ	92
6.1. Вибір і перевірка повітряних ліній	92
6.2. Вибір і перевірка кабельних ліній	93
7. ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ ТА ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	96
7.1. Вибір багатофункціональних електронних лічильників	96
8. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, АВТОМАТИКА І ТЕЛЕМЕХАНІКА	99
8.1. Релейний захист	99
8.2. Автоматика та вимірювання	101
8.3. Розрахунок релейного захисту синхронного електродвигуна потужністю 4 МВт	102
8.4. Розрахунок струму самозапуску електродвигуна і залишкової напруги на їх затискачах	105
8.5. Перелік засобів автоматики на ГПП	105
8.6. Телемеханіка, телеуправління і телесигналізація	106
8.7. Система керування й контролю електричною частиною підстанцій середньої напруги	107
9. РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ	111
9.1. Визначення необхідності підприємства в електроенергії	111
9.1.1. Розрахунок необхідності в електроенергії на виробництво	111
9.1.2. Розрахунок необхідності в електроенергії на виробничі потреби	111
9.1.3. Електробаланс підприємства	112

	8
9.2. Організація і планування технічного обслуговування та ремонту	113
9.2.1. Нормативи системи ТОР ЕО і мереж підприємства	113
9.2.2. Розробка календарних планів і графіків ремонту	114
9.2.3. Планування об'єму ремонтних робіт і технічного обслуговування	116
9.2.4. Розрахунок кількості ремонтних робітників	117

10. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. СПОСОБИ ПУСКУ Й РЕЖИМИ РОБОТИ СИНХРОННИХ ДВИГУНІВ 119

10.1. Синхронна машина	119
10.2. Синхронний електродвигун	119
10.2.1. Система збудження синхронного двигуна	120
10.3. Способи пуску синхронного двигуна	124
10.3.1. Вмикання способом асинхронного пуску	125
10.3.2. Частотний пуск синхронного двигуна	130

ВИСНОВКИ 131

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ 135

ВСТУП

Завданням проектування енергосистем є розробка й техніко-економічне обґрунтування рішень, що об'єднують формування енергетичних об'єднань і розвиток електричних станцій, електричних мереж і засобів їх експлуатації й керування, при яких забезпечується оптимальна надійність електроспоживачів.

Підвищення ефективності використання технічного потенціалу, а так само всіх видів енергоресурсів усередині країни із застосуванням широких масштабів енергозберігаючих технологій, є найважливішим завданням енергетичної політики.

Метою даної магістерської роботи є розробка системи електропостачання підприємства кольорової металургії.

При проектуванні електропостачання даного об'єкту розглянемо наступні питання:

- Особливості технологічного процесу даного підприємства, класифікація і загальні характеристики споживачів електроенергії (по напрузі, надійності й т.п.).
 - Характеристика навколишнього середовища виробничих приміщень.
 - Визначення електричних навантажень.
 - Вибір раціональної напруги для живильної мережі підприємства.
 - Вибір числа, потужності і типу силових трансформаторів головної понижувальної підстанції (ГПП) і цехових підстанцій.
- Вибір схеми електропостачання підприємства, техніко-економічні порівняння можливих варіантів.
- Вибір конструкції розподільного пристрою (РП) вищої напруги ГПП і конструкції цехової трансформаторної підстанції (ТП).
- Розрахунок струмів КЗ і вибір комутаційно-захисної апаратури в мережі ВН.
- Розрахунок заземлення ГПП і ТП. Блискавкозахист ГПП і підприємства. Захист підстанцій від перенапруг.

Вихідними даними до дипломного проекту є зібрані під час виробничої практики матеріали про місце розміщення і умови роботи основного технологічного та електричного устаткування, їх паспортних даних і необхідних для розрахунків коефіцієнтів.

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА

1.1. Категорія надійності електроприймачів і основне устаткування підприємства

Львівське підприємство кольорової металургії відносно забезпечення надійності електроприймачів електропостачання відноситься до II категорії надійності електропостачання.

Основні електроприймачі на даному підприємстві – це високовольтні синхронні двигуни $P_H = 2500, 4000$ кВт, які слугують для приводу кульових млинів, асинхронні двигуни $P_H = 500, 250$ кВт, які слугують для приводу технологічних насосів, а також десять КТП, від яких живиться низьковольтне устаткування на здрібнювальному, флотаційному й у відділеннях згущувача (конвеєри, класифікатори, флотомашини, згущувачі і т.д.).

1.2. Короткий опис технологічного процесу

Підприємство переробляє мідно-нікелеві руди рудників. Кінцевими продуктами виробництва є мідний і нікелевий концентрати, одержувані із усіх типів руд, що й направляються на подальшу переробку в металургійний цикл комбінату для одержання нікелю, міді, а також благородних металів платинової групи.

Технологічна схема збагачення руди складається із дроблення, здрібнювання, флотації та згущення здрібненої руди.

Дробильний цех підприємства складається таких з відділень:

- великого дроблення (ОВД);
- середнього дроблення (ОСД);
- дрібного дроблення (ОДД);
- збагачення у важких середовищах.

Дроблення руди здійснюється в шнекових дробарках типу ЩКД-9, С-888, конусних дробарках КРД-900/100, В-900/160 і КСД-2200/400.

У відділенні збагачення у важких рудах одержують важку фракцію в результаті виводу з багаті руди, у голові процесу, вкрапленої руди, бетону й порожньої породи, що важко дрібниться.

Після дроблення руда надходить у бункери здрібнювально-флотаційного цеху. Для досягнення необхідної величини руди, здрібнювання здійснюється в кульових млинах, рудних і пісочних. Розвантаження рудних млинів проводиться на класифікатор, піски якого повертаються на додаткове здрібнювання в рудний млин. Зливи від класифікатора проходять контрольну класифікацію в гідроциклоні, піски якого направляються на додаткове здрібнювання в пісочний млин, а злив направляється у відділення згущення. Згущений продукт насосами подається на флотомашини, де руда розділяється на мідний і нікелевий концентрат, а також хвости.

Метою флотаційного процесу збагачення є поділ компонентів здрібненої корисної копалини на основі їх різної можливості утримуватися на границі розділу двох фаз, “вода - повітря”. При флотації має велике значення швидкість змочування водою, тобто витиснення водою повітря з поверхні окремих мінералів. Для здійснення процесів флотації необхідно штучно знизити змочуваність тих мінералів, які передбачається вивести в пінний продукт. Для поліпшення або погіршення змочуваності мінералів застосовуються флотаційні реагенти певної концентрації. Готування розчинів реагентів на збагачувальній фабриці здійснюється в реагентному відділенні.

Отримані мідний і нікелевий концентрати подають на Мідний і Львівський заводи гідротранспортом. Відвальні хвости надходять у хвостосховище “Лебедине”.

Нікелевий концентрат, що надходить із здрібнювально-флотаційного цеху, попередньо обезводнюється. Перекачування продуктів по трубопроводах проводиться пісковими насосами.

1.3. Коротка характеристика електропостачання підприємства

Лінії 110 кВ через роз'єднувачі та віддільники підключаються до трансформатора ТРДН-40000/110 (ГПП-40). Від трансформаторів ГПП-40 напруга подається на збірні шини 6 кВ РП-1Т, РП-2Т. Від шин РП-1Т, РП-2Т одержують живлення наступне електрообладнання $U_H = 6$ кВ:

а) РП-3, РП-4 (відділення згущення). Від них живляться високовольтні асинхронні двигуни $P_H = 500, 250$ кВт, які слугують для приводу технологічних насосів, а також декілька КТП, які слугують для живлення низьковольтного навантаження.

б) РП-5 (дробильний цех). Від РП-5 живляться асинхронні двигуни $P_H = 800, 500, 250$ кВт, які слугують для приводу дробарок і конвеєрів.

в) РП-7 (насосна станція зворотної води). Від РП-7 живляться високовольтні асинхронні двигуни $P_H = 500, 250$ кВт, які слугують для приводу технологічних насосів і ряду КТП.

Крім того, безпосередньо від шин РП-1Т, РП-2Т одержують живлення синхронні двигуни $P_H = 2500, 4000$ кВт, які слугують для приводу кульових млинів, асинхронні двигуни $P_H = 500, 250$ кВт, які слугують для приводу технологічних насосів, а також десять КТП, від яких живиться низьковольтне устаткування на здрібнювальному, флотаційному і у відділеннях згущувача (конвеєра, класифікатори, флотомашини, згущувача і т.д.).

1.4. Характеристика виробничого середовища

Район характеризується помірним кліматом з незначними коливаннями температури повітря. Зміна температури протягом доби досягає 10-14°C.

Середньомісячна температура в найбільш холодний період може досягати до -27°C (січень 1984 року). Аналіз метеорологічних даних показує, що для районів Галичанського регіону річна амплітуда коливань температур може досягати 50-70°C. Середньо-багаторічна мінімальна температура за 21 рік спостережень рівна -17, -19°C. Сезонні коливання природної освітленості перебувають у межах від 2 до 24 годин на добу.

Клімат району відрізняється також сильними вітрами, що різко міняються по швидкості й по напрямкові, сніжними заметами, викликуваними не стільки снігопадами, скільки переносом снігу вітром. Пориви вітру можуть досягати 20-35 м/с. У грудні, січні та березні кількість днів із сильними вітрами може доходити до 12 на місяць. Тривалість заметілей у середньому за зиму становить 26% (1549 годин) календарного часу, а в окремі місяці доходить до 31%. Середня тривалість однієї заметілі (за даними за 10 зим) становить дві-три доби, найбільша безперервна тривалість однієї заметілі — 7 діб. Сніжний покрив остаточно лягає наприкінці листопада і сходить наприкінці березня — початку квітня.

Відповідно до даних по товщині стінки ожеледі районі відноситься до II групи для низинної і IV для гористої місцевості. Район по швидкісних напорах вітру для м.Лівів III, отже, повторюваність 1 раз в 10 років максимально більше 29 м/с. Промисловий район перебуває в регіоні з рідким гоїданням проводів (повторюваність гоїдання рідше 1 раз в 10 років). Середньорічна тривалість гроз невелика - від 10 - 20 годин.

2. ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

2.1. Основні вимоги та характеристики електричних навантажень

Вимоги до системи електропостачання

Система електропостачання промислового підприємства є складною інженерною інфраструктурою, що забезпечує подачу електричної енергії необхідної якості, у потрібному обсязі та з необхідним рівнем надійності. При її проектуванні слід керуватися чинними нормативами, стандартами та технічними умовами, які регламентують вимоги до схем, обладнання, режимів роботи та безпеки. Основні вимоги до системи електропостачання можна поділити на такі групи: *надійність, якість електроенергії, економічність, електробезпека, гнучкість та перспективність розвитку, а також екологічна та пожежна безпека.*

1. Вимоги щодо надійності електропостачання

Надійність є базовою умовою функціонування підприємств кольорової металургії, де переважають безперервні та енергоємні технологічні процеси. Для забезпечення необхідного рівня надійності система повинна відповідати таким вимогам:

- Стабільне та безперервне живлення електроприймачів, відповідно до їх категорії надійності.
- Наявність резервних джерел живлення, у тому числі незалежних ліній, здвоєних трансформаторних підстанцій або автономних джерел.
- Автоматичне перемикання на резерв (АПВ, АВР), яке мінімізує час порушення живлення.
- Стійкість до аварійних режимів, включаючи короткі замикання, перевантаження, відхилення напруги.
- Можливість локалізації аварій, тобто відключення тільки пошкодженої ділянки без порушення роботи інших споживачів.

2. Вимоги до якості електроенергії

Для стабільної роботи електроприводів, трансформаторів, електронних систем керування і вимірювання необхідно дотримуватися параметрів якості електроенергії згідно з ДСТУ:

- Відхилення напруги не повинно перевищувати допустимих меж ($\pm 5\text{--}10\%$ залежно від режиму).
- Мінімальні коливання частоти, особливо для синхронних двигунів та технологічних агрегатів.
- Обмеження вищих гармонік, які можуть викликати нагрівання обладнання та резонансні явища.
- Допустимі рівні флікерів та імпульсних завад, особливо у мережах із дуговими або випрямними установками.
- Підтримання необхідного коефіцієнта потужності, що передбачає встановлення компенсуючих пристроїв.

3. Економічні вимоги

Оптимізація капітальних та експлуатаційних витрат є важливою складовою при проектуванні системи електропостачання. Економічна ефективність досягається за рахунок:

- Раціонального вибору схем електропостачання, які забезпечують мінімум втрат і максимальну надійність.
- Оптимального вибору потужності трансформаторів, щоб зменшити холості втрати та уникнути перевантажень.
- Правильного вибору перетинів проводів та кабелів, що знижує втрати електроенергії та витрати на експлуатацію.
- Використання сучасних захисних та комутаційних пристроїв, які забезпечують швидкодію та мінімальний час простоїв.
- Компенсації реактивної потужності, що зменшує оплату за перетікання реактивної енергії та знижує втрати у мережі.

4. Вимоги до електробезпеки

Система електропостачання повинна відповідати вимогам нормативних документів щодо профілактики електротравм та забезпечення безпечного виконання робіт:

- Заземлення та занулення струмопровідних частин обладнання.
- Застосування захисних автоматичних вимикачів, диференційних реле та пристроїв захисного відключення.
- Використання ізольованих та захищених провідників, відповідних класів ізоляції.
- Відповідне маркування, сигнальні системи та блокування для унеможливлення неправильного включення апаратури.
- Дотримання вимог щодо пожежної безпеки, включаючи вибір кабелів зі зниженою димо- та газовиділюваністю.

5. Вимоги щодо гнучкості та перспективності

Проектування системи електропостачання повинно передбачати можливість її модернізації або розширення у майбутньому. Основні вимоги:

- Можливість підключення нових споживачів без суттєвої реконструкції схеми.
- Резерв по потужності трансформаторів і шинопроводів.
- Уніфікація обладнання, що спрощує експлуатацію та ремонт.
- Можливість впровадження автоматизованих систем керування (АСУЕ, АСКОЕ).

6. Екологічні та експлуатаційні вимоги

Забезпечення екологічної безпеки та зручності обслуговування є важливим критерієм сучасних систем електропостачання:

- Мінімальний рівень шуму та електромагнітних полів від комутаційних апаратів і трансформаторів.

- Застосування енергоефективного обладнання, що знижує вплив на довкілля.
- Безпечний доступ для обслуговування елементів електричної мережі.
- Зменшення ризику аварій, які можуть призвести до екологічних наслідків (витік масла, перегрівання тощо).

Таким чином дотримання вище перелічених вимог дозволяє створити ефективну, надійну та економічно обґрунтовану систему електропостачання підприємства кольорової металургії. Така система забезпечує безперервність технологічних процесів, високу якість електроенергії, зниження експлуатаційних витрат, а також відповідає сучасним стандартам безпеки та енергоефективності.

У цьому розділі розглядаються принципи визначення електричних навантажень підприємства та основні параметри, що характеризують режим його роботи в електроенергетичній системі.

Першим етапом проектування системи електропостачання є визначення електричних навантажень, що ґрунтується на аналізі технологічних процесів, структури виробництва, типів встановленого обладнання та режимів його роботи. При розрахунках враховуються номінальні потужності електроприймачів, коефіцієнти попиту, коефіцієнти використання, коефіцієнти одночасності, а також добові та сезонні коливання споживання. Сукупність цих показників дозволяє отримати найбільш реалістичну картину електроспоживання підприємства в різні періоди роботи.

Необхідність визначення розрахункових електричних навантажень промислових підприємств викликана неповним завантаженням деяких ЕП, неодноразовістю їхньої роботи, імовірнісним випадковим характером включення і відключення ЕП, що залежить від особливостей технологічного процесу і організаційно-технічних заходів щодо забезпечення належних умов праці робітників та службовців даного виробництва. Правильне визначення розрахункових електричних навантажень і забезпечення необхідного ступеня безперебійності їхнього живлення мають велике народногосподарське значення. Від цього розрахунку залежать вихідні дані для вибору всіх елементів СЕП промислового підприємства і грошові витрати при установці, монтажі і експлуатації обраного електроустаткування. Завищення розрахункових навантажень приводить до подорожчання будівництва, перевитраті провідникового матеріалу мереж і невиправданому збільшенню потужності трансформаторів і іншого електроустаткування. Заниження може привести до зменшення пропускної здатності електричної мережі, до зайвих втрат потужності, перегріву проводів, кабелів і трансформаторів, а отже до скорочення строку їхньої служби.

До основних характеристик електричних навантажень належать активна, реактивна та повна потужності, коефіцієнт потужності, а також графіки навантаження. Активна потужність визначає ефективну частину

електроенергії, що перетворюється на корисну роботу. Реактивна потужність характеризує енергію, що циркулює між джерелом та споживачем і необхідна для створення електромагнітних полів у машинах та пристроях. Повна потужність є геометричною сумою активної та реактивної складових і є базовим параметром для вибору силового обладнання.

Графіки навантаження дозволяють аналізувати змінність та нерівномірність електроспоживання підприємства, визначити максимальні та мінімальні навантаження, а також оцінювати можливість застосування заходів з оптимізації режимів роботи, таких як компенсація реактивної потужності чи перенесення частини навантаження на інші періоди доби.

Таким чином, визначення електричних навантажень є ключовим етапом проєктування системи електропостачання, що забезпечує коректний вибір обладнання, підвищення надійності енергопостачання та оптимізацію енергоспоживання підприємства.

Забезпечення надійності електропостачання є одним із ключових завдань при проєктуванні енергетичних систем промислових підприємств, оскільки від безперервності подачі електроенергії залежить стабільність технологічного процесу, безпека виробництва та якість продукції. Нормативні документи визначають три категорії надійності електроприймачів, кожна з яких регламентує допустимі перерви у живленні та вимоги до резервування джерел і ліній електропостачання.

Класифікація електроприймачів за категоріями надійності дозволяє оптимально обґрунтувати структуру системи електропостачання, визначити необхідні схеми резервування, вибрати параметри трансформаторів, кабельних ліній та комутаційної апаратури. На підприємствах кольорової металургії, де переважають енергоємні та безперервні технологічні процеси, значна частина обладнання належить до I та II категорій, що зумовлює підвищені вимоги до надійності, гнучкості та захищеності електричних мереж.

2.2. Класифікація методів розрахунків електричних навантажень

У практиці проєктування систем електропостачання застосовують різні методи визначення електричних навантажень, які підрозділяються на основні і допоміжні.

У першу групу входять методи розрахунків по:

- установлений потужності та коефіцієнту попиту;
- середньої потужності та відхиленню розрахункового навантаження від середньої (статистичний метод);
- середньої потужності та коефіцієнту форми графіка навантажень;
- середньої потужності та коефіцієнту максимуму (метод упорядкованих діаграм).

Друга група містить у собі методи розрахунків по:

- питомій витраті електроенергії на одиницю продукції при заданому обсязі випуску продукції за певний період часу;
- питомому навантаженню на одиницю виробничої площі.

Застосування того або іншого методу визначається допустимою похибкою розрахунків. При проведенні укрупнених розрахунків користуються методами, що базуються на даних про сумарну встановлену потужність окремих груп приймачів – відділення, цеху, корпусу. Методи, засновані на використанні даних про одиничні приймачі, відносять до найбільш точних.

2.3. Розрахунок електричних навантажень

На стадії проектування доцільно визначати електричні навантаження методом коефіцієнта попиту.

Для того щоб використовувати даний метод необхідно знати встановлену потужність $P_{НОМ}$ групи електроприймачів і коефіцієнти потужності $\cos\varphi$ та попиту K_{II} даної групи, обумовленої по довідкових матеріалах [3].

Розрахунок електричних навантажень робимо методом коефіцієнта попиту. Розрахункове навантаження групи однорідних по режиму роботи електроприймачів визначають по формулах:

$$P_P = K_{II} \cdot \sum_{i=1}^n P_{Hi}, \quad (2.1)$$

$$Q_P = P_P \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.2)$$

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}. \quad (2.3)$$

де $\operatorname{tg}\varphi$ - відповідає $\cos\varphi$ даної групи приймачів.

Розрахункове активне навантаження від двигунів 10 кВ визначається по виразу:

$$P_P = K_{II} \cdot P_{НОМ} \cdot n \text{ кВт}, \quad (2.4)$$

де $P_{НОМ}$ – номінальна активна потужність;

K_{II} – коефіцієнт попиту;

n – кількість двигунів.

Розрахункове реактивне навантаження від двигунів 10 кВ визначається по формулі (2.2).

Для трансформаторних підстанцій активне навантаження визначається по формулі:

$$P_P = K_{II} \cdot S_{НОМ} \cdot n \cdot \cos\varphi, \text{кВт} \quad (2.5)$$

де S_H – номінальна потужність ТП, кВА;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності.

Розрахункове реактивне навантаження для трансформаторних підстанцій визначається по формулі (2.2).

Результати розрахунків електричних навантажень заносимо в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Розрахунок електричних навантажень

Найменування	Вихідні дані						Розрахункове навантаження		
	P_H	S_H	N	$\frac{K_{II}}{K_3}$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
I секція РП									
ТП-1	-	1600	2	0,83	0,89	0,51	2364	1206	2644,95
СД	4000	-	1	0,9	0,9	0,48	3600	-1728	3993,24
Σ I секція РП							5964	-522	5986,8
II секція РП									
ТП-2	-	1600	2	0,83	0,89	0,51	2364	1206	2644,95
СД	4000	-	1	0,9	0,9	0,48	3600	-1728	3993,24
Σ II секція РП							5964	-522	5986,8
I секція ГПП									
РП (1С)							5964	-522	5986,8
ТП-3	-	1600	2	0,66	0,89	0,51	1890	968	2125,4
АД	500	-	2	0,8	0,83	0,67	800	536	962,96
АД	250	-	1	0,8	0,807	0,732	200	146,4	247,97
Σ I секція РП							8854	1128,4	8925,62
II секція ГПП									
РП (2С)							5964	-522	5986,8
ТП-4	-	1600	2	0,66	0,89	0,51	1890	968	2125,4
АД	500	-	2	0,8	0,83	0,67	800	536	962,96
АД	250	-	1	0,8	0,807	0,732	200	146,4	247,97
Σ II секція ГПП							8854	1128,4	8925,62

2.4. Вибір кількості та потужності цехових трансформаторів

Вибір числа і потужності цехових трансформаторів виконаємо по питомій щільності σ_H навантаження:

$$\sigma_H = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (2.6)$$

де S_p – розрахункове навантаження цеху;

$F_{ц}$ – площа цеху.

$$\sigma_H = \frac{17851,23}{37980} = 0,47 \text{ кВ} \cdot \text{А/м}^2$$

При щільності навантаження напругою 380 В більше 0,3 кВА/м² доцільно застосовувати трансформатори потужністю 1600 кВА або 2500 кВА. При перевазі навантажень II категорії для однострансформаторних підстанцій у випадку взаємного резервування трансформаторів на нижчій напрузі $K_3 = 0,7 \div 0,8$.

Приймаємо до установки трансформатори потужністю $S_{H,T} = 1600$ кВА і коефіцієнтом завантаження $K_3 = 0,8$.

Мінімальна кількість цехових трансформаторів N_{\min} однакової потужності $S_{H,T}$, які призначені для живлення технологічно зв'язаних навантажень, визначимо по формулі:

$$N_{\min} = \frac{P_{\max}}{K_{3,\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.Т}}} + \Delta N, \quad (2.7)$$

$$P_{\max} = K_{\max} \cdot P_p \quad (2.8)$$

де P_{\max} – сумарне максимальне активне навантаження за найбільш завантажену зміну;

$K_{\max} \approx 1,1$ - коефіцієнт максимального активного навантаження;

$K_{3,\text{опт}}$ - оптимальний коефіцієнт завантаження ($K_{3,\text{опт.}} = 0,8$);

ΔN – добавка до найближчого числа.

2.5.1. Для ТП-1 і ТП-2:

$$P_{\max} = 1,1 \cdot 4728 = 5132 \text{ кВт}$$

$$N_{\min} = \frac{5132}{0,8 \cdot 1600} = 4 + 0 = 4$$

Економічно оптимальна кількість трансформаторів $N_{\text{опт}}$ відрізняється від N_{\min} на величину m :

$$N_E = N_{\min} + m, \quad (2.7)$$

де $m = 0$ – додатково встановлені трансформатори, визначається по кривих, приведених в [1, 106].

$$N_E = 4 + 0 = 4$$

Ухвалюємо число цехових трансформаторів $N = 4$.

2.5.2. Для ТП-3 і ТП-4:

$$P_{\max} = 1,1 \cdot 3780 = 4158 \text{ кВт}$$

$$N_{\min} = \frac{4158}{0,8 \cdot 1600} + 0,752 = 4$$

Аналогічно по формулі (2.7) економічно оптимальна кількість трансформаторів:

$$N_E = 4 + 0 = 4.$$

Приймаємо кількість цехових трансформаторів $N = 4$.

Проведемо розрахунок електричних навантажень (по формулах (2.1-2.3)) з урахуванням вибраної кількості цехових трансформаторів і їх потужності.

Таблиця 2.2

Розрахунок електричних навантажень

Найменування	Вихідні дані						Розрахункове навантаження		
	P_H	S_H	N	K_{Π}/K_3	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВа
I секція РП									
СД	4000	-	1	0,9	0,9	0,48	3600	-1728	3993,24
ТП-1-1	-	1600	1	0,8	0,89	0,51	1139,2	581	1278,8
ТП-2-1	-	1600	1	0,8	0,89	0,51	1139,2	581	1278,8
Σ I секція РП							5878,4	-566	5905,6
II секція РП									
СД	4000	-	1	0,9	0,9	0,48	3600	-1728	3993,24
ТП-3-2	-	1600	1	0,8	0,89	0,51	1139,2	581	1278,8
ТП-4-2	-	1600	1	0,8	0,89	0,51	1139,2	581	1278,8
Σ II секція РП							5878,4	-566	5905,6
I секція ГПП									
РП (1С)							5878,4	-566	5905,6
АД	500	-	2	0,8	0,83	0,67	800	536	962,96
АД	250	-	1	0,8	0,807	0,732	200	146,4	247,97
ТП-1-3	-	1600	1	0,8	0,89	0,51	1139,2	581	1278,8
ТП-2-3	-	1600	1	0,8	0,89	0,51	1139,2	581	1278,8
Σ I секція ГПП							9156,8	1278,4	9245,6
II секція ГПП									
РП (2С)							5878,4	-566	5905,6
АД	500	-	2	0,8	0,83	0,67	800	536	962,96
АД	250	-	1	0,8	0,807	0,732	200	146,4	247,97
ТП-3-4	-	1600	1	0,8	0,89	0,51	1139,2	581	1278,8
ТП-4-4	-	1600	1	0,8	0,89	0,51	1139,2	581	1278,8
Σ II секція ГПП							9156,8	1278,4	9245,6

2.5. Розрахунок компенсуючих пристроїв

Одним з основних питань, розв'язуваних при проектуванні та експлуатації систем електропостачання промислових підприємств, є питання про компенсацію реактивної потужності.

Передача значної кількості реактивної потужності з енергосистеми до споживачів нераціональна по наступних причинах: виникають додаткові втрати активної потужності та енергії у всіх елементах системи електропостачання, обумовлені завантаженням їх реактивною потужністю, і додаткові втрати напруги в живильних мережах.

Компенсація реактивної потужності з одночасним поліпшенням якості електроенергії безпосередньо в мережах промислових підприємств є одним з основних напрямків зменшення втрат електроенергії та підвищення ефективності електроустановок підприємства.

Комплектні пристрої вибираємо для режиму найбільшого споживання реактивної потужності в мережі проекрованої установки. Тип, потужність, місце установки та режим роботи КП повинні забезпечувати мінімум втрат активної потужності у вузлі навантаження при дотриманні технічних умов, зокрема, рівня напруги на шинах ГПП і статичної стійкості електроприймачів.

Компенсація реактивної потужності на стороні 0,38 кВ

До мереж напругою до 1 кВ на промислових підприємствах підключається більша частина споживачів реактивної потужності. Мережі напругою 0,4 кВ електрично більш віддалених від джерел живлення, тому передача реактивної потужності в мережі низької напруги вимагає збільшення перерізу проводів і кабелів, підвищення потужності силових трансформаторів і супроводжується втратами активної та реактивної потужностей. Витрати, обумовлені перерахованими факторами, можна зменшити або навіть усунути, якщо здійснювати компенсацію реактивної потужності безпосередньо в мережі 0,4 кВ.

Споживачами реактивної потужності є низьковольтне навантаження, що одержує живлення через цехові трансформатори (вентилятори, освітлення, насоси і т.д.)

Для проектування СЕП прийmemo, що все електроустаткування, представлене на схемі, установлене в одному цеху. Тоді ЦП будуть здійснювати живлення технологічного устаткування цеху на напругу 0,38 кВ. Загальна кількість трансформаторів на ЦП $N=8$.

Сумарна розрахункова потужність Q_{HK} конденсаторних батарей низької напруги цехових КТП складе:

$$Q_{H,K} = Q_{H,K1} + Q_{H,K2}, \quad (2.8)$$

$$Q_{H,K1} = Q_{\max} - Q_T \quad (2.9)$$

$$Q_{H,K2} = Q_{\max} - Q_{H,K1} - K_P \cdot N \cdot S_{ном} \quad (2.10)$$

$$Q_{\max} = L_{\max} \cdot Q_P \quad (2.11)$$

де $Q_{H,K1}$ – сумарна потужність конденсаторних батарей;
 $Q_{H,K2}$ – додаткова потужність конденсаторних батарей для зниження втрат потужності в трансформаторах і мережі напругою 10 кВ;
 Q_{\max} – сумарне максимальне реактивне навантаження за найбільш завантажену зміну;
 $L_{\max} = 1 \div 1,2$ – коефіцієнт максимального реактивного навантаження;
 N – кількість трансформаторів у групі.

Для двоступінчастої схеми:

$$K_P = \frac{K_1}{60} = \frac{15}{60} = 0,25, \quad (2.12)$$

де K_P – розрахунковий коефіцієнт, що залежить від кількості робочих змін і схеми живлення ЦП;
 $K_1=15$ – питомий коефіцієнт втрат.

Найбільша реактивна потужність, яку доцільно передати через усі 8 трансформаторів:

$$Q_T = \sqrt{(N \cdot K_3 \cdot S_{ном})^2 - P_{\max}^2}, \quad (2.13)$$

де P_{\max} – сумарне максимальне активне навантаження за найбільш завантажену зміну;
 $K_{\max} \approx 1,1$ - коефіцієнт максимального активного навантаження;

$$Q_T = \sqrt{(8 \cdot 0,8 \cdot 1600)^2 - 9113,6^2} = 4669 \text{ квар}$$

Сумарна потужність конденсаторних батарей:

$$Q_{\max} = 1,1 \cdot 4648 = 5112,8 \text{ квар}$$

$$Q_{H,K1} = 5112,8 - 4669 = 443,8 \text{ квар}$$

Додаткова потужність конденсаторних батарей для зниження втрат потужності в трансформаторах:

$$Q_{H,K2} = 5112,8 - 443,8 - 0,25 \cdot 8 \cdot 1600 = 1469 \text{ квар},$$

Тоді сумарна розрахункова потужність $Q_{H,K}$ конденсаторних батарей низької напруги складе:

$$Q_{H,K} = 1469 + 443,8 = 1912,8 \text{ квар}$$

Сумарну розрахункову потужність розподіляємо рівномірно по секціях ТП.

Приймаємо до установки: 8 ККУ типу УКМ-0,38-250-50 УЗ.

Усього: $Q_{H,K,\phi} = 2000$ квар.

Після компенсації реактивної потужності на стороні 0,4 кВ розрахунки електричних навантажень має вигляд.

Таблиця 2.3.

Результати розрахунків електричних навантажень

Найменування	Вихідні дані						Розрахункові дані		
	$S_{H,K}$, кВА	$P_{H,K}$, кВт	n	cosφ	tgφ	$K_{П, КЗ}$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
ΣРП(1)							5878,4	-1066	5974,27
ΣРП(2)							5878,4	-1066	5974,27
ΣГПП(3)							9156,8	278	9161
ΣГПП(4)							9156,8	278	9161

З табл. 2.3. видно, що після КРП знизилася споживання реактивної потужності з 2556,8 квар до 556,8 квар.

Компенсація реактивної потужності на стороні 10 кВ

Розрахункове реактивне навантаження в мережі 10 кВ:

$$Q_{KB} = P_{P\Sigma} \cdot (tg\varphi_1 - tg\varphi_2), \quad (2.14)$$

$$\cos \varphi_1 = \frac{P_{P\Sigma}}{S_{P\Sigma}}, \quad (2.15)$$

$$P_{P\Sigma} = P_{P\Pi 1} + P_{P\Pi 2} + P_{P\Pi\Pi 1} + P_{P\Pi\Pi 2}, \quad (2.16)$$

$$S_{P\Sigma} = S_{P\Pi 1} + S_{P\Pi 2} + S_{P\Pi\Pi 1} + S_{P\Pi\Pi 2}, \quad (2.17)$$

де $\cos\varphi_2 = 0,93$ – бажаний коефіцієнт потужності енергосистеми.

$$P_{P\Sigma} = 5878,4 + 5878,4 + 3278,4 + 3278,4 = 18313,6 \text{ кВт}$$

$$S_{P\Sigma} = 5974,27 + 5974,27 + 3543,35 + 3543,35 = 19035,24 \text{ кВА}$$

$$\cos \varphi_1 = \frac{18313,6}{19035,24} = 0,96$$

$$Q_{KB} = 18313,6 \cdot (0,292 - 0,395) = -1886,3 \text{ квар}, Q_{KB} < 0.$$

Отримана реактивна потужність повинна бути знижена за рахунок зниження струмів збудження СД.

2.6. Показники якості електроенергії

Безперервний процес інтенсифікації виробництва на основі впровадження енергоємних, нелінійних і несиметричних приймачів електроенергії приводить до несприятливого впливу роботи таких споживачів на якість електричної енергії.

Під якістю електроенергії розуміють сукупність її властивостей, що обумовлюють придатність електроенергії для нормальної роботи приймачів електроенергії відповідно до їхнього призначення при розрахунковій працездатності.

Показники якості електричної енергії підрозділяються на основні і додаткові. Основні показники якості електроенергії дають якісну характеристику властивостей електричної енергії, додаткові – виражають форми запису основних показники якості електроенергії, використовуваних у різних нормативно-технічних документах.

До основних показників якості електроенергії відносять: відхилення напруги, розмах зміни напруги, дозу коливань напруги (є інтегральною характеристикою коливань напруги, що викликає в людини дратівне миготіння світла, що накопичується за встановлений період часу; у діючих електричних мережах цей показник уводиться в міру їх оснащення відповідними вимірювальними приладами), коефіцієнт несинусоїдальності кривій напруги, коефіцієнт n-й гармонійної складової напруги, коефіцієнт зворотної послідовності напруги, коефіцієнт нульової послідовності напруги, відхилення частоти, тривалість провалу напруги, імпульсна напруга.

До додаткових показників якості електроенергії відносять: коефіцієнт амплітудної модуляції, коефіцієнт небалансу міжфазних напруг, коефіцієнт небалансу фазних напруг.

Для кількісної характеристики властивостей електроенергії стосовно до певних умов її виробництва, передачі та споживання встановлені наступні показники:

- при живленні від електричних мереж однофазного струму: відхилення частоти, відхилення напруги, розмах коливань напруги, коефіцієнт викривлення синусоїдальності кривої напруги;
- при живленні від електричних мереж трифазного струму: відхилення частоти, відхилення напруги, розмах коливань частоти, розмах коливань

напруги, коефіцієнт викривлення синусоїдальності кривої напруги, коефіцієнт зворотної послідовності напруги;

- при живленні від електричних мереж постійного струму: відхилення напруги, розмах коливань напруги, коефіцієнт пульсації напруги.

Граничні допустимі значення показників якості електроенергії нормована ДСТУ 13109-97.

Для визначення припустимих значень деяких з основних показників якості електроенергії використовують допоміжні параметри: частоту зміни напруги, інтервал між змінами напруги, глибину провалу напруги, інтенсивність провалу напруги, тривалість імпульсу за рівнем 0,5 його амплітуди.

У післяаварійних режимах роботи електричної мережі допускається відхилення частоти від 0,5 Гц до 1 Гц загальною тривалістю за рік не більше 90 годин.

В аварійних режимах допускається короточасний вихід показників якості електроенергії за допустимі межі: зниження напруги до нульового рівня і відхилення частоти від (5 Гц із наступним їхнім відновленням до значень у післяаварійних режимах.

Контроль якості електричної енергії здійснюється в точках електричних мереж і на вході приймачів електричної енергії. У цей час промисловістю випускаються спеціальні засоби для вимірювання показників якості електроенергії: прилади типу Ф4330, Ф43204, Ф43250, Ф43401.

За різними показниками якості електроенергії встановлюються різні періодичність і тривалість вимірювання, однак тривалість вимірювання повинна бути не менше 1 доби. Відповідність показників якості електроенергії допустимим значенням порівнюють за результатами вимірів за кожен добу окремо.

При виході показників якості за встановлені межі збільшується витрата і втрати електроенергії в системах електропостачання, знижується рівень надійності роботи електроустаткування, виникають порушення технологічних процесів і знижується випуск продукції.

Батарей конденсаторів мають однаковий опір струмам прямої і зворотної послідовності, однак для вищих гармонійних складових їхній опір падає пропорційно частоті, що приводить до перевантаження по струму.

Погіршення показників якості електроенергії, як правило, обумовлене взаємним впливом робочих режимів окремих видів електроустаткування один на одного. Якщо приймачі електроенергії не виявляють впливу один на одного, то в таких випадках говорять про їхню електромагнітну сумісність, під якою розуміють властивість приймачів не погіршувати своїх якісних показників і не знижувати ефективності роботи при спільному живленні від загальної мережі.

2.7. Визначення центру електричних навантажень

Розміщення ГПП і РП на території об'єкту електропостачання

Підстанція (ГПП, ТП) є одним з основних ланок системи електропостачання підприємства. Отже, правильне розміщення підстанції є основою раціональної побудови схеми розподілу електроенергії. Місце розташування підстанції вибирається таким чином, щоб ТП розташовувалися по можливості ближче до центру груп навантажень, що живляться ними, тому що при цьому зменшуються втрати електроенергії в мережах і витрата проводів і кабельних ліній.

З метою визначення місця розташування ГПП при проектуванні будуємо картограму і визначаємо центр електричних навантажень (ЦЕН). Розташування джерела живлення в центрі електричних навантажень є по витратах найбільш вигідним. Згідно із ситуаційним планом координати центру електричних навантажень визначаються як:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad (2.18)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad (2.19)$$

де P_i – розрахункова активна потужність i -го електроприймача;
 X_i, Y_i – центр електричних навантажень i -го електроприймача.

$$X_{\text{фц}} \approx \frac{330245}{17708} \approx 96,4; \quad Y_{\text{фц}} \approx \frac{377975}{17708} \approx 43,8.$$

Реальне положення РП або ГПП приймається з урахуванням забудови генплану цеху виробничими елементами і розташуванням комунікацій.

Розміри ГПП із урахуванням огорожень приймаються рівними 50х50м.

Радіус окружності відповідний розрахунковому активному навантаженню визначаємо з виразу:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{17708}{3,14 \cdot 1}} = 75,9 \text{ мм}, \quad (2.20)$$

де P_p – розрахункове активне навантаження, кВт;

$m = 1 \text{ кВт/мм}^2$ — масштаб площі круга.

3. ПРОЕКТУВАННЯ ГПП

3.1. Вибір і обґрунтування схеми зовнішнього електропостачання

Комплекс основних питань при проектуванні систем електропостачання промислових підприємств поряд з вибором загальної схеми живлення і визначенням доцільної потужності силових трансформаторів містить у собі вибір раціональних напруг для схеми, оскільки останнім визначаються параметри ЛЕП і обираного електроустаткування підстанцій і мереж, а отже, розміри капітальних вкладень, витрата матеріалів і втрати електроенергії.

Найбільш вигідна напруга для живлення ГПП від енергосистеми визначається по формулі Г.А. Ілларіонова [5]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P} + \frac{500}{l}}}, \quad (3.1)$$

де $l = 1,8$ км – довжина живильної лінії.

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{18,314} + \frac{500}{1,8}}} = 49,13 \text{ кВ}$$

Остаточно, виходячи з варіантів вибору напруги приймаємо напругу зовнішнього електропостачання 110 кВ.

3.2. Вибір кількості та потужності силових трансформаторів ГПП

Вибір потужності трансформаторів ГПП проводиться на підставі розрахункового навантаження в нормальному режимі роботи з урахуванням компенсації реактивної потужності. У післяаварійному режимі (при відключенні одного із трансформаторів) для надійного електропостачання споживачів передбачається їхнє живлення від трансформатора, що залишився в роботі. При цьому частина невідповідальних споживачів з метою зниження навантаження трансформатора може бути відключена.

Враховуючи наявність споживачів I і II категорії надійності, приймаємо до установки 2 трансформатора. Номінальна потужність трансформаторів визначається за умовою:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_P}{2 \cdot K_3}. \quad (3.2)$$

де $K_3 = 0,7$ - коефіцієнт завантаження для трансформаторів ГПП.

$$S_{ном.Т} = \frac{18322}{2 \cdot 0,7} = 13087 \text{ кВА}$$

По отриманому навантаженню ГПП намічаємо два варіанти потужності трансформаторів.

Перший варіант: два трансформатори потужністю по 16000 кВА. У нормальному режимі трансформатори працюють із неповним завантаженням. Тоді коефіцієнт їх завантаження k_3 буде рівний:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_T} \quad (3.3)$$

$$K_3 = \frac{18322}{2 \cdot 10000} = 0,92$$

В аварійних умовах, при відключенні одного із трансформаторів трансформатор, що залишився в роботі, повинен бути перевірений на допустиме перевантаження:

$$K_{3,n/a} = \frac{S_p}{S_T} \quad (3.4)$$

$$K_{3,n/a} = \frac{18322}{10000} = 1,83$$

Таке перевантаження трансформатора неприпустиме.

Другий варіант: два трансформатори по 16000 кВА. Коефіцієнт завантаження в цьому випадку буде рівний:

$$K_3 = \frac{18322}{2 \cdot 16000} = 0,6$$

В аварійних умовах:

$$K_{3,n/a} = \frac{18322}{16000} = 1,15$$

Додатково до вище вказаного потрібно відзначити, що допускається перевантажувати трансформатор у номінальному режимі не більш 30%, а в аварійному не більш 40%.

По отриманій потужності вибираємо значення стандартних потужностей трансформаторів, найближчих до отриманого значення.

Вибираємо два типи трансформаторів із РПН:

1) ТДН-10000/110: $P_{xx} = 14$ кВт; $P_{кз} = 58$ кВт; $U_{кз} = 10,5$ %; $I_{xx} = 0,9$ [2]

2) ТДН-16000/110: $P_{xx} = 18$ кВт; $P_{кз} = 85$ кВт; $U_{кз} = 10,5$ %; $I_{xx} = 0,7$ [2]

Визначимо втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta Q_{кз} = S_{тр} \cdot U_{к} / 100; \quad (3.5)$$

$$\Delta Q_{х} = S_{тр} \cdot I_{х} / 100; \quad (3.6)$$

$$P_{к} = P_{кз} + C_{стосів} \cdot \Delta Q_{кз}; \quad (3.7)$$

$$P_{х} = P_{хх} + C_{стосів} \cdot \Delta Q_{х}; \quad (3.8)$$

$$\Delta P = 2 \cdot P_{х} + 2 \cdot K_3^2 \cdot P_{к}. \quad (3.9)$$

Втрати енергії визначимо по формулі:

$$\Delta W = \Delta P_i \cdot t_{прод i}; \quad (3.10)$$

де $t_{трив I}$ – кількість годин у році.

ТДН-10000/110:

$$\Delta Q_{кз} = 10000 \cdot 10,5/100 = 1050 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{х} = 10000 \cdot 0,9/100 = 90 \text{ квар};$$

$$P_{к} = 58 + 0,05 \cdot 1050 = 110,5 \text{ кВт};$$

$$P_{х} = 14 + 0,05 \cdot 90 = 18,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P = 2 \cdot 18,5 + 2 \cdot 0,682 \cdot 110,5 = 139,2 \text{ кВт};$$

$$\Delta W_1 = 76 \cdot 8760 = 1219308 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

Аналогічно здійснимо розрахунок для другого трансформатора ТДН-16000/110.

Заносимо розрахунки по визначенню втрат потужності та енергії в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Визначення втрат потужності та енергії трансформаторів

Тип тр-ра	Навантаження, МВА	Кз	Втрати потужності, (ΔP) кВт	Втрати енергії (ΔW) кВт·год/рік
ТДН-10000/110	18,322	0,68	139,2	1 219 308
ТДН-16000/110	18,322	0,42	106,8	935 771

Здійснимо розрахунок економічної доцільності установки того або іншого трансформатора:

Підрахуємо річні експлуатаційні витрати трансформатора ТДН-10000/110:

$$Z = E_n \cdot K + C_{\Sigma}; \quad (3.11)$$

де K – капітальні вкладення (вартість трансформаторів);

$$E_H = 1/T_{OK} = 0,15 \text{ (} T_{OK} \text{ – термін окупності);}$$

$$Z_{\Sigma} = C_{\Pi} + C_a + C_{To},$$

де C_a – амортизаційні відрахування (6,4% від K);

C_{To} – витрати на техобслуговування (3% від K);

C_B – вартість втрат, рівна $C_0 \cdot \Delta W_{\Sigma}$ ($C_0 = 6$ грн /кВт·год).

Капітальні витрати:

$$K_1 = 2 \cdot K_{25} = 2 \cdot 40 = 80 \text{ тис. грн.},$$

де $K_{25} = 40$ тис. грн. [2]

Річні амортизаційні витрати:

$$C_a = 2 \cdot 6,4 \cdot 40/100 = 5,12 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат:

$$C_B = 6 \cdot 1219308 = 7 \text{ млн. } 316 \text{ тис. грн.}$$

Річні витрати на техобслуговування:

$$C_{To} = 2 \cdot 3 \cdot 40/100 = 2,4 \text{ тис. грн.}$$

$$Z = 2 \cdot 0,15 \cdot 40 + 5,12 + 2,4 + 7,316 = 7 \text{ млн. } 335,52 \text{ тис. грн.}$$

Підрахуємо річні експлуатаційні витрати трансформатора ТДН-16000/110:

Капітальні витрати:

$$K_2 = 2 \cdot K_{16} = 2 \cdot 48 = 96 \text{ тис. грн.}$$

Річні амортизаційні витрати:

$$C_a = 6,4 \cdot 96/100 = 6,144 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат:

$$C_B = 6 \cdot 935771 = 5 \text{ млн. } 615 \text{ тис. грн.}$$

Річні витрати на техобслуговування:

$$C_{To} = 3 \cdot 96/100 = 2,88 \text{ тис. грн.}$$

$$Z = 2 \cdot 0,15 \cdot 48 + 6,144 + 2,88 + 5,615 = 5 \text{ млн. } 638,4 \text{ тис. грн.}$$

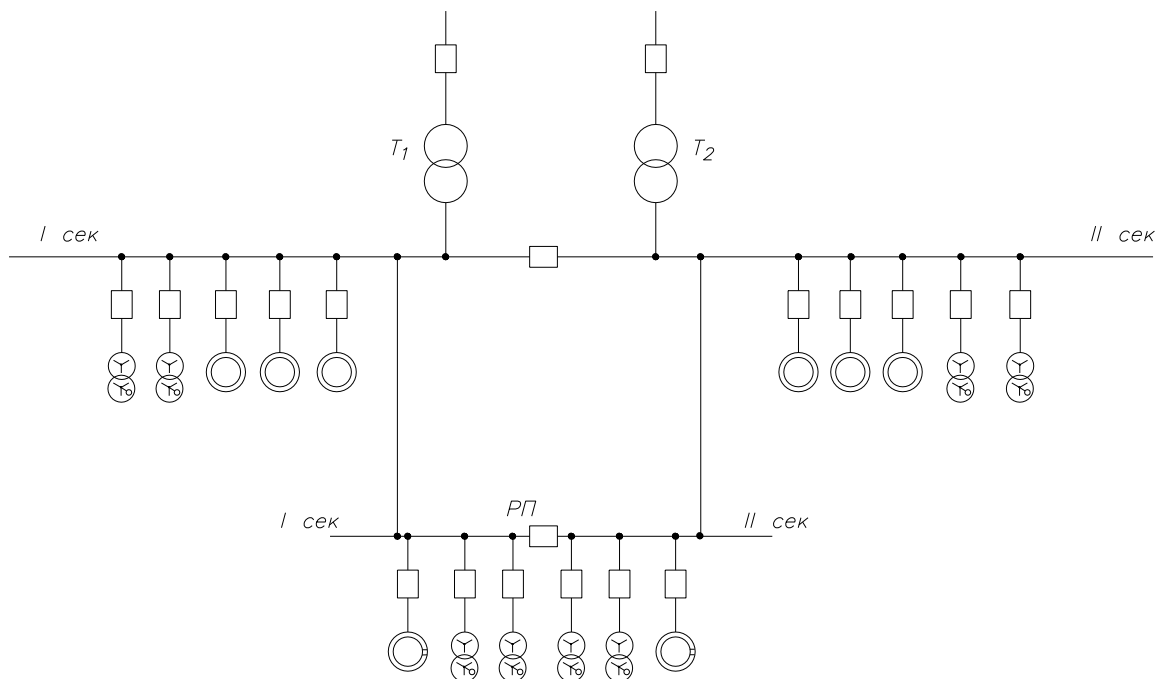
Порівнювані варіанти по витратах відрізняються на 20%, їх можна вважати рівноцінними, тому вибираємо трансформатор ТДН-16000/110.

3.3. Проектування схеми електропостачання підприємства

При виборі схеми електропостачання підприємства враховуємо надійність, економічність і якість електроенергії в мережі. Відповідно до економічності ухвалюємо магістральну (у дві лінії) схему електропостачання цехових ТП.

У зв'язку з тим, що велика кількість трансформаторних підстанцій віддалених від ГПП, приймаємо рішення, застосувати розподільний пункт РП. Асинхронні двигуни заживлюємо від шин ГПП.

Надійність, відповідно до ПУЕ [1], передбачається в нашому випадку двома незалежними джерелами живлення. Вибираємо двосекційну підстанцію, обладнану системою АВР. Схему електропостачання зображено на мал. 3.1.



Мал. 3.1. Схема електропостачання підприємства

3.4. Загальні вимоги до конструкції закритих розподільних пристроїв

Електроустаткування, струмоведучі частини, ізолятори, кріплення, огороження, що несуть конструкції, ізоляційні та інші відстані повинні бути обрані й установлені таким чином, щоб:

1) викликувані нормальними умовами роботи електроустановки зусилля, нагрівання, електрична дуга або інші супутні її роботі явища (іскріння, викид газів і т.п.) не могли привести до ушкодження устаткування і виникненню КЗ або замикання на землю, а також заподіяти шкоду обслуговуючому персоналу;

2) при порушенні нормальних умов роботи електроустановки була забезпечена необхідна локалізація ушкоджень, обумовлених дією КЗ;

3) при знятій напрузі з якого-небудь кола будь-які до нього апарати, струмоведучі частини і конструкції могли піддаватися безпечному огляду, заміні та ремонту без порушення нормальної роботи сусідніх кіл;

4) була забезпечена можливість зручного транспортування устаткування.

Будівельні конструкції, що перебувають поблизу струмоведучих частин і доступні для дотику персоналу, не повинні нагріватися від впливу електричного струму до температури 50 °С і вище; недоступні для дотику - до 70 °С і вище.

Вимикач або його привід повинен мати добре видимий і надійно працюючий показник положення («включене», «відключене»). Застосування сигнальних ламп як єдиних показників положення вимикача не допускається.

Ошиновку ЗРП повинна виконуватися, як правило, з алюмінієвих, сталевих і сталевих проводів, смуг, труб і шин із профілів алюмінію і алюмінієвих сплавів електротехнічного призначення. А позначення фаз електроустаткування і ошиновку РП та підстанцій повинне виконуватися відповідно до вимог ПУЕ [1].

Розподільні пристрої 10 кВ повинні бути обладнані оперативним блокуванням, що виключає можливість:

- включення вимикачів, роз'єднувачів на заземлюючі ножі;
- включення заземлюючих ножів на ошиновку, не відділену роз'єднувачами від ошиновки, що перебуває під напругою;
- відключення і включення роз'єднувачами струму навантаження, якщо це не передбачене конструкцією апарата.

На заземлюючих ножах лінійних роз'єднувачів з боку лінії допускається встановлювати тільки механічне блокування із приводом роз'єднувача і пристосування для запирання заземлюючих ножів замками у відключеному положенні.

Для ЗРП із простими схемами електричних з'єднань рекомендується застосовувати механічне (ключове) оперативне блокування, а у всіх інших випадках - електромагнітне. Приводи роз'єднувачів, доступні для сторонніх осіб, повинні мати пристосування для запирання їх замками у відключеному і включеному положеннях.

ЗРП 10 кВ повинні бути обладнані стаціонарними заземлюючими ножами, що забезпечують відповідно до вимог безпеки заземлення апаратів і ошиновки, як правило, без застосування переносних заземлень.

Заземлюючі ножі повинні бути пофарбовані в чорний колір. Рукоятки приводів заземлюючих ножів повинні бути пофарбовані в червоний колір, а рукоятки інших приводів - у кольори устаткування.

У місцях, у яких стаціонарні заземлюючі ножі не можуть бути застосовані, на струмоведучих і заземлювальних шинах повинні бути підготовлені контактні поверхні для приєднання переносних заземлюючих провідників.

При наявності трансформаторів напруги заземлення збірних шин повинне здійснюватися, як правило ножами, що заземлюють, роз'єднувачів трансформаторів напруги.

Сітчасті та змішані огороження струмоведучих частин і електроустаткування повинні мати висоту над рівнем підлоги для ЗРП і трансформаторів, установлених усередині будинку - 1,9 м; сітки повинні мати отвори розміром не менше 10x10 мм і не більше 25x25 мм, а також пристосування для запирання їх на замок. Нижня крайка цих огорожень у ЗРП повинна розташовуватися на рівні підлоги.

Зовнішні огороження повинні виконуватися відповідно до вимог, приведених в ПУЕ [1].

Електропроводка кіл захисту, вимірювання, сигналізації та освітлення, прокладена по електротехнічних пристроях з масляним наповненням, повинна бути виконана проводами з оливо-стійкою ізоляцією.

ЗРП повинні бути обладнані електричним освітленням. Освітлювальна арматури повинна бути встановлена таким чином, щоб було забезпечено її безпечне обслуговування.

ЗРП повинні бути забезпечені телефонним зв'язком відповідно до прийнятої системи обслуговування.

Компонування і конструктивне виконання ЗРП повинні передбачати можливість застосування механізмів, у тому числі спеціальних, для виробництва монтажних і ремонтних робіт.

Металеві конструкції ЗРП, а також підземні частини металевих і залізобетонних конструкцій повинні бути захищені від корозії.

3.5. Компонування розподільних пристроїв 110 кВ

Закриті розподільні пристрої мають ряд переваг перед відкритими РП 110 кВ:

- підвищується надійність електропостачання промислових підприємств;
- скорочується займана внутрішньозаводська територія;
- зменшується довжина зовнішніх кабельних мереж при максимальному наближенні РП до центру навантажень;
- скорочується кількість силових і контрольних кабелів внутрішньопідстанційного розведення в результаті компактного розташування устаткування і зменшення площі;
- поліпшуються умови експлуатації та ремонту.

Будинку і приміщення закритого розподільного пристрою повинні виконуватися I або II ступеню вогнестійкості по протипожежних вимогах згідно СНиП. Усі ЗРП при наявності забрудненої зовнішньої атмосфери обладнаються системами вентиляції.

Протяжні коридори керування відділяються неспаленими перегородками на відсіки довжиною не більш 60 м.

Апарати, у яких нижня крайка порцеляну ізоляторів розташована над рівнем підлоги на висоті 2200 мм і більше, дозволяється не обгороджувати.

Відстані на світлі між голими струмоведучими частинами різних фаз, заземлених конструкцій і огорожень, а також між необгородженими

струмоведучими частинами різних кіл повинні бути не менше значень, приведених у табл. 3.2.

На трубах і шинах необхідно встановлювати компенсатори, а також вживати заходів проти їхньої вібрації.

Ширина коридору обслуговування повинна забезпечувати безпечно, зручне обслуговування установки і переміщення устаткування, відстань у світлі між огороженнями повинна становити не менше 1 м при однобічному і 1,2 м при двосторонньому розташуванні устаткування. У коридорі керування, де перебувають приводи вимикачів або роз'єднувачів, зазначені розміри повинні бути збільшені відповідно до 1,5 і 2 м. При довжині коридору до 7 м допускається зменшення ширини коридору при двосторонньому обслуговуванні до 1,8 м. Місцеве звуження коридору обслуговування конструкціями не більше ніж на 0,2 м.

Таблиця 3.2.

Найменша відстань у світлі від струмоведучих частин до різних елементів ЗРП 110 кВ

Найменування відстані	Позначення	Ізоляційна відстань, мм
Від струмоведучих частин до заземлених конструкцій і частин будинків	А _{Ф-З}	700
Між провідниками різних, фаз	А _{Ф-Ф}	800
Від струмоведучих частин до суцільних огорожень	Б	730
Від струмоведучих частин до сітчастих огорожень	В	800
Між необгородженими струмоведучими частинами різних ланцюгів	Г	2900
Від необгороджених струмоведучих частин до підлоги	Д	3400
Від необгороджених виводів зі ЗРП до землі при виході їх не на територію ВРП і при відсутності проїзду під виводами	Е	5500
Від контакту і ножа роз'єднувача у відкритому положенні до ошиновки, приєднаної до другого контакту	Ж	900

Число виходів із приміщення РП повинне виконуватися у відповідності з наступним:

при довжині РП 7-60 м - два виходи по його кінцях; допускається розташовувати виходи із приміщення РП на відстані до 7 м від його торців; при довжині розподільного пристрою більш 60 м крім виходів по кінцях його повинні бути передбачені додаткові виходи з таким розрахунками, щоб

відстань від будь-якої точки коридору обслуговування або керування до виходу із приміщення було не більш 30 м.

Кабельні приміщення і кожний їх відсік повинні, як правило, мати не менше двох виходів. Один вихід допускається влаштовувати в кабельних поверхах, півповерхах, у тому числі підвальних площею до 300 м² за умови, що відстань (довжина шляху) до виходу на сходову клітку або до сходів до люка не перевищить 25 м. Виходи з кабельних поверхів повинні розміщатися таким чином, щоб не було тупиків довжиною більш 25 м і довжина шляху від кожного найбільш віддаленого можливого місця знаходження обслуговуючого персоналу до найближчого виходу не перевищувала 75 м.

Висоту підвалу (до низу ребер плит перекриття) слід приймати кратній 0,6 м. Кабельні підвали слід приймати висотою не менше 3 м.

Висота (на світлі) проходів підвалу в місцях проходу обслуговуючого персоналу повинна бути не менше 1,8 м. Двері з РП повинні відкриватися в напрямку інших приміщень або назовні та мати самозамикальні замки, що відкриваються без ключа із внутрішньої сторони приміщення РП. Підлоги приміщень підстанцій по всій площі кожного поверху виконуються на одній відмітці. Конструкція підлог повинна виключати можливість утворення цементною пилю. Рівень підлоги в приміщеннях першого поверху повинен бути вище нульової відмітки не менше ніж на 0,2 м. Пристрій порогів у дверях між окремими приміщеннями та у коридорах не допускається.

Вікна у ЗРП повинні бути невідчиняючими. Вікно першого поверху захищають сітками з розміром сітки 25x25 мм. Приміщення РП підстанцій можуть бути без вікон. Пристрій світлових ліхтарів не допускається.

Прорізи в міжповерхових перекриттях, стінах, перегородках і т.п. повинні бути забиті неспаленими перегородками з межею вогнестійкості не менше 0,75 год. Інші отвори і прорізи в зовнішніх стінах повинні бути захищені сітками або ґратами із гніздами розміром 15x15 мм, при цьому сітки повинні перебувати на висоті не менше 0,5 м від землі. Отвори в місцях проходження кабелів повинні мати ущільнення з межею вогнестійкості 0,75 год. Перекриття кабельних каналів повинні бути виконані із залізобетону або інших матеріалів відповідної вогнестійкості та міцності на рівні із чистою підлогою приміщення. Маса окремої плити перекриття повинна бути не більш 50 кг.

3.6. Вимоги до розмірів розподільних пристроїв 10 кВ

При установці КРУ в окремих приміщеннях ширина проходу по фасаді повинна визначатися, виходячи з наступних умов: для дворядного виконання - довжина візка КРУ плюс не менше 0,8 м.

Звуження проходу напроти теліжок, що викачуються, не допускається. При наявності проходу із задньої сторони КРУ (двостороннє обслуговування для їхнього огляду) ширина його повинна бути не менше 0,8 м; допускаються окремі місцеві звуження не більше ніж на 0,2 м.

Висота приміщення повинна бути не менше висоти КРУ, вважаючи від виступаючих частин шаф, плюс 0,8 м до стелі та 0,3 м до балок. Ця вимога не поширюється на короби шинних перемичок, що зв'язують шафи КРУ, і на ввідні живильні закриті струмопроводи.

Відстані на світлі між голими струмоведучими частинами різних фаз, заземлених конструкцій і огорожень, а також між необгородженими струмоведучими частинами різних кіл повинні бути не менше значень, приведених у табл. 3.3.

Таблиця 3.3.

Найменша відстань на світлі від струмоведучих частин до різних елементів ЗРП 10 кВ

Найменування відстані	Позначення	Ізоляційна відстань, мм
Від струмоведучих частин до заземлених конструкцій і частин будинків	А _{Ф-З}	120
Між провідниками різних фаз	А _{Ф-Ф}	130
Від струмоведучих частин до суцільних огорожень	Б	150
Від струмоведучих частин до сітчастих огорожень	В	220
Між необгородженими струмоведучими частинами різних кіл	Г	2000
Від необгороджених струмоведучих частин до підлоги	Д	2500
Від необгороджених виводів із ЗРП до землі при виході їх не на територію ВРП і при відсутності проїзду під виводами	Е	4500
Від контакту й ножа роз'єднувача у відключеному положенні до ошиновки, приєднаної до другого контакту	Ж	150

3.7. Загальні відомості по КРУ серії К-63

Комплектні розподільні пристрої (КРУ) призначені для приймання і розподілу електроенергії трифазного змінного струму промислової частоти. КРУ складаються з набору типових шаф у металевій оболонці, що й поставляються блоками в повністю змонтованому виді з усією апаратурою та усіма з'єднаннями головних і допоміжних кіл.

Взаємозамінність блоків КРУ значно зменшує терміни і вартість монтажних і пусконаладжувальних робіт. У КРУ вимикачі, вимірювальні трансформатори напруги й розрядники встановлюються на викотних візках шаф.

У дипломному проекті будемо застосовувати КРУ серії К-63.

Основні параметри КРУ серії К-63 наводимо в табл. 3.4.

Таблиця 3.4.

Технічні параметри КРУ серії К-63

Найменування параметра	Значення параметра
Номинальна напруга, кВ	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номинальний струм головних кіл комірок КРУ, А	630; 1000; 1600
Номинальний струм збірних шин, А	1000; 1600; 2000; 3150
Номинальний струм відключення вимикача, вбудованого в КРУ, кА	12,5; 16; 20; 31,5
Струм термічної стійкості при часі протікання 3 з, кА	20; 31,5
Номинальний струм електродинамічної стійкості головних кіл шаф КРУ, кА	51; 81

У КРУ серії К-63 застосовуються:

- вакуумні вимикачі типів ВВЭ-10, ВВП-10, ВБЭК-10, ВВ/TEL-10, ВБЧЭ-10, ВБПВ-10;
- елегазові вимикачі типів LF-1, LF-2;
- маломасляні вимикачі типів ВК-10, ВКЭ-10.

3.8. Блискавкозахист і заземлення ГПП

Будинки ЗРП слід захищати від прямих ударів блискавки в районах із числом грозових годин у році більш 20 [1].

Захист будинків ЗРП, що мають металеві покриття покрівлі або залізобетонні несучі конструкції покрівлі, слід виконувати заземленням цих покриттів (конструкції). Для захисту будинків ЗРП, дах яких не має металевих або залізобетонних покриттів або несучих конструкцій або не може бути заземлена, слід установлювати стрижневі блискавковідводи або блискавкоприймаючі сітки безпосередньо на даху будинків.

Для захисту об'єкта від вторинних проявів блискавки, електромагнітної і електростатичної індукції й замету високих потенціалів у будинок передбачаємо наступні заходи:

- для захисту від потенціалів, що виникають у результаті електростатичної індукції, надійно заземлюємо всі провідні елементи об'єкта, а також устаткування й комунікації усередині об'єкта;
- для захисту від іскріння, викликуваного електромагнітною індукцією, усі паралельно розташовані металеві комунікації з'єднуємо металевими перемичками;
- для захисту об'єкта від замету високих потенціалів приєднуємо всі металеві комунікації й оболонки кабелів (у місці введення їх в об'єкт) до заземлювача захисту від вторинних впливів блискавки. Заземлюючі пристрої блискавковідводів повинні бути вилучені на нормовану відстань від заземлюючого контуру, захисту від вторинних впливів і підземних комунікацій об'єкта.

3.9. Розрахунок заземлюючих пристроїв

Параметри геоелектричного розрізу землі для розрахунків рівня електробезпеки у виробничих цехах приведено в табл. 7.1.

Таблиця 7.1.

Параметри геоелектричного розрізу землі для ГПП

Номер шару	Потужність, м	Питомий опір, Ом·м
1	2,0	100,0
2	20,0	1000,0
3	40,0	600,0
4	80,0	400,0
5	∞	200,0

У якості розрахункової моделі реального геоелектричного розрізу землі приймається однорідна еквівалентна структура. Величина питомого опору однорідної структури залежить від геометрії ЗП, його характерних розмірів і параметрів геоелектричного розрізу землі.

Еквівалентний питомий опір землі для поверхневих сіткових, пластинчастих і одиночних горизонтальних електродів знаходять по виразу:

$$\rho_{\text{Э(П)}} = \rho_2 \cdot K_1 \cdot K_2, \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (7.1)$$

де ρ_2 — питомий опір другого шару землі;

K_1 і K_2 — коефіцієнти, що залежать від параметрів геоелектричного розрізу землі та характерного розміру ЗП;

$$K_1 = \frac{1}{1 + \frac{h_1 \cdot \rho_2}{a_E \cdot \rho_1}}; \quad (7.2)$$

$$K_2 = \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{a_E \cdot K_{12}}{h_0 \cdot K_{23}^{\odot}}}}, \quad (7.3)$$

де $a_E = \sqrt{A \cdot e}$ — сторона еквівалентного квадрата виробничого цеху, вписаного в генплан промпідприємства;

$$K_{12} = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}; \quad (7.4)$$

$$K_{23}' = \frac{\rho_{3(E)} - \rho_2}{\rho_{3(E)} + \rho_2}; \quad (8.5)$$

Тут $\rho_{3(E)}$ — еквівалентний питомий опір шарів землі, що простягнуться нижче другого шару (ρ_2), визначається по виразу:

$$\rho_{3(E)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=3}^k \rho_i h_i}{\sum_{i=3}^k \frac{h_i}{\rho_i}}}; \quad (7.6)$$

де $h_K = 2a_E - \sum_{i=1}^{K-1} h_i$ — потужність останнього шару, що брав участь у розтіканні струму з поверхневого природнього заземлення майданчиків виробничих цехів;

$K - 1$ — шар, що завершує суму шарів, що брав участь в ефективній глибині розтікання струму повною потужністю;

$h_0 = h_1 + h_2$ — потужність базових шарів тришарової структури.

Розглянемо опори розтікання струму замикання на землю (тобто залізобетонних фундаментів споруд) наступних основних цехів ТОФ: дробильного, здрібнювально-флотаційного, відділення згущення і ГПШ. Результати розрахунків опорів природніх заземлювачів приведено в табл. 7.2.

Результати розрахунків природніх заземлень виробничих цехів

Найменування цеху	$a_E, \text{ м}$	$h_K, \text{ м}$	$\rho_{E(\Pi)}, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$R_n, \text{ Ом}$
Дробильний	180,0	218,0	252,0	0,658
здрібнювально-флотаційний	304,4	446,8	212,39	0,327
Відділення згущення	139,283	136,566	268,318	0,905
ГПП	54,48	46,96	279,97	2,415

Визначимо параметри, необхідні для розрахунків опору природніх заземлювачів виробничих цехів, вписаних у ситуаційний план промпідприємства.

Питомий опір еквівалентного шару:

$$\rho_{3(n)} = \rho_2 \cdot K_1 \cdot K_2 = 1000 \cdot 0,967 \cdot 0,168 = 162,456 \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

де $\rho_2 = 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ — питомий опір другого шару землі;

$$K_1 = \frac{1}{1 + \frac{2}{527,7} \cdot \frac{1000}{100}} = 0,967;$$

$$K_2 = \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{587,7}{22} \cdot \frac{0,818}{(-0,64)}}} = 0,168,$$

де $a_E = \sqrt{A \cdot B} = \sqrt{540 \cdot 640} = 587,7 \text{ м}$ — сторона еквівалентного квадрату генплану підприємства;

$$K_{12} = \frac{1000 - 100}{1000 + 100} = 0,818;$$

$$K_{23} = \frac{219,864 - 1000}{219,864 + 1000} = -0,64;$$

Тут $\rho_{3(E)}$ — еквівалентний питомий опір шарів землі, що простягнуться нижче другого шару (ρ_2), визначається по виразу:

$$\rho_{3(E)} = \sqrt{\frac{600 \cdot 40 + 400 \cdot 80 + 200 \cdot 1033,74}{\frac{40}{600} + \frac{80}{400} + \frac{1033,74}{200}}} = 219,864 \text{ Ом};$$

$$h_K = 2a_E - \sum_{i=1}^{k-1} h_i = 2 \cdot 587,87 - (2 + 20 + 40 + 80) = 1033,74 \text{ Ом} \quad \text{—} \quad \text{потужність}$$

останнього шару, що брав участь у розтіканні струму з поверхневого природнього заземлення майданчиків;

$K-1=4$ — шар, що завершує суму шарів, що брав участь в ефективній глибині розтікання струму повною потужністю;

$h_0 = h_1 + h_2 = 2 + 20 = 22 \text{ м}$ — потужність базових шарів тришарової структури.

Заземлюючий контур підстанції (ГПП) завжди має металевий зв'язок із природнім заземленням підприємства. Це дає підставу ЗП підстанції та природнє заземлення промпідприємства розглядати, як єдину заземлюючу систему.

Визначимо коефіцієнт заповнення ситуаційного плану промпідприємства будинками і спорудами:

$$\lambda = \frac{\sum_{k=1}^n S_K}{S_n} = \frac{32400 + 19400 + 92665 + 3240}{345600} = 0,42.$$

Сумарна площа на території генплану, зайнята виробничими будинками і спорудами:

— дробильний цех (ДЦ) 32400 м²;

— здрібнювально-флотаційний цех (ЗФЦ) 92665 м²;

— цех згущення 19400 м²;

— ГПП 3420 м²;

$S_n = A \cdot B = 540 \cdot 640 = 345600 \text{ м}^2$ — площа генплану підприємства.

Так як $\lambda > 0,4$, то результуючий опір розтіканню фундаментів виробничих будинків і споруд наближається до опору еквівалентної пластини, вписаної в генплан підприємства. Опір такої еквівалентної пластини рівно:

$$R_n = 0,47 \cdot \alpha \cdot \frac{\rho_E}{a_E} = 0,47 \cdot 1,25 \cdot \frac{162,456}{587,87} = 0,162 \text{ Ом},$$

де $\alpha = 1,25$ — контурний коефіцієнт, дорівнює відношенню опору розтіканню всіх фундаментів підприємства до опору еквівалентної пластини (визначається за графіком 4.2 [17]);

$\rho_E = 162,456 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ — питомий опір еквівалентної однорідної структури землі для поверхневого ЗП в районі діючого підприємства.

Відповідно до вимог [3] величина опору заземлювача повинна бути не більше 0,5 Ом у мережах з ефективно заземленою нейтралю.

Зробимо оцінку рівня електробезпеки в потенційно небезпечних точках на території підприємства.

Напруга на заземлюючій мережі промпідприємства рівна:

$$U_0 = I^{(0)} \cdot R_n, \quad (7.7)$$

$$U_0 = 15,54 \cdot 0,162 = 2,517 \text{ кВ},$$

де $I^{(0)} = 15,54 \text{ кА}$ — струм замикання на землю в мережі 110 кВ (точка К1).

Згідно з вимогами ПУЕ величина U_0 не повинна приймати значень вище 10 кВ.

Напруга дотику на території ГПП:

$$U_{\text{ДП}} = \alpha_{\text{ДП}} \cdot R_n \cdot I^{(0)}, \quad (7.8)$$

$$U_{\text{ДП}} = 0,09 \cdot 0,162 \cdot 15,54 = 0,227 \text{ кВ},$$

де $\alpha_{\text{ДП}} = 0,09$ — коефіцієнт дотику для сіткового контуру відповідно до вимог [3].

Таким чином, розрахункова напруга дотику виявилася рівною 188 В, тобто нижче допустимої, рівної 273 В, при часі спрацьовування резервного захисту 0,7 секунд при $\rho_1 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [17]. Електробезпека у межах підстанції забезпечується за рахунок поверхневого сіткового заземлювача, залізобетонних фундаментів устаткування і фундаментів ЗРП, з'єднаних металевим зв'язком, тому необхідності в спорудженні штучних заземлювачів немає.

Оскільки $U_0 < 5 \text{ кВ}$, то в оцінці величини потенціалу, що виносяться наземними металевими комунікаціями за територію розглянутого промпідприємства також немає необхідності.

3.10. Обґрунтування засобів захисту електроустаткування від перенапруг

Перенапругами називають такі підвищення напруги, які являють собою небезпеку для ізоляції електричних установок.

Розрізняють два види перенапруг в електричних установках: внутрішні та атмосферні. Внутрішні перенапруги виникають у результаті комутацій, як нормальних (включення і відключення ненавантажених ліній, відключення ненавантажених трансформаторів і реакторів), так і післяаварійних (дугові замикання на землю в системах з ізольованою нейтраллю, відключення КЗ, АПВ). Ці перенапруги впливають на ізоляцію порівняно короткочасно, але значення їх може перевищувати в кілька раз номінальну напругу.

Атмосферні перенапруги виникають у результаті розрядів блискавки в електроустановку або поблизу її. Хвилі перенапруги, що виникають у струмоведучих частинах при ударах блискавки, поширюються зі швидкостями, порівнянними зі швидкістю світла, проникаючи в обмотки трансформаторів, машин, впливаючи на ізоляцію ліній і апаратів. Час впливу атмосферних перенапруг становить від одиниць до сотень мільйонів часток секунди. Значення цих перенапруг при відсутності спеціальних заходів захисту може досягати мільйонів вольтів.

Для захисту електроустановок від внутрішніх перенапруг можна використовувати засоби і способи захисту від перенапруг перехідного режиму.

До засобів і способів захисту від перенапруг перехідного режиму відносяться обмежувачі перенапруги типу ОПН-Н/TEL, ОПН-РС/TEL, ОПН-КР/TEL, ОПН-КС/TEL, ОПН-Т/TEL, вимикачі, що запобігають виникнення значних перенапруг, і пристрої, що управляють моментом комутації.

В установках з номінальною напругою 110 кВ повинні бути обмежені перенапруги при відключенні ненавантажених трансформаторів і ліній при АПВ, тому що інші види перенапруг не представляють небезпеку для ізоляції.

Перенапруги при відключенні ненавантажених трансформаторів мають більшу амплітуду, але невелику тривалість. Захист від цих перенапруг здійснюють обмежувачі перенапруги ОПН-У/TEL, пропускна здатність яких достатня для того, щоб розсіяти енергію, що виділяється при перенапругах цього виду.

Атмосферні перенапруги в елементах системи електропостачання виникають як при прямому ударі блискавки, так і при розрядах блискавки в околиці провідників (індукційні перенапруги). Захист від прямих ударів блискавки здійснюється блискавковідводами. Однак застосування

блискавковідводів повністю не виключає ураження установок блискавкою. Хвилі перенапруг, що виникають на лініях при ударах блискавки, доходять до підстанцій (хвилі, що набігають) і можуть становити небезпеку для ізоляції встановленого там устаткування. Перекриття ізоляції на підстанції в більшості випадків означає дугове КЗ поблизу збірних шин, яке може привести до системних аварій.

Основним апаратом захисту від хвиль, що набігають, є обмежувачі перенапруги, у якого розрядна напруга іскрового проміжку не менше ніж на 10 % нижче гарантованій міцності ізоляції, що захищається, при повному імпульсі. У всіх випадках на шини включають обмежувачі перенапруги по комплекту на кожен систему або секцію шин.

Розподільні пристрої напругою 10 кВ мають відмінності в захисті від атмосферних перенапруг у порівнянні з РП більш високої напруги. Для зменшення струмів однофазного КЗ нейтралі деяких трансформаторів 110 кВ можуть бути тимчасово або постійно розземлені. При впливі хвиль атмосферних перенапруг на лінійні вводи трансформаторів на нейтралі можуть розвинути коливання, що приводять до значного підвищення напруг над рівнем ізоляції нейтралі. Для обмеження цих перенапруг в нейтраль трансформатора включають обмежувач перенапруги з номінальною напругою на клас нижче, чим клас ізоляції трансформатора.

4. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

4.1. Загальні відомості про короткі замикання

Коротким замиканням (КЗ) називається замикання, при якому струми в вітках електроустановки, що примикають до місця його виникнення, різко зростають, перевищуючи найбільший допустимий струм тривалого режиму.

Замиканням (З) називається всяке випадкове або навмисне, не передбачене нормальним режимом роботи, електричне з'єднання різних точок електроустановки між собою або землею.

Електричне з'єднання фаз на землю в глухозаземлених мережах напругою 0,38 - 0,66 кВ, а також 110 кВ і вище звичайно називається КЗ на землю.

Електричне з'єднання однієї фази із землею в мережах з ізольованою нейтраллю напругою 6-10-35 кВ називається замиканням із землею.

У місці КЗ звичайно виникає електрична дуга. У ряді випадків перехідним опором дуги можна зневажити, тоді КЗ називається металевим або глухим.

При КЗ у СЕП опір електричного кола зменшується, що приводить до збільшення струмів у порівнянні зі струмами нормального режиму. У випадку трифазного КЗ напруга в точці ушкодження дорівнює нулю. Струм короткого замикання (СКЗ), що відключається пристроями релейного захисту, існує в СЕП протягом 0,5 - 5 с.

Найчастіше КЗ виникають при:

1) порушенні ізоляції струмоведучих частин, що відбувається в результаті старіння або зношування ізоляції, перенапруг, поганого догляду за устаткуванням, механічних ушкоджень;

2) створенні навмисних КЗ на підстанціях зі спрощеними схемами за допомогою короткозамикачів;

3) неправильних дій обслуговуючого персоналу. Як правило, до 50 - 70 % усіх КЗ виникає з вини обслуговуючого персоналу.

Найбільша частота виникнення КЗ припадає на ЛЕП - 47 %, на електричну частину електростанцій - 19 %, кола власних потреб електростанцій - 26 %, інші елементи системи - близько 8 %.

4.2. Види коротких замикань

Залежно від режиму нейтралі мереж СЕП можуть виникати різні види КЗ. Розглянемо визначення основних видів КЗ.

КЗ на землю в електроустановці - коротке замикання, обумовлене з'єднанням із землею якого-небудь її елемента.

КЗ із землею - коротке замикання в електроустановці, що супроводжується контактуванням точки КЗ із землею.

Трифазне КЗ - коротке замикання між трьома фазами в трифазній СЕП.

Трифазне КЗ на землю - коротке замикання на землю в трифазній СЕП із глухо або ефективно заземленими нейтралями силових елементів, при якому із землею з'єднуються три фази.

Трифазне КЗ із землею - трифазне коротке замикання в трифазній СЕП із незаземленими або резонансно-заземленими нейтралями силових елементів, що супроводжується контактуванням точки КЗ із землею.

Двофазне КЗ - коротке замикання між двома фазами в трифазній СЕП.

Двофазне КЗ на землю - коротке замикання в трифазній СЕП із глухо або ефективно заземленими нейтралями силових елементів, при якому із землею з'єднуються дві фази.

Двофазне КЗ із землею - двофазне коротке замикання в трифазній СЕП із незаземленими або резонансно-заземленими нейтралями силових елементів, що супроводжується контактуванням точки КЗ із землею.

Подвійне КЗ на землю - сукупність двох однофазних коротких замикань на землю в різних, але електрично зв'язаних частинах електроустановки.

Однофазне КЗ - коротке замикання на землю в трифазній СЕП із глухо або ефективно заземленими нейтралями силових елементів, при якому із землею з'єднується тільки одна фаза.

4.3. Наслідки коротких замикань

КЗ супроводжуються збільшенням струму в ушкоджених фазах, що викликає різні наслідки:

1) погіршення показників якості електроенергії - зниження напруги на затискачах електроприймачів, зменшення частоти, несиметрія фазних напруг мережі, зміна синусоїдальності форми кривої напруги і струму, провали живлячої напруги;

2) термічна дія - неприпустиме нагрівання провідників і електроустаткування струмами, що перевищують номінальне значення в 10 - 15 раз, прискорює їхнє старіння, руйнує ізоляцію, викликає зварювання і вигорання контактів, втрату механічної міцності;

3) електродинамічний вплив - сила, що діє на струмоведучі частини $F \equiv i^2$, приводить до руйнування ізоляції, механічним ушкодженням і деформаціям;

4) вплив на лінії зв'язку, пристрою релейного захисту, автоматики і телемеханіки - наведення ЕРС у сусідніх лініях викликає неправильні спрацьовування апаратури і приводить до відключення нормально працюючих електроустановок;

5) погіршення електробезпеки - поява небезпечного потенціалу на електропровідних частинах електроустановок;

6) поява можливості пожежо- і вибухонебезпеки, перегрівання струмоведучих частин і електрична дуга можуть привести до запалення горючих ізоляційних матеріалів і вибухонебезпечних сумішей;

7) порушення стійкості роботи елементів СЕП у результаті різкого зниження напруги - перекидання двигунів, механічний момент на валах яких залежить від квадрату величини напруги.

Найнебезпечніші наслідки проявляються звичайно в елементах СЕП, що прилягають до місця КЗ. КЗ на віддалених ділянках СЕП або за силовими трансформаторами сприймається генераторами як деяке підвищення навантаження, а сильне зниження напруги відбувається тільки поблизу місця КЗ. У точці трифазного КЗ напруга дорівнює нулю.

4.4. Порядок розрахунку струмів короткого замикання

Розрахунки СКЗ при трифазному КЗ виконується в наступному порядку:

- 1) для розглянутої СЕП скласти розрахункову схему;
- 2) за розрахунковою схемою скласти схему заміщення;
- 3) шляхом послідовного перетворення спростити схему заміщення;
- 4) за законом Ома визначити початкове (надперехідне) значення періодичної складової СКЗ;
- 5) визначити аперіодичні складові СКЗ для кожної вітки схеми або знайти еквівалентне значення;
- 6) розрахувати ударний СКЗ і його діюче значення.

4.5. Складання схем заміщення

Схема заміщення за вихідним даними відповідає розрахунковій схемі. У ній всі трансформаторні зв'язки замінені електричними, а кожний елемент розрахункової схеми замінений відповідним опором. На розрахунковій схемі намічаються точки КЗ. Потім для кожної точки складається окрема схема заміщення.

При спрощенні схеми заміщення слід дотримуватися певної послідовності операцій.

Перетворення схеми заміщення виконується в напрямку від джерела живлення до місця КЗ.

Кожному опору схеми заміщення привласнюється певний номер або індекс, які зберігаються до кінця розрахунків.

Перетворення схеми заміщення до найбільш простого виду зводиться до того, щоб кожне джерело живлення було пов'язане з місцем КЗ через один результуючий опір.

Вважається, що струм підживлення від електродвигунів виникає при безпосередньому трифазному КЗ на їхніх затискачах (напруга $U_K^{(3)} = 0$).

Допускається не враховувати електродвигуни, якщо вони відділені від місця КЗ однієї або декількома ступенями трансформації.

Отримана шляхом остаточного перетворення схема заміщення містить кілька генеруючих галузей, наприклад, що живляться від: системи, ТЕЦ, асинхронних і асинхронних двигунів, комплексного навантаження.

4.6. Методи перетворення схем заміщення

Для практичних розрахунків найбільше часто використовуються наступні методи перетворення схем заміщення:

- 1) заміна декількох опорів, з'єднаних послідовно або паралельно, одним еквівалентним;
- 2) перетворення опорів в еквівалентні трикутник або зірку;
- 3) перетворення багатопроменевої зірки в багатокутник з діагоналями;
- 4) заміна декількох джерел живлення еквівалентним;
- 5) з'єднання точок однакового потенціалу;
- 6) використання методу коефіцієнтів струморозподілу.

У практиці перетворення складних схем заміщення часто зустрічається симетрія схеми щодо місця КЗ або якої-небудь ділянки схеми щодо деякої точки.

Використання таких вихідних даних дозволяє застосувати простий, але ефективний метод перетворення.

Метод перетворення полягає в об'єднанні точок одного потенціалу. Подальше перетворення отриманої схеми значно спрощується.

4.7. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунки СКЗ здійснюємо відповідно до порядку обчислення викладеним у п. 4.4.

Розрахунки струмів КЗ використовується для вибору і перевірки електроустаткування за умовами КЗ, вибору установок і можливої дії релейного захисту та автоматики, визначення впливу струмів нульової послідовності повітряних ліній (ПЛ) на лінії зв'язку, для вибору заземлюючих пристроїв.

Розрахунки періодичної складової струму КЗ проводиться без обліку активного опору елементів схеми, якщо активний опір не перевищує 30%

індуктивного опору до точки КЗ. При розрахунках струмів КЗ допускається не враховувати:

1. Зсув по фазі ЕРС і зміна частоти обертання роторів синхронних генераторів у системі;
2. Струм намагнічування трансформаторів;
3. Насичення магнітних систем електричних машин;
4. Поперечну ємність ПЛ-110 кВ.

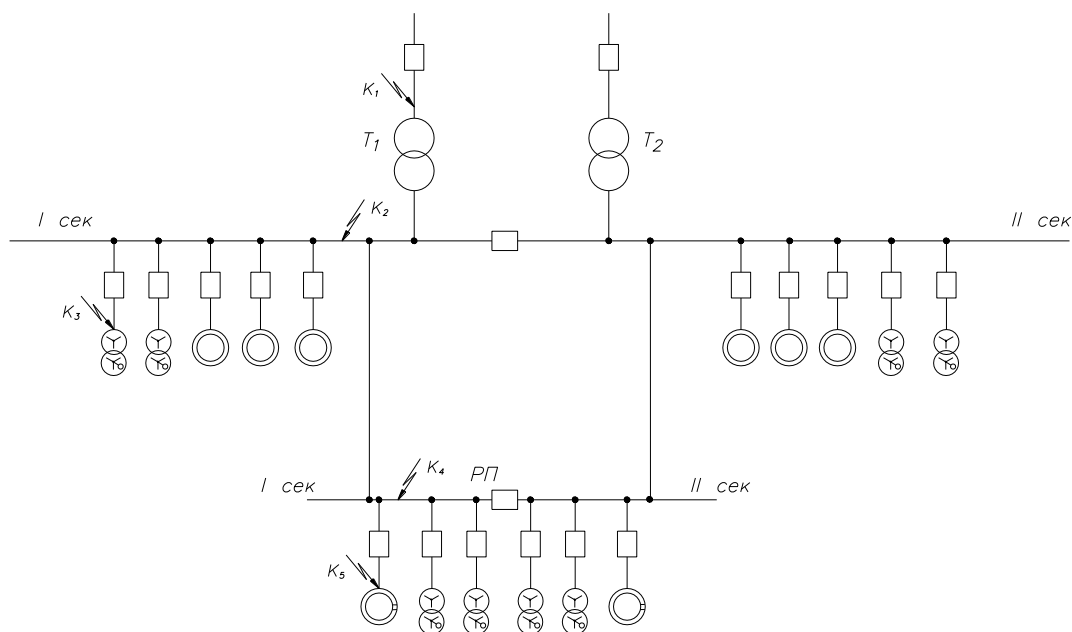
Розрахунки струму КЗ проводиться в умовах аварійного режиму на підстанції (один трансформатор відключений), у цьому випадку секційний вимикач включений.

Розрахунки струмів короткого замикання робимо у відносних одиницях для точок:

- К1** – перед трансформатором ГПП,
- К2** – на шинах секції ГПП,
- К3** – на шинах трансформатора ЦТП;
- К4** – на шинах РП,
- К5** – перед СД.

4.8. Розрахунок параметрів схеми заміщення

Схема для розрахунків СКЗ представлена на мал. 4.1:



Мал. 4.1. Схема для розрахунків СКЗ

Здійснимо розрахунок параметрів схеми заміщення.

Приймаємо в якості базисних величин [3]:

Базисна потужність: $S_{\sigma} = 1000$ МВА.

Базисна напруга: $U_{\sigma 1} = 115$ кВ; $U_{\sigma 2} = 10,5$ кВ.

Потужність КЗ: $S_{КЗ.МАХ} = 3686,1$ МВА; $S_{КЗ.МІН} = 1042,5$ МВА.

Базисний струм:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (4.1)$$

$$I_{\sigma 1} = 5,02 \text{ кА}; \quad I_{\sigma 2} = 54,99 \text{ кА}.$$

Опір системи:

$$X_C^* = \frac{S_{\sigma}}{S_{КЗ}}, \quad (4.2)$$

$$X_{c \max}^* = 0,271; \quad X_{c \min}^* = 0,959.$$

Опір ЛЕП знайдемо за формулою:

$$X_{Л}^* = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2}, \quad (4.3)$$

де $X_0 = 0,42$ Ом/км – питомий опір лінії;

$l = 1,8$ – довжина ЛЕП,

$$X_{ВЛ}^* = 0,42 \cdot 1,8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,057.$$

Опір трансформатора ГПП:

- із високої сторони:

$$X_{Т,ВН} = \left(\frac{U_{К,В-Н}}{100} - 0,5 \frac{U_{К,Н1-Н2}}{100} \right) \cdot \frac{S_B}{S_T}. \quad (4.4)$$

$$X_{Т,ВН} = \left(\frac{10,5}{100} - 0,5 \frac{30}{100} \right) \cdot \frac{1000}{16} = 1,8$$

- із низької сторони:

$$X_{Т,НН1} = X_{Т,НН2} = \frac{2 \cdot U_{К,В-Н}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T}. \quad (4.5)$$

$$X_{Т,НН1} = X_{Т,НН2} = \frac{2 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 8,4$$

Опір кабельних ліній:

$$X_{КЛ}^* = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2}, \quad (4.6)$$

де $X_0 = 0,08$ Ом/км – питомий опір лінії;

l – довжина кабельної лінії, км

$$X_{KL (PI)}^* = 0,08 \cdot 0,05 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,036 ;$$

$$X_{KL (CD)}^* = 0,08 \cdot 0,055 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,0399 ;$$

$$X_{KL (AD)}^* = 0,08 \cdot 0,035 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,026 ;$$

$$X_{KL (III)}^* = 0,08 \cdot 0,15 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,109 .$$

Опір двигунів:

$K_{II} = 5$ – кратність пускового струму АД;

$X_d = 16\%$ – позовжній опір СД .

ГПП

$$X_{AD}^* = \frac{1}{K_{II}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = \frac{1000}{5 \cdot 1,585} = 126,2;$$

$$S_H = \frac{P}{\eta \cdot \cos \varphi_{AD}} = \frac{2 \times 500 + 250}{0,95 \cdot 0,83} = 1,585 \text{ МВА}.$$

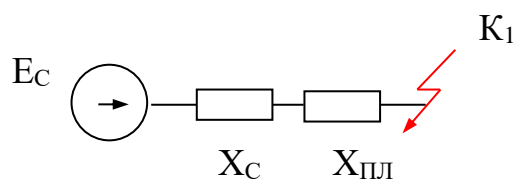
РП

$$X_{CD*(2500)} = \frac{X_d''}{100} \cdot \frac{S_B \cos \varphi}{P_H} = \frac{16}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 0,9}{4} = 36;$$

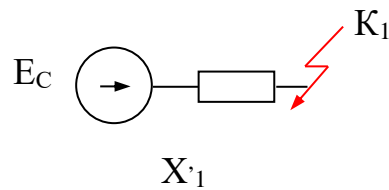
Для розрахунків СКЗ приймемо $\epsilon_{C*} = 1$; $\epsilon_{AD*} = 0,9$; $\epsilon_{CD*} = 1,1$.

4.8.1. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К1

Еквівалентна схема заміщення для розрахунків КЗ у К1 представлена на мал. 4.3:



Мал. 4.2. Схема заміщення для точки К1



Мал. 4.3. Спрощена схема заміщення для точки К1

Початкове значення періодичної складової струму короткого замикання:

$$I_{K1}'' = \frac{E_C'' \cdot I_{\delta 1}}{X_{PE3}^*}, \quad (4.7)$$

де $E_C'' = 1,0$ – початкове значення ЕРС генеруючої вітки;

X_{PE3}^* – результуючий індуктивний опір генеруючої вітки,

$$X_{PE3}^* = X_C^* + X_{BL}^*. \quad (4.8)$$

В max режимі:

$$X_{PE3\max}^* = 0,271 + 0,057 = 0,328.$$

В min режимі:

$$X_{PE3\min}^* = 0,959 + 0,057 = 1,016.$$

Згідно з формулою (5.9.1):

$$I_{K1\max}'' = \frac{1,0 \cdot 5,02}{0,328} = 15,3 \text{ кА},$$

$$I_{K1\min}'' = \frac{1,0 \cdot 5,02}{1,016} = 4,94 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ у точці К1:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1}'', \quad (4.9)$$

де K_y – ударний коефіцієнт, приймається рівним 1,8 [7],

$$i_{y\max} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 15,3 = 38,95 \text{ кА},$$

$$i_{y\min} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,94 = 12,58 \text{ кА}.$$

Початкове діюче значення струму КЗ у точці К1:

$$I_Y = I_{K1}'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_Y - 1)^2}, \quad (4.10)$$

$$I_{Y_{\max}} = 15,3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 23,1 \text{ кА},$$

$$I_{Y_{\min}} = 4,94 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7,46 \text{ кА}.$$

Двофазний струм КЗ у точці К1:

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}'', \quad (4.11)$$

$$I_{\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15,3 = 13,25 \text{ кА},$$

$$I_{\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,94 = 4,28 \text{ кА}.$$

Потужність КЗ у точці К1:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot I_{K1}'', \quad (4.12)$$

$$S_{K3_{\max 1}} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 15,3 = 3047,5 \text{ МВА}$$

$$S_{K3_{\min 1}} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 4,94 = 983,98 \text{ МВА}$$

Визначимо струм КЗ у довільний момент часу.

Синхронні та асинхронні двигуни є місцевими джерелами живлення і враховуються при безпосередньому зв'язку із точкою КЗ. Тому що точка КЗ К1 відділена вже однією ступеню трансформації від двигунів, то їх підживлення в схемі заміщення не враховується.

Так як потужність короткого замикання системи перевищує 500 МВА, то приймаємо струм, що встановився, КЗ рівним трифазному СКЗ, тобто $I_{\infty} = I_{K1}''$ [7].

Менш потужні джерела енергії будуть шунтуватися практично нульовим опором системи. При $t = 0,2 \text{ с}$ й $t = \infty$ (при $t > 0,5 \text{ с}$.) $I_{0,2} = I_{K1}''$.

$$I_{\infty} = I_{0,2} = I'' . \quad (4.13)$$

- в max режимі:

$$I_{\infty, \max} = I_{0,2, \max} = I_{K1, \max}'' = 15,88 \text{ кА}$$

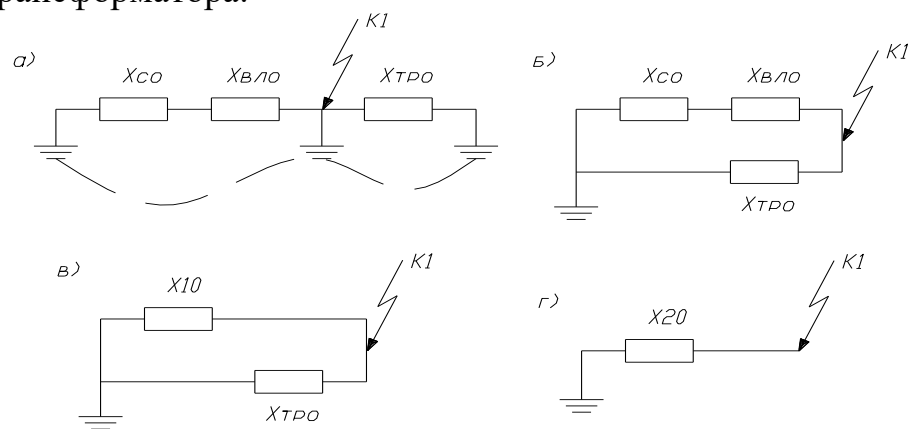
- в min режимі:

$$I_{\infty, \min} = I_{0,2, \min} = I''_{K1, \min} = 4,97 \text{ кА}$$

Визначимо однофазний струм КЗ.

Струм однофазного КЗ визначається в мережах із глухозаземленою нейтралю, тобто в мережах напругою 0,38 – 0,66 кВ, 110 кВ і вище. Значить однофазний СКЗ у даній розрахунковій роботі визначається для точки К1, а для точки К2, К3, К4, К5 однофазний СКЗ визначається не буде, тому що ці точки перебувають у мережі з ізольованою нейтралю.

Складемо схему заміщення і визначимо шлях циркуляції струмів нульової послідовності (мал. 4.4). Так як обмотка ВН трансформатора 110/10 кВ з'єднана в зірку із заземленою нейтралю, то утворюється два контури підживлення точки КЗ струмами нульової послідовності: від системи та від обмотки ВН трансформатора.



Мал. 4.4. Перетворення схеми заміщення для розрахунків струму нульової послідовності для точки К1

Опір нульової послідовності визначаємо як:

Для ПЛ (дві ланцюгові лінії зі сталевими тросами):

$$X_{ВЛ,0} = 4,7 \cdot X_{ВЛ}. \quad (4.14)$$

$$X_{ВЛ,0} = 4,7 \cdot 0,057 = 0,268$$

Для трансформатора:

$$X_{ТРО} = 1,8.$$

Для системи:

$$X_{C0\max} = X_{C\max} = 0,271,$$

$$X_{C0\min} = X_{C\min} = 0,959.$$

Тоді:

$$X_{10\max} = X_{C0\max} + X_{ВЛ0} = 0,271 + 0,268 = 0,539,$$

$$X_{10\min} = X_{C0\min} + X_{ВЛ0} = 0,959 + 0,268 = 1,227.$$

Для нульової послідовності:

$$X_{20\max} = X_{10\max} \parallel X_{TPO} = \frac{0,539 \cdot 1,8}{0,539 + 1,8} = 0,415, \quad (4.15)$$

$$X_{20\min} = X_{10\min} \parallel X_{TPO} = \frac{1,227 \cdot 1,8}{1,227 + 1,8} = 0,729.$$

Опори зворотної послідовності для елементів СЕП (системи, ПЛ, трансформаторів) ухвалюють рівними опорам прямої послідовності, тоді:

Для прямій і зворотної послідовності:

$$X_{\max 1} = X_{\max 2} = (X_{C\max} + X_{BJ}) \parallel X_{TBH} = \frac{(0,271 + 0,057) \cdot 1,8}{(0,271 + 0,057) + 1,8} = 0,277, \quad (4.16)$$

$$X_{\min 1} = X_{\min 2} = (X_{C\min} + X_{BJ}) \parallel X_{TBH} = \frac{(0,959 + 0,057) \cdot 1,8}{(0,959 + 0,057) + 1,8} = 0,649.$$

Остаточно:

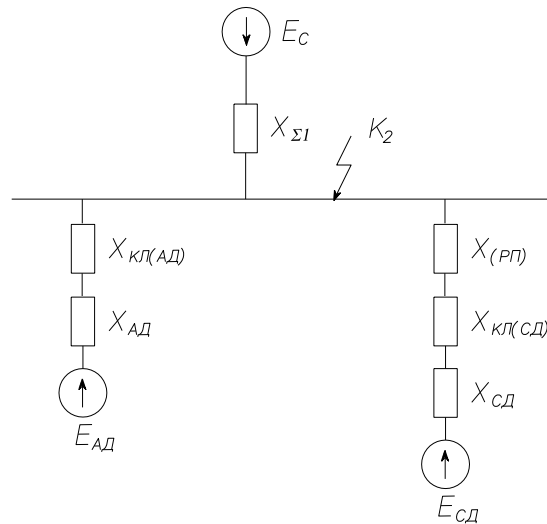
$$I_{\max}^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot E_C}{2 \cdot X_{\max 1} + X_{20\max}} \cdot I_{B1} = \frac{3 \cdot 1}{2 \cdot 0,277 + 0,415} \cdot 5,02 = 15,54 \text{ кА}; \quad (4.17)$$

$$I_{\min}^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot E_C}{2 \cdot X_{\min 1} + X_{20\min}} \cdot I_{B1} = \frac{3 \cdot 1}{2 \cdot 0,649 + 0,729} \cdot 5,02 = 7,43 \text{ кА},$$

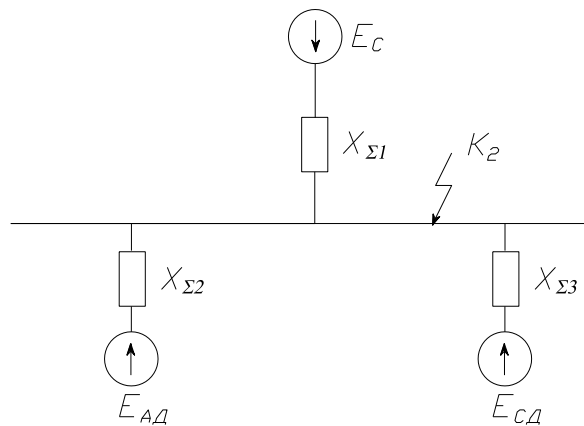
де $m^{(n)}$ – коефіцієнт виду несиметричного КЗ, так як розраховуємо однофазний КЗ, то $n = 1$, отже, $m^{(n)} = 3$, тому що при однофазному КЗ величина ЕРС не збільшується, але через опори всі кола протікає потроєний струм нульової послідовності, який створює потрійне спадання напруги.

4.8.2. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К2

Розрахунок еквівалентних опорів:



Мал. 4.5. Схема заміщення для розрахунку СКЗ в точці К2



Мал. 4.6. Спрощена схема заміщення для розрахунку СКЗ в точці К2

$$X_{\Sigma} = X_C + X_{ВЛ} + X_{ТВ} + X_{ТН}, \quad (4.18)$$

В max режимі:

$$X_{\Sigma 1, \max} = 0,271 + 0,057 + 1,8 + 8,4 = 10,5$$

В min режимі:

$$X_{\Sigma 1, \min} = 0,959 + 0,057 + 1,8 + 8,4 = 11,2$$

$$X_{\Sigma 2^*} = X_{КЛ(АД)^*} + X_{АД^*} = 0,026 + 126,2 = 126,226 ;$$

$$X_{\Sigma 3^*} = X_{KL(CD)^*} + X_{KLPI} + X_{CD^*} = 0,0399 + 0,036 + 36 = 36,076$$

$$I_{K2} = \frac{E''_C}{X_{\Sigma}} \cdot I_{B1}. \quad (4.19)$$

- в тах режимі:

$$I_{1,\max} = \frac{1}{10,5} \cdot 54,99 = 5,24 \text{ кА}$$

- в міні режимі:

$$I_{1,\min} = \frac{1}{11,2} \cdot 54,99 = 4,91 \text{ кА}$$

$$I_2 = \frac{E''_{AD^*} \cdot I_{\delta 1}}{X_{\Sigma 2^*}} = \frac{0,9 \cdot 54,99}{126,226} = 0,392 \text{ кА};$$

$$I_3 = \frac{E''_{CD} \cdot I_{\delta 1}}{X_{\Sigma 3^*}} = \frac{1,1 \cdot 54,99}{36,076} = 1,524 \text{ кА};$$

Результуючий струм КЗ у точці К₂:

$$I_{K2\max}^{(3)} = I_{1\max} + I_2 + I_3 = 5,24 + 0,392 + 1,524 = 7,156 \text{ кА};$$

$$I_{K2\min}^{(3)} = I_{1\min} + I_2 + I_3 = 4,91 + 0,392 + 1,524 = 6,826 \text{ кА}.$$

Величина ударного струму :

$$i_{Y(K2)\max} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,156 = 18,22 \text{ кА};$$

$$i_{Y(K2)\min} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,826 = 17,38 \text{ кА};$$

Діюче значення СКЗ:

$$I_{Y(K2)\max} = 7,156 \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 10,81 \text{ кА};$$

$$I_{Y(K2)\min} = 6,826 \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 10,31 \text{ кА};$$

Струм двофазного к.з.:

$$I_{K2\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,156 = 6,197 \text{ кА};$$

$$I_{K2\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,826 = 5,91 \text{ кА};$$

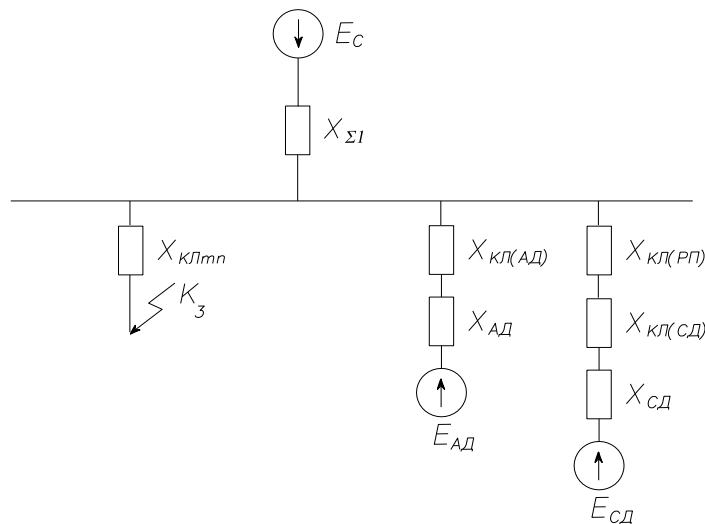
Потужність КЗ:

$$S_{K,3(K2)\max} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,156 = 130,14 \text{ МВА};$$

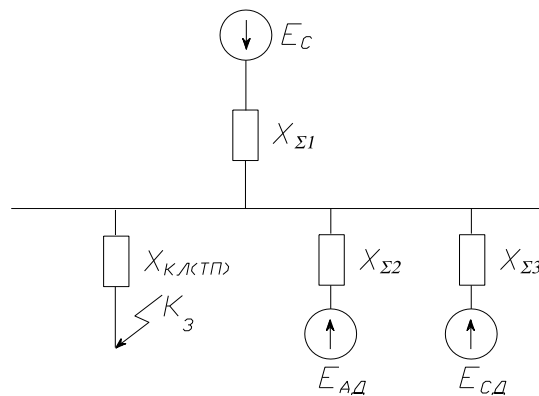
$$S_{K,3(K2)\min} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6,826 = 124,14 \text{ МВА}.$$

4.8.3. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К₃

Складемо схему заміщення:



Мал. 4.7. Схема заміщення для розрахунку СКЗ в точці К₃



Мал. 4.8. Спрощена схема заміщення для розрахунку СКЗ в точці К₃

Знайдемо опори еквівалентної схеми заміщення:

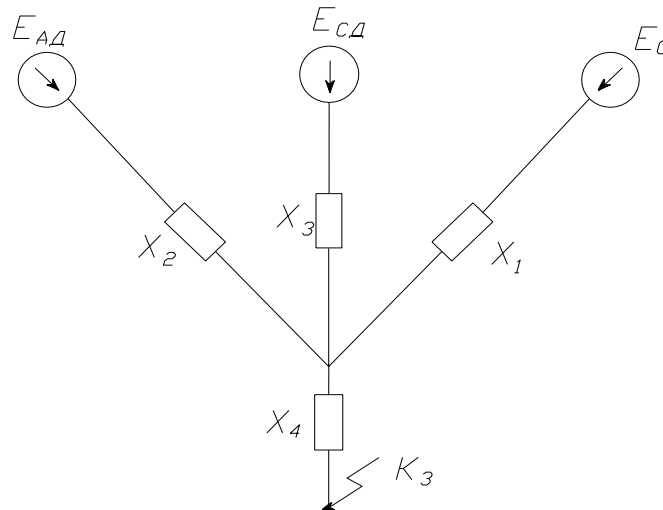
$$X_{\Sigma 1, \max} = 0,271 + 0,057 + 1,8 + 8,4 = 10,5$$

$$X_{\Sigma 1, \min} = 0,959 + 0,057 + 1,8 + 8,4 = 11,2$$

$$X_{\Sigma 2^*} = X_{KL1^*} + X_{AD^*} = 0,026 + 126,2 = 126,226;$$

$$X_{\Sigma 3^*} = X_{KL(CD)^*} + X_{KL PP^*} + X_{CD^*} = 0,0399 + 0,036 + 36 = 36,076$$

$$X_{KLmn^*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_0}{U_{cp}^2} = 0,08 \cdot 0,2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,145$$



Мал. 4.9. Спрощена схема заміщення для розрахунку СКЗ в точці

Знайдемо опори спрощеної схеми:

$$\frac{1}{X_{1^*}} = \frac{1}{X_{\Sigma 2^*}} + \frac{1}{X_{\Sigma 3^*}} = \frac{1}{126,226} + \frac{1}{36,076} = 0,036;$$

$$X_{1^*} = \frac{1}{0,036} = 27,78;$$

$$X_{2\max^*} = X_{\Sigma 1\max} = 10,5;$$

$$X_{2\min^*} = X_{\Sigma 1\min} = 11,2;$$

$$X_{3^*} = X_{KL(CD)^*} + X_{KL PP^*} + X_{CD^*} = 0,0399 + 0,036 + 36 = 36,076$$

$$X_{4^*} = X_{KLmn^*} = 0,145;$$

Знайдемо струми від кожного із джерел живлення, використовуючи коефіцієнти струморозподілу:

$$X_{EKB \max^*} = \frac{X_{1^*} \cdot X_{2 \max^*} \cdot X_{3^*}}{X_{1^*} \cdot X_{2 \max^*} + X_{2 \max^*} \cdot X_{3^*} + X_{3^*} \cdot X_{1^*}} = \frac{27,78 \cdot 10,5 \cdot 36,076}{(27,78 \cdot 10,5) + (10,5 \cdot 36,076) + (36,076 \cdot 27,78)} = 6,29;$$

$$X_{EKB \min^*} = \frac{X_{1^*} \cdot X_{2 \min^*} \cdot X_{3^*}}{X_{1^*} \cdot X_{2 \min^*} + X_{2 \min^*} \cdot X_{3^*} + X_{3^*} \cdot X_{1^*}} = \frac{27,78 \cdot 11,2 \cdot 36,076}{(27,78 \cdot 11,2) + (11,2 \cdot 36,076) + (36,076 \cdot 27,78)} = 6,54;$$

$$C_{1 \max} = \frac{X_{EKB \max^*}}{X_{1^*}} = \frac{6,29}{27,78} = 0,226;$$

$$C_{1 \min} = \frac{X_{EKB \min^*}}{X_{1^*}} = \frac{6,54}{27,78} = 0,235;$$

$$C_{2 \max} = \frac{X_{EKB \max^*}}{X_{2 \max^*}} = \frac{6,29}{10,5} = 0,599;$$

$$C_{2 \min} = \frac{X_{EKB \min^*}}{X_{2 \min^*}} = \frac{6,54}{11,2} = 0,584;$$

$$C_{3 \max} = \frac{X_{EKB \max^*}}{X_{3^*}} = \frac{6,29}{36,076} = 0,174;$$

$$C_{3 \min} = \frac{X_{EKB \min^*}}{X_{3^*}} = \frac{6,54}{36,076} = 0,181;$$

Перевірка :

$$C_{1 \max} + C_{2 \max} + C_{3 \max} = 0,226 + 0,599 + 0,174 = 1$$

$$C_{1 \min} + C_{2 \min} + C_{3 \min} = 0,235 + 0,584 + 0,181 = 1$$

$$X_{PE31 \max^*} = \frac{X_{EKB \max^*} + X_{3^*}}{C_{1 \max}} = \frac{6,29 + 0,145}{0,226} = 28,47;$$

$$X_{PE31 \min^*} = \frac{X_{EKB \min^*} + X_{3^*}}{C_{1 \min}} = \frac{6,54 + 0,145}{0,235} = 28,45;$$

$$X_{PE32 \max^*} = \frac{X_{EKB \max^*} + X_{3^*}}{C_{2 \max}} = \frac{6,29 + 0,145}{0,599} = 10,74;$$

$$X_{PE32 \min^*} = \frac{X_{EKB \min^*} + X_{3^*}}{C_{2 \min}} = \frac{6,54 + 0,145}{0,584} = 11,45;$$

$$X_{PE33 \max^*} = \frac{X_{EKB \max^*} + X_{3^*}}{C_{3 \max}} = \frac{6,29 + 0,145}{0,174} = 36,98;$$

$$X_{PE33 \min^*} = \frac{X_{EKB \min^*} + X_{3^*}}{C_{3 \min}} = \frac{6,54 + 0,145}{0,181} = 36,93;$$

$$I_{1\max} = \frac{E''_{AD^*}}{X_{PE31\max^*}} \cdot I_{\phi 1} = \frac{0,9}{28,47} \cdot 54,99 = 1,74 \text{ кА};$$

$$I_{1\min} = \frac{E''_{AD^*}}{X_{PE31\min^*}} \cdot I_{\phi 1} = \frac{0,9}{28,45} \cdot 54,99 = 1,74 \text{ кА};$$

$$I_{2\max} = \frac{E''_{C^*}}{X_{PE32\max^*}} \cdot I_{\phi 1} = \frac{1}{10,74} \cdot 54,99 = 5,12 \text{ кА};$$

$$I_{2\min} = \frac{E''_{C^*}}{X_{PE32\min^*}} \cdot I_{\phi 1} = \frac{1}{11,45} \cdot 54,99 = 4,8 \text{ кА};$$

$$I_{3\max} = \frac{E''_{CD^*}}{X_{PE33\max^*}} \cdot I_{\phi 1} = \frac{1,1}{36,98} \cdot 54,99 = 1,64 \text{ кА};$$

$$I_{3\min} = \frac{E''_{CD^*}}{X_{PE33\min^*}} \cdot I_{\phi 1} = \frac{1,1}{36,93} \cdot 54,99 = 1,64 \text{ кА};$$

Результуючий струм КЗ у точці К₆:

$$I_{K3\max}^{(3)} = I_1 + I_2 + I_3 = 1,74 + 5,12 + 1,64 = 8,5 \text{ кА};$$

$$I_{K3\min}^{(3)} = I_1 + I_2 + I_3 = 1,74 + 4,8 + 1,64 = 8,18 \text{ кА}.$$

Величина ударного струму:

$$i_{Y(K3)\max} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,5 = 21,64 \text{ кА};$$

$$i_{Y(K3)\min} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,18 = 20,82 \text{ кА};$$

Діюче значення СКЗ:

$$I_{Y(K3)\max} = 8,5 \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 12,83 \text{ кА};$$

$$I_{Y(K3)\min} = 8,18 \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 12,35 \text{ кА};$$

Струм двофазного к.з:

$$I_{K3\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,5 = 7,36 \text{ кА};$$

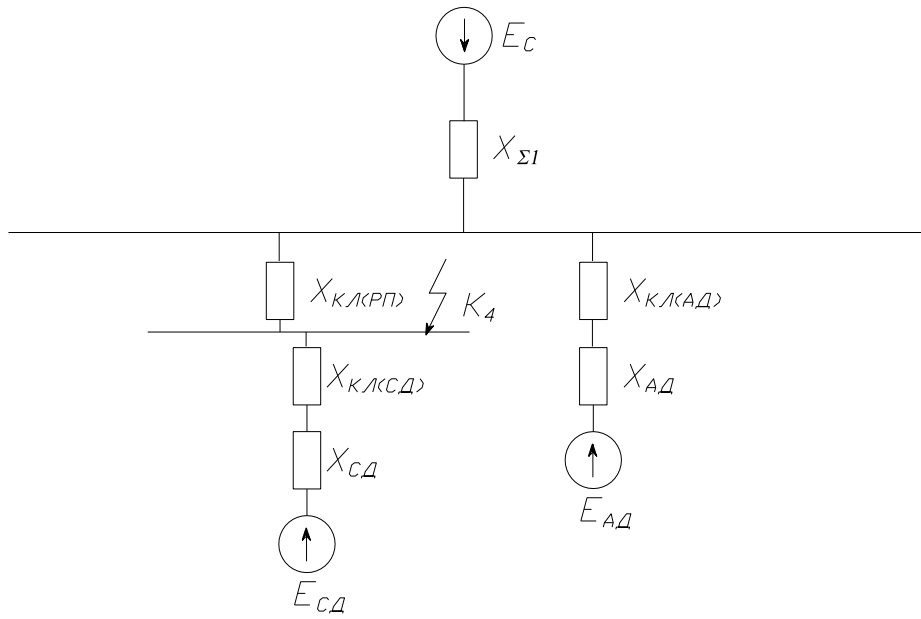
$$I_{K3\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,18 = 7,08 \text{ кА};$$

Потужність КЗ:

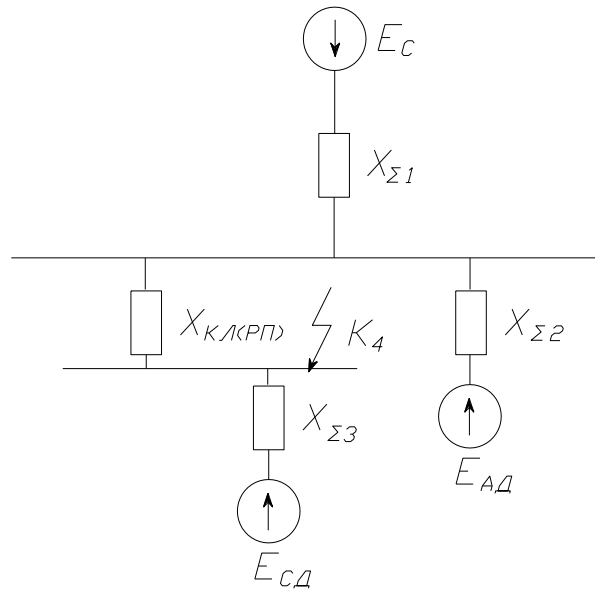
$$S_{K,3(K3)\max} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,5 = 154,59 \text{ МВА};$$

$$S_{K,3(K3)\min} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,18 = 148,77 \text{ МВА}.$$

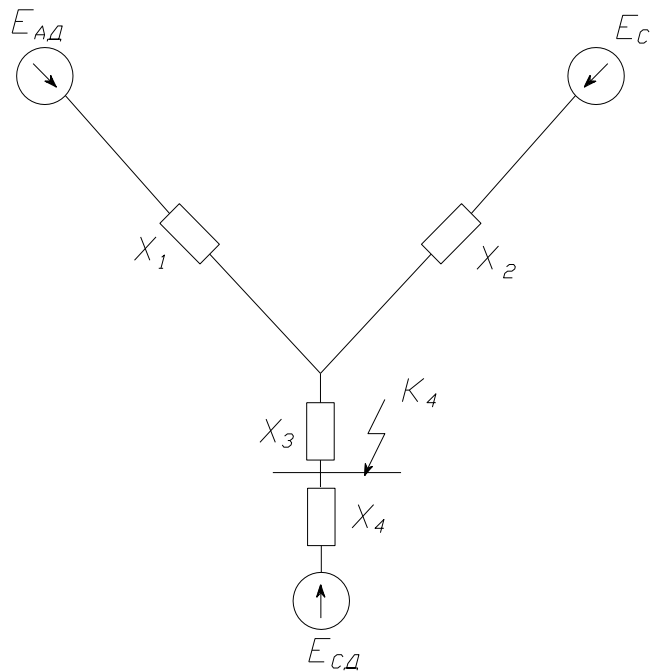
4.8.4. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К4



Мал. 4.10. Схема заміщення для розрахунку СКЗ в точці К4



Мал. 4.11. Еквівалентна схема заміщення для розрахунку СКЗ в точці К3



Мал. 4.12. Спрощена схема заміщення для розрахунку СКЗ в точці К₄

Знайдемо опори еквівалентної схеми:

$$X_{\Sigma_1 \max^*} = 10,5;$$

$$X_{\Sigma_1 \min^*} = 11,2;$$

$$X_{\Sigma 2^*} = X_{КЛ1^*} + X_{АД^*} + X_{КЛ(РП)} = 0,026 + 126,2 + 0,036 = 126,226;$$

$$X_{\Sigma 3^*} = X_{КЛ(СД)^*} + X_{СД^*} = 0,0399 + 36 = 36,0399 .$$

Знайдемо опори спрощеної схеми заміщення:

$$\frac{1}{X_{1^*}} = \frac{1}{X_{\Sigma 2^*}} + \frac{1}{X_{\Sigma 3^*}} = \frac{1}{126,226} + \frac{1}{36,0399} = 0,036;$$

$$X_{1^*} = \frac{1}{0,036} = 27,78;$$

$$X_{2 \max^*} = X_{\Sigma_1 \max^*} = 10,5;$$

$$X_{2 \min^*} = X_{\Sigma_1 \min^*} = 11,2;$$

$$X_{3^*} = X_{КЛ1^*} = 0,036;$$

$$X_{4^*} = X_{КЛ(СД)^*} + X_{СД^*} = 0,0399 + 36 = 36,0399 .$$

Знайдемо струми від кожного із джерел живлення, використовуючи коефіцієнти струморозподілу:

$$X_{EKB \max^*} = \frac{X_{1^*} \cdot X_{2 \max^*}}{X_{1^*} + X_{2 \max^*}} = \frac{27,78 \cdot 10,5}{27,78 + 10,5} = 7,62;$$

$$X_{EKB \min^*} = \frac{X_{1^*} \cdot X_{2 \min^*}}{X_{1^*} + X_{2 \min^*}} = \frac{27,78 \cdot 11,2}{27,78 + 11,2} = 7,98;$$

$$C_{1 \max} = \frac{X_{EKB \max^*}}{X_{1^*}} = \frac{7,62}{27,78} = 0,274;$$

$$C_{1 \min} = \frac{X_{EKB \min^*}}{X_{1^*}} = \frac{7,98}{27,78} = 0,287;$$

$$C_{2 \max} = \frac{X_{EKB \max^*}}{X_{2 \max^*}} = \frac{7,62}{10,5} = 0,726;$$

$$C_{2 \min} = \frac{X_{EKB \min^*}}{X_{2 \min^*}} = \frac{7,98}{11,2} = 0,713;$$

Перевірка :

$$C_{1 \max} + C_{2 \max} = 0,274 + 0,726 = 1$$

$$C_{1 \min} + C_{2 \min} = 0,287 + 0,713 = 1$$

$$X_{PE31 \max^*} = \frac{X_{EKB \max^*} + X_{3^*}}{C_{1 \max}} = \frac{7,62 + 0,036}{0,274} = 27,94;$$

$$X_{PE31 \min^*} = \frac{X_{EKB \min^*} + X_{3^*}}{C_{1 \min}} = \frac{7,98 + 0,036}{0,287} = 27,93;$$

$$X_{PE32 \max^*} = \frac{X_{EKB \max^*} + X_{3^*}}{C_{2 \max}} = \frac{7,62 + 0,036}{0,726} = 10,55;$$

$$X_{PE32 \min^*} = \frac{X_{EKB \min^*} + X_{3^*}}{C_{2 \min}} = \frac{7,98 + 0,036}{0,713} = 11,24;$$

$$I_{1 \max} = \frac{E''_{AD^*}}{X_{PE31 \max^*}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{0,9}{27,94} \cdot 54,99 = 1,78 \text{ кА};$$

$$I_{1 \min} = \frac{E''_{AD^*}}{X_{PE31 \min^*}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{0,9}{27,93} \cdot 54,99 = 1,77 \text{ кА};$$

$$I_{2 \max} = \frac{E''_{C^*}}{X_{PE32 \max^*}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{10,55} \cdot 54,99 = 5,21 \text{ кА};$$

$$I_{2 \min} = \frac{E''_{C^*}}{X_{PE32 \min^*}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{11,24} \cdot 54,99 = 4,89 \text{ кА};$$

Струм від СД РП (нижня вітка):

$$I_3 = \frac{E''_{CD*}}{X_{4*}} \cdot I_{\sigma 1} = \frac{1,1}{36,0399} \cdot 54,99 = 1,68 \text{ кА.}$$

Результуючий струм КЗ у точці К₄:

$$I_{K4\max}^{(3)} = I_1 + I_2 + I_3 = 1,78 + 5,21 + 1,68 = 8,67 \text{ кА;}$$

$$I_{K4\min}^{(3)} = I_1 + I_2 + I_3 = 1,77 + 4,89 + 1,68 = 8,34 \text{ кА.}$$

Величина ударного струму:

$$i_{Y(K4)\max} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,67 = 22,07 \text{ кА;}$$

$$i_{Y(K4)\min} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,34 = 21,23 \text{ кА;}$$

Діюче значення СКЗ:

$$I_{Y(K4)\max} = 8,67 \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 13,09 \text{ кА;}$$

$$I_{Y(K4)\min} = 8,34 \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 12,59 \text{ кА;}$$

Струм двофазного к.з.:

$$I_{K4\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,67 = 7,51 \text{ кА;}$$

$$I_{K4\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,34 = 7,22 \text{ кА;}$$

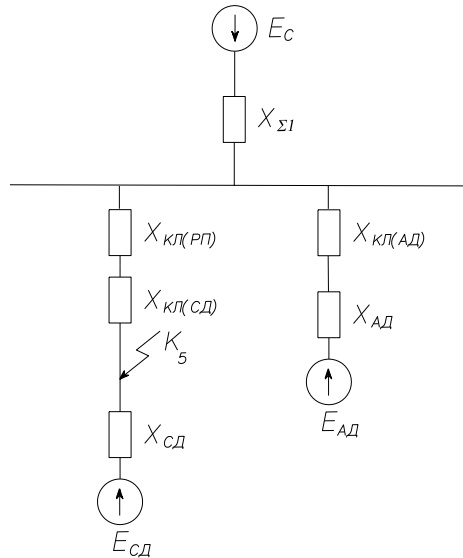
Потужність КЗ:

$$S_{K,3(K4)\max} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,67 = 157,68 \text{ МВА;}$$

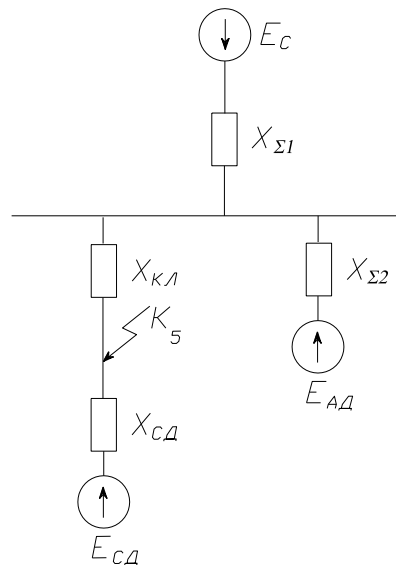
$$S_{K,3(K4)\min} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,34 = 151,68 \text{ МВА.}$$

4.8.5. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К5

Складемо схему заміщення:



Мал. 4.12. Схема заміщення для розрахунку СКЗ в точці К5



Мал. 4.13. Спрощена схема заміщення для розрахунку СКЗ в точці К5

Знайдемо опори еквівалентної схеми заміщення:

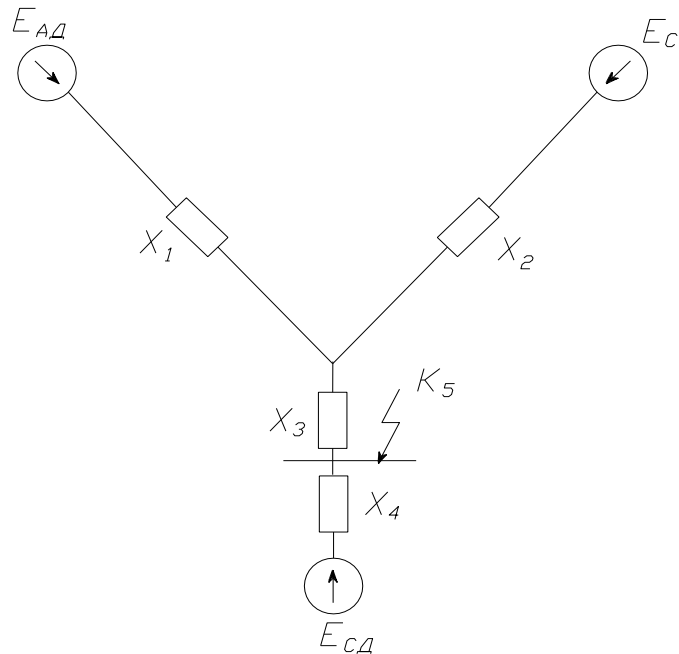
$$X_{\Sigma 1 \max^*} = 10,5;$$

$$X_{\Sigma 1 \min^*} = 11,2;$$

$$X_{\Sigma 2^*} = X_{КЛ1^*} + X_{АД^*} + X_{КЛ(РП)} = 0,026 + 126,2 + 0,036 = 126,262 ;$$

$$X_{\Sigma 3^*} = X_{CD^*} = 36;$$

$$X_{KL^*} = 0,0399.$$



Мал. 4.14 Спрощена схема заміщення для розрахунку

Знайдемо опори спрощеної схеми:

$$\frac{1}{X_{1^*}} = \frac{1}{X_{\Sigma 2^*}} + \frac{1}{X_{\Sigma 3^*}} = \frac{1}{126,262} + \frac{1}{36} = 0,036;$$

$$X_{1^*} = \frac{1}{0,036} = 27,78;$$

$$X_{2\max^*} = X_{\Sigma 1\max} = 10,5;$$

$$X_{2\min^*} = X_{\Sigma 1\min} = 11,2;$$

$$X_{3^*} = X_{KL3^*} = 0,0399;$$

$$X_{4^*} = X_{CD^*} = 36.$$

Знайдемо струми від кожного із джерел живлення, використовуючи коефіцієнти струморозподілу:

$$X_{EKB\max^*} = \frac{X_{1^*} \cdot X_{2\max^*}}{X_{1^*} + X_{2\max^*}} = \frac{27,78 \cdot 10,5}{27,78 + 10,5} = 7,62;$$

$$X_{EKB\min^*} = \frac{X_{1^*} \cdot X_{2\min^*}}{X_{1^*} + X_{2\min^*}} = \frac{27,78 \cdot 11,2}{27,78 + 11,2} = 7,98;$$

$$C_{1\max} = \frac{X_{EKB\max^*}}{X_{1^*}} = \frac{7,62}{27,78} = 0,274;$$

$$C_{1\min} = \frac{X_{EKB\min^*}}{X_{1^*}} = \frac{7,98}{27,78} = 0,287;$$

$$C_{2\max} = \frac{X_{EKB\max^*}}{X_{2\max^*}} = \frac{7,62}{10,5} = 0,726;$$

$$C_{2\min} = \frac{X_{EKB\min^*}}{X_{2\min^*}} = \frac{7,98}{11,2} = 0,713;$$

Перевірка :

$$C_{1\max} + C_{2\max} = 0,274 + 0,726 = 1$$

$$C_{1\min} + C_{2\min} = 0,287 + 0,713 = 1$$

$$X_{PE31\max^*} = \frac{X_{EKB\max^*} + X_{3^*}}{C_{1\max}} = \frac{7,62 + 0,036}{0,274} = 27,94;$$

$$X_{PE31\min^*} = \frac{X_{EKB\min^*} + X_{3^*}}{C_{1\min}} = \frac{7,98 + 0,036}{0,287} = 27,93;$$

$$X_{PE32\max^*} = \frac{X_{EKB\max^*} + X_{3^*}}{C_{2\max}} = \frac{7,62 + 0,036}{0,726} = 10,55;$$

$$X_{PE32\min^*} = \frac{X_{EKB\min^*} + X_{3^*}}{C_{2\min}} = \frac{7,98 + 0,036}{0,713} = 11,24;$$

$$I_{1\max} = \frac{E''_{AD^*}}{X_{PE31\max^*}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{0,9}{27,94} \cdot 54,99 = 1,78 \text{ кА};$$

$$I_{1\min} = \frac{E''_{AD^*}}{X_{PE31\min^*}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{0,9}{27,93} \cdot 54,99 = 1,77 \text{ кА};$$

$$I_{2\max} = \frac{E''_{C^*}}{X_{PE32\max^*}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{10,55} \cdot 54,99 = 5,21 \text{ кА};$$

$$I_{2\min} = \frac{E''_{C^*}}{X_{PE32\min^*}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{11,24} \cdot 54,99 = 4,89 \text{ кА};$$

Струм від СД РП (нижня вітка):

$$I_3 = \frac{E''_{CD^*}}{X_{4^*}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1,1}{36} \cdot 54,99 = 1,68 \text{ кА}.$$

Результуючий струм КЗ у точці К₄:

$$IK_{5\max}^{(3)} = I_1 + I_2 + I_3 = 1,78 + 5,21 + 1,68 = 8,67 \text{ кА};$$

$$IK_{5\min}^{(3)} = I_1 + I_2 + I_3 = 1,77 + 4,89 + 1,68 = 8,34 \text{ кА}.$$

Величина ударного струму:

$$i_{Y(K5)\max} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,67 = 22,07 \text{ кА};$$

$$i_{Y(K5)\min} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,34 = 21,23 \text{ кА};$$

Діюче значення СКЗ:

$$I_{Y(K5)\max} = 8,67 \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 13,09 \text{ кА};$$

$$I_{Y(K5)\min} = 8,34 \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 12,59 \text{ кА};$$

Струм двофазного к.з.:

$$I_{K5\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,67 = 7,51 \text{ кА};$$

$$I_{K5\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,34 = 7,22 \text{ кА};$$

Потужність КЗ:

$$S_{K,3(K5)\max} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,67 = 157,68 \text{ МВА};$$

$$S_{K,3(K5)\min} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,34 = 151,68 \text{ МВА}.$$

Дані розрахунку струмів КЗ заносимо в табл. 4.1.

Таблиця 4.1.

Розрахунок струмів короткого замикання

№ точки к.з.		$I^{(3)}$ =I", кА	i_y , кА	I_y , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$S_{к.з.}$, МВА	$I_{0,2}^{(3)}$, кА	$I_{\infty}^{(3)}$, кА
К1	max	15,3	38,95	23,1	13,25	15,54	3047,5	15,3	15,3
	min	4,94	12,58	7,46	4,28	7,43	983,98	4,94	4,94
К2	max	7,16	18,22	10,81	6,197	-	130,14	5,223	5,085
	min	6,83	17,38	10,31	5,91	-	124,14	4,916	4,778
К3	max	8,5	21,64	12,83	7,36	-	154,59	5,097	4,96
	min	8,18	20,82	12,35	7,08	-	198,77	4,801	4,664
К4	max	8,67	22,07	13,09	7,51	-	157,68	5,106	4,97
	min	8,34	21,23	12,59	7,22	-	151,68	4,817	4,68
К5	max	8,67	22,07	13,09	7,51	-	157,68	5,152	5,015
	min	8,34	21,23	12,59	7,22	-	151,68	4,854	4,717

5. ВИБІР І ПЕРЕВІРКА ОСНОВНОГО ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ

5.1. Загальні положення на вибір електроустаткування

При виборі апаратів і провідників для первинних кіл електроустановок повинні враховуватися:

- міцність ізоляції, необхідна для надійної роботи в тривалому режимі при короткочасних перенапругах;
- допустиме нагрівання струмами в тривалих режимах;
- стійкість у режимі короткого замикання;
- техніко-економічна доцільність;
- відповідність навколишньому середовищу і роду установки;
- достатня механічна міцність;
- допустимі втрати напруги в нормальному і аварійному режимах.

5.2. Вибір і перевірка устаткування

Усі елементи РП електричній станції або підстанції повинні надійно працювати в умовах нормальних тривалих режимів, а також мати достатню термічну і динамічну стійкість при виникненні найважчих коротких замикань. Тому при виборі апаратів, шин, кабелів і інших елементів РП дуже важлива перевірка відповідності їх параметрів тривалим робочим і короткочасним аварійним режимам.

Основними параметрами устаткування, які повинні відповідати умовам робочого (тривалого) режиму, є номінальний струм і напруга. Номінальна напруга апаратів, шин, кабелів визначає рівень їх ізоляції, який повинен відповідати напрузі установки. Переріз струмоведучих частин апаратів і інших елементів РП вибирається по економічній густині струму $j_{ек}$ і по нагріванню в робочому режимі, тому номінальний струм певний з урахуванням цих факторів, повністю характеризує придатність елементів для роботи в даних умовах.

При перевірці апаратів і струмоведучих частин на термічну і динамічну стійкість за розрахунковий вид короткого замикання приймають трифазне коротке замикання.

Електродинамічна стійкість апаратів перевіряється по найбільшому діючому значенню $I_{дин.н}$ і амплітуді $I_{мдин.н}$ максимально допустимого струму, які поміщені в каталогах і характеризують динамічну стійкість апаратів.

Ці номінальні значення порівнянні з найбільшим діючим значенням I_y і амплітудою ударного струму i_y . При цьому повинні виконуватися умови:

$$i_y \leq I_{m.дИН.Н}, \quad (5.1)$$

$$I_y \leq I_{дИН.Н}. \quad (5.2)$$

Приведений час КЗ визначають підсумовуванням аперіодичної $t_{П(A)}$ і періодичної $t_{П(П)}$ складових часу струму КЗ:

$$t_{П} = t_{П(П)} + t_{П(A)}. \quad (5.3)$$

Фактичний час КЗ (складається із часу відключення і часу дії РЗА):

$$t_{КЗ} = t_{откл} + t_{РЗА}, \quad (5.4)$$

де $t_{РЗА} = 0,5$ з – час дії основного релейного захисту.

Значення $t_{П(П)}$ визначається по кривих залежно від фактичного часу КЗ і відношення:

$$\beta'' = \frac{I''}{I_{\infty}}. \quad (5.5)$$

Час аперіодичної складової струму визначимо по виразу:

$$t_{П(A)} \approx 0,05 \cdot (\beta'')^2. \quad (5.6)$$

Розрахунковий струм термічної стійкості розраховується по формулі:

$$I_{Т.С.РОЗР.} = I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{П}}{t_{НОМ.Т.С}}}, \quad (5.7)$$

де I_{∞} – установлений розрахунковий струм КЗ;

$t_{П}$ – приведений час, відповідний повному струму КЗ;

$t_{НОМ.Т.С.}$ – час, до якого віднесений номінальний струм термічної стійкості.

Наскрізна потужність при КЗ буде визначатися як:

$$S_{РОЗР} = \sqrt{3} \cdot I'' \cdot U_B, \quad (5.8)$$

$$S_{НОМ} = \sqrt{3} \cdot I_{відкл} \cdot U_B. \quad (5.9)$$

5.3. Вибір устаткування на напругу 110 кВ

Робочий струм $I_{розр}$ на стороні 115 кВ вибираємо з найбільш несприятливого експлуатаційного режиму. При наявності двох паралельних ліній він визначається при відключенні однієї з них, виходячи з повної розрахункової потужності підприємства.

$$I_{розр} = \frac{1,4 \cdot S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (5.10)$$

$$I_{розр} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,46 \text{ А}$$

5.3.1 Вибір лінійного роз'єднувача

Роз'єднувачі та віддільники вибирають по конструктивному виконанню, роді установки (внутрішня, зовнішня) і номінальним характеристикам: напрузі, тривалому струму, стійкості при струмах КЗ.

За довідковим даними вибираємо лінійний роз'єднувач типу РГН.2-110/1000 УХЛ1 із приводом ножів ПРГ-6ХЛ1[4] і номінальними даними, які зведемо в табл. 5.1.

Таблиця 5.1.

Технічні дані роз'єднувача РГН.2-110/1000 УХЛ1

Номінальна напруга, кВ		110
Номінальний струм, А		1000
Стійкість при наскрізних струмах КЗ		
Головні ножі	Граничний наскрізний струм, кА	80
	Струм термічної стійкості, кА/допустимий час його дії, с	31,5/4
Заземлюючі ножі	Граничний наскрізний струм, кА	80
	Струм термічної стійкості, кА/допустимий час його дії, с	31,5/1

Таблиця 5.2.

Перевірка роз'єднувача РГН.2-110/1000 УХЛ1

Найменування параметрів	Параметри		Умови вибору
	Довідникові	Розрахункові	
Номінальна напруга, кВ	110	110	$U_H \geq U_{розр}$
Номінальний тривалий струм, кА	1	0,1125	$I_H \geq I_{розр}$
Струм електродинамічної стійкості	80	38,95	$i_H \geq i_{розр}$
Струм термічної стійкості, кА	31,5	5,94	$I_{Т.ном} \geq I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{\Pi}}{t_{НОМ.Т.С}}}$

5.3.2 Вибір ввідного вимикача

За довідковим даними [2] вибираємо 2 ввідних вимикачі типу

ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 з номінальними даними:

$$\begin{aligned}
 U_{НОМ} &= 110 \text{ кВ}; & U_{НАЙБ.роб.} &= 126 \text{ кВ}; & I_{НОМ} &= 1250 \text{ А}; \\
 I_{НОМ.ВІДМ} &= 20 \text{ кА}; & I_{НАСКР} &= 52 \text{ кА}; & I_{НОМ.ВКЛ} &= 52 \text{ кА}; \\
 I_{ТЕРМ}/t_{тер} &= 20/3 \text{ кА}; & t_{ВІДМ} &= 0,06 \text{ с}; & t_{ВЛАСН} &= 0,035 \text{ с}.
 \end{aligned}$$

Таблиця 5.3

Перевірочний розрахунки для ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1

№ п/п	Найменування	Параметри		Формула вибору
		каталожні	розрахункові	
1	$U_{НОМ}, \text{кВ}$	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$
2	$I_{НОМ}, \text{кА}$	1,25	0,1757	$I_{НОМ} \geq I_{розр}$
3	$i_{дин}, \text{кА}$	52	38,95	$i_{ном.дин.} \geq i_{розр.дин.}$
4	$I_{НОМ.відм.}, \text{кА}$	20	15,3	$I_{НОМ.відм.} \geq I_{р.відм.}$
5	$I_{н.т.с.}, \text{кА}$	20	6,89	$I_{НОМ.т.с.} \geq I_{НОМ.т.с. розр.}$
6	$S_{НОМ.відм}, \text{МВА}$	4763	3047,5	$S_{НОМ.відм} \geq S_{розр.}$

Перевіряємо вибрану апаратуру на термічну стійкість.

Для апаратів повинна бути виконана умова по одному по одному із трьох виразів:

$$I_{н.т.у.}^2 \times t_{н.т.у.} \geq B_K; \quad I_{н.т.у.}^2 \times t_{н.т.у.} \geq I_{\infty}^2 \times t_n; \quad I_{н.т.у.} \geq I_{\infty} \times \sqrt{\frac{t_n}{t_{н.т.у.}}}.$$

де $I_{н.т.с.}$ - номінальний струм термічної стійкості,

$t_{н.т.с.}$ - номінальний час термічної стійкості.

Обидві ці величини вибираються за довідковим даними.

I_{∞} – установлений струм КЗ із розрахунку в колі, вибраного апарату,

t_n – приведений час дії струму КЗ і визначається по формулі:

$$t_n = t_{n.a.} + t_{n.n.},$$

де $t_{n.a.}$ – приведений час для аперіодичної складової струму КЗ:

$$t_{n.a.} = 0,05 \cdot (\beta'')^2 = 0,05 \cdot \left(\frac{I''}{I_{\infty}}\right)^2 = 0,05 \cdot \left(\frac{15,3}{15,3}\right)^2 = 0,05 \text{ с};$$

$t_{n.n.}$ – приведений час для періодичної складової струму КЗ,

$$t_{н.н.} = t_{відм.} = t_{\epsilon} + t_{р.з.};$$

де $t_{\epsilon} = 0,06$ с – повний час відключення вимикача

$$t_{р.з.} = 0,5 - 0,7 \text{ с [1]} – \text{час дії основного релейного захисту.}$$

Тоді $t_{відм.} = 0,06 + 0,5 = 0,56$ с.

$$t_n = 0,56 + 0,05 = 0,61 \text{ с.}$$

$$I_{н.т.с.} = I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{п}}{t_{н.т.с.}}} = 15,3 \cdot \sqrt{\frac{0,61}{3}} = 6,89 \text{ кА};$$

$I_{н.т.в.} = 25$ кА – для вибраного вимикача (по каталогу) $> 6,89$ кА.

Номинальна потужність відмикання:

$$S_{н.відм.} = \sqrt{3} \cdot I_{н.откл} \cdot U_n = \sqrt{3} \cdot 25 \cdot 110 = 4763 \text{ МВА.}$$

5.4. Вибір комутаційних апаратів на 10 кВ

Знайдемо розрахункові струми відключення для ввідних вимикачів ГПП:

$$I_{р.відм} = \frac{S_{ГПП-I \text{ сек}} + S_{ГПП-II \text{ сек}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (5.11)$$

$$I_{р.відм} = \frac{18322}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 993 \text{ А.}$$

для ввідних вимикачів РП:

$$I_{р.відм} = \frac{S_{РП-I \text{ сек}} + S_{РП-II \text{ сек}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (5.12)$$

$$I_{р.відм} = \frac{5974 + 5974}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 657 \text{ А.}$$

Розрахунки для секційних вимикачів і вимикачів відхідних фідерів аналогічний, зведемо його в табл. 6.4. Ввідний вимикач повинен витримувати навантаження обох секцій, секційний же – струм максимально завантаженої секції.

Розрахункові струми відключення для вибору вимикачів

Споживач	I, А
Ввід ГПП	993
Ввід РП	657
Секційний ГПП	497
Секційний РП	329
АД (250 кВт)	31
АД (500 кВт)	63
СД (4000 кВт)	260
ТП	88

5.4.1. Ввід ГПП

За довідковими даними [2] вибираємо 2 ввідних вимикача типу ВВ/TEL-10-20/1600 У2 з номінальними даними:

$$\begin{aligned}
 U_{НОМ} &= 10 \text{ кВ}; & U_{НАЙБ.роб.} &= 12 \text{ кВ}; & I_{НОМ} &= 1600 \text{ А}; \\
 I_{НОМ.ВІДМ} &= 20 \text{ кА}; & I_{НАСКР} &= 52 \text{ кА}; & I_{НОМ.ВКЛ} &= 52 \text{ кА}; \\
 I_{ТЕРМ}/t_{терм} &= 20/3 \text{ кА}; & t_{ВІДМ} &= 0,025 \text{ с}; & t_{ВЛАСН} &= 0,015 \text{ с}.
 \end{aligned}$$

$$t_{п.а.} \approx 0,05 \cdot (\beta'')^2 = 0,05 \cdot \left(\frac{I''}{I_{\infty}} \right)^2 = 0,05 \cdot \left(\frac{7,16}{5,085} \right)^2 = 0,099 \text{ с};$$

t_{θ} – повний час відключення вимикача, с $t_{\theta} = 0,025 \text{ с}$ [1]

$t_{р.з.}$ – час дії основного релейного захисту, с $t_{р.з.} = 0,7 \text{ с}$ [1]

Тоді $t_{відм.} = 0,7 + 0,025 = 0,725 \text{ с}$;

$t_n = 0,099 + 0,725 = 0,824 \text{ с}$;

$$I_{Н.Т.С.} = I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{\Pi}}{t_{Н.Т.С.}}} = 5,085 \cdot \sqrt{\frac{0,824}{3}} = 2,67 \text{ кА};$$

Перевірочний розрахунок для ввідного вимикача ГПП

№ п/п	Найменування	Параметри		Формула вибору
		по каталогу	розрахункові	
1	$U_{ном}, кВ$	10	10	$U_{ном} \geq U_{уст}$
2	$I_{ном}, А$	1600	993	$I_{ном} \geq I_{розр}$
3	$i_{дин}, кА$	52	18,22	$i_{ном.дин.} \geq i_{розр.дин.}$
4	$I_{ном.відм.}, кА$	20	7,16	$I_{ном.відм.} \geq I_{р.відм.}$
5	$I_{ном.т.у.}, кА$	20	2,67	$I_{ном.т.у.} \geq I_{ном.т.в.розр.}$
6	$S_{ном.відм}, МВА$	363,73	130,14	$S_{ном.відм} \geq S_{розр.}$

5.4.2. Ввід РП

За довідковим даними [2] вибираємо 2 ввідних вимикача типу ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2 з номінальними даними:

$$\begin{aligned}
 U_{НОМ} &= 10 \text{ кВ}; & U_{НАЙБ.роб.} &= 12 \text{ кВ}; & I_{НОМ} &= 1000 \text{ А}; \\
 I_{НОМ.ВІДМ} &= 12,5 \text{ кА}; & I_{НАСКР} &= 32 \text{ кА}; & I_{НОМ.ВКЛ} &= 32 \text{ кА}; \\
 I_{ТЕРМ}/t_{терм} &= 12,5/3 \text{ кА}; & t_{ВІДМ} &= 0,025 \text{ с}; & t_{ВЛАСН} &= 0,015 \text{ с}.
 \end{aligned}$$

$$t_{п.а.} \approx 0,05 \cdot (\beta'')^2 = 0,05 \cdot \left(\frac{I''}{I_{\infty}}\right)^2 = 0,05 \cdot \left(\frac{8,5}{4,96}\right)^2 = 0,146 \text{ с};$$

t_{θ} – повний час відключення вимикача, с $t_{\theta} = 0,025 \text{ с}$ [1]

$t_{р.з.}$ – час дії основного релейного захисту, с $t_{р.з.} = 0,7 \text{ с}$ [1]

Тоді $t_{відм.} = 0,7 + 0,025 = 0,725 \text{ с}$;

$t_n = 0,146 + 0,725 = 0,871 \text{ с}$;

$$I_{НТ.С.} = I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{п.а.}}{t_{НТ.С.}}} = 4,96 \cdot \sqrt{\frac{0,871}{3}} = 2,67 \text{ кА};$$

Перевірочний розрахунок для ввідного вимикача РП-1

№ п/п	Найменування	Параметри		Формула вибору
		по каталогу	розрахункові	
1	$U_{ном}, кВ$	10	10	$U_{ном} \geq U_{уст}$
2	$I_{ном}, А$	1000	657	$I_{ном} \geq I_{розр}$
3	$i_{дин}, кА$	32	21,64	$i_{ном.дин.} \geq i_{розр.дин.}$
4	$I_{ном.відм.}, кА$	12,5	8,5	$I_{ном.відм.} \geq I_{р.відм.}$
5	$I_{ном.т.у.}, кА$	12,5	2,67	$I_{ном.т.у.} \geq I_{ном.т.у.розр.}$
6	$S_{ном.відм.}, МВА$	217	154,59	$S_{ном.откл} \geq S_{розр.}$

5.4.3. Секційний вимикач ГПП

За довідковим даними [2] вибираємо вимикач типу ВВ/TEL-10-12,5/630 У2 з номінальними даними:

$$\begin{aligned}
 U_{НОМ} &= 10 \text{ кВ}; & U_{НАЙБ.роб.} &= 12 \text{ кВ}; & I_{НОМ} &= 630 \text{ А}; \\
 I_{НОМ.ВІДМ} &= 12,5 \text{ кА}; & I_{НАСКР} &= 32 \text{ кА}; & I_{НОМ.ВКЛ} &= 32 \text{ кА}; \\
 I_{ТЕРМ}/t_{терм} &= 12,5/3 \text{ кА}; & t_{ВІДМ} &= 0,025 \text{ с}; & t_{ВЛАСН} &= 0,015 \text{ с}.
 \end{aligned}$$

Таблиця 5.7

Перевірочний розрахунок для секційного вимикача ГПП

№ п/п	Найменування	Параметри		Формула вибору
		по каталогу	розрахункові	
1	$U_{ном}, кВ$	10	10	$U_{ном} \geq U_{уст}$
2	$I_{ном}, А$	630	497	$I_{ном} \geq I_{розр}$
3	$i_{дин}, кА$	32	18,22	$i_{ном.дин.} \geq i_{розр.дин.}$
4	$I_{ном.відм.}, кА$	12,5	7,16	$I_{ном.відм.} \geq I_{р.відм.}$
5	$I_{ном.т.у.}, кА$	12,5	2,67	$I_{ном.т.у.} \geq I_{ном.т.у.розр.}$
6	$S_{ном.відм.}, МВА$	217	130,14	$S_{ном.відм} \geq S_{розр.}$

5.4.4. Секційний вимикач РП

За довідковим даними [2] вибираємо вимикач типу ВВ/TEL-10-12,5/630 У2 з номінальними даними:

$$\begin{aligned}
 U_{НОМ} &= 10 \text{ кВ}; & U_{НАЙБ.роб.} &= 12 \text{ кВ}; & I_{НОМ} &= 630 \text{ А}; \\
 I_{НОМ.ВІДМ} &= 12,5 \text{ кА}; & I_{НАСКР} &= 32 \text{ кА}; & I_{НОМ.ВКЛ} &= 32 \text{ кА}; \\
 I_{ТЕРМ}/t_{терм} &= 12,5/3 \text{ кА}; & t_{ВІДМ} &= 0,025 \text{ с}; & t_{ВЛАСН} &= 0,015 \text{ с}.
 \end{aligned}$$

Перевірочний розрахунок для секційного вимикача РП

№ п/п	Найменування	Параметри		Формула вибору
		по каталогу	розрахункові	
1	$U_{ном}, кВ$	10	10	$U_{ном} \geq U_{уст}$
2	$I_{ном}, А$	630	329	$I_{ном} \geq I_{розр}$
3	$i_{дин}, кА$	32	21,64	$i_{ном.дин.} \geq i_{розр.дин.}$
4	$I_{ном.відм.}, кА$	12,5	8,5	$I_{ном.відм.} \geq I_{р.відм.}$
5	$I_{ном.т.у.}, кА$	12,5	2,67	$I_{ном.т.у.} \geq I_{ном.т.у.розр.}$
6	$S_{ном.відм.}, МВА$	217	154,59	$S_{ном.відм} \geq S_{розр.}$

5.4.5. Відхідний фідер на 250 кВт

За довідковим даними [2] вибираємо вимикач типу ВВ/TEL-10-12,5/630 У2 з номінальними даними:

$$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}; \quad U_{НАЙБ.роб.} = 12 \text{ кВ}; \quad I_{НОМ} = 630 \text{ А};$$

$$I_{НОМ.ВІДМ} = 12,5 \text{ кА}; \quad I_{НАСКР} = 32 \text{ кА}; \quad I_{НОМ.ВКЛ} = 32 \text{ кА};$$

$$I_{ТЕРМ}/t_{терм} = 12,5/3 \text{ кА}; \quad t_{ВІДМ} = 0,025 \text{ с}; \quad t_{ВЛАСН} = 0,015 \text{ с}.$$

Таблиця 5.9

Перевірочний розрахунок для відхідного фідера на АД 250 кВт

№ п/п	Найменування	Параметри		Формула вибору
		по каталогу	розрахункові	
1	$U_{ном}, кВ$	10	10	$U_{ном} \geq U_{уст}$
2	$I_{ном}, А$	630	31	$I_{ном} \geq I_{розр}$
3	$i_{дин}, кА$	32	22,07	$i_{ном.дин.} \geq i_{розр.дин.}$
4	$I_{ном.відм.}, кА$	12,5	8,67	$I_{ном.відм.} \geq I_{р.відм.}$
5	$I_{ном.т.у.}, кА$	12,5	2,67	$I_{ном.т.у.} \geq I_{ном.т.у.розр.}$
6	$S_{ном.відм.}, МВА$	217	157,68	$S_{ном.відм} \geq S_{розр.}$

5.4.6. Відхідний фідер на АД 500 кВт

За довідковим даними [2] вибираємо вимикач типу ВВ/TEL-10-12,5/630 У2 з номінальними даними:

$$\begin{aligned}
 U_{НОМ} &= 10 \text{ кВ}; & U_{НАЙБ.роб.} &= 12 \text{ кВ}; & I_{НОМ} &= 630 \text{ А}; \\
 I_{НОМ.ВІДМ} &= 12,5 \text{ кА}; & I_{НАСКР} &= 32 \text{ кА}; & I_{НОМ.ВКЛ} &= 32 \text{ кА}; \\
 I_{ТЕРМ}/t_{терм} &= 12,5/3 \text{ кА}; & t_{ВІДМ} &= 0,025 \text{ с}; & t_{ВЛАСН} &= 0,015 \text{ с}.
 \end{aligned}$$

Таблиця 5.10

Перевірочний розрахунок для відхідного фідера на АД 500 кВт

№ п/п	Найменування	Параметри		Формула вибору
		по каталогу	розрахункові	
1	$U_{НОМ}, \text{кВ}$	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$
2	$I_{НОМ}, \text{А}$	630	63	$I_{НОМ} \geq I_{розр}$
3	$i_{дин}, \text{кА}$	32	21,64	$i_{НОМ.дин.} \geq i_{розр.дин.}$
4	$I_{НОМ.відм.}, \text{кА}$	12,5	8,5	$I_{НОМ.відм.} \geq I_{р.відм.}$
5	$I_{НОМ.т.у.}, \text{кА}$	12,5	2,67	$I_{НОМ.т.у.} \geq I_{НОМ.т.у.розр.}$
6	$S_{НОМ.відм}, \text{МВА}$	217	154,59	$S_{НОМ.відм} \geq S_{розр.}$

5.4.7. Відхідний фідер на СД 4000 кВт

За довідковим даними [2] вибираємо вимикач типу ВВ/TEL-10-12,5/630 У2 з номінальними даними:

$$\begin{aligned}
 U_{НОМ} &= 10 \text{ кВ}; & U_{НАЙБ.роб.} &= 12 \text{ кВ}; & I_{НОМ} &= 630 \text{ А}; \\
 I_{НОМ.ВІДМ} &= 12,5 \text{ кА}; & I_{НАСКР} &= 32 \text{ кА}; & I_{НОМ.ВКЛ} &= 32 \text{ кА}; \\
 I_{ТЕРМ}/t_{терм} &= 12,5/3 \text{ кА}; & t_{ВІДМ} &= 0,025 \text{ с}; & t_{ВЛАСН} &= 0,015 \text{ с}.
 \end{aligned}$$

$$t_{п.а.} \approx 0,05 \cdot (\beta''')^2 = 0,05 \cdot \left(\frac{I''}{I_{\infty}} \right)^2 = 0,05 \cdot \left(\frac{8,67}{5,015} \right)^2 = 0,149 \text{ с};$$

t_{ϵ} – повний час відключення вимикача, с $t_{\epsilon} = 0,025 \text{ с}$ [1]

$t_{р.з.}$ – час дії основного релейного захисту, с $t_{р.з.} = 0,7 \text{ с}$ [1]

Тоді $t_{відм.} = 0,7 + 0,025 = 0,725 \text{ с}$;

$t_n = 0,149 + 0,725 = 0,874 \text{ с}$;

$$I_{Н.Т.С.} = I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_n}{t_{Н.Т.С.}}} = 5,015 \cdot \sqrt{\frac{0,874}{3}} = 2,7 \text{ кА};$$

Перевірочний розрахунок для відхідного фідера на СД 4000 кВт

№ п/п	Найменування	Параметри		Формула вибору
		по каталогу	розрахункові	
1	$U_{ном}, кВ$	10	10	$U_{ном} \geq U_{уст}$
2	$I_{ном}, А$	630	260	$I_{ном} \geq I_{расч}$
3	$i_{дин}, кА$	32	22,07	$i_{ном.дин.} \geq i_{расч.дин.}$
4	$I_{ном.откл.}, кА$	12,5	8,67	$I_{ном.откл.} \geq I_{р.откл.}$
5	$I_{ном.т.в.}, кА$	12,5	2,7	$I_{ном.т.в.} \geq I_{ном.т.в.расч.}$
6	$S_{ном.откл.}, МВА$	217	157,68	$S_{ном.откл.} \geq S_{расч.}$

5.4.8. Відхідний фідер на ТП

За довідковими даними [2] вибираємо вимикач типу ВВ/TEL-10-12,5/630 У2 з номінальними даними:

$$\begin{aligned}
 U_{НОМ} &= 10 \text{ кВ}; & U_{НАЙБ.роб.} &= 12 \text{ кВ}; & I_{НОМ} &= 630 \text{ А}; \\
 I_{НОМ.ВІДМ} &= 12,5 \text{ кА}; & I_{НАСКР} &= 32 \text{ кА}; & I_{НОМ.ВКЛ} &= 32 \text{ кА}; \\
 I_{ТЕРМ}/t_{терм} &= 12,5/3 \text{ кА}; & t_{ВІДМ} &= 0,025 \text{ с}; & t_{ВЛАСН} &= 0,015 \text{ с}.
 \end{aligned}$$

Таблиця 5.12

Перевірочний розрахунок для відхідного фідера на ТП

№ п/п	Найменування	Параметри		Формула вибору
		по каталогу	розрахункові	
1	$U_{ном}, кВ$	10	10	$U_{ном} \geq U_{уст}$
2	$I_{ном}, А$	630	88	$I_{ном} \geq I_{розр}$
3	$i_{дин}, кА$	32	18,22/22,07	$i_{ном.дин.} \geq i_{розр.дин.}$
4	$I_{ном.відм.}, кА$	12,5	7,16/8,67	$I_{ном.відм.} \geq I_{р.відм.}$
5	$I_{ном.т.у.}, кА$	12,5	2,67/2,67	$I_{ном.т.с.} \geq I_{ном.т.у.розр.}$
6	$S_{ном.відм.}, МВА$	217	130,14/157,68	$S_{ном.відм.} \geq S_{розр.}$

«/» - дріб показує величини струмів для ГПП/РП, тому що трансформатори однакової потужності живляться від різних РП.

5.5. Вибір ОПН, вимірювальних ТС і ТН на стороні 110 кВ

Для захисту ізоляції від перенапруги підстанційного устаткування встановлюємо обмежувачі перенапруги (ОПН) типу ОПН-У/TEL – 110/77 [6] з номінальними даними, які заносимо в табл. 5.13.

Таблиця 5.13

Технічні дані ОПН-У/TEL – 110/77

Клас напруги мережі, кВ	110
Найбільше робоча довготривала допустима напруга, кВ	77
Номінальний розрядний струм, при імпульсі 8/20мкс, кА	10
Залишкова напруга на ОПН-В, не більше, кВ, при імпульсі струму:	
150 30/60 мкс	186
500 30/60 мкс	193
500 8/20 мкс	195
5000 8/20 мкс	230
10000 8/20 мкс	245
20000 8/20 мкс	264
Максимальна амплітуда імпульсу струму 4/10 мкс, кА	100

Даний тип ОПН призначений для захисту трансформаторів, електроустаткування розподільних пристроїв і апаратів від атмосферних і комутаційних перенапруг у мережах напруги 110 кВ змінного струму частоти 48 – 62 Гц із заземленою нейтралю. Даний тип ОПН застосовується для зовнішньої і внутрішньої установки в умовах помірного та холодного клімату при температурі навколишнього повітря від -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$ на висоті не більше 2000 над рівнем моря (УХЛ за ДСТУ-15150). Обмежувачі довготривало витримують механічне навантаження до 500 Н від натягу проводу в напрямку, перпендикулярному вертикальній осі.

У системах 110 кВ у режимі розземленої нейтралі необхідно знизити можливі перенапруги шляхом приєднання ОПН-У/TEL до нульової точки трансформатора паралельно із заземлювачем типу ЗОН-110.

Приймаємо: ЗОН-110М з номінальними даними приведеними в табл. 5.14.

Таблиця 5.14

Технічні дані ЗОН-110 М-ІУХЛ1

Номінальна напруга, кВ	110
Найбільша робоча напруга, кВ	126
Номінальний струм, А	400

На стороні 110 кВ вибираємо трансформатори струму (ТС), вбудований у трансформатор типу ТВТ110-І-100/5 з номінальними даними приведеними в табл. 5.15.

Технічні дані ТВТ110-I-100/5

Номінальна напруга вводу трансформатора, кВ		110
Первинний струм (включаючи відгалуження), А	Номінальний	100
	Найбільший робочий	100
Номінальний коефіцієнт трансформації при номінальному вторинному струмі, А	1	100/1
	5	100/5
Номінальне вторинне навантаження, Ом, у класі точності 10	1	15
	5	0,6
Параметри, що визначають термічну стійкість	Кратність струму	25
	Час, с	3
Кількість трансформаторів струму на одному вводі		2
Номінальна гранична кратність		12

А також установлюємо ТС типу ТФЗМ110Б-I для живлення струмових кіл захистів з номінальними даними по [6]: $I_1 = 75 - 150$, варіант виконання вторинних обмоток 0,5/10P/10P, $i_{уд} = 15 - 30$ кА, номінальне навантаження, Ом, у класі 0,5 – 1,2; 1 – 4; 10P – 1,2.

До ліній також приєднаний відпайкою трансформатор напруги НКФ-110-83УХЛ1 (для живлення приводу вимикача 110 кВ) з номінальними даними приведеними в табл. 5.16.

Таблиця 5.16

Технічні дані НКФ-110-II-УХЛ1

Номінальна напруга вводу трансформатора, кВ		110
Номінальна напруга обмоток, В	Первинної	$110000/\sqrt{3}$
	Основної вторинної	$100/\sqrt{3}$
	Додаткової вторинної	100
Номінальне потужність, В·А, у класі точності	0,5	400
	1	600
	3	1200
Гранична потужність, В·А		2000

5.6. Вибір ОПН, вимірювальних ТС і ТН на стороні 10 кВ

З метою забезпечення надійної економічної роботи ГПП установлюємо електровимірювальні прилади, які розташовуємо в КРУ. Для здешевлення, кількість приладів вибираємо мінімально можливим, але достатнім для правильного ведення експлуатації.

Класи точності трансформатора струму і напруги вибираємо: для вмикання показуючих і самописних приладів не нижче 1; для розрахункових лічильників – 0,5.

На проєктованій ГПП приймаємо прилади, які одержали найбільше поширення. Амперметри для контролю навантаження електричних кіл з

метою попередження небезпечних ненормальних режимів роботи; ватметри і вольтметри – для вимірювання активної і реактивної потужності та їх розподілу, для вимірювання напруги. Лічильники – для обліку споживаної енергії в мережі.

Вибір трансформатора струму зводиться до визначення допустимого навантаження на вторинній обмотці при якій погрішність по струму ТС не буде перевищувати 10%. Трансформатори струму вибираємо по номінальному струму і напрузі, навантаженню первинної та вторинної котушок, класу точності.

Трансформатори встановлюємо у фази А і С за схемою неповної зірки. Установлювані прилади заносимо в табл. 5.17.

Таблиця 5.17.

Прилади, що встановлюються на ГПП

Найменування приладу	Тип	КТ	Навантаження В·А		
			Фаза А	Фаза В	Фаза З
Амперметр	Э-335	1	0,5	-	-
Ватметр	Д-335	1	0,5	-	0,5
Ватметр	Д-335	1	0,5	-	0,5
Лічильник активної потужності	АЛЬФА	0,5	0,05	-	0,05
Лічильник реактивної потужності	АЛЬФА	0,5	0,05	-	0,05
Разом: $S_{\text{прил}}$			1,6	-	1,1

Сумарний опір приладів:

$$R = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2} . \quad (5.13)$$

$$R = \frac{1,6}{5^2} = 0,064$$

Переріз з'єднувальних проводів повинний відповідати умовам механічної міцності (для алюмінієвих проводів питомий опір 0,0283 (Ом·мм²)/м).

Для схеми неповна зірка з 2-х трансформаторів струму:

$$l_p = \sqrt{3} \cdot l , \quad (5.14)$$

де $l = 4 \div 6 = 5$ м – усереднена довжина кіл при включенні всіх приладів в одну фазу.

$$l_p = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м}$$

Так як установлювані лічильники тех. обліку мають КТ на одну ступінь нижче розрахункових КТ=1, то ТС можна прийняти із КТ = 1.

З'єднувальні проводи беремо алюмінієві. $S = 2,5$ мм² – найменший допустимий переріз алюмінієвих проводів по механічній міцності.

$$R_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l_p}{S}, \quad (5.15)$$

де $\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м – питомий опір алюмінієвих проводів;

$$R_{\text{пров}} = 0,0283 \cdot \frac{8,66}{2,5} = 0,098 \text{ Ом}$$

Так як до ТС підключається 5 приладів, то опір контактів приймаємо $R_K = 0,1$ Ом.

Тоді розрахункове навантаження ТС виходить:

$$R_{2\text{розр}} = R_{\Sigma} + R_{\text{пров}} + R_K. \quad (5.16)$$

$$R_{2\text{розр}} = 0,064 + 0,098 + 0,1 = 0,262 \text{ Ом}$$

По струму ввідного вимикача ($I_{\text{розр}} = 993$ А) приймаємо до установки трансформатор струму ТЛ-10-1500/5 [4] з номінальними даними, які заносимо в табл. 5.18.

Трансформатор ТЛ-10-1500/5 (ввідний)

Таблиця 5.18

Технічні дані ТС ТЛ-10-1500/5

Номінальна напруга вводу трансформатора, кВ		10
Номінальний струм, А	Первинний	1500
	Вторинний	5
Варіанти виконання вторинних обмоток		0,5/10Р
Номінальне навантаження, Ом, у класі	0,5	0,4
	1	-
	3	-
	10Р	0,6
Струм електродинамічної стійкості, кА		128
Допустимий струм, кА/ допустимий час, с		40/3
Номінальна гранична кратність вторинної обмотки для захисту		20

Дані по вибору заносимо в табл. 5.19.

Таблиця 5.19.

Перевірка трансформатора струму ТЛ-10-1500/5

Найменування параметрів	Параметри		Умови вибору
	Довідникові	Розрахункові	
$U_H, кВ$	10	10	$U_H \geq U_P$
$I_H, кА$	1500	1007	$I_H \geq I_P$
$R_2, Ом$	0,4	0,262	$R_2 \geq R_{2P}$
$i_{дин}, кА$	128	18.22	$i_{дин} \geq i_Y$
$I_{ТС}, кА$	40	1.61	$I_{Т.ном} \geq I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_P}{t_{НОМ.Т.С}}}$

На ввідному вимикачі вибираємо 2 трансформатора струму ТЛ-10-1500/5 із КТ на вторинній обмотці 0,5 для підключення навантаження із КТ = 1.

На секційному вимикачі вибираємо той же трансформатор струму, що й на ввідному: ТЛ – 10-1500/5.

Вибір трансформаторів струму для РП робимо аналогічно. Розрахунки заносимо в табл. 5.20.

Таблиця 5.20.

Перевірка трансформатора струму ТЛ-10-800/5

Найменування параметрів	Параметри		Умови вибору
	Довідникові	Розрахункові	
$U_H, кВ$	10	10	$U_H \geq U_P$
$I_H, кА$	800	657	$I_H \geq I_P$
$R_2, Ом$	0,4	0,262	$R_2 \geq R_{2P}$
$i_{дин}, кА$	128	22.07	$i_{дин} \geq i_Y$
$I_{ТС}, кА$	40	1.57	$I_{Т.ном} \geq I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_P}{t_{НОМ.Т.С}}}$

На ввідному вимикачі вибираємо 2 трансформатора струму ТЛ-10-800/5.

На секційному вимикачі вибираємо той же трансформатор струму, що й на ввідному: ТЛ – 10-800/5.

Розрахунки і вибір трансформаторів струму для відхідних ліній ГПП, РП1 і РП2 робимо аналогічно. Результати заносимо в табл. 5.21.

Вибір трансформаторів струму відхідних лінії споживачів ГПП

Найменування електроприймачів	I_n , А	Тип ТС
АД (250 кВт)	31	ТЛ-10-30/5
АД (500 кВт)	63	ТЛ-10-100/5
СД (500 кВт)	260	ТЛ-10-300/5
ТП	88	ТЛ-10-100/5

Вибір трансформаторів напруги

Для контролю над станом ізоляції мережі, вимірювання міжфазної і фазної напруги мережі, відводу в землю статичних зарядів лінії, живлення приладів, захисту сигналізації в електричних мережах з ізольованою нейтралю застосовують трансформатори напруги.

Таблиця 5.22.

Технічні дані ТН

Прилад	Тип	Споживана потужність	Кількість приладів	Загальна споживана потужність Р, Вт
Вольтметр	Э – 335	2	1	2
Ватметр	Д – 335	1,5	1	1,5
Лічильник активної енергії	АЛЬФА	0,05	11	0,55
Реле напруги	РН – 54	1	2	2
Разом: НАМИ				6,05

За номінальну потужність $S_{ном.тр}$ приймають потужність усіх трьох фаз для трансформаторів, з'єднаних за схемою зірки з компенсуючою обмоткою. Таке з'єднання компенсує кутову похибку трансформатора і тим самим підвищує його точність.

Приймаємо трансформатор напруги типу: НАМИ–10–66 УЗ з номінальними даними приведеними в табл. 5.23.

Технічні дані ТН НАМИ – 10 – 66 УЗ

Номинальна напруга вводу трансформатора, кВ		10
Номинальна напруга обмоток, В	Первинної	10000
	Основної вторинної	100
	Додаткової вторинної	100/3
Номинальна потужність, В·А, у класі	0,2	-
	0,5	120
	1	200
	3	500
Гранична потужність, В·А		1000

Дані про вибір заносимо в табл. 5.24.

Таблиця 5.24.

Перевірка трансформатора напруги НАМИ – 10 – 66 УЗ

Найменування параметрів	Параметри		Умова вибору
	довідникові	розрахункові	
УН, кВ	10	10	$U_H \geq U_P$
S_{2H} , ВА	200	150	$S_{2H} \geq S_{2P}$
КТ	1	1	КТ

5.7. Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами енергії системи власних потреб є: електродвигуни системи охолодження трансформаторів, пристрою обігріву шаф із установленими в них електричними апаратами і приладами; електричне опалення і освітлення, система пожежогасіння.

Найбільш відповідальними приймачами електроенергії системи власних потреб є приймачі систем керування, телемеханіки і зв'язку, електропостачання яких може бути здійснене:

- від мережі змінного струму – безпосередньо, через стабілізатори і випрямлячі;
- від незалежного джерела енергії – акумуляторної батареї.

В останньому випадку в системі власних потреб повинні бути передбачені перетворювачі для заряду батарей.

Для електропостачання системи власних потреб підстанції передбачають понижувальні трансформатори із вторинною напругою 380/220. Трансформатори власних потреб можуть бути приєднані до збірних шин РП 10 кВ. Однак така схема має недолік, який полягає в порушенні електропостачання системи власних потреб при ушкодженні в РП.

Тому трансформатори власних потреб приєднуємо до виводів низької напруги головних трансформаторів на ділянці між трансформатором і вимикачем.

Приймаємо до установки два трансформатори ТСЗ–63/10 з номінальною потужністю 63 кВА.

5.8. Вибір пристроїв оперативного струму

Сукупність джерел живлення, кабельних ліній, шин живлення перемикаючих пристроїв та інших елементів оперативних кіл становить систему оперативного струму даної електроустановки.

До системи оперативного струму висувають вимоги високої надійності при КЗ і інших аномальних режимах у колах головного струму.

Застосовуються наступні системи оперативного струму:

- постійний оперативний струм – система живлення оперативних кіл, при якій у якості джерела живлення використовується акумуляторна батарея;
- змінний оперативний струм – система живлення оперативних кіл, при якій у якості основних джерел живлення використовуються вимірювальні трансформатори струму приєднань, що захищаються, вимірювальні трансформатори напруги, трансформатори власних потреб. У якості додаткових джерел живлення імпульсної дії використовуються попередньо заряджені конденсатори;
- випрямлений оперативний струм – система живлення оперативних кіл змінним струмом, у якій змінний струм перетвориться в постійний (випрямлений) за допомогою блоків живлення і випрямних силових пристроїв. У якості додаткових джерел живлення імпульсної дії використовуються попередньо заряджені конденсатори;
- змішана система оперативного струму – система живлення оперативних кіл, при якій використовуються різні системи оперативного струму (постійний і випрямлений, змінний і випрямлений).

У системі оперативного струму розрізняють:

- залежне живлення, коли робота системи живлення оперативних кіл залежить від режиму роботи даної електроустановки (підстанції);
- незалежне живлення, коли робота системи живлення оперативних кіл не залежить від режиму роботи даної електроустановки.

У цей час на підстанціях і РП широке поширення одержала система випрямленого оперативного струму.

Для випрямлення змінного струму використовується:

- блоки живлення стабілізовані типу БПНС-2 разом зі струмовими типу БПТ-1002 – для живлення кіл захисту, автоматики, керування;
- блоки живлення не стабілізовані типу БПН-1002 – для живлення кіл сигналізації і блокування, що зменшує розгалуженість кіл оперативного струму і забезпечує можливість видачі всієї потужності стабілізованих блоків для спрацьовування захисту і відключення вимикачів;

- блоки БПН-1002 замість БПНС-2 для живлення кіл, автоматики, керування, коли не потрібна стабілізація оперативної напруги (наприклад, при відсутності АЧР);
- силові випрямні пристрої ТЧ на УКП і УКПК із індуктивним накопичувачем – для живлення електромагнітів, що включають приводи вимикачів. Індуктивний накопичувач забезпечує включення вимикача на коротке замикання при залежному живленні кіл включення;
- блоки живлення не стабілізовані БПЗ-401 для заряду конденсаторів, відключення вимикачів 10 кВ захистом мінімальної напруги, а також відключення вимикачів 110 кВ при недостатній потужності блоку живлення.

5.9. Вибір запобіжників

Для захисту трансформаторів власних потреб і трансформаторів напруги застосовуються запобіжники [6].

Плавкі запобіжники повинні відповідати наступним вимогам:

$$U_{НОМ(З)} \geq U_{МЕРЕЖІ}; \quad (5.17)$$

$$I_{ВДМ(З)} \geq I_{КЗ}; \quad (5.18)$$

$$I_{НОМ(ПЛ.ВСТ)} = 2 \cdot I_{НТ}. \quad (5.19)$$

де $I_{НОМ(ПЛ.ВСТ)}$ – номінальний струм плавкої вставки запобіжника.

Вибираємо для ТН запобіжники типу ПКН001 – 10УЗ, для ТВП – ПКТ103–10 –50–31,5УЗ, з номінальними даними: $U_{НОМ} = 10$ кВ; $I_{НОМ} = 50$ А; $I_{ВДМ} = 31,5$ кА.

6. РОЗРАХУНОК ПОВІТРЯНИХ І КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

Передачу електроенергії від джерела живлення до приймального пункту промислового підприємства здійснюють повітряними і кабельними лініями. Перерізи проводів і жил кабелів вибирають по технічних і економічних умовах.

До технічних умов відносять вибір перерізів по нагріву розрахунковим струмом, умовам корони, механічної міцності, нагріванню від короткочасного нагрівання струмом КЗ і втратам напруги.

Економічні умови вибору полягають у визначенні перерізу лінії, приведені витрати на спорудження якої будуть мінімальними.

Технічні та економічні умови в процесі розрахунки дають різні перерізи для однієї й тієї ж лінії. Остаточо вибирається переріз, що задовольняє всім вимогам.

6.1. Вибір і перевірка повітряних ліній

Зробимо вибір перерізу проводів ПЛ, що живлять ГПП. Вибір перерізу для паралельно працюючих ліній робимо по розрахунковому струму. Для паралельно працюючих ліній як розрахунковий струм приймають струм післяаварійного режиму, коли одна живильна лінія вийшла з ладу. За довідковим даними залежно від розрахункового струму визначають найближчий більший стандартний переріз [1]. Вважаємо, що по лінії передається потужність, рівна $S_p = 18,322$ МВА;

Розрахунковий струм на одну лінію:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{18322}{\sqrt{3} \cdot 110} = 96,2 \text{ A} \quad (6.1)$$

За довідковим даними [2] приймаємо провід типу АС-35:

$$I_{дон} \geq I_p. \quad 175 \text{ A} \geq 96,2 \text{ A}$$

Перевіряємо вибраний переріз по економічній густині струму (відповідно до вказівок [3]).

Економічно доцільний переріз:

$$F_{ЕК} = \frac{I_m}{j_{ЕК}} = \frac{96,2}{1,0} = 96,2 \text{ мм}^2, \quad (6.2)$$

де

$$I_m = \frac{S}{2\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{18322}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 48,1 \text{ A} \quad (6.3)$$

I_m - робочий струм у нормальному режимі;

$J_{ек}$ - економічна густина струму для алюмінієвих проводів (по [3]) при кількості годин використання максимуму навантаження більше 5000 в рік).

За умовами корони мінімальний переріз рівний 70 мм².

За умовами механічної міцності для 3 і 4 районів по вітру й ожеледі мінімальний переріз рівний 70 мм² для сталюалюмінієвих проводів.

По втраті напруги:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \cdot I \cdot (R_0 \cos \varphi + X_0 \sin \varphi) \cdot l; \\ \Delta U &= 1,73 \cdot 78,93 \cdot (0,428 \cdot 0,93 + 0,444 \cdot 0,368) \cdot 1,8 = 138 \text{ В} \end{aligned} \quad (6.4)$$

$$\Delta U \leq 0,1U$$

Остаточно приймаємо до установки провід АС перерізом 70 мм² ($I_{доп.} = 265 \text{ A}$; $R_0 = 0,428 \text{ Ом/км}$; $X_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$).

6.2. Вибір і перевірка кабельних ліній

Розрахунок зробимо для РП

Вибір кабелю по довготривалому допустимому струму

По нагріванню тривалим струмом навантаження перевіряються всі провідники електричних мереж у нормальному і післяаварійному режимах. Післяаварійний режим виникає при відключенні ушкодженого елемента системи електропостачання (лінії, трансформатора) і триває до відновлення нормального режиму, але не більше однієї доби. Паралельні лінії, що залишилися включеними, або трансформатори в післяаварійному режимі працюють із допустимим перевантаженням, забезпечуючи живлення навантаження ушкодженого елемента.

а) у нормальному режимі довготривалий допустимий струм буде рівний:

$$\begin{aligned} I_{довг. доп.} &= I_{р.н.} = \frac{S_{РП-1сек}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \\ I_{р.н.} &= \frac{5974,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 314,5 \text{ A}. \end{aligned} \quad (6.5)$$

б) в післяаварійному режимі:

$$I_{p. n/a} = \frac{S_{PP-I сек} + S_{PP-II сек}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (6.6)$$

$$I_{p. n/a} = \frac{5974,3 + 5974,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 630 \text{ A};$$

Вибираємо кабель із ізоляцією зі зшитого поліетилену АПВВ - 2(3×150) з $I_{доп} = 318 \text{ A}$, що прокладається в повітрі ($r_0=0,206$; $x_0=0,092$)

Перевірка вибраного кабелю по втраті напруги в післяаварійному режимі

$$\Delta U = I_{p n/a} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot l \quad (6.7)$$

$$\Delta U = 318 \cdot (0,206 \cdot 0,93 + 0,075 \cdot 0,092) \cdot 0,45 = 28,4 \text{ В}$$

Розраховані втрати напруги перебувають у межах допустимих 10 % \Rightarrow виконується умова вибору по втраті напруги.

Перевірка КЛ по термічній стійкості

За стандартний термічно стійкий переріз приймається найближчий менший переріз до розрахункової величини S_T . Такий розв'язок обумовлений помилкою у бік завищення, закладеної в методі розрахунків.

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B}}{C}; \quad (6.8)$$

де B – тепловий імпульс;

C – функція, що враховує матеріал жил, ізоляцію кабелю і напругу, на яку він розрахований, $A \cdot c^{1/2}/\text{мм}^2$; $C = 150$ [4]

$$B = I_{\infty}^2 \cdot t_{тер}, \quad (6.9)$$

де I_{∞} - односекундний струм КЗ по жилі, кА (для 150 мм^2 $I_{\infty} = 14,2 \text{ кА}$);

$t_{тер}$ – час термічної стійкості, з ($t_{тер} = 1 \text{ с}$).

$$B = 14,22 \cdot 1 = 201,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{201,6}}{0,150} = 94 \text{ мм}^2$$

Перевірка по втраті потужності

За браком даних про вартість кабельних ліній зі СПЕ зробимо спрощений розрахунок по втраті потужності для 3 перерізів на приєднання. Розрахуємо втрати потужності для перерізу 150 мм^2 :

$$\Delta P_{\text{л}} = I_{\text{л}}^2 \cdot R \quad (6.10)$$

де

$$R = r_0 \cdot l = 0,206 \cdot 0,450 = 0,093 \text{ Ом}$$

тоді

$$\Delta P_{\text{л}} = 328,5^2 \cdot 0,093 = 10036 \text{ Вт}$$

За аналогією виконаємо розрахунки для 120 і 185 мм². r_0 рівні відповідно 0,253 і 0,164 Ом/км.

$$\Delta P_{\text{л}} = 328,5^2 \cdot 0,114 = 12302 \text{ Вт} - \text{для } 120 \text{ мм}^2$$

$$\Delta P_{\text{л}} = 328,5^2 \cdot 0,074 = 7986 \text{ Вт} - \text{для } 185 \text{ мм}^2$$

Розрахунки для інших споживачів аналогічний, результати заносимо в табл. 6.1.

Таблиця 6.1

Розрахунок кабельних ліній

Устаткування	$S_{\text{НОМ}}$ ($S_{\text{РОЗР}}$)	I_p , А	n	$F_{\text{РОЗР}}$, мм ²	$F_{\text{ТЕРМ}}$, мм ²	Марка кабелю	$I_{\text{ДОП}}$, А
РП	11949	630	1	150	150	АПВВ-2(3×150)	318
АД1	248	31	2	50	50	АПВВ-1(3×50)	160
АД2	482	63	4	50	50	АПВВ-1(3×50)	160
СД	3993	260	2	120	120	АПВВ-1(3×120)	280
ТП	1139	88	8	50	50	АПВВ-1(3×50)	160

7. ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ ТА ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

7.1. Вибір багатофункціональних електронних лічильників

Лічильники електричної енергії трифазні багатофункціональні Альфа А1800 класів точності 0,1S; 0,2S; 0,5S і 1 трансформаторного і безпосереднього включення призначені для обліку активної і реактивної енергії в колах змінного струму, для розрахунку втрат в силовому трансформаторі та лінії електропередачі, зберігання в профілі навантаження даних про енергоспоживання/видачі і вимірних параметрах мережі, а також для передачі вимірних або розрахованих параметрів при використанні в складі автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ) на диспетчерський пункт з контролю, обліку і розподілу електричної енергії.

Лічильник АЛЬФА А1800 призначений для встановлення на перетоки, генерацію, високовольтні підстанції, в розподільні мережі і на промислові підприємства. Виробник: Elster.



Малюнок. 7.1 – Лічильник АЛЬФА СМАРТ А1810RAL-P4GB-DW-4

Особливості

АЛЬФА СМАРТ А1810RAL-P4GB-DW-4(A18):

- лічильник Альфа А1800(10);
- безпосереднього включення класу точності 1(R);

- вимірювання активної та реактивної енергії в багатотарифному режимі(A);
- двонаправлені вимірювання(L);
- Графіки навантаження по енергії та графіки параметрів мережі(P4);
- кількість імпульсних каналів - 4(G);
- основний цифровий порт(B);
- додатковий цифровий інтерфейс RS485 (протокол обміну ANSI)(D);
- підсвічування дисплея(W);
- додаткове живлення(4);
- трьохелементний лічильник (чотирипровідна лінія).

Функціональні можливості

Лічильник вимірює кожні 2 величини з 4-х (активна пряма і зворотна, реактивна пряма і зворотна) в багатотарифному режимі «R» або 8 величин в багатотарифному режимі (активна і реактивна в двох напрямках, реактивна по 4 квадрантам) «RA» пам'ять «L» для зберігання даних графіків навантаження і параметрів електромережі (4 графіка з 30-хвилинними інтервалами, глибина зберігання 180 днів), 4 гальванічно розв'язаних реле «P4», цифровий порт «G» з двома інтерфейсами RS-485 або RS-232 і можливість підключення додаткового незалежного цифрового порту з інтерфейсом RS-485 «B» «W», плата для підключення зовнішнього джерела живлення 70-280В підсвічування дисплея «D», трьохелементний лічильник (4-х дротова або 3-х провідна лінія).

Технічні характеристики

Технічні і метрологічні характеристики лічильників А1800 наведені в табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Технічні і метрологічні характеристики лічильників А1800

Найменування характеристики	Значення
1	2
Клас точності	
- по активній енергії ДСТУ EN 62053-22	0,2 S; 0,5 S; 1.0
ДСТУ EN 62053-21	1,0; 2,0
- по реактивній енергії ДСТУ EN 62053-23	2,0; 3,0
Номинальні напруги, В	3x57,7/100; 3x220/380; 3x127/220; 3x100; 3x220; 3x380; 3x57,7...230/100...400

Робочий діапазон напруги, В	(0,8 - 1,2) $I_{ном}$
Номинальна частота мережі (діапазон робочих частот), Гц	$50 \pm 2 \%$
Номинальні (максимальні) струми, А	1 (10); 5 (10); 5 (120)
Стартовий струм (чутливість), А, по активній енергії - клас точності 0,2S; 0,5S - клас точності 1 - клас точності 1 (безпосереднє включення)	$0,001 \cdot I_{ном}$ $0,002 \cdot I_{ном}$ $0,004 \cdot I_{ном}$
Стартовий струм (чутливість), А, по реактивній енергії - клас точності 2 - клас точності 2 (безпосереднє включення) - клас точності 3 - клас точності 3 (безпосереднє включення)	$0,003 \cdot I_{ном}$ $0,005 \cdot I_{ном}$ $0,005 \cdot I_{ном}$ $0,01 \cdot I_{ном}$
Потужність що споживається в колах напруги, мВт (мВ·А), не більше	2 (3,6)
Потужність в колі струму, мВт (мВ·А), не більше - трансформаторне включення (при $I_{ном}$) - безпосереднє включення (при $I_{ном}$)	2,5 (3,0) 12,5 (15,0)
Розрядність рідинно-кристалічного дисплея	8 розрядів
Кількість тарифних зон	до 4
Допустима основна абсолютна похибка ходу внутрішнього годинника, с/добу, не більше	$\pm 0,5$
Термін служби літєвої батареї в режимі постійного розряду, років, не менше	10
Швидкість обміну інформацією при зв'язку з лічильником по цифровим інтерфейсам, біт/с	300 - 19200
Діапазон значень сталої лічильника по імпульсному виходу, імп./(кВт·год) [імп./(квар·год)]	100-40000 (задається програмно)
Глибина зберігання даних графіків навантаження для одного каналу з інтервалом 30 хвилин, дні, не менше	1200
Тривалість вихідних імпульсів, мс	20 - 260 (задається програмно)
Захист від несанкціонованого доступу: - пароль лічильника - апаратне блокування - контроль зняття кришки затискачів	Так Так Так
Збереження даних в пам'яті, років	30
Самодіагностика лічильника	Так
Ступінь захисту корпусу	IP54
Тип монтажу	внутрішній/зовнішній
Діапазон робочих температур навколишнього повітря, °С	від -40 до +70
Відносна вологість повітря при температурі 25 °С, не більше	98%
Атмосферний тиск	від 60 до 106,7 кПа
Клас зовнішніх механічних умов	M1
Клас зовнішніх електромагнітних умов	E2
Клас захисту	II
Маса, кг, не більше	2,0
габаритні розміри (висота x ширина x товщина), мм, не більше	307 x 170 x 89
Середнє напрацювання до відмови, годин, не менше	120000

8. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, АВТОМАТИКА І ТЕЛЕМЕХАНІКА

8.1. Релейний захист

Для захисту електроустаткування в схемі електропостачання застосовуємо пристрої релейного захисту, призначені для:

а) автоматичного відключення ушкодженого елемента від іншої, неушкодженої частини електричної системи (електроустановки) за допомогою вимикачів; якщо ушкодження (наприклад, замикання на землю в мережах з ізольованою нейтралю) безпосередньо не порушує роботу електричної системи, застосовуємо дію захисту тільки на сигнал;

б) реагування на небезпечні, ненормальні режими роботи елементів електричної системи; залежно від режиму роботи і умов експлуатації електроустановки релейний захист повинний бути виконаний з дією на сигнал або на відключення тих елементів, залишення в роботі яких може привести до виникнення ушкодження.

У виді великої відповідальності пристроїв релейного захисту застосовуємо тільки перевірені досвідом типові схеми захисту.

При виборі пристроїв релейного захисту керуємося наступними вимогами до пристроїв РЗА:

- 1) *Селективність* дії пристроїв РЗА (автоматичне відключення від пристроїв РЗА тільки ушкодженого елемента мережі).
- 2) *Чутливість* (дія захисту при мінімально можливому струмі к.з. у системі).
- 3) *Швидкодія* (мінімально можливий час спрацьовування).
- 4) *Надійність* (чітка дія всіх елементів схеми захисту протягом розрахункового часу, у якості якого приймають час між черговими плановими перевірками). Для забезпечення надійності застосовуємо високоякісні й надійно працюючі реле та інші апарати РЗА, виконуємо більш прості схеми захисту з можливо меншою кількістю реле, контактів і кіл.

Для захисту встановленого електроустаткування застосовуємо наступні види захистів, установлювані відповідно до [3] (див. табл. 35.).

Захист електроустаткування

Електроустаткування	Вид пошкодження	Застосований захист
<i>Трансформатор ГПП ТДН-16000/110</i>	Багатофазні к.з. в обмотках трансформатора і на його виводах	Диференціальний захист зі струмовими реле типу РНТ
	Виткові замикання та інші пошкодження усередині кожуха трансформатора	Газовий захист
	Зовнішні к.з.	МСЗ із пуском від реле мінімальної напруги
	Перевантаження	МСЗ із одним реле в одній фазі з дією на сигнал
<i>Трансформатори ЦП</i>	Багатофазні к.з. в обмотках трансформатора і на його виводах	Струмова відсічка
	Виткові замикання в обмотках трансформатора й інші пошкодження	Реле тиску
	Зовнішні к.з.	МСЗ
	Перевантаження	МСЗ на сигнал
<i>Синхронні і асинхронні електродвигуни</i>	Багатофазні к.з. в двигунах і на його виводах	Струмове відсічення Поздовжній диференціальний захист (якщо струмова відсічка не відповідає вимогам чутливості)
	Замикання на землю	МСЗ нульової послідовності
	Надструми перевантаження	МСЗ
	Зниження напруги	Захист мінімальної напруги
	Асинхронний хід (для СД)	Захист від асинхронного ходу
<i>Кабельні лінії та збірні шини РП</i>	Багатофазні к.з.	Струмова відсічка
	Замикання на землю	МСЗ нульової послідовності з дією на сигнал

8.2. Автоматика і вимірювання

У системі електропостачання для підвищення надійності роботи електроустаткування застосовуємо наступні види автоматики [3]:

1) Автоматичне повторне вмикання (АПВ).

АПВ ЛЕП-110кВ.

АПВ трансформаторів ГПП.

2) Автоматичне вмикання резерву (АВР).

АВР збірних шин РП ГПП.

АВР збірних шин РП-10 кВ РП.

АВР збірних шин 0,4 кВ ТП.

3) Автоматичне регулювання потужності конденсаторних установок по напрузі.

4) Автоматичне розвантаження по частоті (АЧР) споживачів на стороні 10 кВ.

5) Самозапуск електродвигунів при короткочасному (до 10с) зникненні напруги на шинах РП.

Для диспетчерського керування устаткуванням передбачаємо:

Телекерування вимикачами об'єктів, потребуючих частих перемикань (АД транспортерів) і силових трансформаторів.

Телесигналізація:

- положення не телекерованих вимикачів вводів, секційних і шиноз'єднувальних вимикачів, вимикачів трансформаторів;
- аварійного відключення будь-якого вимикача (один загальний сигнал з контрольованого пункту).
- замикання на землю в мережах високої напруги.
- спрацьовування захисту, діючої не на відключення, а на сигнал (перевантаження, перший ступень газового захисту трансформатора і т.д.).
- виникнення пожежі на підстанції.
- відкриття дверей не обслуговуючого об'єкту.
- різні несправності (один загальний сигнал з контрольованого пункту – зміна температури в приміщенні, пошкодження у вторинних колах і т.д.).

Телевимірювання:

- напруги на шинах ГПП і РП.
- сумарної потужності, одержуваної від джерела живлення.

8.3. Розрахунок релейного захисту синхронного електродвигуна потужністю 4 мВт

У якості захисту від міжфазних пошкоджень використовуємо поздовжній диференціальний захист. На синхронних електродвигунах потужністю до 5000 кВА з метою спрощення, захист виконується двофазний.

Диференціальний захист дає можливість одержати значно більшу чутливість, ніж максимальний струмовий захист, тому що кидки струму від електродвигуна при зовнішніх КЗ і струми пуску й самозапуску від яких відбудовує максимальний струмовий захист, у схемі диференціального захисту виявляються збалансованими.

Технічні характеристики трансформатор струму ТЛ-10-300/5: первинний струм $I_1=300$ А, вторинний струм $I_2=5$ А.

Коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{ТТ}} = I_1/I_2 = 40.$$

Струм спрацьовування диференціального захисту двигунів [Чернобровов, 519] за умови ідентичності трансформаторів струму диференціальної схеми приймається рівним:

$$I_{\text{с.з}} = (1,5 \div 2) I_{\text{НОМ.}}$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,7 \cdot 260 = 442 \text{ А}$$

Вибираємо реле РТ – 40/10 з послідовним з'єднанням обмоток. Струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{с.р.}} = 442/40 = 11,05 \text{ А};$$

Коефіцієнт чутливості обчислюємо по виразу:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}(K5)}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5,$$

де

$$I_{\text{min}(K4)}^{(2)} = I_{\text{min}(K4)}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,867 \cdot 8,67 = 7,52 \text{ кА}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}(K5)}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{7520}{442} = 17$$

Захист від замикання однієї фази на землю встановлюється на електродвигунах потужністю більш 2000 кВт у тому випадку, якщо струм замикання на землю перевищує 5 А.

Розрахунок струму однофазного замикання на землю в розподільній мережі 6 кВ виконаємо за спрощеною методикою:

$$I^{(1)} = \frac{U \cdot L}{10} + \sum_1^K I_{CD(i)}$$

де U - напруга розподільної мережі, кВ;

$\sum 1$ - загальна довжина кабельних ліній, що живляться від одного із трансформаторів ГПП, км;

I_{CDi} - ємнісний струм і-го двигуна,

$$I_{CD} = \frac{942 \cdot U_{\phi} \cdot K_2 \cdot \sqrt[4]{S^3} \cdot 10^{-6}}{3 \cdot (U_H + 3600) \cdot \sqrt[3]{n_H}};$$

де S - Потужність електродвигуна, кВА;

U_{ϕ} і U_H - відповідно фазна напруга мережі й номінальна напруга електродвигуна, В;

n_H - кількість обертів за хвилину;

$K_2=40$ - для ізоляції класу Б при 20°C.

$$I_{CD4000}=0,438 \text{ А};$$

Кількість електродвигунів потужністю 4000 кВт - 2 шт.

$$\sum I_{CD4000}=0,876 \text{ А}.$$

Сумарна довжина кабельних ліній - 0,072 км.

$$I=7,02 \text{ А}.$$

Струм однофазного замикання на землю перевищує 5А, отже установка захисту від замикання на землю обов'язкова.

Захист виконується з дією на сигнал з використанням трансформатора струму нульової послідовності. Вибираємо трансформатор струму нульової послідовності ТЗЛ УЗ.

Вибираємо реле типу РТ 40/20 з послідовним з'єднанням обмоток.

Первинний струм спрацьовування захисту від замикань на землю рівний:

$$I_{с.з.0.}=K_H \cdot K_{\phi} \cdot I_c, \text{ де}$$

$K_H = 1,3$ - коефіцієнт надійності;

$K_G = 4$ - коефіцієнт, що враховує кидок ємнісного струму електродвигуна I_c при зовнішніх перережезованих замиканнях на землю;

$$I_{c.з.0} = 1,3 \cdot 4 \cdot 0,438 = 2,28 \text{ А};$$

Захист від асинхронного режиму і від перевантаження виконується реагуванням на коливання струму в статорі або роторі двигуна, що виникають у цьому режимі. Захист виконується за допомогою миттєвого струмового реле типу РТ-40, що діє на проміжне струмове реле з уповільненим розмиканням контактів. Дія цього захисту заснована на тому, що вона не встигає вернутися за час спаду струму між циклами хитань і поступово, за кілька періодів хитань набирає час і спрацьовує на відключення. Уставки струмового реле і реле часу визначаються вимогами захисту від перевантаження, тому

$$I_{c.з.} = \frac{K_H}{K_{ВОЗ}} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 260 = 390 \text{ А};$$

струм спрацьовування реле перевантаження:

$$I_{c.р.} = \frac{K_{СХ} \cdot I_{c.з.}}{n_{ТТ}} = \frac{1 \cdot 390}{40} = 9,75 \text{ А};$$

$$K_{ч} = I_{к}^{(2)} / I_{c.з.} = 7520 / 390 = 19,3$$

Приймаємо реле струму типу РТ-40/10 і, враховуючи можливість великого часу розвороту двигуна при самозапуску, установлюємо реле часу типу Е-513. Витримка часу рівна 18 с.

Час спрацьовування захисту від перевантаження:

$$t_{СЗ} = 1,2 \cdot t_{П} = 1,2 \cdot 15 = 18 \text{ с},$$

де $t_{П} = 15 \text{ с}$ — час пуску СД.

Час спрацьовування захисту від асинхронного ходу

$$t_{СЗ} = 20 \text{ с}.$$

8.4. Розрахунок струму самозапуску електродвигунів і залишкової напруги на їхніх затискачах

Для полегшення умов відновлення напруги після відключення КЗ і забезпечення самозапуску електродвигунів відповідальних механізмів необхідно передбачити відключення захистом мінімальної напруги електродвигунів невідповідальних механізмів сумарною потужністю обумовленою можливістю джерела живлення і мережі по полегшенню самозапуску.

Витримка часу захисту U_{\min} повинна вибиратися в межах $0,5 \div 1,5$ с на ступінь вище часу дії швидкодіючих захистів від багатозазних КЗ.

Визначимо сумарний струм навантаження 1 секції РП-1 у режимі само запуску:

$$I_{\text{ПУСК}\Sigma} = \sum_{i=1}^n K_n \cdot I_{\text{НОМАД}} + \sum_{i=1}^n K_n \cdot I_{\text{НОМ.СД}} + \sum_{i=1}^n I_{\text{НОМТР}} = 1976 \text{ A};$$

Визначимо еквівалентний опір навантаження:

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{U_H}{\sqrt{3} I_{\text{ПУСК}\Sigma}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1976} = 3,07 \text{ Ом.}$$

Струм само запуску:

$$I_{\text{СЗП}} = \frac{U_H}{\sqrt{3}(X_C + X_{\text{ВЛ}} + X_T + X_{\text{КЛ1}} + X_{\text{ЭКВ}})} =$$

$$= \frac{10500}{\sqrt{3}(0,271 + 0,9 + 86,8 + 0,006 + 3,43)} = 64 \text{ A.}$$

Захист від мінімальної напруги в цьому випадку не потрібний, тому що самозапуск електродвигунів забезпечується без відключення частини невідповідальних споживачів.

8.5. Перелік засобів автоматики на ГПП

Релейний захист, автоматику, сигналізацію на ГПП виконуємо на постійному струмі з використанням комплектних випрямних пристроїв УКПК. Для живлення кіл соленоїдів використовується БПН, вихідна напруга 220В.

На ГПП використовуємо наступні автоматичні пристрої:

- АВР секцій;
- автоматичне керування пристроєм РПН на силових трансформаторах;
- автоматичне керування обдуванням трансформаторів.

8.6. Телемеханіка, телекерування, телесигналізація

Засоби телемеханіки повинні застосовуватися для диспетчерського керування територіально-розосередженими електроустановками, зв'язаними загальним режимом роботи, і їх контролю. Обов'язковою умовою застосування телемеханіки є наявність техніко-економічної доцільності (підвищення ефективності диспетчерського керування, економічності і надійності керування, відмова від постійного чергового персоналу).

ГПП проектуємо без постійного оперативного персоналу. Вибір засобів телемеханіки робимо відповідно до [1]:

- телевимірювання на вводах і на секціях ГПП;
- телеконтроль температури масла трансформаторів ГПП.

Телесигналізація передбачається для відображення на диспетчерських пунктах положення й стану основного комутаційного устаткування електроустановок, для введення інформації в обчислювальні машини або пристрої обробки інформації, для передачі аварійних і попереджувальних сигналів.

Телевимірювання повинні забезпечити передачу основних електричних або технологічних параметрів, необхідних для встановлення і контролю оптимальних режимів роботи електроустановок або всієї системи електропостачання в цілому. Телевимірювання, що не вимагають постійного контролю повинні здійснюватися періодично або по викликові.

Усі споживачі електроенергії, незалежно від приєднаної потужності, повинні мати прилади обліку активної енергії для грошового розрахунку за отриману ними енергію (розрахунковий облік). Промислові підприємства і прирівняні до них споживачі із приєднаною потужністю 100 кВА і вище з узагальненим річним максимумом не нижче 500 кВт повинні мати прилади обліку реактивної потужності.

Розрахункові лічильники енергії, як правило, встановлюються на границі розділення мережі енергопостачальної організації і споживачів, обумовленою балансовою приналежністю мереж і трансформаторів. При живленні від мереж 35 – 220 кВ розрахункові лічильники встановлюються на вторинній стороні прийомних трансформаторів.

Електровимірювальні прилади, встановлені на понижувальних підстанціях, повинні задовольняти наступним вимогам:

Самописні і показуючі прилади повинні бути класу точності 1,0; 2,5. Клас точності трансформаторів струму і напруги для приєднання розрахункових лічильників електроенергії повинен бути не більш 0,5. Допускається використання трансформаторів напруги класу точності 1,0 для включення розрахункових лічильників класу точності 2,0.

8.7. Система керування й контролю електричною частиною підстанцій середньої напруги

Згідно із сучасними вимогами необхідно включати в АСУ ТП автоматизовану систему керування й контролю електропостачанням (АСУ ЕП) у якості самостійної підсистеми.

Необхідність створення самостійної підсистеми АСУ ЕП продиктоване істотними відмінностями керування в системах електропостачання від керування «повільними» технологічними процесами:

- висока швидкодія на всіх рівнях процесу керування;
- точна прив'язка за часом усієї інформації, що збирається системою;
- важкі умови роботи апаратури;
- незалежні від системи АСУ ТП робочі місця операторів.

Система ES - 1000 забезпечує захист, контроль і технічне керування електричними підстанціями середньої напруги. Використання системи АСКОЕ дозволяє оптимізувати роботу підстанції, забезпечити безпеку, підвищити рентабельність і якість.

Основними функціями системи керування й контролю в такому випадку будуть:

- цифровий релейний захист (блоки SEPAM);
- видача оперативної інформації про поточний стан електричної мережі;
- надання операторові можливості дистанційного керування;
- сигналізація про несправності й аварійних ситуаціях;
- реєстрація подій сучасними методами;
- захист від несанкціонованого доступу.

У якості пристроїв нижнього рівня системи керування й контролю використовуються спеціалізовані блоки цифрового релейного захисту SEPAM - 2000. У цих пристроях можуть бути реалізовані як стандартні програми захистів, так і специфічні типи захистів, розроблені відповідно до потреб користувачів. Усі типи захистів можуть параметризуватися через систему керування й контролю. При необхідності введення в SEPAM додаткової інформації можливе використання додаткових модулів вводу/виводу.

Збір інформації від блоків SEPAM - 2000 проводиться по двохпроводній (чотирьохпроводній) мережі, стандарт RS-485. Використовується протокол обміну Jbus. Усі Sepam-и поєднуються в кілька груп (каналів) які прямо підключаються до пункту керування, без використання проміжних концентраторів.

Пункт керування являє собою персональний комп'ютер (IBM PC, PENTIUM, 200Mhz, 32Mbt, 2Gb, 3" ½ - 1,44Mb) із установленими у вільні слоти платами зв'язку APPLICOM PC4000. Можливо використовувати до трьох плат зв'язку. Кожна плата має по 4 вільно програмувальних каналу RS485. На кожний канал може бути підключене до 8 блоків SEPAM - 2000.

Таким чином, максимальна кількість SEPAM - 2000, які можуть бути підключені до системи керування й контролю в стандартній конфігурації становить 96. Для збільшення кількості підключаємих SEPAM необхідно застосовувати більш складну архітектуру.

Уся інформація, отримана від блоків захисту SEPAM, або інших контролерів, що підтримують стандарт Modbus/Jbus надходить на персональний комп'ютер і обробляється програмним забезпеченням системи ES 1000 – Supervisor, що виконують функції керування й контролю.

Відомості по пристрою захисту, контролю й керування серії SEPAM

Підвищенню надійності роботи релейного захисту й автоматики сприяє застосування пристроїв РЗА з використанням цифрових технологій, що мають велику перевагу перед релейно-контактними пристроями й пристроями виконані з використанням напівпровідників. Розглянемо основні переваги:

Готовність до роботи. Використання методів самотестування й самодіагностики забезпечує повний контроль над станом самого пристрою. Обслуговуючий персонал постійно одержує інформацію про стан пристрою. У випадку несправності, постійно діючої засоби самодіагностики, переводять пристрій у заздалегідь визначений неробочий стан, виключаючи таким чином, можливість непередбачених спрацьовувань.

Зниження загальної вартості. Інтеграція всіх функцій, необхідних для захисту й керуванням об'єктом в одному блоці пристрою SEPAM 2000, дає важливі переваги, більш раціональну експлуатація, оптимізовані технічні характеристики й зниження загальної вартості при поліпшенні якості обслуговування.

Зниження витрат.

На розробку: шляхом вибору блоків, готових до експлуатації без детального проектування.

На установку: шляхом інтеграції допоміжних реле, а також вимірювальних приладів і пристроїв сигналізації.

На запровадження в дію: завдяки простоті монтажу й налагодження.

На експлуатацію: завдяки дистанційному керуванню й спрощеному доступу до інформації.

На техобслуговування: за рахунок зменшення профілактичних робіт.

Безпека. При розробці пристрою були проведені розрахунки по самій передовій технології. Завдяки ним ризик несправності в інтегральному розв'язку SEPAM зведений до мінімуму.

Простота керування. У пристрій потрібно лише ввести параметри (номінальні дані трансформаторів і загальні відомості про електричну мережу).

Після аналізу переваг даного приладу, приймаємо до установки пристрій серії SEPAM 2000. Цей пристрій має високі робочі характеристики й може застосовуватися в різних областях. SEPAM 2000 має у своєму розпорядженні широкі можливості, завдяки вбудованому програмувальному контролеру й інтерфейсу зв'язку із системою диспетчеризації або іншою централізованою системою керування. Вбудований програмувальний контролер значно скорочує кількість допоміжних реле й пов'язаних з ними ланцюгів вторинної комутації.

Кожний пристрій розроблений для різних приєднань і містить у собі всі необхідні функції готові до роботи. Досить вибрати відповідний тип пристрою в таблиці функцій для кожного з наступних застосувань:

- підстанція;
- збірні шини;
- трансформатор;
- двигун;
- конденсатор;
- генератор.

Кожний пристрій поставляється зі стандартною програмою керування й сигналізації, що дозволяє використовувати його без додаткового проектування й програмування. SEPAM 2000 передає дані в диспетчерську, і в такий спосіб оператор, не залишаючи робочого місця, негайно інформується про обстановку для прийняття відповідних рішень. SEPAM 2000 замінює такі вимірювальні прилади, як амперметри, вольтметри, ватметри, лічильники енергії. На дисплей виводяться такі попереджувальні сигнали або поточні повідомлення, що надходять від захистів або логіки керування.

Установка й підключення. Пристрій поставляється в комплекті з усіма роз'ємами. Приєднання здійснюється за допомогою фіксуючих гвинтів.

Логіка керування й сигналізація. Кожний тип SEPAM 2000 має вбудований програмувальний контролер з 10 логічними входами й 6 виходами. Він використовується для стандартного автоматизованого керування мережами: логічна селективність, пристрій повторного включення, розвантаження.

Експлуатація. Використання пульта TSM 2001 дозволяє легко зчитувати інформацію й здійснювати регулювання. Пульт має клавіатуру, дисплей на 4 рядки по 20 символів і систему меню. З його допомогою просто зчитувати результати вимірів, виводити параметри, змінювати умови експлуатації або одержувати поточну інформацію. Доступ до регулювань захистів захищений паролем. Пристрій зберігає параметри й значення регулювань захистів у пам'яті. У випадку припинення живлення оперативним струмом параметри й значення зберігаються й відновлюються при поновленні живлення.

Запис осцилограм аварійних режимів. Пристрій має функцію запису осцилограм аварійних режимів. Дана функція дозволяє записувати аналогові сигнали (струм, напруга) і логічні стани під час дії пошкодження.

Зв'язок. Пристрій містить модуль зв'язку для підключення до системи диспетчеризації. Модуль зв'язку забезпечує:

- вимір електричних величин;
- сигналізацію;
- керування вимикачем;
- зчитування й зміни регулювань;
- діагностику мережі шляхом: записи подій у хронологічному порядку, графічного відображення вимірюваних величин.

9. РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

9.1. Визначення потреби підприємства в електроенергії

Розрахунок витрати електроенергії на підприємстві здійснюється по наступних статтях:

- виробництво
- висвітлення
- господарсько-побутові потреби
- інші потреби
- втрати в мережах і трансформаторах

9.1.1. Розрахунок потреби в електроенергії на виробництво

Потреба електроенергії на виробничі потреби визначається методом питомих норм. При цьому використовуються технічні норми, тобто без обліку витрати електроенергії на освітлення, господарсько-побутові потреби і втрати.

Таблиця 9.1.

Розрахунки потреби на виробничі потреби

Найменування продукції	Од. вим.	Питома норма витрати на виробництво, кВтгод/т	План виробництва	Потреба в електроенергії, МВт·год
		на рік	на рік	На рік
Збагачена руда	тн.	406,4	7500	323564

9.1.2. Розрахунок потреби в електроенергії на виробничі потреби

У споживання на виробничі потреби входить витрата електроенергії на освітлення, опалення, вентиляцію і власні потреби підприємства.

Розрахунки електроенергії на інші (господарсько-побутові) потреби визначаємо як 2 % від електроенергії, споживаної на виробництво продукції, по формулі:

$$W_{OCB} = P_{OCB} \cdot T_{PIK} \cdot K_{II} \quad (9.1)$$

де $P_{OCB} = 2598$ кВт – освітлювальне навантаження;

$T_{PIK} = 4300$ год – річна кількість годин використання освітлювального навантаження;

$K_{II} = 0,9$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

$$W_{OCB} = 2598 \cdot 4300 \cdot 0,9 = 11\,196 \text{ MВт}.$$

Розрахунки електроенергії на інші (господарсько-побутові) потреби визначаємо як 2 % від електроенергії, споживаної на виробництво продукції, по формулі:

$$W_{інші} = 0,02 \cdot W_{ВІР}. \quad (9.2)$$

де $0,02 = 2 \%$;

$W_{ВІР}$ – витрата електроенергії на виробництво (з табл. 8.1.);

$$W_{інші} = 0,02 \cdot 342070 = 6841,4 \text{ MВт}$$

Відпускання електроенергії на сторону не проводиться.

9.1.3. Електробаланс підприємства

При розробці видаткової частини, крім уже розрахованих потреб підприємства на виробничі та невиробничі потреби, враховується також відпускання електроенергії на сторону (якщо є) і втрати в мережах і трансформаторах.

Підсумкову витрата електроенергії визначають по формулі:

$$W_{випр} = W_{ВІР} + W_{осв} + W_{інші} + W_{власн} + W_{стор} + W_{втр}. \quad (9.3)$$

Прибуткова частина електробалансу включає одержання електроенергії з боку (від енергосистеми), можливий виробіток власної ТЕЦ та інші джерела: $W_{ПРИХ} = W_{випр}$.

Електробаланс підприємства представляємо в табл. 9.2

Таблиця 9.2

Електробаланс підприємства

Стаття балансу	Прихід МВт·год	Витрата	
		МВт·год	%
Вироблено	342070		
У тому числі:			
Технологічна		323564	81,55
Силова		86 500	14,75
Освітлення		11196	1,7
Власні потреби		11810	2
Разом:		342070	

9.2. Організація і планування технічного обслуговування та ремонту

Ремонт устаткування енергогосподарства цеху проводиться змішаним способом, тобто цех має у своєму розпорядженні ремонтну бригаду, яка й здійснює капітальний, поточний ремонт і технічне обслуговування устаткування, що відноситься безпосередньо до нормальної роботи цеху (кабельні лінії, вакуумні вимикачі, трансформатори загального призначення потужністю 1000 кВА). Обслуговування такого устаткування відноситься до децентралізованого способу, а всі види ремонтів виконуватимуться електроремонтним цехом підприємства УВВС відноситься до централізованого способу.

Кількість резервного устаткування, що зберігається на складах, і запасних частин становить у середньому 10% від кількості устаткування, що перебуває в роботі.

9.2.1. Нормативи системи ТОР ЕО і мереж підприємства

Система ТОР ЕО – це система так званого планово-запобіжного типу. Сутність такої системи технічного обслуговування і ремонту полягає в тому, що після закінчення певного відпрацьованого часу в момент очікуваної відмови проводяться різного виду ремонтні впливи (технічне обслуговування, поточний ремонт або капітальний ремонт). Чим менше за часом розрив між фактичним моментом відмови і моментом очікуваної відмови і виконання відповідного ремонтного впливу на об'єкт, тим ефективніше і економічніша система технічного обслуговування і ремонту.

Структура і тривалість циклів технічного обслуговування та ремонту електроустаткування цеху, а також норми трудомісткості ремонтів приведені в табл. 9.1 і табл. 9.2, відповідно [17]. Трудомісткість технічного обслуговування (ТЕ) планується з розрахунку 10% від трудомісткості поточного ремонту (ПР).

Таблиця 9.3

Структура і тривалість циклів

Найменування устаткування	Тривалість			Число поточних ремонтів у циклі
	Ремонтного циклу (років)	Міжремонтний період (міс.)	Міжоглядовий період (міс.)	
Трансформатори	12	36	2	3
Кабельні лінії 10 кВ	12	12	-	9
Вакуумні вимикачі	-	12	1	-
СД і АД	9	9	2	11

Таблиця 9.4

Норми трудомісткості ремонтів

Найменування устаткування	Параметри	Норма трудомісткості, люд.год		
		КР	ПР	ТЕ
Трансформатори	1600	380	75	7,5
Кабельні лінії 10 кВ	АПВВ – 3×50	120	36	-
	АПВВ – 3×120	110	35	-
	АПВВ – 3×150	190	55	-
Двигуни СД	4000	811	252	252
Двигуни АД	500	437,5	95	4
Двигуни АД	250	378	75	4
Вакуумні вимикачі	I = 630 – 1000 А	-	7	0,7

Співвідношення трудових витрат по видах робіт приведені в табл. 9.5

Таблиця 9.5

Співвідношення трудових витрат

№ п.п.	Види робіт	Співвідношення трудових витрат %		
		КР	ПР	ТЕ
1	Електролюсарні	75	80	80
2	Верстатні	20	10	10
3	Інші	5	10	10
Разом:		100	100	100

Трудомісткість технічного обслуговування планується на кожну зміну в розмірі 10% трудомісткості поточного ремонту всіх установлених у цеху електричних машин.

9.2.2. Розробка календарних планів і графіків ремонту

Річний план-графік технічного обслуговування і ремонту енергетичного устаткування (ТОР ЕО) за повний ремонтний цикл на плановий рік приведений у табл. 9.6.

Таблиця 9.6.

Річний план – графік ТОР ЕО

Найменування електроустаткування	Кількість, шт.	Трудомісткість одиниці кап. ремонту, люд.-год	Трудомісткість одиниці поточного ремонту, люд.-год	Місяці та види ремонтів												Трудомісткість КР, люд.-год	Трудомісткість усього обсягу робіт, люд.-год	
				Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Трансформатори S = 1600 кВА	8	380	75	КР	9ТО	9ТО	ПР	9ТО	9ТО	9ТО	ПР	9ТО	9ТО	9ТО	9ТО	380		
Двигуни синхронні P = 4000 кВт	2	137	36	ТО	ПР	ТО	ТО	ТО	ТО	ТО	ПР	ТО	ТО	ТО	ПР	ТО	137	
Двигуни асинхронні P = 250 кВт	2	378	76	ТО	ПР	ТО	ТО	ТО	ТО	ТО	ПР	ТО	ТО	ТО	ПР	ТО	-	
Двигуни асинхронні P = 500 кВт	4	473	95	3ТО	3ТО	ПР	3ТО	ПР	ПР	3ТО	3ТО	ПР	ПР	2ТО	2ТО	-		
Кабельні лінії 10 кВ	F = 50 мм ²	0,654км	110	35												ПР	-	35
	F = 120 мм ²	1,186 км	120	36												ПР	-	36
	F = 150 мм ²	0,850км	190	55												ПР	-	55
Вакуумні вимикачі	I = 630 – 1000 А	24	-	7	2ПР 22ТО	2ПР 22ТО	2ПР 22ТО	2ПР 22ТО	2ПР 22ТО	2ПР 22ТО	2ПР 22ТО	2ПР 22ТО	2ПР 22ТО	2ПР 22ТО	2ПР 22ТО	2ПР 22ТО	-	

9.2.3. Планування обсягу ремонтних робіт і технічного обслуговування

Визначення трудомісткості ремонтів електроустаткування.

Для розрахунків трудомісткості по видах ремонтних робіт слід визначити загальну трудомісткість по видах ремонту (капітальний, поточний, ТО) для всього електроустаткування – це представники великих експлуатаційних груп устаткування.

Кількість ремонтів у планованому році наведено в таблиці табл. 9.7

Таблиця 9.7

Кількість ремонтів у планованому році

Найменування устаткування	Параметри	Трудомісткість, люд·год		
		КР	ПР	ТЕ
Трансформатори	1600	1	2	45
Кабельні лінії 10 кВ	АПВВ – 3×50	-	1	-
	АПВВ – 3×120	-	1	-
	АПВВ – 3×150	-	1	-
Двигуни СД	4000	-	3	9
Двигуни АД	500	-	5	19
Двигуни АД	250	-	3	9
Вакуумні вимикачі	I = 630 – 1000 А	-	24	264

Трудомісткість ремонту відповідного встаткування в рік зведено в табл. 9.8.

Таблиця 8.8

Трудомісткість ремонтів

Найменування устаткування	К-сть	Трудомісткість ремонту одиниці устаткування, люд·год			Загальна трудомісткість по видах ремонту, люд·год		
		КР	ПР	ТЕ	КР	ПР	ТЕ
Трансформатори S = 1600 кВА	8	380	75	7,5	380	150	338
Кабельні лінії 10 кВ	F = 50 мм ²	0,654 км	120	36	-	-	36
	F = 120 мм ²	1,186 км	110	35	-	-	35
	F = 150 мм ²	0,850 км	190	55	-	-	55
Двигуни СД	4000	2	811	252	252	756	2268
Двигуни АД	500	4	473	95	9,5	475	181
Двигуни АД	250	2	378	76	7,6	228	68
Вакуумні вимикачі	630 – 1000	24	-	7	0,7	-	168
Разом:					380	1903	3036

Трудомісткість по видах ремонтних робіт приведена в табл. 9.9.

Співвідношення трудових витрат

№ п/п	Види робіт	Співвідношення трудових витрат %			Трудомісткість, люд-год		
		КР	ПР	ТЕ	КР	ПР	ТЕ
1	Електрослюсарні	85	70	80	304	1332	2429
2	Верстатні	10	20	10	38	381	304
3	Інші	5	10	10	19	190	304
	Разом:	100	100	100	380	1903	3036

9.2.4. Розрахунок кількості ремонтних робітників

Чисельність робітників, необхідних для виконання всього комплексу робіт з технічного обслуговування і ремонту на планований рік, визначаємо по формулі:

$$N_{\text{ТОР}} = \frac{T}{\Phi_{\text{р.ч.}} \cdot K_{\text{в.н.}}}, \quad (9.4)$$

де T – трудомісткість відповідного виду електроремонтних робіт;
 $\Phi_{\text{р.ч.}}$ – діючий річний фонд робочого часу (приймаємо рівним 1880 год.);
 $K_{\text{в.н.}}$ – коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників (1,1 ÷ 1,2).

Прийнята кількість робітників розподілена відповідно до розрядності ремонтних робіт. Результат заносимо в табл. 9.10.

Таблиця 9.10

Чисельність ремонтників

Професія робочого	Число робітників	У тому числі по розрядах						Середній тарифний коефіцієнт робітників
		I	II	III	IV	V	VI	
Електрослюсарі	4	-	-	-	2	2	-	1,63

Середній тарифний коефіцієнт.,

$$K_c = \frac{\sum K_i \cdot P_i}{\sum P_i}, \quad (9.5)$$

де $K_i = \frac{T_i}{T_1}$ - тарифний коефіцієнт відповідних розрядів;

T_i – тарифна ставка і-го розряду по табл. 9.11;

T_1 – тарифна ставка першого розряду;

P_i – число робочих відповідних розрядів.

$$K_c = \frac{1,75 \cdot 2 + 1,51 \cdot 2}{4} = 1,63.$$

Тарифні ставки і оклади працівників приведені в табл. 9.11.

Таблиця 9.11

Тарифні ставки і оклади робітників

Посада	Розряди					
	I	II	III	IV	V	VI
(погодинна ставка)	20,91	22,17	25,07	29,27	34,03	40,17
Старший майстер	9300					
Майстер	8500					

10. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. СПОСОБИ ПУСКУ ТА РЕЖИМИ РОБОТИ СИНХРОННИХ ДВИГУНІВ

10.1. Синхронна машина

Синхронна машина, змінного струму машина (звичайно трифазна), частота обертання якої n жорстко пов'язана із частотою мережі f співвідношенням $n = f/p$ де p - число пар полюсів машини. Залежно від режиму роботи синхронні машини розрізняють: синхронні генератори (генератори активної потужності), синхронні електродвигуни (двигуни з постійною частотою обертання), а також компенсатори синхронні (генератори реактивної потужності). Будь-яка синхронна машина може працювати у всіх трьох режимах, але практично в конструкціях сучасних синхронних генераторів, двигунів і компенсаторів є певні відмінності, розглянемо один.

10.2. Синхронний електродвигун

Синхронний електродвигун, синхронна машина, що працює в режимі двигуна. **Статор** синхронного електродвигуна несе на собі багатофазну (найчастіше трифазну) якірну обмотку. Статор електромашини, нерухлива частина електричної машини, що виконує функції магнітопроводу і несучої конструкції. Статор складається із сердечника і станини. Сердечник виготовляють із ізольованих лаком листів електротехнічної сталі (товщиною 0,35—0,5 мм), що збираються в пакети і укріплюються в литому або звареному корпусі — станині. У пази, виштампувані в сердечнику, укладається статорна обмотка. Щоб уникнути значних вихрових струмів (і, відповідно, втрат) провідник обмотки статор складають із ряду паралельно з'єднаних ізольованих жил, які в машинах великої потужності сплітають (транспонують).

На роторі розташована обмотка збудження, що має таке ж число полюсів, як і обмотка статора. Ротор електромашини частина, що обертається, електричної машини. Поняття «ротор», як правило, відносять до машин змінного струму; у машинах постійного струму ротор називається якорем. Ротор синхронних машин розділяють на явнополюсні і неявнополюсні. Явнополюсний ротор складається з ярма і прикріплених до нього полюсів з обмотками збудження. Неявнополюсний ротор звичайно виготовляється як єдине ціле з однієї сталі, у якій фрезерують пази для укладання в них обмотки збудження.

Обмотка статора підключається до мережі змінного струму, а обмотка ротора (у більшості конструкцій синхронних електродвигунів) - до джерела постійного струму.

У результаті взаємодії магнітних полів статора і ротора виникає крутний момент, під дією якого ротор обертається синхронно з вектором напруженості магнітного поля статора. Для збудження синхронних електродвигунів використовують генератори постійного струму (що мають загальний вал із двигуном, або тиристорні випрямлячі). На відміну від асинхронних електродвигунів, синхронні електродвигуни здатні при заданому навантаженні працювати з різними коефіцієнтами потужності ($\cos \varphi$). При збільшенні струму збудження коефіцієнт потужності зростає і при певному його значенні стає рівним одиниці; подальше збільшення струму збудження переводить двигун у режим, при якому він віддає реактивну потужність у мережу. Тобто залежно від величини струму збудження реактивна потужність може віддаватися в мережу (перезбудження) або споживатися з мережі (недозбудження). Синхронний електродвигун, що працює на холостому ході і призначений для генерування реактивної потужності, називається компенсатором синхронним.

Збуджувач електричних машин є генератор постійного або змінного струму для живлення індуктора електричної машини, що створює в ній робочий магнітний потік. В основному отримали розвиток збуджувачі електричних машин у синхронних машинах, оскільки постійний струм, необхідний для живлення індуктора, самою машиною не виробляється. У якості збудника електричних машин звичайно застосовується колекторний генератор постійного струму із шунтовим або незалежним збудженням від підзбудника. У зв'язку з ростом потужностей і підвищенням швидкодії системи керування синхронних машин, а також у спеціальних машинах починаючи з 50-х рр. ХХ ст. застосовуються збудник електричних машин, у яких змінна напруга від основної машини (безпосередньо або через трансформатор — самозбудження) або від допоміжної синхронної машини (незалежне збудження) подається на іонний або напівпровідниковий випрямляч, що живить індуктор основної машини. Регулювання здійснюється в силовому колі збудження або впливом на коло збудження збудника електричних машин. В іншому типі збудник електричних машин змінна напруга від допоміжного генератора, якір якого розташований на загальному валу з індикатором синхронної машини. Випрямлена напруга надходить безпосередньо в обмотку індуктора. Основні переваги таких збудників електричних машин: відсутність ковзаючих контактів, підвищена надійність і висока швидкодія.

10.2.1. Система збудження синхронного електродвигуна

Основними вимогами до систем збудження синхронних двигунів і компенсаторів, визначених ДСТУ 21558-76, є швидкодія, висока форсована здатність, можливість застосування автоматичних регуляторів збудження,

швидкість роззбудження, простота і надійність. Виконання перерахованих вимог повинно бути вв'язане при виборі системи збудження з потужністю і призначенням СД і не повинно приводити до невиправданого подорожчання агрегату.

Збудження СД здійснюється від:

- електромагнітних збудників постійного струму (з індивідуальним для кожного двигуна або груповим підключенням одному збудникові декількох СД);
- статичних систем збудження, із застосуванням силових напівпровідникових приладів (діодів, тиристорів і семисторів);
- безщіткових збудників (із синхронними або асинхронними збудниками діодами або тиристорами, триобмотковим динамічним трансформатором або каскадним асинхронно-синхронним збудником).

Потужність збудників коливається в межах 0,5-3% потужності двигуна, причому, чим менше потужність ОКЗ і $\cos\varphi$ СД, тим відносно вища потужність збудника.

Електромашинні збудники постійного струму при частотах обертання СД 600 об/хв і вище, з'єднуються з валом двигуна безпосередньо, а при менших частотах обертання або збудники з'єднуються з валом двигуна через клиноремінну передачу, або встановлюються окремо стоячі збуджувальні агрегати. В останньому випадку потужність асинхронного двигуна, що обертає збудник, вибирається завищена для попередження його перекидання при зниженні напруги живильної мережі до $0,5 U_{ном}$ і дії форсування збудження.

Можливі два способи підключення обмотки збудження СД до якоря збудника. При першому способі обмотка збудження під час пуску замикається на розрядний резистор з відключенням її від якоря збудника, а при досягненні підсинхронної частоти обертання перемикається на якір збудника. Збудник до цього моменту звичайно повинен бути збуджений до нормального або номінального значення параметрів збудження, і, тому, після перемикання, відразу починається наростання струму збудження і відбувається втягування двигуна в синхронізм.

При другому способі обмотка збудження двигуна глухо підключена до збудника у всіх режимах. Під час пуску збудження двигуна наростає в міру збільшення його частоти обертання, але в обмотці збудження при пуску наводиться змінний струм із частотою ковзання, який замикається через обмотку якоря збудника.

Автоматичне регулювання збудження є ефективним способом підвищення статичної і динамічної переважувальної здатності СД, стійкості їх роботи, а також підтримки номінальної напруги у вузлі навантаження в межах допустимого

теплового режиму двигунів. Автоматичні регулятори напруги обов'язково доповнюються пристроями релейного або параметричного форсування збудження, що діють при короткочасних зниженнях напруги.

При виборі схем АРЗ СД ураховують наступні рекомендації:

1. На підприємствах з рівномірним навантаженням двигунів і незначними коливаннями напруги мережі пристрою АРЗ установлювати немає необхідності, достатня установка пристроїв форсування збудження, що діють при зниженні напруги на $(15-20\%)U_{НОМ}$ на всіх двигунах;

2. На підприємствах з ударним навантаженням на СД необхідно встановлювати АРЗ, що регулюють по активному струму статора струм збудження двигунів з метою зменшення коливань напруги у вузлі навантаження, і пристрої форсування збудження, що діють при зниженні напруги до $(15-20\%)U_{НОМ}$. Це дає можливість значного підвищення перевантажувальної здатності двигуна, що в ряді випадків, дозволяє зменшити його номінальну потужність;

3. Якщо СД працюють із різко змінним навантаженням і АРЗ пропорційної дії виявляються неефективним, можлива установка АРЗ сильної дії напруги, що реагують на швидкість зміни, струму й інших параметрів.

Застосування швидкодіючих АРЗ, з урахуванням навантаження двигуна і напруги мережі, дає можливість вибрати двигун, виходячи з умов нагрівання, а не з умов динамічної стійкості, як це робиться в більшості випадків для приводів з різко змінним навантаженням.

Застосування АРЗ дозволяє також знизити вимоги до максимального моменту і для синхронних двигунів з постійним навантаженням і, тим самим, у ряді випадків знизити їхню вартість за рахунок зменшення повітряного зазору в допустимих межах. Розрахунки показують, що для СД потужністю 4000 кВт, 1000 об/хв, зменшення зазору з 14 до 4 мм приводить до зменшення ОКЗ від 1 до 0,432 [18], зменшенню перевантажувального моменту від 1,95 до 1,46 і зниження маси міді в обмотці збудження з 538 до 277 кг. Однак при зменшенні повітряного зазору зростають додаткові втрати. Застосування магнітних клинів дозволяє скоротити повітряний зазор у два рази зі збереженням ккд на колишньому рівні. Економія міді обмотки збудження при цьому становить 25-50% від загальної маси міді ротора або 15-30% загальної маси машини при тому ж нагріванні. З'являється можливість заміни міді алюмінієм в обмотці збудження при тих же значеннях ККД і температури.

Для синхронних двигунів з електромашинними збудниками постійного струму, що працюють у режимах різко змінних навантажень, добре

zareкомендувала себе схема АРЗ із застосуванням електромашинних підсилювачів. Регулювання струму збудження в такій схемі здійснюється по активному струму статора і коефіцієнту потужності.

Статичні системи збудження встановлюються на СД із обліком їх потужності й характеру навантаження.

Система змішаного збудження від випрямлених струму і напруги статора звичайно застосовується на двигунах потужністю 320 кВт і забезпечує підтримку коефіцієнта потужності й перевантажувальну здатність двигунів при зміні навантаження до $3 P_{ном}$. Щоб уникнути ушкодження діодів під дією великого струму статора і значної індукованої напруги в обмотці збудження доти, поки індукована напруга не знизиться до прийняттого значення, контрольованого реле мінімальної напруги і струму статора, дана схема забезпечує природне компаундування збудження двигуна, що залежить від його навантаження.

Гарними техніко-економічними показниками володіють системи збудження СД із тиристорами. Тиристорні збудники із системами керування і автоматичного регулювання струму збудження забезпечують збудження двигуна у всіх нормальних режимах роботи, ручне або автоматичне регулювання струму збудження, подачу збудження при пуску двигуна у функції струму статора або часу, гасіння поля при відключенні електродвигуна, форсування збудження кратністю не менше 1,4 при зниженні напруги на 20% і не менше 1,75 при номінальній напрузі живлення тривалістю 50 с. Вони дозволяють здійснювати прямий, автотрансформаторний і реакторний пуски СД. Основним недоліком статичних систем збудження є залежність струму збудження від напруги живильної мережі.

Залежно від характеру навантаження двигуна, на тиристорному збуднику встановлюють різні АРЗ.

Розроблені схеми збудження з тиристорами, що мають двосторонню провідність (семисторами), дозволяють обмежити напругу на вводах обмотки збудження при пуску й інших перехідних режимах практично до амплітуди ЕРС вторинної обмотки трансформатора або напруги мережі, тому не потрібно приладів захисту від перенапруг; створити режим, еквівалентний включенню пускового опору для підвищення обертаючого моменту двигуна в процесі його пуску, здійснити швидке гасіння поля при нормальних і аварійних відключеннях СД переходом перетворювача на роботу з полярністю випрямленої напруги, зворотній попередньому режиму збудження. Недоліком даної системи є застосування великої кількості тиристорів (при використанні зустрічно-паралельної схеми) і ускладнення схеми керування перетворювачем.

10.3.1. Вмикання способом асинхронного пуску

Цей спосіб не вимагає додаткового розгінного двигуна, за допомогою якого ротор синхронного двигуна розганяється до кутової швидкості, близької до синхронної.

При асинхронному пуску синхронний двигун розганяє до швидкості, близької до синхронної, за рахунок власного асинхронного моменту M_a , що з'являється при включенні обмотки якоря двигуна в мережу. Після включення в мережу з напругою U_m і частотою f_m струми в обмотці якоря утворюють магнітне поле, що обертається зі швидкістю Ω_m . При переміщенні обертового поля щодо ротора зі швидкістю $\Omega_m - \Omega = s\Omega_m$ в його обмотці збудження, замкненої на гасильний опір R_r і в демпферній обмотці, що представляє собою нерівно-крокову короткозамкнену обмотку, індукуються струми частоти sf_m (тут Ω — кутова швидкість ротора, s — ковзання).

У результаті взаємодії струмів, індукованих у короткозамкнутих контурах ротора, з обертовим полем на ротор діє асинхронний електромагнітний момент M_a тієї ж природи, що й в асинхронних машинах. Більша частина асинхронного моменту утворюється за рахунок струмів, індукованих у демпферній обмотці. Тому параметри демпферної обмотки (її активні й індуктивні опори, що залежать від числа, розмірів і матеріалу стрижнів) вибираються при проектуванні виходячи з пускових умов таким чином, щоб забезпечувався достатній асинхронний момент на всіх стадіях пуску. У зв'язку із цим демпферну обмотку в синхронних двигунах, призначених для асинхронного пуску, називають пусковою обмоткою.

На розміри демпферної обмотки синхронного двигуна впливає зовнішній момент M_z , який повинен бути переборений при пуску. У всіх випадках розміри демпферної обмотки повинні бути такі, щоб її температура до кінця пуску не перевершувала 250°C . Для забезпечення досить високого асинхронного моменту синхронні двигуни забезпечуються поздовжньо-поперечною демпферною обмоткою, усі стрижні якої приєднані до короткозамикаючих кілець, розташованих на торцевих сторонах полюсів. Конструктивно кільця утворюються із провідних сегментів, що поєднують стрижні одного полюса, і гнучких перемичок, що зв'язують сегменти сусідніх полюсів.

Залежність асинхронного моменту від ковзання виходить приблизно така ж, як в асинхронній машині з однієї короткозамкнутою обмоткою на роторі.

Теорія асинхронної машини може бути поширена на асинхронні режими синхронної машини після заміни двох короткозамкнених обмоток на її роторі (OB і OD) на одну короткозамкнену обмотку з еквівалентними параметрами R'_2 і X'_2 . Тоді

асинхронний момент у синхронній машині може бути приблизно розрахований без обліку одноосового ефекту:

$$M_a = \frac{m_1 R_2' U_1^2}{s \Omega_1 \left[\left(R_1 + \frac{R_2'}{s} \right)^2 + X_k^2 \right]}$$

Стосовно до асинхронного режиму синхронної машини використані тут позначення мають наступний сенс: $m_1 = m$ — число фаз обмотки якоря; $U_1 = U_c$ — напруга системи; $\Omega_1 = \Omega_m$ — кутова швидкість поля; R_1 — активний опір фази якоря; R_2 — еквівалентний активний опір роторних контурів (демпферної обмотки і обмотки збудження), приведений до обмотки якоря; $X_k = X_1 + X_2'$ — індуктивний опір обмотки якоря при $s = 1$, у якому $X_1 = X\sigma$ — індуктивний опір розсіювання обмотки якоря; X_2' — еквівалентний індуктивний опір розсіювання роторних контурів (OB і OD), приведений до обмотки якоря. Приклад залежності асинхронного моменту синхронного двигуна від ковзання $M_a = f(s)$ показаний на малюнку приведену на плакаті. При пуску з місця, коли ковзання $S=1$, на ротор діє початковий пусковий момент $M_{п}$; при ковзанні s_{max} з'являється максимальний момент $M_{a max}$.

В утворенні асинхронного моменту крім демпферної обмотки бере участь і обмотка збудження, що представляє собою однофазну обмотку. Індуковані в ній струми створюють пульсуюче поле, спрямоване по поздовжній осі, а не обертове поле, яке утворюють струми в багатофазній демпферній обмотці. Внаслідок цього в кривій асинхронного моменту з'являється «провал» в області ковзання $s = 0,5$, який може погіршити пуск двигуна. Сприятливий вплив на характеристику асинхронного моменту виявляє включення в мережу обмотки збудження додаткового опору у вигляді гасильного опору R_r (характеристика при $R_r \approx 5R_f \neq 0$ на малюнку суттєво краща, ніж при $R_r=0$).

Слід відмітити, що обмотка збудження при пуску повинна бути обов'язково замкнена на збудник або на гасильний опір, тому що на розімкнутій обмотці збудження з'являються значні напруги, які можуть ушкодити ізоляцію обмотки і вивести машину з ладу. На початку пуску, коли $S \approx 1$ і швидкість обертання поля щодо ротора велика ($s\Omega_s = \Omega_s$), на розімкнутій обмотці збудження індукуються напруга:

$$U = \frac{\omega_f}{q u_n} U_\phi,$$

де U_ϕ — фазна напруга обмотки якоря;

w_f — число витків $0Z$ на один полюс,

q і $u_{\text{ц}}$ — число пазів якоря на полюс і фазу та число проводів у пазу.

Індукована напруга на $0B$ може перевищувати в 3—5 разів U_{ϕ} і становити 20—50 кВ, перевищуючи номінальну напругу, на яку розрахована ізоляція обмотки, приблизно в 100 раз! При замиканні $0B$ накоротко індукована напруга стає рівною нулю, при замиканні на $R_c \approx 5R_f$ вона також майже повністю зникає й у всякому разі не перевищує номінальну напругу $0B$.

Асинхронний пуск синхронного двигуна відбувається так само, як пуск асинхронного двигуна. Момент опору на валу двигуна M_e повинен бути в процесі пуску менший, ніж діючий на ротор асинхронний момент M_a . При цьому, як видно з рівняння руху, розгін буде відбуватися із прискоренням:

$$\frac{d\Omega}{dt} = \frac{M_a - M_e}{J}$$

де J — момент інерції обертових частин, і кутова швидкість може бути доведена до значення $\Omega_0 = \Omega_c(1 - S_0)$, відповідного до рівності $M_a = |M_e|$. Якщо вхідний момент двигуна досить великий і ковзання s_0 при $M_a = |M_e|$ задовольняє, то після включення АГП і появи струму в обмотці збудження двигун втягнеться в синхронізм. Якщо момент опору великий, пуск роблять при номінальній напрузі $U_c = U_n$. Початковий пусковий струм (струм, що встановився у якорі при $s = 1$) при цих умовах досить значний $\frac{I_n}{I_n} \approx \frac{3}{5}$, де $I_n = \frac{S_H}{3U_c}$ — номінальний струм у синхронному режимі. Відповідно значні струми в пусковій обмотці. У тих випадках, коли умови пуску важкі, температура пускової обмотки може перевершити допустиму межу (250°C). Зниження цієї температури досягається пуском при зниженій напрузі $U_c < U_n$. Напруга U_c зменшується за допомогою реактора або автотрансформатора.

Однак при цьому суттєво зменшується асинхронний момент, пропорційний квадрату напруги U_c^2 , і пуск двигуна затягується.

Асинхронний пуск двигуна при номінальній напрузі проводиться за схемою, яка приведена на плакаті. Він може бути розбитий на кілька етапів:

1. Перед включенням якоря в мережу $0Z$ відключається від збудника (K_1 розімкнуть) і замикається на гасильний опір R_r (K_2 замкнуть). Робиться це шляхом вимикання АГП (автомата гасіння поля), що поєднує контакти K_1 і K_2 .

2. Обмотка якоря за допомогою $Д_0$ приєднується до мережі з напругою U_c (контакти K замикаються). Під дією асинхронного моменту ротор розганяє до

ковзання S_0 . Залежно від потужності й кутової швидкості двигуна цей процес займає кілька секунд або кілька хвилин (останнє у великих двигунах). При кутовій швидкості $\Omega_0 = \Omega_c(1 - S_0)$ збудник самозбуджується і на його виводах з'являється напруга U_z (перед початком пуску регулювальний реостат PP встановлюється в таке положення, щоб напруга U_z була достатньою для одержання необхідного струму збудження $I_f = U_z/R_f$).

3. При кутовій швидкості Ω_0 включається АГП і обмотка збудження приєднується до збудника Z на напругу U_z . При цьому спочатку замикається K_1 , а потім розмикається K_2 , щоб на мить OZ не залишилася розімкнутою й не вийшла з ладу. У процесі наростання струму збудження, так само як у способі самосинхронізації, ротор двигуна втягується в синхронізм (якщо S_0 досить мале). Цьому сприяє асинхронний момент.

4. Якщо пуск проводиться під навантаженням, то заздалегідь U_z підбирається таким чином, щоб установився синхронний режим з необхідним $\cos \varphi$. При пуску без навантаження, тобто при $M_e \approx 0$, після втягування в синхронізм двигун навантажується необхідним моментом M_e і встановлюється струм збудження, при якому генерується необхідна реактивна потужність.

Робота синхронної машини в асинхронному режимі та ресинхронізація

Демпферну обмотку на роторі мають майже всі синхронні машини (особливо великі).

У явнополюсних машинах з масивними сталевими полюсами демпферний ефект створюється вихровими струмами в наконечниках полюсів. Як ми бачили, синхронні двигуни (і синхронні компенсатори) забезпечуються демпферною обмоткою того або іншого виконання, призначеної для їхнього асинхронного пуску. Після завершення пуску й втягування в синхронізм струми в цій обмотці в режимі, що встановився, відсутні.

Однак при будь-яких перехідних процесах, пов'язаних зі зміною напруги, струму збудження або зовнішнього моменту, змінюється потокозчеплення з демпферною обмоткою і у ній з'являються індуковані струми, які сприяють більш сприятливому протіканню перехідних процесів. Тому демпферна обмотка є не тільки у двигунах, але й у всіх великих генераторах. Це надає синхронним машинам ряд цінних властивостей, із числа яких найважливішим є здатність працювати не тільки в синхронному режимі, але й в асинхронному режимі у випадку випадання із синхронізму. Суттєво також і те, що асинхронний момент виникає й при короткочасних відхиленнях кутової швидкості ротора від синхронної, наприклад при переході до нового режиму, що супроводжується зміною

кута θ_0 . При цьому поява асинхронного моменту сприяє більш плавному переходу до нового режиму, у якому знову відновлюється синхронний рух ротора.

Причиною випадання із синхронізму може з'явитися зниження напруги в мережі, зменшення струму збудження або різке збільшення зовнішнього моменту. Випадання із синхронізму відбудеться в тому випадку, якщо зовнішній момент перевершить максимальний синхронний момент $M_{c \max}$. Після випадання із синхронізму кутова швидкість ротора під дією зовнішнього моменту стає більше синхронної, якщо машина працювала до цього генератором, або менше синхронної, якщо вона працювала двигуном.

У міру відхилення швидкості ротора від швидкості поля ковзання зростає, поступово збільшується асинхронний електромагнітний момент і при деякому ковзанні s зовнішній момент може бути врівноважений асинхронним електромагнітним моментом.

Можливість роботи синхронної машини після випадання із синхронізму в асинхронному режимі визначається характеристикою асинхронного моменту машини.

Після випадання із синхронізму синхронна машина в багатьох випадках може перейти в асинхронний режим. Виникає питання, чи потрібно зберігати цей режим і наскільки довго він може тривати?

1. Перше, що слід зробити після переходу в асинхронний режим, — це зняти збудження, відключивши АГП і замкнувши обмотку збудження на гасильний опір. При цьому зникає знакозмінний синхронний момент, що викликає коливання кутової швидкості й струмів в обмотці якоря. Після відключення струму збудження встановлюється асинхронний режим з ковзанням s , у якому зберігається колишня активна потужність P . Однак реактивна потужність у мережу не генерується, а, навпаки, споживається з мережі (реактивна складова струму відстає, як в асинхронній машині, від напруги в мережі).

2. Допустима тривалість асинхронного режиму залежить від втрат, що виділяються в короткозамкнених контурах ротора:

$$P_{\text{з2}} = sP_{\text{зм}} \approx sP.$$

Вона повинна бути оцінена заздалегідь проведеними тепловими розрахунками. Тривала робота в асинхронному режимі звичайно можлива при трохи зниженій потужності (наприклад, у турбогенераторах до 50—70% P_n). Маючи у на увазі, що в асинхронному режимі машина не генерує в систему реактивну потужність, після усунення несправностей, які приводять до випадання із синхронізму, машина

повинна бути знову переведена в синхронний режим. Процес переходу з асинхронного режиму в синхронний називається ресинхронізацією.

10.3.2. Частотний пуск синхронного двигуна

При частотному пуску плавно змінюється (збільшується) частота напруги в статорній обмотці. Перетворювач частоти, в електротехніці — пристрій для зміни частоти електричної напруги (струму). Застосовується в системах живлення регульованого електроприводу і магнітних підсилювачів, для узгодження двох або більше систем змінного струму з різною частотою і т.д. Розрізняють перетворювачі частоти статичні (ПС), електромашинні (ПЧМ) і комбіновані. ПС розділяють у свою чергу на електромагнітні (ПЧЕ) і вентильні (ПЧВ). Дія ПЧЕ засновані на зміні форми змінної синусоїдальної напруги за допомогою магнітних нелінійних елементів, наприклад дроселів і трансформаторів із сердечниками, що насичуються, з наступним виділенням складової напруги необхідної частоти. ПЧЕ служать дільниками і множниками частоти; ККД ПЧЕ 70—80%. У ПЧВ у якості вентилів звичайно застосовують транзистори і тиристоры. Тиристорні ПС бувають трьох типів: з безпосереднім зв'язком, із проміжною ланкою постійного струму та із проміжною ланкою змінного струму підвищеної частоти. ПС із безпосереднім зв'язком (до яких можна віднести і випрямлячі струму) застосовують у потужних промислових електроприводах змінного струму, електроприводах змінного струму автономних енергосистем з генераторами підвищеної частоти, у пристроях централізованого електропостачання пасажирських поїздів. ККД таких ПС досягає 95—98%. ПС із проміжною ланкою постійного струму являє собою двохвитковий перетворювач частоти, у вхідній ланці якого встановлений випрямляч, а у вихідному — автономний інвертор. Такі ПС застосовують у промислових і тягових електроприводах змінного струму потужністю до 3—5 МВА, коли потрібне плавне регулювання частоти і напруги. Їх ККД трохи нижче, ніж у попередніх. Менше поширені ПС із проміжною ланкою з підвищеною в порівнянні з живильною частотою. У таких ПС у вхідній ланці встановлений автономний інвертор, а у вихідному — ПС із безпосереднім зв'язком. До проміжних шин змінного струму можуть підключатися споживачі електроенергії, що працюють на підвищеній частоті. ККД ПС цього типу нижче, ніж ККД ПС із проміжною ланкою постійного струму.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі розроблено ефективну систему електропостачання підприємства кольорової металургії по переробці мідно-нікелевих руд, що дозволяє підвищити якість електроенергії й надійність електропостачання підприємства, приведені основні показники, що відображають технічний стан і економічні характеристики електроустаткування, застосовуваного в системі електропостачання підприємства та описані сучасні засоби передачі інформації.

На підставі аналізу даних про споживачі електричної енергії підприємства, вибрано відповідні методи та методики, що викладені у навчальній, довідниковій, нормативній і науково-технічній літературі по розрахунку електричних навантажень на стороні високої та низької напруги, вибору основного електрообладнання до схеми електропостачання для надійної та ефективної роботи як в нормальному так і аварійному режимах.

За результатами виконання магістерської роботи щодо вибору параметрів системи електропостачання підприємства кольорової металургії, на основі проведених розрахунків прийняті такі нижче наведені технічні рішення.

1. У магістерській роботі виконано комплексне дослідження питань електропостачання промислового підприємства, розрахунку електричних навантажень, вибору основного електротехнічного обладнання, побудови схем розподілу електроенергії, розрахунку струмів короткого замикання та обґрунтування засобів релейного захисту й автоматики. Окремий розділ присвячено аналізу способів пуску та режимів роботи синхронних електродвигунів, що є важливою частиною сучасних технологічних комплексів.

2. На основі детального вивчення об'єкта електропостачання визначено його електричні навантаження, категорію надійності споживачів, особливості технологічного процесу та умови експлуатації обладнання. Проведений розрахунок електричних навантажень дозволив коректно визначити потужність цехових і головних трансформаторів, оцінити доцільність застосування компенсаційних пристроїв на різних рівнях напруги та забезпечити необхідну якість електроенергії.

3. Під час проектування головної понижувальної підстанції виконано вибір схеми зовнішнього електропостачання, обґрунтовано кількість та потужність силових трансформаторів, розроблено компоновку розподільчих пристроїв 110 кВ та 10 кВ. Особлива увага приділена вимогам до заземлення, блискавкозахисту та захисту від перенапруг, що є критично важливими умовами для безпечної експлуатації електроустановок.

4. Розрахунок струмів короткого замикання, виконаний для низки вузлових точок, дав можливість коректно підібрати комутаційні апарати, пристрої релейного захисту, трансформатори напруги і струму. Здійснений вибір обладнання 110 кВ та 10 кВ базувався на технічних характеристиках, умовах експлуатації та вимогах до надійності. Також проведено вибір кабельних і повітряних ліній, що забезпечують оптимальні втрати, пропускну здатність та відповідність нормам ПУЕ.

5. У розділі, присвяченому релейному захисту та автоматиці, розроблено захист синхронного двигуна потужністю 4 МВт, виконано розрахунок струмів самозапуску, визначено комплекс засобів телемеханіки та телеуправління для підвищення рівня автоматизації підстанції. Це дозволило забезпечити високий рівень надійності електропостачання та оперативності управління.

6. Техніко-економічна частина роботи продемонструвала доцільність запропонованих рішень. Розраховано електробаланс підприємства, визначено потребу в електроенергії та сформовано планово-економічні показники, пов'язані з технічним обслуговуванням, ремонтом та експлуатацією електрогосподарства.

7. У спеціальному розділі магістерської роботи досліджено принципи роботи синхронних машин, режими роботи та способи їх пуску. У ході розгляду було встановлено, що ці машини посідають важливе місце в сучасних електроприводах завдяки своїм високим енергетичним характеристикам, стабільності швидкості та можливості регулювання коефіцієнта потужності. Синхронні двигуни відзначаються високим ККД і здатні забезпечувати ефективну роботу навіть у складних умовах промислових установок.

Проаналізовано будову та принцип роботи синхронної машини, що дозволило визначити ключову роль системи збудження у формуванні магнітного

поток ротора та впливі на динамічні й усталені режими роботи електродвигуна. Встановлено, що сучасні системи збудження забезпечують високу надійність, точність регулювання та автоматичну підтримку оптимального режиму роботи.

Особливу увагу приділено методам запуску синхронних двигунів. Досліджені способи пуску свідчать про те, що:

- Асинхронний пуск є найпоширенішим і забезпечує достатню надійність завдяки використанню демпферних обмоток. Він дозволяє реалізувати запуск без додаткового обладнання, проте супроводжується підвищеними пусковими струмами та обмеженнями щодо великих потужностей.

- Частотний пуск забезпечує плавне регулювання швидкості й мінімальні електромеханічні навантаження, що підвищує ресурс обладнання та покращує енергетичні показники. Застосування частотно-регульованих приводів дозволяє синхронізувати ротор із магнітним полем на всіх етапах розгону, але потребує використання складнішої й дорожчої апаратури.

Проведений аналіз показує, що вибір методу пуску залежить від потужності двигуна, вимог до динаміки розгону, умов експлуатації та економічної доцільності. У сучасних промислових системах тенденція спрямована на впровадження частотно-керованих приводів, які забезпечують найкращу керованість та мінімальні втрати.

Таким чином, у результаті дослідження встановлено, що правильний вибір способу пуску та оптимальна система збудження є ключовими факторами забезпечення ефективної, надійної й довговічної роботи синхронних двигунів у промислових електроприводах.

8. Узагальнюючи результати дослідження, можна стверджувати, що виконана магістерська робота охоплює повний цикл проектування системи електропостачання підприємства — від аналізу технологічного процесу до вибору обладнання, захисту, автоматики та економічного обґрунтування. Отримані результати можуть бути використані для модернізації реальних об'єктів електропостачання, підвищення енергоефективності, надійності роботи електроприймачів та оптимізації витрат на експлуатацію електрогосподарства.

9. При проектуванні були використані довідкові дані каталогів електроустаткування, частково взяті з мережі Internet, а також інструкції і правила, зокрема «Правила улаштування електроустановок».

10. Отже, можна зробити висновок, що спроектована система електропостачання підприємства кольорової металургії по переробці мідно-нікелевих руд відповідає всім вимогам ПУЕ, ПТЕ, ДБН та іншим чинним нормативно-технічним документам України і може забезпечити надійне, безперебійне та якісне електрозабезпечення споживачів електричної енергії підприємства.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова книга, 2004 р. – 656 с.
2. Шестеренко В.Є., Шестеренко О.В. Електропостачання промислових підприємств. Посібник до курсового та дипломного проектування / Шестеренко В.Є., Шестеренко О.В. – Київ, 2013, - 424 с.
3. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: навч. посіб. /О.М.Сірий; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. ун-т харч. технол. – К.: НУХТ, 2011. – 319 с.
4. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Затверджено Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 р. № 476.
5. Рудницький В.Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2007 р. – 280 с.
6. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств: Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. - Харків: ФОП Панов А. М, 2016. - 272 с.
7. Козирський В.В. Основи електропостачання: підруч. / Козирський В.В., Волошин С.М., - К.: Компринт, 2021. - 497с.
8. Василега П.О. Електропостачання: підручник / П.О. Василега. - Суми : Сумський державний університет, 2019. - 521с.
9. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П. Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. - Д.: НГУ, 2015. - 540 с.
10. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П.Г., Зінзура В.В., Гарасьова Н.Ю., Котиш А.І., Величко Т.В-]; - М-во освіти і науки України, Центральноукр. Нац. техн. ун-т. - Кропивницький: ПП «Ексклюзив -Систем», 2021. - 209 с.
11. Навчальний посібник. Джигирей В. С., Сторожук В. М., Лико Х.І., Туряб Л. В.; За ред. В. Ц. Жидецького. - Львів: Афіша, 2000.
12. Голубенко О.Л. Охорона праці в машинобудівному виробництві -Луганск: Издательство Восточноукр. нац. ун-та им. В. Даля, 2010.
13. Сафронов П.В. Сучасні методи релейного захисту і автоматики. – Львів: Енергетика, 2022. – 350 с.
14. Іванов О.О. Мікропроцесорний релейний захист електричних мереж. – Харків: Техніка, 2020. – 290 с.
15. Андрійченко О.В., Кудрявцев Д.І. Короткі замикання в електричних мережах. – К.: Техніка, 2020. – 260 с.

16. Тарасенко С.П., Гончарук І.В. Аналіз коротких замикань у системах електропостачання. – К.: Основа, 2021. – 320 с.

17. Організація й планування енергетичного виробництва: Методичні вказівки до виконання дипломної роботи для студентів спеціальності 141 всіх форм навчання./ М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. ун-т харч. технол. – К.: НУХТ, 2015. – 39 с.

18. Максименко Н.Н., Попов А.А. Вказівки до розрахунку заземлюючих пристроїв електроустановок напругою 0,4-220 кВ, К., 2005. – 325 с.

19. Система технічного обслуговування і ремонту обладнання енергосподарств промислових підприємств (система ТОР ЕО). - Харків.: Енерговидавництво, 2009. – 237 с.

20. Інтернет-джерело: www.abb.ua

21. Інтернет-джерело: www.informelectro.ua