

**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

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

_____ Сергій БАЛЮТА
(підпис) (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 текстильного комбінату
та системи резервного живлення з використанням відновлювальних
джерел енергії та накопичувачів енергії»

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЕЛ-2-6М

_____ Онуфрейко Сергій Віталійович
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

_____ (підпис)

Керівник Копилова Людмила Олександрівна
(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

_____ (підпис)

Рецензент Сергій ДАВИДЕНКО
(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/
« 17 » вересня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Онуфрейка Сергія Віталійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання текстильного комбінату та системи резервного живлення з використанням відновлювальних джерел енергії та накопичувачів енергії

керівник роботи Копилова Людмила Олександрівна, к.т.н., ст. викладач
затверджені наказом закладу вищої освіти від « 17 » 09. 2025 р. № 712-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 10 грудня 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи Генплан текстильного комбінату; характеристика споживачів електричної енергії; відомості про джерела живлення; план ливарного цеху та характеристики споживачів цеху; умови проектування.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ; коротка характеристика об'єкту проектування; споживачів електроенергії й категорія надійності електропостачання; розрахунок електричних навантажень; вибір схеми зовнішнього електропостачання підприємства; визначення кількості споживчих ТП; розрахунок і вибір компенсуючих пристроїв; визначення місця розташування розрахункового ЦЕН і картограми електричних навантажень; проектування елементів системи зовнішнього електропостачання;; розрахунок струмів к.з.; вибір і перевірка основного високовольтного електроустаткування і струмоведучих частин; техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання; проектування елементів системи внутрішнього електропостачання ливарного цеху; релейний захист та автоматика цехової ТП. Економічна частина. Охорона праці. Спецпитання. Системи резервного живлення з використанням відновлювальних джерел енергії та накопичувачів енергії. Висновки. Список використаної літератури.

5. Перелік графічного матеріалу

1. Генплан підприємства з картограмою навантаження. 2. Схема однолінійна електропостачання ЦРП 10 кВ. 3. План ливарного цеху з розміщенням силової електромержі. 4. Однолінійна схема електропостачання ливарного цеху. 5. Релейний захист та автоматика цехової ТП. 6. Спецпитання «Системи резервного живлення з використанням відновлювальних джерел енергії та накопичувачів енергії».

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 17 вересня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор №	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на магістерську роботу	17.09.2025 р.	
2	Вступ	18.09.2025 р.	
3	Загальна характеристика об'єкту проектування	20.09.2025 р.	
4	Характеристика споживачів електроенергії й категорія електропостачання	24.09.2025 р.	
5	Розрахунок електричних навантажень	30.09.2025 р.	
6	Компенсація реактивної потужності	06.10.2025 р.	
7	Побудова картограми навантаження підприємства	10.10.2025 р.	
8	Вибір кількості і потужності цехових підстанцій	14.10.2025 р.	
9	Вибір схеми електропостачання цехів	17.10.2025 р.	
10	Розрахунок мереж електропостачання	20.10.2025 р.	
11	Розрахунок розподільчої мережі та мережі живлення комбінату	22.10.2025 р.	
12	Розрахунок струмів короткого замикання в мережах 10 кВ та 0,4 кВ	24.10.2025 р.	
13	Вибір апаратури в мережах 10 кВ	06.11.2025 р.	
14	Техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання	12.11.2025 р.	
15	Проектування елементів системи внутрішнього електропостачання ливарного цеху	16.11.2024 р.	
16	Релейний захист та автоматика цехової ТП	18.11.2024 р.	
17	Спецпитання. Системи резервного живлення з використанням відновлювальних джерел енергії та накопичувачів енергії	21.11.2025 р.	
18	Висновки	26.11.2025 р.	
19	Список використаної літератури	01.12.2025 р.	
20	Оформлення пояснювальної записки проекту	04.12.2025 р.	
21	Оформлення графічної частини проекту	06.12.2025 р.	
22	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	10.12.2025 р.	

Здобувач

(підпис)

Онуфрейко С.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Копилова Л.О.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Онуфрейко С.В. Розробка системи електропостачання текстильного комбінату та системи резервного живлення з використанням відновлювальних джерел енергії та накопичувачів енергії.

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

Кваліфікаційна робота: 148 с.; 23 рис.; 29 табл.; 18 джерел.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка системи електропостачання текстильного комбінату та системи резервного живлення з використанням відновлювальних джерел енергії та накопичувачів енергії.

До пояснювальної записки надано графічну частину, яка складається із шести креслень: Геплан підприємства з картограмою навантаження, схема однолінійна електропостачання ЦРП 10 кВ, план ливарного цеху з розміщенням силової електромережі, однолінійна схема електропостачання ливарного цеху, релейний захист та автоматика цехової ТП та лист спецпитання «Системи резервного живлення з використанням відновлювальних джерел енергії та накопичувачів енергії».

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 текстильного комбінату з розробкою внутрішньо цехового електропостачання ливарного цеху метою якого є вибір найбільш оптимального варіанту схеми електропостачання живильної мережі, розподільчої мережі цеху, її параметрів та елементів, що дозволяють забезпечити необхідну надійність електроживлення й безперебійну роботу комбінату.

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; виконаний розрахунок електричної мережі внутрішньоцехового електропостачання ливарного цеху, розглянуто питання релейного захисту і автоматики та описане спецпитання «Системи резервного живлення з використанням відновлювальних джерел енергії та накопичувачів енергії».

При проведенні техніко-економічного розрахунку визначили економічно вигідний варіант схеми електропостачання текстильного комбінату.

У процесі виконання спеціального розділу магістерської роботи було розглянуто сучасні підходи до побудови систем резервного електроживлення з використанням відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та накопичувачів електричної енергії.

Ключові слова: електричне навантаження, компенсація реактивної потужності, ЦПР, ЦЕН, повітряні і кабелльні лінії, ливарний цех, релейний захист трансформатора, АВР, відновлювальні джерела енергії та накопичувачі енергії.

ANNOTATION

Onufreiko S.V. Development of a textile mill power supply system and a backup power system using renewable energy sources and energy storage devices.

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

Qualification work: 148 p.; 23 Fig.; 29 tables; 18 sources.

The purpose of the qualification work is to develop a textile mill power supply system and a backup power system using renewable energy sources and energy storage devices.

The explanatory note includes a graphic part consisting of six drawings: a plan of the enterprise with a load map, a single-line power supply diagram of the 10 kV DCP, a plan of the foundry with the location of the power grid, a single-line power supply diagram of the foundry, relay protection and automation of shop TP and special question sheet "Backup power systems using renewable energy sources and energy storage devices".

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

In this master's thesis, the calculation of the power supply system of a textile mill with the development of an internal power supply of the foundry shop is performed, the purpose of which is to select the most optimal variant of the power supply scheme of the power supply network, the workshop's distribution network, its parameters and elements that allow ensuring the necessary reliability of power supply and uninterrupted operation of the plant.

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 calculation of the electrical network of the internal power supply of the foundry was performed, the issue of relay and the special issue "Backup power systems using renewable energy sources and energy storage" is described.

When conducting a feasibility study, an economically advantageous option for the power supply scheme of the textile mill was identified.

In the process of completing a special section of the master's thesis, modern approaches to building backup power supply systems using renewable energy sources (RES) and electrical energy storage devices were considered.

Key words: electrical load, reactive power compensation, DCP, CEN, overhead and cable lines, foundry, transformer relay protection, ATS, renewable energy sources and energy storage.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА	10
1.1. Характеристика об'єкту проектування	10
1.2. Характеристика споживачів електроенергії й категорія електропостачання	12
2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	15
2.1. Визначення розрахункової потужності високовольтних електроприймачів	17
2.2. Визначення розрахункової потужності всієї групи електроприймачів	19
2.3. Визначення розрахункової потужності освітлювальних установок	19
2.4. Компенсація реактивної потужності	20
3. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА	21
4. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ПІДСТАНЦІЙ	24
5. ВИБІР СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЦЕХІВ	27
5.1. Вибір напруги мережі живлення	27
5.2. Вибір напруги розподільчої мережі комбінату	27
6. РОЗРАХУНОК МЕРЕЖ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	28
7. РОЗРАХУНОК РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ ТА МЕРЕЖІ ЖИВЛЕННЯ КОМБІНАТУ	30
7.1. Вибір кабелів, що відходить від ЕС до головного розподільчого пристрою	32
7.2. Вибір кабелів, що живлять високовольтні двигуни	33
7.3. Вибір кабелів, що живлять трансформаторні підстанції	34
8. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В МЕРЕЖАХ 10 КВ ТА 0,4 КВ	36
9. ВИБІР АПАРАТУРИ В МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 10 КВ	50
9.1. Вибір комутаційної апаратури	50
9.2. Вибір вимірювальних трансформаторів струму	58
9.3. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	61
9.4. Вибір трансформатора власних потреб	63
10. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	64
11. ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЛИВАРНОГО ЦЕХУ	73
11.1. Розрахунок електричних навантажень методом розрахункових коефіцієнтів	73
11.2. Розрахунок навантаження освітлювальних установок	77
11.3. Розрахунок сумарного електричного навантаження ливарного цеху	81

11.4. Вибір конструкції та місця знаходження розподільчого пункту та цехової підстанції	82
11.5. Вибір схеми електропостачання цеху	83
11.6. Вибір конструктивного виконання цехового електропостачання	84
11.7. Вибір силових розподільчих шаф та перерізів проводів живлячих окремі електроприймачі	84
11.8. Розрахунок струмів короткого замикання	91
11.9. Вибір захисної апаратури і запобіжників	96
11.10. Перевірка цехової мережі на допустиме відхилення напруги	97
11.11. Зниження енергоємності освітлення	100
11.12. Трансформатори струму типу ASK	102
12. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ЦЕХОВОЇ ТП	103
12.1. Розрахунок захисту трансформатора	103
12.2. Розрахунок захисту живильної кабельної лінії	109
12.3. Розрахунок уставок АВР	113
13. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. СИСТЕМИ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ТА НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ	116
13.1. Функціональне призначення систем накопичення енергії	118
13.2. Застосування резервних джерел живлення для підвищення надійності електропостачання	121
13.3. Різновиди систем акумулювання енергії	123
13.3.1. Літій-іонні (Li-ion) акумулятори	123
13.3.2. Свинцево-кислотні акумулятори (AGM/GEL)	124
13.3.3. Інноваційні та перспективні технології	124
13.4.4. Контроль і сервісне обслуговування акумуляторних систем	125
13.3.5. Переваги використання систем накопичення енергії для бізнесу та приватних домогосподарств	127
13.4. Інтеграція відновлюваних джерел енергії в енергетичні системи	129
13.5. Зменшення пікової потужності за допомогою СНЕ	132
13.6. Розробка активно-адаптивних систем електропостачання віддалених об'єктів	134
13.7. Структура системи накопичення енергії	136
13.8. Розвиток локальних сонячних та вітрових електростанцій як резервних джерел	141
ВИСНОВКИ	143
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	147

ВСТУП

На сучасному етапі розвитку промисловості України текстильна промисловість відіграє важливу роль. Це є одна з найперспективніших галузей економіки.

Виробництво текстилю на українських землях було присутнє з давніх-давен. Текстильна промисловість України почала розвиватися ще до Першої світової війни, проте більшість підприємств були невеликими. За останні роки спостерігається спад виробництва. Значні потенційні можливості використовуються недостатньо внаслідок недопоставок сировини. Вирішення потребують такі завдання, як формування та розміщування державних замовлень і державних контрактів, координування діяльності підприємств, використання нових видів сировини.

В період становлення України як країни з ринковими умовами господарювання в економіці спостерігався спад економічної діяльності й неолік інвестицій на підтримку діючих підприємств текстильної промисловості.

В роботі текстильної промисловості допускаються істотні неоліки. Міністерство легкої промисловості України, його галузеві виробничі об'єднання, керівники підприємств не забезпечують повного використання наявних потужностей. На ряді заводів, фабрик і комбінатів слабо розгорнута організаторська робота.

Рівень завантаження виробничих потужностей зростає дуже повільно. Багато підприємств працює з значно нижчою змінністю ніж передбачено нормативами. За останні роки зросли простої технологічного устаткування. Введенні в дію виробничі потужності освоюються повільно. Переоснащення промисловості ведеться низькими темпами. В той же час нова техніка в ряді випадків використовується не повністю. Проте Україна за сучасних ринкових умов розпочала новий етап розвитку промисловості, в тому числі текстильної галузі.

Не зважаючи на помітне покращення виробничих процесів (автоматизація виробництва, вдосконалення технології обробки сировини тощо), у загальному профілі текстильна промисловість України й далі важливу роль відіграє виробництва матеріалів, які експортуються поза межі держави.

Україна повинна зберегти свою текстильну промисловість, яка характеризується значною ємністю внутрішнього ринку (40-50 мільярдів гривень щорічно), високим рівнем доданої вартості (до 50%), низькою енергоємністю (1-3% валових витрат), незначним впливом на екологію. До всього ж, українська текстильна промисловість використовує шкіру, вовну, льон, устаткування, що є продукцією вітчизняної хімічної, аграрної та машинобудівної галузей. А в кожному регіоні України вистачає висококваліфікованих кадрів, які можуть забезпечити конкурентноздатність нашого одягу і взуття. Тому майбутнє – за модернізованою українською текстильною промисловістю.

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА

1.1. Характеристика об'єкту проектування

Текстильний комбінат – одне з провідних хімічних підприємств України. До його складу входять виробництва: капронових технічних ниток для кордних тканин та технічних виробів, ниток текстильного призначення, анідних технічних ниток для кордних тканин та технічних виробів, товарів народного споживання.

Підприємство виготовляє кордні нитки (капронові і анідні), поліамідні нитки (текстильні, трикотажні, технічні та багатокруточні для рибальства та зашивання мішків), поліамідні монопнитки (ліску) і волокна, поліпропіленові монопнитки тощо. Продукцію підприємства отримують більше 800 підприємств й торгових баз України та країн близького зарубіжжя.

Приміщення цехів побудовані із залізобетонних плит і червоної цегли, стелі цехів виконані із залізобетонних плит які кріпляться на колонах. Колони розміщені по довжині цехів через 18м, по ширині – через 6м, стіни виконані із червоної цегли, підлога на території цехів бетонна. Дах приміщення також із плит, які залиті шаром бітуму для герметизації і підтримання на горіщі певного мікроклімату.

Технологічний процес проходить наступним чином. Готова полімерна крихта доставляється на виробництво. Наступна стадія приготування прядильної маси, тобто розчинів або розплавів та їх ретельне очищення від нерозчинюваних часток та бульбашок повітря. На цій стадії відбувається також забарвлення розчинів та розплавів.

Третя стадія – формування волокна. Це основна і найбільш відповідальна операція, яка відбувається шляхом продавлювання через філь'єру надтонких струмочків прядильної маси. Філь'єра – це металевий диск діаметром 50 -75 мм з безліччю (від 3 до 2000) дрібних отворів.

Філь'єри установлюють на прядильній машині. Кожна машина має 60-100 філь'єр. У процесі формування волокна лінійні макромолекули орієнтуються уздовж усього струмка.

Формування волокна закінчується затвердінням елементарних волокон, при якому зберігається орієнтація мікромолекул. Часто для підвищення ступеню орієнтації молекул ще не зовсім затверділі волокна піддають витягуванню шляхом багаторазового перемотування при певному натяжінні.

Існує два способи формування волокна: мокрий і сухий.

Мокрий спосіб використовується у випадку прядіння волокна із розчину, який подається прядильним насосом, проходить через фільтр, продавлюється через отвори філь'єри і потрапляє в розчин, що знаходиться в осадовій ванні. Далі утворені нитки намотуються на бабину.

При сухому формуванні нагрітий прядильний розчин або полімерна смола після проходження через філь'єру попадає у вигляді струмків у шахту прядильної машини, в яку подається нагріте повітря. При температурі 80°C відбувається випаровування розчину, струмочки утворюють пучок волокон, який при виході з шахти з'єднуються в нитку, підкручується і намотується на бабину.

Остання стадія – це оздоблення волокна: очищення від домішок і обробка жировими розчинами, щоб надати йому більшої слизькості для полегшення виготовлення тканини на текстильних підприємствах. Завершують виробництво волокон сушінням і намотуванням їх у вигляді ниток на шпулі й катушки.

1.2. Характеристика споживачів електроенергії й категорія електропостачання

Споживачі електроенергії промислових підприємств поділяються на наступні групи:

- споживачі трьохфазного струму напругою до 1000В, частотою 50Гц;
 - споживачі трьохфазного струму напругою вище 1000В, частотою 50Гц;
 - споживачі однофазного струму напругою до 1000В, частотою 50Гц;
 - споживачі, які працюють з частотою відмінною від 50Гц, які живляться від перетворюючих підстанцій і установок;
- споживачі постійного струму, які живляться від перетворюючих підстанцій і установок.

Для правильної побудови системи промислового електропостачання всіх споживачів перерахованих вище груп необхідно в'яснити:

- вимоги, які обумовлені діючими „Правилами улаштування електроустановок” ПУЕ до надійності живлення споживачів (1-а, 2-а і 3-тя категорії);
- режим роботи (тривалий, короткочасний, повторно-короткочасний);
- місця розташування споживачів електроенергії, необхідно також в'яснити стаціонарні вони чи пересувні.

В даний час електропостачання промислових підприємств здійснюється на змінному струмі.

Згідно ПУЕ електротехнічні установки, які виробляють, перетворюють, розподіляють і споживають електроенергію діляться на електроустановки напругою до 1000 В і електроустановки напругою вище 1000 В.

По частоті струму споживачі електроенергії діляться на споживачі:

- промислової частоти (50 Г ц);
- високої частоти (понад 10к Г ц);

- підвищкної частоти (до 10кГц);
- пониженої (нижче 50Гц) частоти.

Розрізняють три характерні групи споживачів:

- споживачі, що працюють в режимі з тривалим постійним, або таким що мало змінюється навантаженням. в цьому режимі електрична машина або апарат може працювати тривалий час без перевищення температури окремих частин машини або апарата вище допустимої.

Прикладами таких споживачів є електродвигуни компресорів, насосів, вентиляторів та ін.

- споживачі, що працюють в режимі короткочасних навантажень. Прикладами цієї групи споживачів є електродвигуни електроприводів допоміжних механізмів металорізальних верстатів (механізми підняття поперечини, зажиму колон, двигуна швидкого переміщення супорта та ін), гідравлічні затвори, електроприводи засувки і ін;

- споживачі, які працюють в режимі повторно-короткочасного навантаження. В цьому режимі короткочасні робочі періоди машини або апарата чергуються з короткочасними періодами відключення. Приладом цієї групи споживачів є електродвигуни кранів, зварювальні апарати та ін.

З точки зору забезпечення надійного і безперебійного живлення споживачі електроенергії діляться на три категорії:

- 1-а категорія – споживачі, перерва в електропостачанні яких може призвести за собою небезпеку для життя людей або значні матеріальні збитки, зв'язані з пошкодженням обладнання, масовим браком продукції, або тривалим розбалансуванням складного технологічного процесу виробництва;

- 2-а категорія – споживачі, перерва в електропостачанні яких пов'язана з істотним недовипуском продукції, простоем людей, механізмів, промислового транспорту;

- 3-а категорія – споживачі, що не підходять під визначення 1-ї і 2-ї категорій (наприклад, споживачі допоміжних цехів, що не визначають технологічний процес основного виробництва).

Питання про надійність електропостачання споживачів пов'язаний з кількістю незалежних джерел живлення, схемою електропостачання і категорією споживачів. Споживачі 1-ї категорії повинні мати не менше двох незалежних джерел живлення. Споживачі 2-ї категорії можуть мати одне-два незалежних джерел живлення (вирішується конкретно в залежності від значення, яке має дане промислове підприємство в народному господарстві країни, та місцевих умов). Споживачі 3-ї категорії, як правило, можуть мати одне джерело живлення, але якщо по місцевих умовах можна забезпечити живлення без істотних затрат і від другого джерела, то застосовується резервування живлення і для цієї категорії споживачів.

Прядильне відділення витяжки корду виробництва "Анід" відноситься до 2-ї категорії споживачів електроенергії, тому що цех працює в три зміни і при зупинці машин в цеху буде масовий недовипуск продукції, що принесе значний рівень втрат для підприємства, порушить технологічний процес обігріву, що призведе до браку продукції.

Також внаслідок недовипуску продукції і порушення технології цехом можлива зупинка других цехів слідуючих за кордовим потоком.

Електроприймачі комбінату забезпечуються електроенергією від двох незалежних резервних джерел живлення.

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

Електричні навантаження визначаються з метою вибору та перевірки струмоведучих елементів і трансформаторів, з економічних міркувань, а також для розрахунку відхилень і коливань напруг, вибору захисних пристроїв та компенсуючих установок. Основна мета цього розрахунку визначити розрахункову потужність підприємства.

Розрахункова потужність – це потужність, при якій термін служби елементів системи електропостачання дорівнює розрахунковому терміну.

Якщо помилково занижити розрахункову потужність, тоді вартість електропостачання знизиться, але елементи системи електропостачання будуть перегріватися, процес старіння ізоляції прискориться і система електропостачання буде аварійно виходити з ладу.

Якщо помилково збільшити розрахункову потужність, тоді вартість системи електропостачання збільшиться, температура елементів системи електропостачання буде нижче від номінальної, процес старіння ізоляції загальмується, термін служби елементів збільшиться, але використати цей термін не вдається внаслідок морального старіння елементів системи електропостачання.

Для визначення розрахункової потужності застосовуємо метод упорядкованих діаграм. Суть цього методу полягає у наступному: у відповідності із режимом роботи поділяють групу електроприймачів на дві підгрупи:

1. До першої підгрупи відносяться електроприймачі, що працюють із сталим режимом
2. До другої підгрупи відносяться електроприймачі, що працюють із змінним режимом.

Внаслідок відсутності першої підгрупи, всі електроприймачі заводу відносяться до електроприймачів, що працюють із змінним режимом.

Алгоритм розрахунку наводиться нижче.

Для прикладу розрахуємо навантаження прядильного відділення:

Дані для розрахунку:

- кількість електроприймачів $n = 80$;
- установлена потужність усіх електроприймачів $P_{\text{ном}} = 1400$ кВт;
- коефіцієнт використання $K_B = 0,7$ [1];
- коефіцієнт потужності $\cos \varphi = 0,75$ [1].

Визначаємо коефіцієнт m :

$$m = \frac{P_{\text{ном}}^{\text{макс}}}{P_{\text{ном}}^{\text{мін}}} = \frac{60}{5} = 12.$$

Середня потужність за максимальну завантажену зміну:

$$P_{\text{СМ}} = K_B \cdot P_{\text{ном}} = 0,7 \cdot 1400 = 980 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{СМ}} = P_{\text{СМ}} \cdot \text{tg } \varphi = 980 \cdot 0,88 = 864,28 \text{ кВАр.}$$

Оскільки $m > 3$ та $K_B > 0,2$, то ефективна кількість електроприймачів:

$$n_e = \frac{2 \sum P_{\text{ном}}}{P_{\text{ном}}^{\text{макс}}} = \frac{2 \cdot 1400}{60} = 46,67$$

Залежно від n_e та K_B знаходимо коефіцієнт максимуму [1]:

$$K_M = 1,08$$

Розрахункове активне навантаження:

$$P_p = K_M \cdot P_{\text{СМ}} = 1,08 \cdot 980 = 1060,8 \text{ кВт};$$

так як $n_e = 46,67 > 10$, то реактивна складова визначається так:

$$Q_p = Q_{\text{СМ}} = 864,28 \text{ кВАр.}$$

Аналогічно розраховується навантаження для інших цехів заводу і результати зводяться у (табл. 2.1).

Сумарна потужність низьковольтного обладнання підприємства:

$$P_{\Sigma \text{номНН}} = \sum_{i=1}^{14} P_{\text{ном}i} = 1400 + 1700 + 550 + 600 + 210 + 300 + 300 + 400 + 300 + 300,66 + 80 + 80 + 250 + 285 = 6755,66 \text{ кВт}$$

Визначаємо сумарний коефіцієнт m :

$$m = \frac{P_{\text{ном}}^{\text{макс}}}{P_{\text{ном}}^{\text{мін}}} = \frac{80}{1,6} = 50$$

Сумарна середня потужність за максимальну завантажену зміну:

$$P_{\Sigma\text{смHH}} = \sum_{i=1}^{14} P_{\text{см}i} = 980 + 1190 + 275 + 420 + 63 + 120 + 210 + 260 + 90 + 52,6 + 56 + 56 + 175 + 114 = 4061,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma\text{смHH}} = \sum_{i=1}^{14} Q_{\text{см}i} = 864,28 + 892,5 + 280,56 + 315 + 47,25 + 90 + 101,71 + 161,13 + 79,37 + 66,76 + 27,12 + 27,12 + 84,76 + 85,5 = 3123,1 \text{ кВар}.$$

Сумарна розрахункова потужність:

$$P_{\text{рHH}} = \sum_{i=1}^{14} P_{\text{pi}} = 1060,8 + 1293,4 + 332,36 + 483,85 + 100,98 + 153,78 + 247,86 + 308,13 + 127,06 + 84,49 + 68,95 + 63,475 + 201,73 + 129,88 = 4499,2 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{рHH}} = \sum_{i=1}^{14} Q_{\text{pi}} = 864,28 + 892,5 + 280,56 + 315 + 47,25 + 90 + 101,71 + 161,13 + 79,373 + 66,76 + 29,834 + 27,122 + 84,756 + 85,5 = 3123,1 \text{ кВар}$$

2.1. Визначення розрахункової потужності високовольтних електроприймачів

Проведемо розрахунок високовольтних двигунів, які приводять в дію компресор.

Дані для розрахунку:

- кількість електроприймачів $n=4$;
- установлена потужність усіх електроприймачів $P_{\text{ном.к}}=3000 \text{ кВт}$;
- коефіцієнт використання $K_{\text{в}}=0,8$;
- коефіцієнт потужності $\cos \varphi=0,9$.

Середня потужність за максимальну завантажену зміну:

$$P_{\text{см.к}} = K_{\text{в}} \cdot P_{\text{ном.к}} = 0,8 \cdot 3000 = 2250 \text{ кВт};$$

Так, як СД не споживають реактивної енергії, а лише генерують її, то для всіх наступних обрахунків приймаємо її умовно $Q_{\text{см.к}}=0 \text{ кВар}$;

Розрахункова потужність:

$$P_{\text{р.к}} = P_{\text{см.к}} = 2250 \text{ кВт}, \quad Q_{\text{р.к}} = Q_{\text{см.к}} = 0 \text{ кВар};$$

Таблиця 2.1

Розрахунок електричних навантажень комбінату

№ п/п	Найменування, шт.	Рном(усіх)	Рном макс	Рном мін	m	Кв	cos(fi)	tg(fi)	Рсм, кВт	Qсм, квар	Ne	Кмакс	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	
№ 1	Ливарний	80	1400	60	5	12	0,7	0,75	0,88192	980	864,28	46,667	1,0824	1060,8	864,28	1368,3
№ 2	Ткацьке в	150	1700	80	10	8	0,7	0,8	0,75	1190	892,5	42,5	1,0869	1293,4	892,5	1571,4
№ 3	Фарбувал	30	550	40	2	20	0,5	0,7	1,0202	275	280,56	27,5	1,2086	332,36	280,56	434,94
№ 4	Котельня	16	600	70	5	14	0,7	0,8	0,75	420	315	16	1,152	483,85	315	577,35
№ 5	Столярни	20	210	40	10	4	0,3	0,8	0,75	63	47,25	10,5	1,6029	100,98	47,25	111,49
№ 6	Електроп	25	300	20	1,8	11,111	0,4	0,8	0,75	120	90	25	1,2815	153,78	90	178,18
№ 7	Склад гот	12	300	40	5	8	0,7	0,9	0,48432	210	101,71	12	1,1803	247,86	101,71	267,92
№ 8	Компресс	20	400	50	4,7	10,638	0,65	0,85	0,61974	260	161,13	16	1,1851	308,13	161,13	347,71
№ 9	Ремонтни	20	300	25	1,8	13,889	0,3	0,75	0,88192	90	79,373	20	1,4118	127,06	79,373	149,82
№ 10	Токарний	30	300,66	30	3,2	9,375	0,175	0,619	1,2688	52,616	66,759	20,044	1,6058	84,49	66,759	107,68
№ 11	Їдальня	10	80	20	1,6	12,5	0,7	0,9	0,48432	56	27,122	8	1,2312	68,946	29,834	75,124
№ 12	Ресторан	20	80	4	4	1	0,7	0,9	0,48432	56	27,122	20	1,1335	63,475	27,122	69,027
№ 13	Ппермар	84	250	2,98	2,98	1	0,7	0,9	0,48432	175	84,756	84	1,1528	201,73	84,756	218,81
№ 14	Банк "Ава	101	285	2,82	2,82	1	0,4	0,8	0,75	114	85,5	101	1,1393	129,88	85,5	155,5
Підсумок		618	6755,66	80	1,6	50	0,60122	0,79274	0,76892	4061,6	3123,1	168,89	1,1077	4499,2	3123,1	5476,9
Споживач ВН																
	СД	4	3000	750			0,75	1	0	2250	0			2250	0	2250
Підприємство			9755,66				0,646968	0,896277	0,494819	6311,6	3123,1			6749,2	3123,1	7726,9

2.2. Визначення розрахункової потужності всієї групи електроприймачів

Розрахункова потужність всього підприємства

$$P_{\Sigma p} = P_{p.HH} + P_{p.BB} = 4499,2 + 2250 = 6749,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma p} = Q_{p.HH} + Q_{p.BB} = 3123,1 + 0 = 3123,1 \text{ кВАр.}$$

Так як вимогою системи є повна компенсація реактивної потужності, то для компенсації встановлюємо низьковольтні конденсаторні установки. Розрахунки наведені в розділі 2.4. Приймаємо: $Q_{\Sigma p} = 0$ кВАр.

2.3. Визначення розрахункової потужності освітлювальних установок

Виходячи з питомої потужності, що витрачається на одиницю освітлення площі виробничих корпусів і складів, визначається споживана потужність на освітлення:

$$P_{p.o} = P_o \cdot S \cdot K_n,$$

де $P_{p.o}$ - розрахункове освітлювальне навантаження, S – площа приміщення.

Наведемо приклад для прядильного відділення:

$$P_{p.o} = 10 \cdot 4608 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 = 41,472 \text{ кВт.}$$

Аналогічно проводиться розрахунок і для інших приміщень заводу. Результати зведені у табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Визначення розрахункового освітлювального навантаження

№ п/п	Найменування	Р _о ном, Вт/м ²	F, м ²	Р _{p(0)}
№ 1	Ливариний цех	10	4608	41,472
№ 2	Ткацьке відділення	10	7632	68,688
№ 3	Фарбувальне відділення	10	11264	101,38
№ 4	Котельня	8	14016	100,92
№ 6	Столярний цех	10	4896	44,064
№ 7	Електроремонтний цех	7	4608	29,03
№ 8	Склад готової продукції	3	3200	5,76
№ 9	Компресорна	8	2304	16,589
№ 10	Ремонтний цех	7	7616	47,981
№ 11	Токарний цех	7	1344	16,934
№ 12	Їдальня	12	7616	91,392
Підсумок		94	69104	553,71
	Зовнішнє освітлення	0,15	70000	10,5
Всього				564,21

Розрахункова потужність освітлення:

$$P_{\Sigma P.O} = \sum_{i=1}^{11} P_{P.Oi} = 41,472 + 66,688 + 101,38 + 100,92 + 44,064 + 29,03 + \\ + 5,76 + 16,589 + 47,981 + 16,934 + 91,392 = 564,21 \text{ кВт.}$$

Повна розрахункова потужність підприємства:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{осв})^2 + Q_p^2} = \sqrt{(6749,2 + 564,21)^2 + 0^2} = 7313,41 \text{ кВА.}$$

2.4. Компенсація реактивної потужності

Розрахункова реактивна потужність всього підприємства

$$Q_p = 3123,1 \text{ квар.}$$

Так як вимогою системи є повна компенсація реактивної потужності, то вибираємо конденсаторні установки. СД також компенсують реактивну потужність. Для СД $\cos\varphi = -0,9$, Активна потужність рівна 2250 кВт, можемо порахувати скільки вони компенсують.

Скомпенсована Q_p :

$Q_p = P_{СД} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 2250 \cdot (-0.484) = -1086,87 \text{ квар}$, а це $\approx 30\%$ максимальної реактивної енергії, що споживає наше підприємство. Тому при виборі конденсаторних установок в цехах, враховуємо, що 30% компенсують СД. В якості КП використовуємо регульовані конденсаторні батареї напругою 0,4 кВ, потужності в місцях установки яких, приблизно, дорівнюють споживаємим максимальним реактивним потужностям.

Вибираємо КП за умовою:

$$Q_{КП} > Q_p$$

Приймаємо до встановлення установки типу ККУ-0,4 з такими потужностями:

Табличка 2.3

Вибір компенсуючих пристроїв

№ п/п	Найменування	Q_p , кВАр	$Q_{ККУ}$, кВАр
№ 1	КТП1	$(864,28 \times 0,7) / 2 = 302,5$	320
№ 2	КТП2	$(892,5 \times 0,7) / 2 = 312,37$	320
№ 3	КТП3	$(280,56 \times 0,7 + 90 \times 0,7) / 2 = 129,7$	130
№ 4	КТП4	$(315 \times 0,7) / 2 = 109,75$	110
№ 5	КТП5	$((47,25 + 101,71 + 161,13) \times 0,7) / 2 = 108,5$	110
№ 6	КТП6	$((79,373 + 66,76 + 29,8) \times 0,7) / 2 = 61,6$	65

3. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ НАВАНТАЖЕННЯ ПІДПРИЄМСТВА

На план підприємства наносимо картограму навантажень. Кола на картограмі навантажень відповідають в певному масштабі розрахунковому навантаженню. Площі кола пропорційні навантаженням, а центри збігаються з центрами навантажень по цехах.

Радіус кола і-го цеха можна визначити за формулою:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{p\Sigma i}}{\pi m}},$$

де $P_{p\Sigma i}$ - потужність і-го цеха; m – масштаб площі кола, який вибирається з міркувань наочності картограми.

Кола поділяються на сектори, площі яких у певному масштабі відповідають певному типу навантажень:

- a) розрахункове навантаження електроприймачів з $U_{\text{ном}} \leq 1000$ В;
- b) розрахункове освітлювальне навантаження;
- c) розрахункове навантаження електроприймачів з $U_{\text{ном}} > 1000$ В.

Кут, що обмежує сектор освітлювального навантаження:

$$\alpha^o = \frac{P_{p.o}}{P_{p\Sigma}} \cdot 360^o.$$

Кут, що обмежує сектор високовольтне навантаження:

$$\alpha^B = \frac{P_{p.B}}{P_{p\Sigma}} \cdot 360^o.$$

Для прядильного відділення:

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{p\Sigma i}}{\pi m}} = \sqrt{\frac{1102,27}{\pi \cdot 2}} = 13 \text{ мм};$$

$$\alpha^o = \frac{P_{p.o}}{P_{p\Sigma}} \cdot 360^o = \frac{41,472}{1102,27} \cdot 360^o = 14^o,$$

Центри навантажень усіх приміщень визначаємо графічно. Аналогічно ведеться розрахунок для інших цехів. Результати розрахунків заносимо в табл. 3.1

Таблиця 3.1

Результати розрахунку центрів електричних навантажень

№	Цех	P ₀ , Вт/м ²	F, м ²	К-ть пов	P _{ном} , кВт	K _{поп}	P _p (осв)	P _p (НН)	P _p (ВН)	P _p (сум)	r, мм	Кут I O, градус	Кут I ВН, градус
1	Ливарний цех	10	4608	1	46,08	0,9	41,472	1060,8	0	1102,27	13	14	0
2	Ткацьке відділення	10	7632	1	76,32	0,9	68,688	1293,4	0	1362,09	15	18	0
3	Фарбувальне відділення	10	11264	1	112,64	0,9	101,38	332,36	0	433,74	8	84	0
4	Котельня	8	14016	1	112,128	0,9	100,92	483,85	0	584,77	10	62	0
6	Столярний цех	10	4896	1	48,96	0,9	44,064	100,98	0	145,04	5	109	0
7	Електроремонтний цех	7	4608	1	32,256	0,9	29,03	153,78	0	182,81	5	57	0
8	Склад готової продукції	3	3200	1	9,6	0,6	5,76	247,86	0	253,62	6	8	0
9	Компресорна	8	2304	1	18,432	0,9	16,589	308,13	2250	2574,72	20	2	315
10	Ремонтний цех	7	7616	1	53,312	0,9	47,981	127,06	0	175,04	5	99	0
11	Токарний цех	7	1344	2	18,816	0,9	16,934	77,368	0	94,30	4	65	0
12	Їдальня	12	7616	2	91,392	1	91,392	68,946	0	85,88	4	71	0

Центр електричних навантажень підприємства символізує центр споживання електроенергії. За допомогою центра електричних навантажень є змога розміщувати РП на території підприємства без важких розрахунків.

Результати розрахунків представлені у табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Результати розрахунку ЦЕН

№	Рр(сум)	X	Y
1	1102,27	95	340
2	1362,09	140	480
3	433,74	156	170
4	584,77	460	520
6	145,04	716	488
7	182,81	344	164
8	253,63	852	508
9	2754,72	856	308
10	175,04	848	188
11	94,3	768	100
12	85,88	580	120
результат	7174,29	499	355

На основі вимірних координат центрів електричних навантажень визначимо центр електричних навантажень всього підприємства за формулами:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}} = 499$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}} = 355$$

X_i, Y_i – координати центра навантажень окремої споруди.

4. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

Трансформатори, як правило, працюють в умовах, відмінних від номінальних: їх завантаження змінюється як протягом доби, так і протягом року. Крім того, також змінюється і температура охолоджуючого середовища. Через це, якщо при виборі трансформаторів керуватися лише номінальною потужністю, то остання буде недовикористана.

Досвід, експерименти та розрахунки показують, що трансформатори можуть без шкоди для себе експлуатуватися протягом частини доби з навантаженням більшим від номінальної потужності, якщо решту часу доби їх навантаження буде меншим від номінального. Критерієм можливості того чи іншого режиму роботи трансформатора за цей період часу: при навантаженні трансформатора вище номінального ізоляція спрацьовується інтенсивніше, а при навантаженні менше від номінального повільніше, ніж при номінальному. У цілому за весь робочий період зношення ізоляції не повинно перевищувати номінальне або, як прийнято говорити, число “прожитих” трансформатором годин не повинно перевищувати фактичного часу його роботи. Такий підхід до вибору та використання є економічно вигідним.

Цехові трансформаторні підстанції усіх потужностей і напруг необхідно розміщувати ближче до центра навантажень.

Визначаємо середню активну потужність за максимальну завантажену зміну з урахуванням потужності освітлення.

Для прядильного відділення:

$$\sum P_{см} = P_{см} + P_{р.0} = 980 + 41.472 = 1021.472 \text{ кВт.}$$

Бажана розрахункова потужність трансформатора на КТП1:

$$S_{м.розр} = \frac{\sqrt{\sum P_{см}^2 + Q_{см}^2}}{\beta} = \frac{\sqrt{1021,472^2 + 0^2}}{0,85} = 1242 \text{ кВА.}$$

де β – коефіцієнт завантаження трансформатора прядильного відділення.

Оскільки реактивну енергію ми компенсуємо на стороні НН 0,4 кВ, то при виборі КТП, вважаємо, що реактивна енергія скомпенсована і її не враховуємо. Аналогічно ведеться розрахунок для інших цехів.

Результати заносимо в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Розрахунок потужності трансформаторів

№	Найменування	$P_{см}, \text{кВт}$	$P_{р.0}, \text{кВт}$	$S_{\text{трозр}}, \text{кВА}$
№ 1	Ливарний цех	980	41,472	1242
№ 2	Ткацьке	1190	68,688	1516
№ 3	Фарбувальне	275	101,38	458,83
№ 4	Котельня	420	100,92	626,16
№ 6	Столярний	63	44,064	128,26
№ 7	Електроремонтний	120	29,03	179,13
№ 8	Склад	210	5,76	256,5
№ 9	Компресорна	260	16,589	330,83
№ 10	Ремонтний	90	47,981	166,32
№ 11	Токарний	52,6	16,934	85,98
№ 12	Їдальня	56	91,392	175,2

Оскільки є електроприймачі II категорії надійності електропостачання необхідно ставити двотрансформаторні підстанції.

Для визначення потужності та кількості трансформаторів на КТП об'єднуємо навантаження певних цехів, визначаємо сумарну розрахункову потужність трансформаторів і фактичний коефіцієнт завантаження $\beta_{\text{факт}}$.

Результати заносимо в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

Вибір потужності цехових трансформаторів

№ пп	Номер вузлу	$S_{т.розр}$, кВА	$\Sigma S_{тр}$, кВА	$S_{ном.тр}$, кВА	$\beta_{факт}$
КТП1	1.	1242	1242	2x1000	0,62
КТП2	2.	1516	1516	2x1000	0,76
КТП3	3.	458,83	637,96	2x630	0,51
	7.	179,13			
КТП4	4.	626,16	626,16	2x630	0,5
КТП5	6.	128,26	715,6	2x630	0,57
	8.	256,5			
	9.	330,83			
КТП6	10.	166,32	427,5	2x400	0,53
	11.	85,98			
	12.	175,2			

У ткацькому, столярному відділеннях 30% споживачів 3-ї категорії.

Всі трансформатори вибрані з урахуванням подальшого збільшення навантаження та зменшення витрат на ремонт та обслуговування. На картограмі навантажень вказуємо місце розташування цехових КТП. На КТП вибираємо трансформатори типу ТСЗ-1000/10, ТСЗ-630/10 та ТСЗ-400/10, трансформатори сухі з природнім повітряним охолодженням, лита ізоляція, що витримує імпульсні перенапруги. Такий трансформатор можна встановлювати прямо в цеху підприємства.

5. ВИБІР СИСТЕМИ НАПРУГ, КІЛЬКОСТІ Й ПОТУЖНОСТІ ТА ХАРАКТЕРИСТИК ЕЛЕМЕНТІВ ЗВ'ЯЗКУ З ЕС

5.1. Вибір напруги мережі живлення

Відповідно до умов проектування, живлення підприємства здійснюється від підстанції системи на відстані 3,5 км. Виконаємо оцінку рівня напруги зовнішнього електропостачання при передачі активної потужності. Орієнтовно напругу мережі живлення можна визначити за формулою Стілла:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P} = 4,34 \cdot \sqrt{3,5 + 0,016 \cdot 7,313} = 8,25 \text{ кВ},$$

де $L = 3,5$ км – довжина лінії живлення до найнижчої районної понижувальної підстанції; P – розрахункова потужність підприємства. З точки зору ТЕО та даних обрахунків, доцільно прийняти напругу живлення текстильної фабрики рівною 10 кВ. Таким чином, стандартний рівень напруги 10 кВ.

5.2. Вибір напруги розподільчої мережі комбінату

Напруги 6 кВ та 10 кВ. На невеликих та середніх підприємствах, де відсутні високовольтні двигуни, рекомендується застосовувати напругу 10 кВ. Трансформатори ТП на напругу 6–10 кВ мало відрізняються за ціною, те ж можна сказати про кабелі, комутаційну апаратуру. Серед споживачів електроенергії заводу знаходяться споживачі з номінальною напругою 380/220 В. Номінальною напругою внутрішньозаводської мережі приймаємо напругу 10 кВ як більш економічну й універсальну.

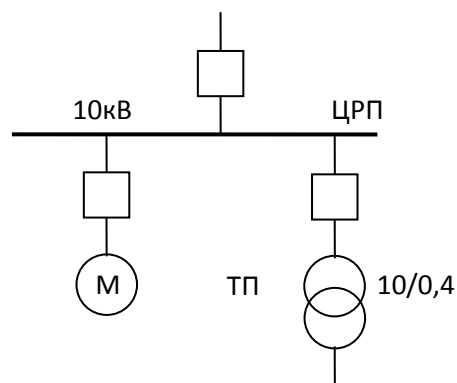


Рис. 5.1. Схема розподільчої мережі при напрузі 10 кВ

6. ВИБІР СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЦЕХІВ

Для живлення КТП вибираємо змішану схему. Для електропостачання цехових споживачів радіальні або магістральні схеми в чистому вигляді застосовуються рідко. Розповсюдження знаходять так звані змішані схеми електричних мереж, які сполучають в собі елементи магістральних та радіальних схем.

У залежності від характеру середовища виробничих приміщень і розташування електроприймачів по площі цеху, можуть застосовуватись ті чи інші конструкції змішаних схем. У механічних цехах до магістралі приєднуються прокладені вздовж розташування верстатного обладнання розподільчі магістралі та силові пункти від яких радіальними лініями здійснюється живлення електроприймачів цеху.

В радіальних мережах електроприймачі підключають в кінці лінії. Перевагами радіальних мереж є: зручність для автоматизації, висока надійність, обмежена зона аварії. До недоліків відносять низьку гнучкість та високу вартість.

Радіальне живлення цехових трансформаторних підстанцій здійснюється від різних секцій розподільчих підстанцій, окремими лініями для кожного трансформатора (рис. 6.1). Кожна лінія і трансформатор розраховані на покриття усіх навантажень I та основних навантажень II категорії даної підстанції при аварійному режимі.

Так, як котельня, прядильне та ткацьке відділення є найбільш віддаленими об'єктами, то для них більш вигідна магістральна схема електропостачання. А для живлення їдальні, компресорної складу та фарбувального, столярного, електроремонтного, ремонтного цехів приймаємо радіальну схему живлення електроприймачів.

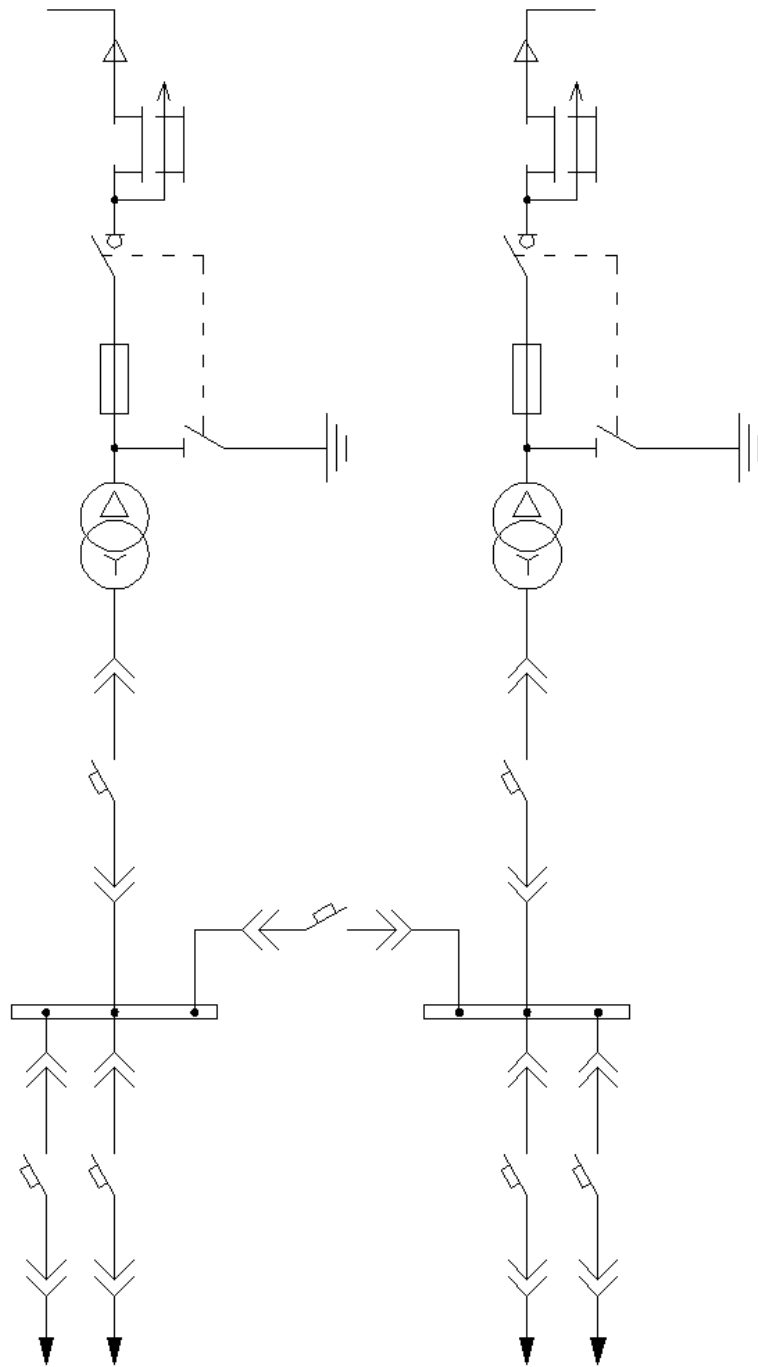


Рис. 6.1. Схема двохтрансформаторної КТТ

7. РОЗРАХУНОК РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ ТА МЕРЕЖІ ЖИВЛЕННЯ КОМБІНАТУ

Робочий режим електроустановки, а звідси і її струмоведучих елементів, характеризується, як це вказувалось раніше, струмами нормального та максимальних режимів.

Для напруг 6...35 кВ доцільно використовувати сучасні кабеля з ізоляцією з шитого поліетилену.

Провідники будь-якого призначення повинні задовольняти вимоги тривало допустимого їх нагрівання струмами як нормального, так і максимального режиму. У зв'язку з цим переріз провідників вибирають за економічно вигідною густиною струму для нормального режиму роботи електроустановки та перевіряють за граничною тривалодопустимою температурою поверхні провідника при максимальному режимі. Економічно вигідний переріз провідника, мм²:

$$S_{ек} = \frac{I_n}{j_{ек}},$$

де I_n – струм нормального робочого режиму, А; $j_{ек}$ – нормальне значення економічно вигідної густини струму, А/мм².

Розрахунковий економічно вигідний переріз $S_{ек}$ заокруглюється до найближчого більшого або меншого стандартного перерізу $S_{ст}$, мм².

Слід зауважити, що умовам вибору перерізу провідників за економічно вигідною густиною струму не підлягають

- збірні шини електроустановок та ошиновка в межах відкритих і закритих розподільчих пристроїв усіх напруг (а вибирається за нагрівом);

- мережі промислових підприємств і мережі напругою до 1 кВ при $T_{макс}$ до 4000...5000 год в рік;

- мережі тимчасових споруд;

- мережі освітлення промислових підприємств, житлових і громадських будинків тощо.

Перевірка вибраного стандартного перерізу $S_{ст}$ за граничною тривалодопустимою температурою при максимальному режимі проводиться для всіх видів провідників – шин, кабелів, проводів. Тривалодопустима максимальна температура провідників нормується або умовою підвищеного окислення контактних з'єднань для неізольованих провідників, або умовою швидкого старіння ізоляції для ізольованих провідників.

Так максимальна тривалодопустима температура для неізольованих провідників і шин прийнято 70°C при температурі повітря 25°C , для кабелів напругою до 35 кВ з ізоляцією із просоченого кабельного паперу залежно від номінальної напруги знаходиться у межах $50...80^{\circ}\text{C}$.

Для шин, неізольованих проводів, а також кабельних ліній напругою 20...35 кВ, $K_{нав} = 1$, тобто їх перевантаження в максимальному режимі недопустиме і має виконуватись умова

$$I_{доп} \geq I_{макс}$$

Для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою маслом ізоляцією, які частину доби мають навантаження менше за номінальне, може допускатися тимчасове перевантаження.

При протіканні струмів КЗ збільшуються втрати електроенергії в провідниках і контактах, що призводить до їх підвищеного, нагріву. Нагрів може прискорити старіння і руйнування ізоляції, викликати зварювання і вигоряння контактів, втрату механічної міцності шин і проводів і т.п. Провідники і апарати повинні без ушкоджень переносити на протязі заданого розрахункового часу нагрів струмами КЗ, тобто повинні бути термічно стійкими.

Протікання струмів короткого замикання супроводжується також значними електродинамічними зусиллями між провідниками. Якщо не прийняти належних заходів, то під дією цих зусиль струмоведучі частини і їх ізоляція можуть бути зруйновані. Струмоведучі частини, апарати і електричні машини повинні бути сконструйовані таким чином, щоб

витримати, без ушкоджень зусилля, які виникають при КЗ, тобто повинні відповідати умові електродинамічної стійкості.

На період ліквідації після аварійного режиму допускається перенавантаження для кабелів з поліетиленовою ізоляцією на 10%, з полівінілхлоридною ізоляцією на 15% від номінального на період максимуму навантаження, що триває не більше шістьох годин на добу протягом п'яти діб, якщо навантаження решту часу доби не перевищує номінальне.

7.1. Вибір кабелю, що відходить від ЕС до головного розподільчого пристрою

Струм нормального робочого режиму для кабелю, що відходить від ЕС до ЦРП:

$$I_n^{ГРП} = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7313,41}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 201,07 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз кабельної лінії:

$$S_{ек}^{ГРП} = \frac{I_n^{ГРП}}{j_{ек}^{кл}} = \frac{201,07}{1,4} = 143,62 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель типу АПВВнг-10-3х120 [1], що прокладається в землі.

$$S_{ст}^{ГРП} = 2 \times 120 = 240 \text{ мм}^2 \geq S_{ек}^{ГРП} = 143,62 \text{ мм}^2;$$

$$I_{доп}^{ГРП} = 275 \text{ А} < I_{макс}^{ГРП} = 402,14 \text{ А},$$

Умова не виконується, тому беремо кабель з більшим перерізом типу 2х АПВВнг -10-3х95.

$$S_{ст}^{ГРП} = 2 \times 95 = 190 \text{ мм}^2 \geq S_{ек}^{ГРП} = 143,62 \text{ мм}^2,$$

$$I_{доп}^{ГРП} = 2 \times 205 = 410 \text{ А} \geq I_{макс}^{ГРП} = 402,14 \text{ А} .$$

Активний та індуктивний питомі опори:

$$r_0 = 0,329 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,083 \text{ Ом/км}.$$

7.2. Вибір кабелів, що живлять високовольтні двигуни

Синхронні двигуни потужністю 750 кВт типу – СДН14-49-6У3.

Номінальний струм СД

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}}},$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{750}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85 \cdot 0,94} = 51,6 \text{ А},$$

Економічно вигідний переріз

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{ек}}^{\text{кл}}},$$

$$S_{\text{ек}} = \frac{51,6}{1,4} = 36,86 \text{ мм}^2.$$

де $j_{\text{ек}}^{\text{кл}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ –економічна густина струму кабельної лінії [1].

Вибираємо кабель типу АПВВнг-10-3х50 [1], прокладений в землі, за такими умовами:

$$S_{\text{ст}} = 50 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек}} = 36,86 \text{ мм}^2.$$

Активний та індуктивний погонні опори:

$$r_0 = 0,625 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,09 \text{ Ом/км}.$$

Параметри двигунів і результати розрахунку наведені в табл. 7.1.

Таблиця 7.1

Вибір марки і перерізу кабелів для живлення СД

Електроприймач								Кабель		
№	Тип	Марка	n	P _{ном} , кВт	cosφ _н /η _н	I _{ном} , А	S _{ек} , мм ²	I _{доп} , А	Тип	S _{ст} , мм ²
1	СД	СДН14-49-6У3	4	750	0,85/0,94	51,6	36,86	175	АПВВнг-10	50

7.3. Вибір кабелів, що живлять трансформаторні підстанції

Цехи 1, 2 та 4 живляться за магістральною схемою, а всі інші за радіальною. Струм нормального робочого режиму для кабелю, що живить ділянку від ГРП – ТП1, ТП2 та ТП4. Розрахункове навантаження на одну лінію, яка живить ТП1 складе:

$$S_{\Sigma \text{ном.тп}} = S_{\text{ном.тп1}} + S_{\text{ном.тп2}} + S_{\text{ном.тп4}}$$

$$I_{н1} = \frac{0,7 \cdot S_{\Sigma \text{ном.тп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,7 \cdot (1000 + 1000 + 630)}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 101,23 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз для кабельної лінії:

$$S_{\text{ек1}} = \frac{I_{н1}}{j_{\text{ек}}^{\text{кл}}} = \frac{101,23}{1,6} = 63,27 \text{ мм}^2,$$

де $j_{\text{ек}}^{\text{кл}} = 1,6 \text{ А/мм}^2$ – економічна густина струму кабельної лінії [1].

Вибираємо кабель типу АПВВнг-10-3х70 [1], прокладений в землі, за такими умовами:

$$S_{\text{ст1}} = 70 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек1}} = 63,27 \text{ мм}^2;$$

$$I_{\text{доп}} = 210 \text{ А} < I_{\text{макс1}} = 202,46 \text{ А,}$$

Тому вибираємо кабель більшим перерізом, вибираємо кабель

АПВВнг-10-3х95 з $I_{\text{доп}} = 250 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = 250 \text{ А} > I_{\text{макс1}} = 202,46 \text{ А},$$

Довжина кабельних ліній визначаємо з картограми навантажень.

Розрахунок інших кабелів аналогічний і результати зведенні в табл.7.2

Таблиця 7.2

Вибір марки і перерізів кабелів до ТП

Споживач	Тип	$I_{\text{макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{доп кл}}, \text{ А}$	Довжина, км	$r_0, \text{ Ом/км}$	$X_0, \text{ Ом/км}$
ТП1	2х(АПВВнг-10-3х95)	202,46	250	0,62	0,329	0,083
ТП2	2х(АПВВнг-10-3х50)	125,48	175	0,38	0,625	0,09
ТП3	2х(АПВВнг-10-3х35)	48,5	145	0,56	0,894	0,095
ТП4	2х(АПВВнг-10-3х95)	202,46	250	0,26	0,329	0,083
ТП5	2х(АПВВнг-10-3х35)	38,5	145	0,02	0,894	0,095
ТП6	2х(АПВВнг-10-3х35)	31	145	0,2	0,894	0,095

8. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В МЕРЕЖАХ 10 КВ ТА 0,4 КВ

Є різні методи розрахунку короткого замикання, проте в усіх випадках розраховані величини виражають у відносних одиницях і зводять до базисної потужності, що приймається за одиницю. Базисна потужність S_6 вибирається з міркувань спрощення обчислень і дорівнює потужності системи, сумарній потужності генераторів електростанції, трансформаторів підстанції або будь-якому числу, кратному 10.

Точні методи розрахунку струмів короткого замикання дуже складні. Тому при розрахунках дозволяються такі припущення:

1. Активні опори враховують тоді, коли вони складають не менш як 30% реактивних.
2. Електрорушійні сили (ЕРС) джерел, що віддалені від місця короткого замикання, вважаються незмінними.
3. Вплив дрібних асинхронних та синхронних двигунів не враховують.
4. Не враховують струми намагнічування трансформаторів.

Незважаючи на вказані припущення точність методу достатня для перевірки апаратури та струмоведучих частин при коротких замиканнях.

Розрахунок струмів короткого замикання полягає у наступному:

1. Зведення елементів схеми електропостачання промислового підприємства до базисних умов.
2. Складання схеми заміщення.
3. Визначення розрахункових опорів кола короткого замикання і на основі їх – струмів короткого замикання.

Розрахуємо струми короткого замикання, коли електропостачання фабрики здійснюється від трансформатора зв'язку з системою. Спрощена схема електропостачання комбінату наведена на рис. 8.1. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 8.2.

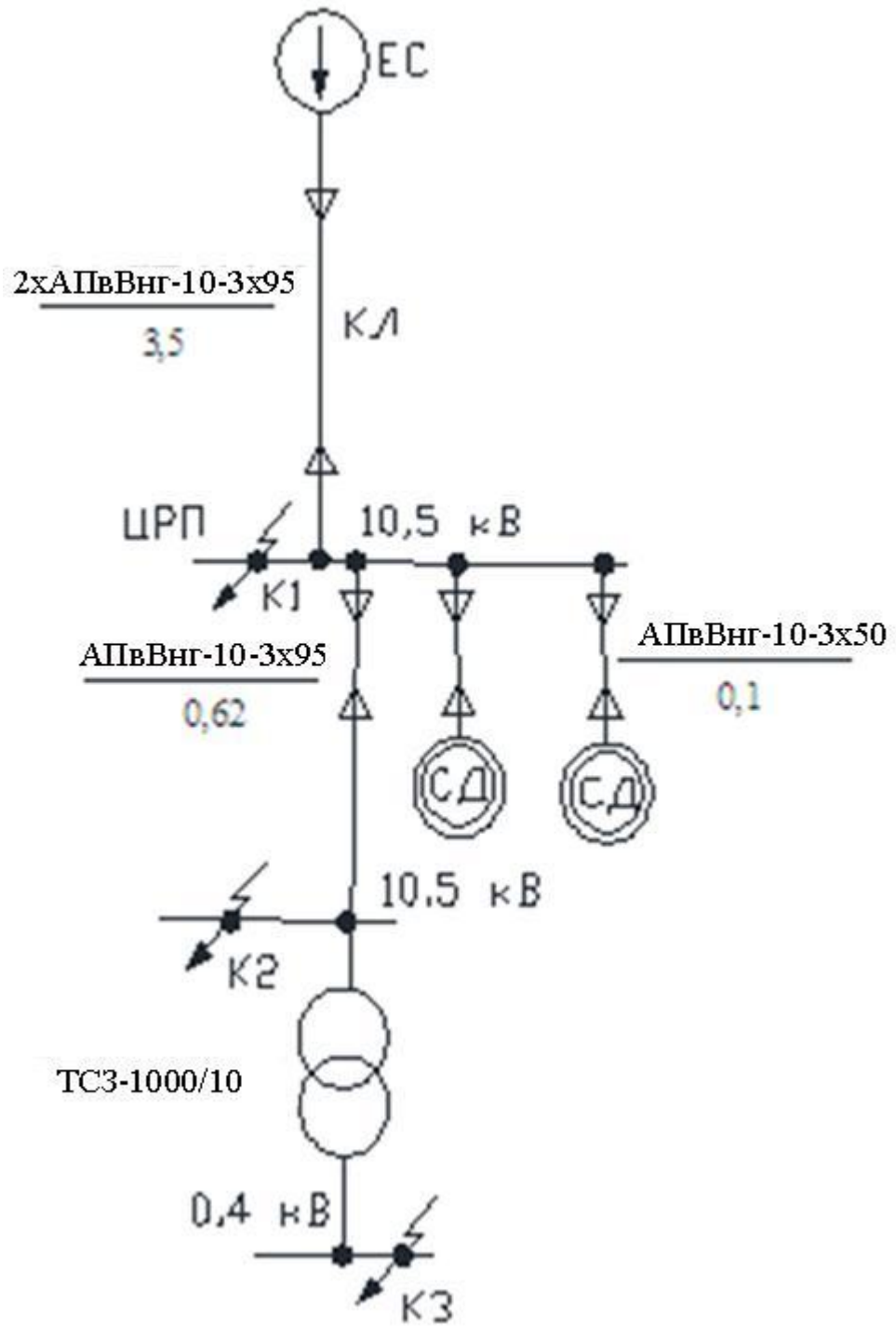


Рис. 8.1. Спрощена схема електропостачання комбінату

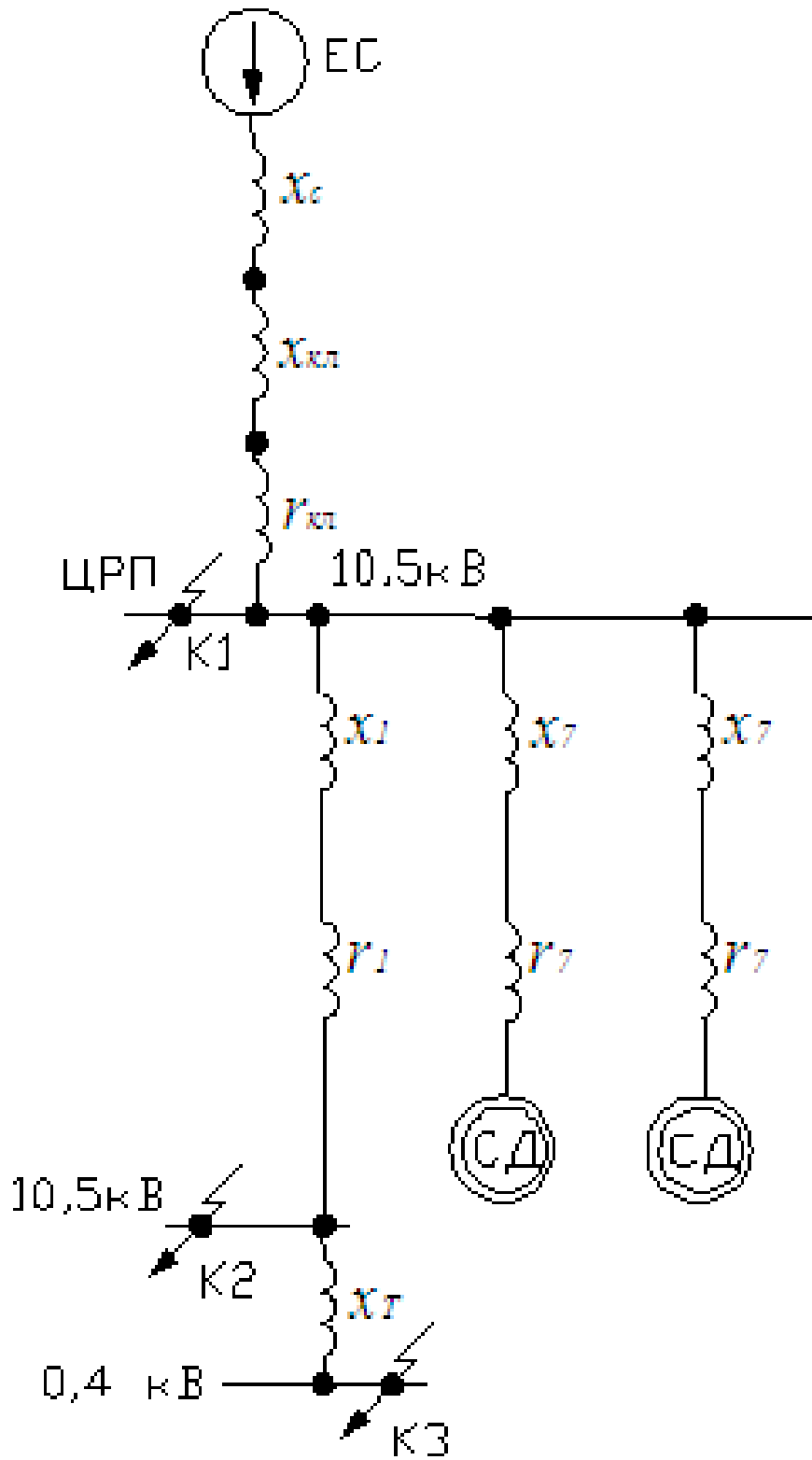


Рис. 8.2. Схема заміщення

Обчислюємо струм короткого замикання для точки короткого замикання К1

Схема заміщення для точки К1 має вид:

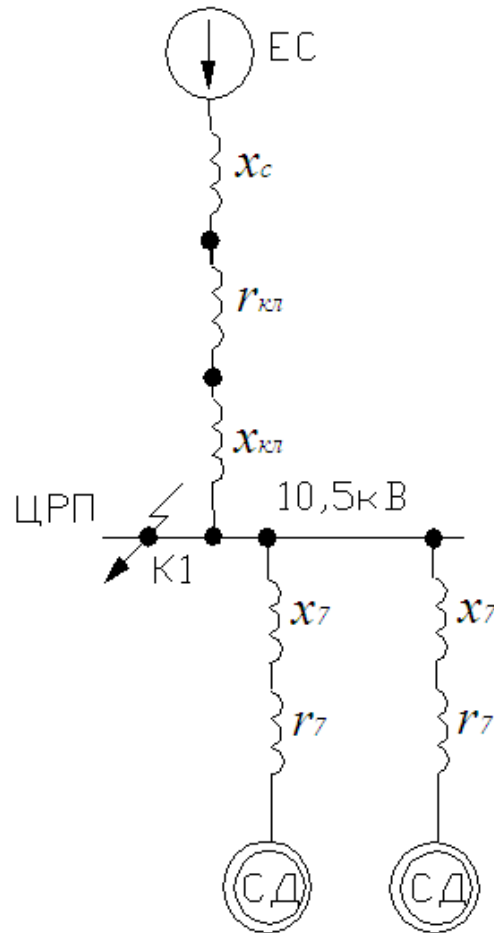


Рис. 8.3. Розрахункова схема заміщення для точки короткого замикання К1

Один з двигунів знаходиться в резерві, тому при розрахунку короткого замикання враховуємо лише один СД. Для розрахунку необхідно вибрати базову потужність та базову напругу:

$$S_0 = 100 \text{ МВА};$$

$$U_0 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базовий струм:

$$I_0 = \frac{S_0}{\sqrt{3} \cdot U_0} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Знайдені опори схеми заміщення, приведені до базових умов.

Опір енергосистеми: $X_c = 0,35$.

$$x_c^* = x'_c \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ном}^2} = 0,25 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,227.$$

Опір кабедьної лінії між трансформаторами ЕС та шинами ЦРП 10 кВ:

$L_{кл}=5$ км

$$x_{кл}^* = \frac{x_0 \cdot l_{кл} \cdot S_{\sigma}}{2 \cdot U_{ном}^2} = \frac{0,083 \cdot 3,5 \cdot 100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,132$$

$$r_{кл}^* = \frac{r_0 \cdot l_{кл} \cdot S_{\sigma}}{2 \cdot U_{ном}^2} = \frac{0,329 \cdot 3,5 \cdot 100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,522$$

Опір кабедьної лінії, що живить СД:

$$x_{кл7}^* = \frac{x_0 \cdot l_{кл7} \cdot S_{\sigma}}{U_{ном}^2} = \frac{0,09 \cdot 0,1 \cdot 100}{10,5^2} = 0,008$$

$$r_{кл7}^* = \frac{r_0 \cdot l_{кл7} \cdot S_{\sigma}}{U_{ном}^2} = \frac{0,625 \cdot 0,1 \cdot 100}{10,5^2} = 0,057$$

Тоді заключний опір буде рівний:

$$z_{зак}^* = \sqrt{r_{кл}^{*2} + (x_c^* + x_{кл}^*)^2} = \sqrt{0,522^2 + (0,227 + 0,132)^2} = 0,634.$$

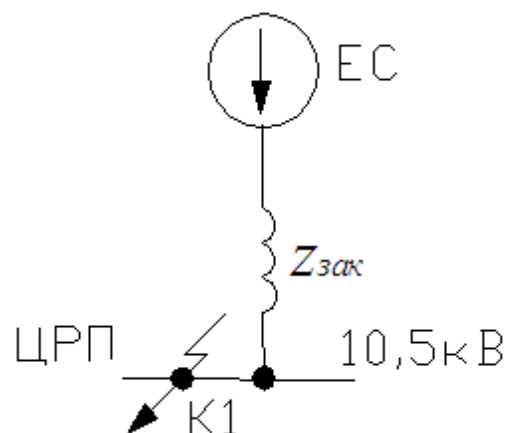


Рис.8.4. Розрахункова схема заміщення для точки короткого замикання $K1$ після спрощення

Надперехідне початкове значення періодичної складової струму короткого замикання для точки К1:

$$I_c = \frac{I_{\sigma}}{z_{зак}} = \frac{5,5}{0,634} = 8,68 \text{ кА.}$$

Аперіодична стала часу для системи:

$$T_a^c = \frac{-0,01}{\ln(k_y - 1)} = \frac{-0,01}{\ln(1,8 - 1)} = 0,045 \text{ с.}$$

де $k_y = 1,8$ – ударний коефіцієнт.

Час початку розмикання контактів вимикачем:

$$\tau_{np} = 0,01 + \tau_{\sigma\sigma} = 0,01 + 0,07 = 0,08 \text{ с.}$$

Час протікання К1:

$$\tau_{кз} = \tau_{рз} + \tau_{пв} = 0,3 + 0,11 = 0,4 \text{ с,}$$

де $\tau_{рз}$ – максимальний час спрацювання релейного захисту; $\tau_{пв}$ – повний час спрацювання вимикача.

Струми підживлення КЗ від СД:

$$I_{CD} = \sum_{i=1}^n \frac{n_{CDi} \cdot I_{номі}^{CD} \cdot E_{CD}^n \cdot 10^{-3}}{\sqrt{(r_{кли}^*)^2 + (x_{кли} + x_{CDi})^2}} = \frac{2 \cdot 51,6 \cdot 1,1 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{(0,008)^2 + (0,057 + 0,19)^2}} = 0,46 \text{ кА,}$$

Аперіодична та періодична сталі часу для СД:

$$T_{aCD} = 0,05 \text{ с; } T'_{CD} = 0,07 \text{ с;}$$

Ударні коефіцієнти:

$$k_y^{CD} = 1,8.$$

Струм КЗ з урахуванням двигунів:

$$I_n^{к1} = I_c + I_{CD} = 8,68 + 0,46 = 9,14 \text{ кА.}$$

Аперіодична стала схеми з урахуванням двигунів

$$T_a^{сх} = \frac{T_a^{CD} \cdot I_{CD} + T_a^c \cdot I_c}{I_n^{к1}} = \frac{0,05 \cdot 0,46 + 0,045 \cdot 8,68}{9,14} = 0,045 \text{ с.}$$

Тепловий імпульс для точки К1

$$\begin{aligned}
 B_{\kappa}^{\kappa 31} &= (I_c)^2 \cdot (\tau_{\kappa.з.} + T_a^{cx}) + (I_{CD})^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{CD} + T_a^{cx}) + 2 \cdot I_c \cdot I_{CD} \cdot (T'_{CD} + T_a^{cx}) = \\
 &= (8,68)^2 \cdot (0,4 + 0,045) + (0,46)^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,045) + 2 \cdot 8,68 \cdot 0,46 \cdot (0,07 + 0,045) = \\
 &= 42,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.
 \end{aligned}$$

Перевіряємо кабелі, що живлять двигуни за умовою:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}^{\kappa 31}}}{C} = \frac{\sqrt{42,75 \cdot 10^6}}{90} = 72,65 \text{ мм}^2 > S_{\text{ст}}^{\kappa 1} = 50 \text{ мм}^2,$$

Оскільки умова не виконується, то для обмеження струмів к.з. необхідно вибрати реактори.

Бажаний тепловий імпульс

$$\begin{aligned}
 B_{\text{баж}} &= (S_{\text{ст}}^{\kappa 1} \cdot C)^2, \\
 B_{\text{баж}} &= (50 \cdot 90)^2 = 20,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.
 \end{aligned}$$

Бажаний струм к.з.

$$\begin{aligned}
 I_{\text{баж}}'' &= \sqrt{\frac{B_{\text{баж}}}{\tau_{\kappa.з.} + T_a^{cx}}}, \\
 I_{\text{баж}}'' &= \sqrt{\frac{20,25}{0,51 + 0,045}} = 6,04 \text{ кА}.
 \end{aligned}$$

Бажаний опір:

$$\begin{aligned}
 x_{\text{баж}} &= \frac{U_{\text{ном}}^{\text{сп}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{баж}}''}, \\
 x_{\text{баж}} &= \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6,04} = 1 \text{ Ом}.
 \end{aligned}$$

Фактичний опір:

$$\begin{aligned}
 x_{\text{ф}} &= \frac{U_{\text{ном}}^{\text{сп}}}{\sqrt{3} \cdot I_n^{\kappa 1}}, \\
 x_{\text{фак}} &= \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,14} = 0,66 \text{ Ом}.
 \end{aligned}$$

Розрахунковий опір реактора:

$$\begin{aligned}
 x_{\text{роз}}^P &= x_{\text{баж}} - x_{\text{фак}}, \\
 x_{\text{роз}}^P &= 1 - 0,66 = 0,34 \text{ Ом}.
 \end{aligned}$$

Вибираємо реактор РБ-10-630-0,35УЗ.

Опір реактора у в.о.

$$x_p^* = x_{ном}^p \cdot \frac{S_{\delta}}{(U_{ном}^{cp})^2}$$

$$x_p^* = 0,35 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,32$$

Вибір струмообмежуючого реактора типу РБ-10-630-0,35У3.

Таблиця 8.1

Вибір струмообмежуючого реактора

$U_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ}$	=	$U_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{НОМ.Р} = 630 \text{ А}$	=	$I_{МАХ} = 402,14 \text{ А}$
$X_{НОМ.Р} = 0,35 \text{ Ом}$	>	$X_p = 0,34 \text{ Ом}$
$i_{длин} = 25 \text{ кА}$	>	$i_{уд.к1} = 16,96 \text{ кА}$
$(I_r)^2 \cdot \tau = 9,83^2 \cdot 8 = 773 \text{ кА}^2 \text{ с}$	>	$B_k = 17,8 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Коротке замикання в точці К1 за реактором на шинах ЦРП

$I_6 = 5,5 \text{ кА}$; $U_6 = 10,5 \text{ кВ}$.

Заключний опір з урахуванням реактора:

$$z_{зак}^* = \sqrt{r_{к1}^{*2} + (x_c^* + x_{к1}^* + x_p^*)^2} = \sqrt{0,522^2 + (0,227 + 0,132 + 0,32)^2} = 0,87$$

Надперехідне початкове значення періодичної складової струму к.з. від системи з урахуванням реактора:

$$I_c'' = \frac{1}{Z_{зак.к2}^*} \cdot I_6,$$

$$I_c'' = \frac{1}{0,87} \cdot 5,5 = 6,2 \text{ кА}.$$

Струм к.з. з урахуванням двигунів

$$I_{\Sigma}'' = I_c'' + I_d'' ,$$

$$I_{\Sigma}'' = 6,2 + 0,46 = 6,66 \text{ кА}.$$

Аперіодична стала схеми з урахуванням двигунів

$$T_a^{cx} = \frac{T_a^{CD} \cdot I_{CD} + T_a^c \cdot I_c}{I_{\Sigma}''} = \frac{0,05 \cdot 0,46 + 0,045 \cdot 6,2}{6,66} = 0,045 \text{ с}.$$

Тепловий імпульс від системи з урахуванням підживлення к.з. від двигунів

$$\begin{aligned}
 B_{\kappa}^{\kappa 1} &= (I_c'')^2 \cdot (\tau_{\kappa.з.} + T_a^{ex}) + (I_{CD}')^2 \cdot (0,5 \cdot T_{CD}' + T_a^{ex}) + 2 \cdot I_c'' \cdot I_{CD}' \cdot (T_{CD}' + T_a^{ex}) = \\
 &= (6,2)^2 \cdot (0,4 + 0,045) + (0,46)^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,045) + 2 \cdot 6,2 \cdot 0,46 \cdot (0,07 + 0,045) = \\
 &= 17,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.
 \end{aligned}$$

Перевіряємо КЛ, яка йде до двигунів за умовою

$$\begin{aligned}
 S_{\min} &= \frac{\sqrt{B_{\kappa}^{\kappa 2}}}{C} < S_{cm}^{\kappa l}, \\
 S_{\min} &= \frac{\sqrt{17,8 \cdot 10^6}}{90} = 46,9 \text{ мм}^2 < S_{cm}^{\kappa l} = 50 \text{ мм}^2.
 \end{aligned}$$

Ударний струм к.з.

$$i_y = i_{y.c} + i_{y.d} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_c + \sqrt{2} \cdot k_y^{CD} \cdot I_{CD} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,2 + \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,46 = 16,96 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму к.з.

$$\begin{aligned}
 I_{\tau}^{CD} &= \beta_c \cdot I_{CD}'' , \\
 I_{\tau}^{CD} &= 0,6 \cdot 0,46 = 0,276 \text{ кА}; \\
 I_{\tau}^c &= I_{c.\kappa 1}'' = 6,2 \text{ кА}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\tau} &= I_{\tau}^{CD} + I_{\tau}^c , \\
 I_{\tau} &= 6,2 + 0,276 = 6,476 \text{ кА},
 \end{aligned}$$

Аперіодична складова струму к.з.

$$\begin{aligned}
 i_a^c &= \sqrt{2} \cdot I_{c.\kappa 1}'' \cdot e^{\frac{-\tau_{ng}}{T_a}} , \\
 i_a^c &= \sqrt{2} \cdot 6,2 \cdot e^{\frac{-0,11}{0,045}} = 0,76 \text{ кА}; \\
 i_a^{CD} &= \sqrt{2} \cdot I_{CD}'' \cdot e^{\frac{-\tau_{ng}}{T_a}} , \\
 i_a^{CD} &= \sqrt{2} \cdot 0,46 \cdot e^{\frac{-0,11}{0,045}} = 0,056 \text{ кА}; \\
 i_a^{\Sigma} &= i_a^c + i_a^{CD} , \\
 i_a^{\Sigma} &= 1,38 + 0,79 = 2,17 \text{ кА}.
 \end{aligned}$$

Обчислимо струм короткого замикання для точки короткого замикання К2

Схема заміщення для точки К2 показана на рис. 8.5.

Для розрахунку необхідно вибрати базову потужність та базову напругу:

$$S_6 = 100 \text{ МВА};$$

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базовий струм:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Знайдені опори схеми заміщення, приведені до базових умов.

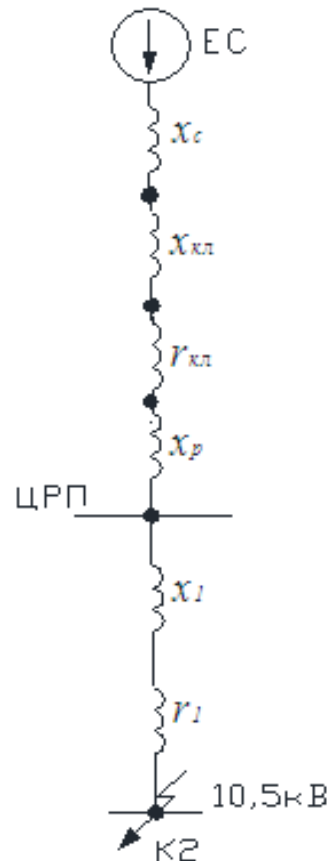


Рис. 8.5. Розрахункова схема заміщення для точки короткого замикання K2

Опір енергосистеми:

$$x_c^* = x_c' \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ном}^2} = 0,25 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,227 ,$$

Опір кабедьної лінії між трансформаторами ЕС та шинами ЦРП 10 кВ:

$$x_{кл}^* = \frac{x_0 \cdot l_{кл} \cdot S_{\sigma}}{2 \cdot U_{ном}^2} = \frac{0,083 \cdot 3,5 \cdot 100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,132$$

$$r_{кл}^* = \frac{r_0 \cdot l_{кл} \cdot S_{\sigma}}{2 \cdot U_{ном}^2} = \frac{0,329 \cdot 3,5 \cdot 100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,522$$

Опори кабельних ліній:

$$x_{кл1}^* = \frac{x_0 \cdot I_{кл1} \cdot S_{\sigma}}{U_{ном}^2} = \frac{0,083 \cdot 0,62 \cdot 100}{10,5^2} = 0,047$$

$$r_{кл1}^* = \frac{r_0 \cdot I_{кл1} \cdot S_{\sigma}}{U_{ном}^2} = \frac{0,329 \cdot 0,62 \cdot 100}{10,5^2} = 0,185$$

Тоді заключний опір буде рівний:

$$z_{зак2}^* = \sqrt{(r_{кл}^* + r_{кл1}^*)^2 + (x_c^* + x_{кл}^* + x_{кл1}^* + x_p^*)^2} = \sqrt{(0,522 + 0,185)^2 + (0,227 + 0,135 + 0,047 + 0,32)^2} = 1,02$$

Надперехідне початкове значення періодичної складової струму короткого замикання від системи для точки К2 з урахуванням реактора:

$$I_c = \frac{I_{\sigma}}{z_{зак}^*} = \frac{5,5}{1,02} = 5,4 \text{ кА.}$$

Ударний струм

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{c.к2}'' ,$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,4 = 13,75 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму К3:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{c.к2}'' \cdot e^{\frac{-t_{нс}}{T_a}} ,$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 5,4 \cdot e^{\frac{-0,11}{0,045}} = 0,66 \text{ кА.}$$

Підживлення струму к.з. від двигунів не враховуємо.

Тепловий імпульс

$$B_{к}^{к1} = (I_{c.к1}'')^2 \cdot (\tau_{к.з.} + T_a) ,$$

$$B_{к}^{к2} = (5,4)^2 \cdot (0,4 + 0,045) = 13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Перевіряємо КЛ, яка йде від джерела за умовою

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{к}^{к2}}}{C} < S_{cm}^{к1} ,$$

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{13 \cdot 10^6}}{90} = 40 \text{ мм}^2 < S_{cm}^{к1} = 70 \text{ мм}^2 .$$

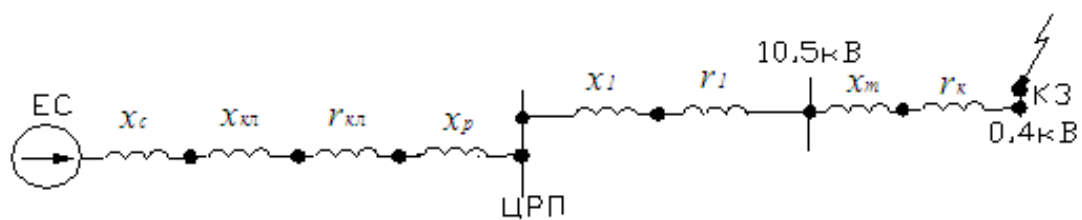
Отже кабельні лінії витримують теплові імпульси від короткого замикання в точці К2.

Розрахунок струмів короткого замикання на шинах НН ТП (точка КЗ)

Для енергосистеми коротке замикання в точці КЗ є віддаленим.

Розрахунок проводимо в іменованих одиницях. Визначаємо опори елементів і приводимо їх до номінальної напруги НН трансформаторної підстанції, тобто до $U_{\text{ном}}=0,4$ кВ.

Опір контактів для цехових трансформаторних підстанцій $r_k = 20$ мОм.



*Рис.8.6. Розрахункова схема заміщення для точки короткого замикання
КЗ*

Для точки К₃ на вторинній стороні трансформаторів до 2500кВ·А можна знехтувати взяти $x_c=0$.

Опір реактора:

$$x_p = x_{p,\text{ном}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном}}^{\text{НН}}}{U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}} \right)^2 \cdot 10^3 ,$$

$$x_p = 0,56 \cdot \left(\frac{0,4}{6} \right)^2 \cdot 10^3 = 2,48 \text{ мОм.}$$

Знайдені опори схеми заміщення, приведені до базових умов.

Опори кабельних ліній, що йдуть від джерела:

$$r_{\text{кл}} = r_0 \cdot \frac{l_{\text{кл}}}{n_{\text{кб}}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном}}^{\text{НН}}}{U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}} \right)^2 \cdot 10^3 ,$$

$$r_{\text{кл1}} = 0,329 \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,836 \text{ мОм;}$$

$$x_{\text{кл}} = x_0 \cdot \frac{l_{\text{кл}}}{n_{\text{кб}}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном}}^{\text{НН}}}{U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}} \right)^2 \cdot 10^3 ,$$

$$x_{кл} = 0,083 \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,21 \text{ мОм.}$$

Опір кабельних ліній, що живлять ТП:

$$r_{кл1} = r_0 \cdot l_{кл} \cdot \left(\frac{U_{ном}^{HH}}{U_{ном}^{BH}} \right)^2 \cdot 10^3 ,$$

$$r_{кл1} = 0,447 \cdot 0,62 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,4 \text{ мОм;}$$

$$x_{кл1} = x_0 \cdot l_{кл} \cdot \left(\frac{U_{ном}^{HH}}{U_{ном}^{BH}} \right)^2 \cdot 10^3 ,$$

$$x_{кл1} = 0,086 \cdot 0,62 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,077 \text{ мОм.}$$

Опір трансформаторів на ТП:

$$r_{ТП} = \frac{\Delta P_{\kappa}}{(S_{ном}^T)^2} \cdot (U_{ном}^{\delta})^2 \cdot 10^3 ,$$

$$r_{ТП} = \frac{11 \cdot 10^3}{1000^2} \cdot (0,4)^2 \cdot 10^3 = 1,76 \text{ мОм;}$$

$$x_{ТП} = \sqrt{(10 \cdot U_{\kappa})^2 - \frac{\Delta P_{\kappa}}{(S_{ном}^T)^2}} \cdot \frac{(U_{ном}^{\delta})^2}{S_{ном}^T} \cdot 10^3$$

$$x_{ТП} = \sqrt{(10 \cdot 5,5)^2 - \frac{11 \cdot 10^3}{(1000)^2}} \cdot \frac{(0,4)^2}{1000} \cdot 10^3 = 8,8 \text{ мОм.}$$

Сумарні опори:

$$r_{\Sigma} = r_{кл} + r_{кл1} + r_{ТП} + r_{\kappa} = 0,21 + 0,4 + 1,76 + 20 = 22,37 \text{ мОм;}$$

$$x_{\Sigma} = x_p + x_{кл} + x_{кл1} + x_{ТП} = 2,48 + 0,21 + 0,077 + 8,8 = 11,57 \text{ мОм.}$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{(r_{\Sigma})^2 + (x_{\Sigma})^2} = \sqrt{(22,37)^2 + (11,57)^2} = 25,19 \text{ мОм.}$$

Початковий струм короткого замикання:

$$I_{с.к.к3}'' = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 25,19} = 9,17 \text{ кА.}$$

Ударний струм к.з.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{с.к.к3}'' ,$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 9,1 = 12,87 \text{ кА.}$$

Результати розрахунків заносимо в табл. 8.2.

Таблиця 8.2

Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Місце КЗ	Заключ опір	Початк ові струми	Аперіо дична складо ва	Ударн ий струм	Тепловий імпульс	Мін. доп. переріз
		z	$I_{(c)}$	i_a	$i_{уд}$	$B_{кЗ}$	S_{min}
		в.о./МОм	кА	кА	кА	кА ² ·с	мм ²
К1	ЦРП	0,87	6,66	2,346	16,96	17,8	46,9
К2	ВН	1,02	5,4	1,85	13,75	13	40
К3	НН	25,19	9,17	-	12,87	-	-

9. ВИБІР АПАРАТУРИ В МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 10 КВ

9.1. Вибір комутаційної апаратури

В даному розділі будемо вибирати високовольтну комутаційну апаратуру: високовольтні вимикачі, вимикачі навантаження та запобіжники.

Вимикач – це комутаційний апарат, який призначено для включення та відключення струму. Вимикач є основним апаратом в електричних установках, він служить для відключення і включення мережі в будь-яких режимах: довготривале навантаження, перевантаження, коротке замикання, холостий хід, несинхронна робота. Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струмів КЗ і включення на існуюче коротке замикання. До вимикачів високої напруги пред'являються наступні вимоги:

- надійде відключення будь-яких струмів;
- швидкодія, тобто найменший час відключення;
- придатність для швидкодіючого автоматичного повторного включення, тобто швидке включення вимикача відразу після відключення;
- легкість ревізії;
- вибухо- та пожежобезпека;
- зручність транспортування і експлуатації.

Вимикачі високої напруги повинні витримувати протягом тривалого часу номінальний струм $I_{ном}$ та номінальну напругу $U_{ном}$. У розподільчих пристроях 10,5 кВ використовуємо вакуумні вимикачі серії ВВ/TEL.

Вимикач навантаження автогазовий типу ВНМ-10/400 з пружинним приводом серії ПП-16. Вимикач навантаження автогазовий ВНМ-10/400 призначений для багаторазових включень і відключень під навантаженням ділянок ланцюгів трифазного струму напругою 10 кВ, частотою 50 Гц, а також заземлення відключених ділянок за допомогою ножів заземлення.

Вимикач навантаження встановлюється в комплектних трансформаторних підстанціях (КТП), камерах однобічного обслуговування (КСО), комплектних розподільчих пристроях (КРУ). Вимикач типу ВНМ-10 належить до комутаційних апаратів, забезпечених автогазовими дугогасними

пристроями. Гасіння дуги здійснюється потоком газів, що виділяються із стінок дугогасної камери при впливі на них гасимої дуги.

Управління здійснюється окремим приводом, пов'язаним з вимикачем навантаження, що монтується на місці встановлення вимикача. Привід ПП-16 УХЛЗ виготовляється з пристроєм блокування головних і заземлюючих ножів, з дистанційним або місцевим управлінням. Вимикач ВНМ-10/400 забезпечений пристроєм автоматичного відключення при перегоранні одного із запобіжників. Переваги вимикачів навантаження типу ВНМ-10/400:

- монолітний ізоляційний корпус дозволяє забезпечити високу точність зборки без додаткових регулювань, що значно збільшує надійність роботи апарату;
- монолітний корпус апарату витримує електродинамічні впливи струмів до 32 кА;
- конструкція пружинного приводу забезпечує високу швидкість при відключенні і включенні апарату;
- привід має виконання як для місцевого, так і для дистанційного управління вимикачем;
- час включення апарату не більше 0,2с, відключення – не більше 0,1с.

Вимикачі мають типовиконання з ножами заземлення і запобіжниками, що встановлюються як знизу, так і зверху, а також з ножами заземлення і запобіжниками, що встановлюються в різному поєднанні з їх взаємному розташуванні (ніж заземлення знизу, запобіжник зверху або навпаки).

Вимикач має типовиконання з запобіжниками, з обох кінців яких, встановлені ножі заземлення, що працюють синхронно від однієї рукоятки приводу. Вимикачі з запобіжниками мають типовиконання з пристроєм для подачі команди на автоматичне відключення і сигналізацію при перегоранні одного із запобіжників.

Всі види комутаційних апаратів повинні відповідати умові оточуючого середовища за місцем їх установки. Номінальні параметри

вибраної апаратури (струм, напруга, потужність відключення) повинні відповідати визначеним значенням в нормальному режимі та при короткому замиканні.

Високовольтні струмообмежуючі запобіжники ПКТ 104 призначені для захисту силових трансформаторів, повітряних і кабельних ліній в ланцюгах змінного струму частоти 50 і 60 Гц.

Запобіжники ПКТ 104-10-160-20У3 з кварцовим наповнювачем є струмообмежуючими. Відключення струму короткого замикання в запобіжниках з кварцовим піском забезпечується за рахунок інтенсивної деіонізації дуги, що виникає в місці пролягання плавкої вставки, у вузьких щілинах між піщинками наповнювача. Спрацювання патрона визначається в запобіжниках ПКТ 104-10-160-20У3 за вказівником спрацювання, висувається назовні під впливом пружини після перегорання ніхромового дроту.

Запобіжники високовольтні призначені для роботи в наступних умовах:

- 1) номінальні значення кліматичних факторів зовнішнього середовища для запобіжників ПКТ 104 – згідно кліматичному виконанню У категорій розміщення 1 і 3 (верхнє робоче значення температури навколишнього повітря плюс 40 °С (граничне плюс 45°С), нижнє робоче значення температури навколишнього повітря мінус 45 °С (граничне мінус 60 °С) для виконання ХЛ. Верхнє значення відносної вологості 98% при 25 °С для категорії розміщення 3 і 100% при 25 °С для категорії розміщення 4);
- 2) висота над рівнем моря – не більше 1000 м;
- 3) робоче положення в просторі – вертикальне;
- 4) навколишнє середовище – невибухонебезпечне, не містить струмопровідного пилу, агресивних газів і пари в концентраціях, що руйнують метали і ізоляцію;
- 5) відсутні різкі поштовхи, удари і вібрація;

б) місце установки захищене від попадання бризок масла, емульсії і т.п.

Розшифровка умовного позначення типовиконання запобіжників ПКТ 104, як приклад приведена для запобіжника ПКТ 104-10-160-20У1:

П – запобіжник;

К – з кварцовим наповнювачем;

Т – для силових трансформаторів;

1 – однополюсний, з покажчиком спрацьовування;

04 – конструктивне виконання контакту;

10 – номінальна напруга в кіловольтах;

160 – номінальний струм запобіжника в амперах;

20 – номінальний струм відключення в кілоамперах;

У – кліматичне виконання;

1 – категорія розміщення.

При виборі комутаційних апаратів порівнюємо розрахункові дані з допустимими значеннями.

Високовольтні комутаційні апарати вибирають за номінальними параметрами і перевіряють на комутаційну здатність, на динамічну та термічну стійкість до струмів аварійного режиму – режиму короткого замикання.

Методика вибору однакова для всіх комутаційних апаратів, проте найбільш повно її можна розглянути на прикладі вибору високовольтних вимикачів.

Високовольтні вимикачі вибирають за умовами, які наведені в табл. 9.1.

Таблиця 9.1

Вибір високовольтних вимикачів

Номер умови вибору	Параметри вимикача	Умова вибору	Мережа
1	$U_{\text{ном}}$	\geq	$U_{\text{ном.мер}}$
2	$I_{\text{ном}}$	\geq	$I_{\text{макс}}$
3	$I_{\text{н.р}}$	\geq	$I_{\text{птр}}$
4	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.р}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \right)$	\geq	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{птр}} + i_{\text{атр}}$
5	$i_{\text{дин}}$	\geq	$i_{\text{уд}}$
6	$I_{\text{дин}}$	\geq	$I_{\text{по}}$
7	$I_{\tau}^2 \cdot \tau$	\geq	$B_{\text{к}}$

У лівій частині рівнянь указані параметри вимикачів, що наведені в довідниках, у правій – дані мережі та розрахункові дані по струмах максимального режиму та режиму короткого замикання.

Умови 1, 2 відповідають вибору високовольтного вимикача за номінальними параметрами з номінальною напругою мережі й робочим струмом необмежено довгого за часом максимального режиму. Перевірці вимикача на комутаційну здатність при розмиканні кола відповідають умова 3 (на розмикання симетричної складової короткого замикання) та умова 4 (на розмикання повного струму з урахуванням аперіодичної частини струму короткого замикання):

$$I_{\text{н.р}} \geq I_{\text{птр}};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.р}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{птр}} + i_{\text{атр}},$$

де $I_{\text{н.р}}$ – номінальний струм розмикання вимикача; $I_{\text{птр}}$ та $i_{\text{атр}}$ – відповідно періодична та аперіодична складові струму короткого замикання на момент початку розходження контактів вимикача, тобто на момент розмикання; $\beta_{\text{н}}$ – нормований процентний вміст аперіодичної складової струму короткого замикання в струмі, що його розмикає вимикач.

Розрахунковий час початку розмикання струму короткого замикання вимикачем:

$$\tau_p = \tau_{p.z.min} + \tau_{o.p},$$

де $\tau_{p.z.min}$ – найменший проміжок часу, за який спрацює релейний захист, приймається таким, що дорівнює 0,01 с; $\tau_{o.p}$ – особистий час роз'єднання вимикача, тобто проміжок часу від моменту подачі команди релейним захистом на роз'єднання кола до моменту початку розходження головних контактів вимикача, с; $\tau_{o.p}$ – залежить від типу вимикача та типу привода.

Умова 5, 6:

$$i_{дин} \geq i_{уд};$$

$$I_{дин} \geq I_{по},$$

де $i_{дин}$ – максимальне миттєве значення повного струму електродинамічної стійкості, який проходить через вимикач і не пошкоджує його, кА; $I_{дин}$ – діюче значення повного струму електродинамічної стійкості, кА; $I_{по}$ – струм у початковий момент режиму короткого замикання – діюче значення періодичної складової струму короткого замикання, кА.

Перевірці вимикача на термічну стійкість до струмів короткого замикання відповідає умова 7:

$$I_{\tau} \cdot \tau \geq B_{\kappa},$$

$I_{\tau} \cdot \tau$ – струм термічної стійкості, кА; за час τ , с; B_{κ} – розрахункове значення теплового імпульсу, кА²с.

Вибір комутаційних апаратів ведемо у табличній формі.

Таблиця 9.2

Вибір вимикачів

Номер умови вибору	Параметри вимикача ВВ/TEL-10-12,5/630 У2 на живлячій лінії	Умова вибору	Розрахункові параметри приєднання
1	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	\geq	$U_{\text{ном.мер}} = 10,5 \text{ кВ}$
2	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$>$	$I_{\text{макс}} = 402,14 \text{ А}$
3	$I_{\text{н.р}} = 12,5 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{птр}} = 6,04 \text{ А}$
4	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.р}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,5 \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 24,75 \text{ кА}$	$>$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{нрр}} + i_{\text{атр}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 6,04 + 2,17 = 10,71 \text{ кА}$
5	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$>$	$i_{\text{уд}} = 16,96 \text{ кА}$
6	$I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{по}} = 6,04 \text{ кА}$
7	$I_{\tau}^2 \cdot \tau = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$>$	$B_{\text{к}} = 17,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 9.3

Вибір вимикачів

Номер умови вибору	Параметри вимикача ВВ/TEL-10-12,5/630 У2 на живлячій лінії	Умова вибору	Розрахункові параметри приєднання
1	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	\geq	$U_{\text{ном.мер}} = 10,5 \text{ кВ}$
2	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$>$	$I_{\text{макс}} = 201,07 \text{ А}$
3	$I_{\text{н.р}} = 12,5 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{птр}} = 6,04 \text{ А}$
4	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.р}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,5 \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 24,75 \text{ кА}$	$>$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{нрр}} + i_{\text{атр}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 6,04 + 2,17 = 10,71 \text{ кА}$
5	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$>$	$i_{\text{уд}} = 16,96 \text{ кА}$
6	$I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{по}} = 6,04 \text{ кА}$
7	$I_{\tau}^2 \cdot \tau = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$>$	$B_{\text{к}} = 17,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибираємо комплектний пристрій (КРУ/TEL-10-16/630-0111-У3) з високовольтними вимикачами. В приєднанні трансформаторів кожної ТП підприємства, до шин ЦРП вибираємо вимикачі типу ВВ/TEL-10-12,5/630У2.

Таблиця 9.4

Вибір вимикачів

№	Умова вибору високовольтних вимикачів	РП 10 кВ								
		Дані мережі	Високовольтні вимикачі							
			Приєднання							
			ЖЛ	СВ	ТП1 ТП2 ТП4	ТП 3	ТП 5	ТП 6	СД	Суб. Спож.
	Тип апаратів	-	ВВ/TEL-10-12,5/630 У2							
1	$U_{\text{ном.мер}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
2	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$, кА	$\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{ном}}}$	$\frac{402,1}{630}$	$\frac{201,1}{630}$	$\frac{221,7}{630}$	$\frac{48,5}{630}$	$\frac{48,5}{630}$	$\frac{31}{630}$	$\frac{103,2}{630}$	$\frac{31}{630}$
3	$I_{0,0} \leq I_{н.р.}$, кА	6,04	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
4	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пр}} + i_{\text{апр}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.р}} \cdot (1 + \frac{\beta}{100})$, кА	11,33	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75
5	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$, кА	16,96	32		32	32	32	32		32
6	$I_{0,0} \leq I_{\text{дин}}$, кА	6,04	12,5		12,5	12,5	12,5	12,5		12,5
7	$B_k \leq I_{\tau}^2 \cdot \tau$, кА ² · с	17,8	468,75		468,75	468,75	468,75	468,75		468,75

Таблиця 9.5

Вибір вимикачів навантаження

№	Умова вибору вимикача навантаження	РП 10 кВ						
		Дані мережі	Вимикачі навантаження					
			Приєднання					
			ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП6
	Тип апаратів	-	ВНП-10/400-20 УХЛЗ					
1	$U_{\text{ном.мережі}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
2	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$, кА	$\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{ном}}}$	$\frac{77}{400}$	$\frac{77}{400}$	$\frac{48,5}{400}$	$\frac{48,5}{400}$	$\frac{48,5}{400}$	$\frac{31}{400}$
3	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$, кА	16,96	51	51	51	51	51	51
4	$I_{0,0} \leq I_{\text{дин}}$, кА	6,04	20	20	20	20	20	20
5	$B_k \leq I_{\tau}^2 \cdot \tau$, кА ² · с	17,8	400	400	400	400	400	400

Таблиця 9.6

Вибір запобіжників

№	Умова вибору запобіжника в приєднанні трансформатора ТП до шин ГРП	РП 10 кВ						
		Дані мережі	Запобіжники					
			Приєднання					
			ТП 1	ТП 2	ТП 3	ТП 4	ТП 5	ТП 6
	Тип апаратів	-	ПКТ 104-10-100-20 УЗ					
1	$U_{\text{ном.мережі}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
2	$I_{\text{макс.}} \leq I_{\text{ном.вст.}}$, кА	$\frac{I_{\text{макс.}}}{I_{\text{ном}}}$	$\frac{77}{100}$	$\frac{77}{100}$	$\frac{48,5}{100}$	$\frac{48,5}{100}$	$\frac{48,5}{100}$	$\frac{31}{100}$
3	$I_{\text{ном.вст.}} \leq I_{\text{ном.зап.}}$, кА	$\frac{I_{\text{ном.вст.}}}{I_{\text{ном.зап.}}}$	$\frac{100}{100}$	$\frac{100}{100}$	$\frac{100}{100}$	$\frac{100}{100}$	$\frac{100}{100}$	$\frac{100}{100}$
4	$I_{0,0} \leq I_{\text{відкл.}}$, кА	6,04	20	20	20	20	20	20

На КТП встановлюємо вимикачі навантаження типу ВВП-10/400-20 УХЛЗ та запобіжники типу ПКТ 104-10-100-20УЗ.

9.2. Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Трансформатори струму являють собою однофазні електричні пристрої і вибирають у двофазному чи трифазному виконанні для кожного приєднання усіх розподільчих пристроїв конкретної системи електропостачання. У зв'язку з цим вимірювальні трансформатори струму з'єднуються за схемою неповної або повної зірки.

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму на ЦРП 10кВ живлячому вводі від системи.

В приєднанні трансформатора на стороні низької напруги проходить $I_{МАКС} = 402,14$ А.

Вибираємо трансформатор ТЛ 10-1У3.

Паспортні дані:

$$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{НОМ1} = 630 \text{ А};$$

$$I_{НОМ2} = 5 \text{ А};$$

$$z_{2N} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$k_T = 0,5.$$

Перевіряємо трансформатор по основним величинам:

Таблиця 9.7

Вибір трансформаторів струму

Паспортні дані трансформатора ТЛ10 –1У3	Умова	Розрахункові значення
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	>	$U_{НОМ..} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ1} = 630 \text{ А}$	=	$I_{МАКС} = 402,14 \text{ А}$
$i_{ДИН} = 51 \text{ кА}$	>	$i_{УД} = 16,96 \text{ кА}$
$I_T^2 \cdot \tau = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	>	$B_K = 17,8 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Вибір вимірювальних приладів

Прилад	Тип приладу	Ф."А", ВА	Ф."В", ВА	Ф."С", ВА
Амперметр	Э - 351	-	0,5	-
Ватметр	Д - 305	0,5	-	0,5
Варметр	Д - 305	0,5	0,5	0,5
Лічильник активної та реактивної енергії	"Альфа"	3,6	3,6	3,6
Разом		4,6	4,6	4,6

Визначаємо опір найбільш завантаженої фази:

$$z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} = \frac{S_{\Sigma \text{ПРИЛ}}}{I_{\text{НОМ.2}}^2} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Розрахунок максимального значення опору проводів, які з'єднують трансформатор струму з приладами при його роботі в заданому класі точності:

$$z_{\text{ПРИЛ}} = z_{\text{НОМ}^2} - z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} - z_{\text{К}}, \text{ Ом,}$$

де $z_{\text{К}}$ – опір контактів $z_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$.

$$z_{\text{ПРИЛ}} = 0,4 - 0,184 - 0,1 = 0,116 \text{ Ом.}$$

l_p – відстань від місця розташування трансформатора струму до вимірювальних приладів (довжина траси).

Мінімально можливий переріз з'єднувальних проводів

$$S_{\text{МИН}} = \frac{\rho \cdot l_p}{z_{\text{ПРИЛ}}} = \frac{0,028 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}}{0,116} = 4,2 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо стандартний переріз 6 мм^2 .

Перерахунок опору з'єднувальних проводів:

$$z_{\text{МН}} = \frac{0.028 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}}{6} = 0.08 \text{ Ом.}$$

Розрахунок навантаження лінії:

$$z_p = z_{\text{ПРИЛ}} + z_{\text{ПР}} + z_k = 0,116 + 0,08 + 0,1 = 0,3 \text{ Ом.}$$

Оскільки номінальне навантаження трансформатора струму більше ніж розрахункове:

$$z_{\text{НОМ}} \geq z_{\text{РОЗ}}, \text{ Ом}$$

$$0,4 \text{ Ом} \geq 0,3 \text{ Ом,}$$

то вибраний трансформатор струму працюватиме в даному класі точності.

Таблиця 9.9

Вибір трансформаторів струму

№	Умова вибору ТС	РП 10 кВ								
		Дані мережі	Трансформатори струму							
			Приєднання							
			ЖЛ	ТП 1, ТП 2, ТП 4.	ТП 3	ТП 5	ТП 6	СД	Суб. Спож.	СВ
	Тип апаратів	-	ТЛ10-1У3							
1	$U_{\text{МАКС}} = 12 \text{ кВ}$	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
2	$I_{\text{МАКС}} \leq I_{\text{НОМ}}, \text{ кА}$	$\frac{I_{\text{МАКС}}}{I_{\text{НОМ}}}$	$\frac{402,14}{630}$	$\frac{221,7}{300}$	$\frac{48,5}{50}$	$\frac{48,5}{50}$	$\frac{31}{50}$	$\frac{103,2}{150}$	$\frac{31}{50}$	$\frac{201}{200}$
3	$i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}, \text{ кА}$	$\frac{i_{\text{УД}}}{i_{\text{ДИН}}}$	$\frac{16,96}{51}$	$\frac{16,96}{51}$	$\frac{16,96}{51}$	$\frac{16,96}{51}$	$\frac{16,96}{51}$	$\frac{16,96}{51}$	$\frac{16,96}{51}$	$\frac{16,96}{51}$
4	$B_k \leq I_{\tau}^2 \cdot \tau, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\frac{B_k}{I_{\tau}^2 \cdot \tau}$	$\frac{17,8}{4800}$	$\frac{17,8}{1200}$	$\frac{16,96}{300}$	$\frac{16,96}{300}$	$\frac{16,96}{300}$	$\frac{16,96}{1200}$	$\frac{16,96}{300}$	$\frac{16,96}{1200}$

9.3. Вибір вимірювального трансформатора напруги на ЦРП 10 кВ

Для живлення лічильників, вольтметрів та пристроїв релейного захисту застосуємо вимірювальний трансформатор напруги типу НТМИ–10–66У3 з додатковою обмоткою для контролю ізоляції і схемою з'єднання обмоток $Y_0/Y_0/\Delta$ з $U_H = 10$ кВ, номінальна напруга вторинної обмотки $U_{H2} = 100$ В, $S_{H2} = 120$ В·А.

Вимірювальний трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення – 100 або $\sqrt{3} \cdot 100$, від первинних кіл високої напруги для кіл вимірювання та релейного захисту.

Паспортні дані НТМИ-10:

$$U_{НОМ1} = 10 \text{ кВ}$$

$$U_{НОИМ2} = 100 \text{ В}$$

$$S_{НОМ2} = 120 \text{ ВА}$$

Розрахунок вимірювального трансформатора напруги типу НТМИ - 10-66У3. Трансформатори напруги встановлюємо на кожній секції збірних шин 10кВ.

Умова роботи вимірювального трансформатора напруги в класі точності 0,5:

$$S_{НОМ2} \geq S_P, \text{ ВА.}$$

Таблиця 9.10

Вибір трансформатора напруги

Прилад	Тип приладу	Потужність однієї котушки, ВА	Кількість приладів, шт	Сумарна потужність ВА
Ватметр	Д-305	2	1	4
Лічильник активної та реактивно енергії	”Альфа”	3,7	10	37
Вольтметр	Э-335	2	1	2
Разом				43

Обчислємо сумарне навантаження вторинних обмоток вимірювального трансформатора напруги.

$$S_{\Sigma 2} = S_{\text{ПР}} + S_{\text{Р.З}}, \text{ ВА},$$

де $S_{\text{ПР}}$ – навантаження приладів;

$S_{\text{Р.З}}$ – навантаження оперативних кіл.

$$S_{\Sigma 2} = 43 + 20 = 63 \text{ ВА}$$

Оскільки, умова:

$$S_{\text{НОМ2}} = 120 \text{ ВА} \geq S_{\text{Р}} = 63 \text{ ВА}.$$

виконується, то трансформатори напруги задовольняють умову перенавантаження і можуть бути прийняті до установки.

Визначаємо втрати напруги в з'єднувальних провідів.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N \cdot z_{\text{ПР}}}{U_N} \cdot 100\% \leq 0.5\%,$$

$$\text{де } I_N = \frac{S_{\Sigma 2}}{U_N} = \frac{63}{100} = 0,63 \text{ А};$$

$$z_{\text{ПР}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{Р}}}{S_{\text{СТ}}} = \frac{0,028 \cdot 10}{6} = 0,047 \text{ Ом}.$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,63 \cdot 0,047}{100} \cdot 100\% = 0,05\% \leq 0,5\%$$

Оскільки умова:

$$\Delta U \leq 0.5\%$$

виконується приймаємо провід стандартним перерізом $S_{CT} = 6 \text{ мм}^2$.

9.4. Вибір трансформаторів власних потреб ЦРП

Оскільки на ЦРП є споживачі власних потреб, то їх роботу забезпечує два трансформатора ВП. За орієнтуючими даними [7] визначимо встановлену потужність власних потреб.

Таблиця 9.11

Вибір трансформатора власних потреб

№ п/п	Найменування споживачів власних потреб	Встановлена потужність в кВт			cos φ	Навантаження	
		Одного	Кількість	Всього		Р, кВт	Q, Квар
1	Підігрів шаф КРУ	1	23	23	1	23	-
2	Навантаження оперативних кіл	1	2	2	1	2	-
3	Зовнішнє освітлення території	2	1	2	1	2	-
4	Всього	-	-	-	-	27	0

Визначаємо встановлену потужність ТВП:

$$S_{\text{встан}} = \sqrt{27^2 + 0^2} = 27 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Розрахункова потужність споживачів ВП:

$$S_{\text{розр}} = K_C \cdot S_{\text{встан}} = 0,8 \cdot 27 = 21,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{\text{роз тр}} = \frac{S_{\text{розр}}}{1,4} = \frac{21,6}{1,4} = 15,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Вибираємо ТВП за умовою:

$$S_{\text{ном тр}} > S_{\text{роз тр}}.$$

Приймаємо ТВП: ТСЗ-16/10У3.

10. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Завдання оптимізації, розглянуті з погляду проектування електричних мереж промислових підприємств, є завданнями ефективності використання капіталовкладень у ці об'єкти. У загальному випадку, економічна ефективність вкладень характеризується системою показників, серед яких: приведений чистий дохід, внутрішній термін рентабельності, приведені загальні витрати, термін окупності і т.д. У випадку розподільних мереж до цих показників додаються інші, наприклад – рівень надійності забезпечення споживачів електроенергією, розмір втрат напруги, потужності і енергії. Перераховані показники лежать в основі методик у порівнянні варіантів і критеріїв вибору оптимальних рішень.

У даній магістерській роботі для техніко-економічного порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання застосовується метод річних розрахункових витрат. Цей метод рекомендується застосовувати для вибору варіантів розподільних електромереж промислових підприємств: вибору ліній електропередач, вибору трансформаторів, схеми мережі високої і середньої напруги.

У магістерській роботі виконується техніко-економічне порівняння типів зовнішнього електропостачання:

- кабельна лінія;
- повітряна лінія.

Техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання здійснюється методом розрахункових річних витрат (СА). З огляду на той факт, що ріст навантажень за досліджуваний період змінюється незначно, у розрахунках цей фактор не враховується. При порівнянні варіантів приблизно можна прийняти, що витрати на експлуатацію ліній електропередач КЛ-10 кВ і ВЛ-10 кВ однакові.

Критерієм оптимальності є вимога мінімуму загальних приведених витрат ($CA \rightarrow \min$).

Для визначення найбільш вигідного варіанта виконується техніко-економічний розрахунок. При цьому, так як лінії виконані різними способами, що мають однорідну надійність, не враховується імовірнісний збитку.

Порівняння варіантів виконується, використовуючи метод річних розрахункових витрат (CA):

$$CA = \sum I \cdot L \cdot E_{\Sigma} + 3 \sum I \cdot L \cdot r_0 \cdot C'_{calc,WO} \cdot 10^3 + \sum \Delta P'' \cdot C''_{calc,WT} - W_{ocm};$$

де $I \cdot L$ – капітальні затрати на спорудження лінії, у.е;

E_{Σ} – розрахунковий коефіцієнт;

I – вартість 1 км лінії, у.о;

L – довжина лінії, км;

r_0 – питомий активний опір лінії, Ом/м;

$\Delta P'' = \Delta P_{s.c.}$ – втрати потужності в трансформаторі, кВт;

$C'_{calc,WO}$ – питома розрахункова вартість змінних втрат потужності і енергії, у.о/кВт;

$C''_{calc,WT}$ – питома розрахункова вартість постійних втрат потужності й енергії, у.о/кВт;

W_{ocm} – залишкова вартість лінії наприкінці розглянутого періоду, у.о;

Загальні річні витрати можуть бути визначені в такий спосіб:

$$CA = C + R_i - W_{ocm};$$

де C – річні витрати, у.о;

R_i – річна ставка на обслуговування кредиту, у.о;

Річні витрати можуть бути розраховані по наступному вираженню:

$$C = C_{s,rep} + C_{\Delta W}$$

де $C_{s,rep}$ – річні витрати на обслуговування і ремонт, у.о;

$C_{\Delta W}$ – вартість втрат електроенергії, у.о;

Річні витрати на обслуговування і ремонт можуть бути визначені по наступній формулі:

$$C_{s,rep} = p_{s,rep} \cdot I;$$

де $p_{s,rep}$ – відрахування на обслуговування і ремонт, %;

I – інвестиції, у.о;

Річна ставка на обслуговування кредиту визначається по формулі:

$$R_i = I_{\Sigma} \cdot E_i;$$

де I_{Σ} – сумарні інвестиції, у.о;

E_i – банківський відсоток на кредит;

Банківський відсоток на кредит визначається по формулі:

$$E_i = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-T_{nf}}};$$

де i – коефіцієнт актуалізації;

T_{nf} – тривалість нормативного періоду функціонування;

$T_{nf}=30$ років [1];

Коефіцієнт актуалізації дорівнює:

$$i = i_b + i_{inf} + i_{risc};$$

де i_b – банківський відсоток, $i_b=7\%$;

i_{inf} – інфляція, $i_{inf}=5\%$;

i_{risc} – відсоток банківського ризику, $i_{risc}=2\%$;

$$i = \frac{7 + 5 + 2}{100} = 0,14;$$

$$E_i = \frac{0,14}{1 - (1 + 0,14)^{-30}} = 0,143;$$

Залишкова вартість наприкінці досліджуваного періоду обчислюється за виразом:

$$W_{ocm} = \alpha_{ocm} + I_{\Sigma};$$

де α_{res} – залишковий коефіцієнт;

$$\alpha_{ocm} = \left(1 - \frac{T_{sp}}{T_{nf}}\right) \cdot (1 + i)^{-T_{sp}} = \left(1 - \frac{10}{30}\right) \cdot (1 + 0,14)^{-10} = 0,11$$

де $T_{sp}=10$ років – період дослідження;

Вартість втрат електроенергії визначається по формулі:

$$C_{\Delta W} = \Delta P_{\max} \cdot \tau \cdot C_w;$$

де ΔP_{\max} – сумарні втрати потужності, кВт;

τ – час максимальних втрат, ч;

$C_w=0,15$ у.о. – вартість 1 кВт·год електроенергії;

Для визначення часу максимуму втрат використовується відношення:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot T;$$

де T_{\max} – річне число годин використання максимуму навантаження,

$T_{\max}=5000$ год (відповідно до технологічного завдання);

T – число годин у році, $T=8760$ год;

Тоді,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ год},$$

Сумарні інвестиції можуть бути визначені по формулі:

$$I_{\Sigma} = I_L + I_{eq};$$

де I_L – інвестиції на лінії, у.о;

I_{eq} – еквівалентні інвестиції, у.о., що визначаються в такий спосіб:

$$I_{eq} = \Delta P_{\Sigma} \cdot C_s;$$

де ΔP_{Σ} – втрати потужності в лінії, кВт;

C_s – вартість 1 кВт установленної потужності для еталонної електростанції, $C_s=700$ у.о.;

$$I_L = L \cdot C_{sp};$$

де C_{sp} – вартість будівництва 1 км лінії, у.о.;

Техніко-економічні показники кабельної лінії КЛ-10 кВ

Відповідно до розрахунку даній дипломній роботі як живильний кабель прийнятий кабель марки АПвВнг-10-3х95 мм² ($I_{\text{доп}}=205$ А).

Визначення падіння напруги в нормальному і аварійному режимах:

$$\Delta U_{\text{норм.}} = \frac{P_p \cdot R + Q \cdot X}{U_n \cdot n} = \frac{1506,23 \cdot 0,105 + 962 \cdot 0,0187}{10 \cdot 2} = 8,81 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{ав}} = 2 \cdot \Delta U_{\text{норм}} = 2 \cdot 8,81 = 17,62 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{норм.}\%} = \frac{\Delta U_{\text{норм.}}}{U_n} \cdot 100\% = \frac{8,81}{10000} \cdot 100 = 0,088 \%;$$

$$\Delta U_{\text{ав.}\%} = \frac{\Delta U_{\text{ав.}}}{U_n} \cdot 100\% = \frac{17,62}{10000} \cdot 100 = 0,176 \%;$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження кабелю в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{дон}}} = \frac{43,48}{205} = 0,21 ;$$

Визначення втрат потужності в лінії при дійсному навантаженні:

$$\Delta P_l = l \cdot \Delta P_{\text{уд.}} \cdot k_3^2 = 3 \cdot I_{\text{дон}}^2 \cdot r \cdot l \cdot K_3^2 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 200^2 \cdot 0,329 \cdot 0,31 \cdot 0,21^2 \cdot 10^{-3} = 0,539 \text{ кВт};$$

де l – довжина лінії, $l=0,310$ км;

r – питомий активний опір лінії, $r=0,329$, згідно табл.3.5 [1];

K_3 – коефіцієнт завантаження лінії.

Втрати енергії в лінії складуть:

$$\Delta W_l = \Delta P_l \cdot \tau = 0,539 \cdot 3411 = 1838,529 \text{ кВт} \cdot \text{г};$$

Вартість втрат енергії в лінії дорівнює:

$$C_{\Delta W} = \Delta W_l \cdot C_w = 1838,529 \cdot 0,15 = 202,24 \text{ у.о./ рік};$$

Сумарні інвестиції в спорудження лінії:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{екв.}} + I_l = 377,3 + 1478,7 = 1856 \text{ у.о.};$$

$$I_{\text{екв.}} = \Delta P \cdot C_s = 0,539 \cdot 700 = 377,3 \text{ у.о.};$$

$$I_l = C_{\text{уд.}} \cdot l = 4770 \cdot 0,310 = 1478,7 \text{ у.о.};$$

де $C_{\text{уд.}}$ – вартість 1 км кабельної лінії, прокладеної в траншеї, що включає вартість кабелю, [1], і будівельних робіт із прокладки кабелю в траншеї [6] $C_{\text{уд.}}=2990+1780=4770$ у.о./км.

Щорічні амортизаційні відрахування становлять:

$$C_a = I_l \cdot K_a = 1478,7 \cdot 0,03 = 44,36 \text{ у.о.} \cdot \text{рік};$$

де K_a – коефіцієнт амортизаційних відрахувань, $K_a=3\%$, по [6];

Річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_{\Delta W} + C_a = 202,24 + 44,36 = 246,6 \text{ у.о.} \cdot \text{рік};$$

Річна ставка на обслуговування кредиту:

$$R_i = I_{\Sigma} \cdot E_i = 1856 \cdot 0.143 = 265,4 \text{ у.о.};$$

Розрахункові річні витрати:

$$CA = C + R_i = 246,6 + 265,4 = 512 \text{ у.о.};$$

Техніко-економічні показники повітряної лінії ПЛ-10 кВ

Визначаємо розрахункові струми в нормальному I_p і аварійному $I_{\max.p}$ режимах:

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1506,23}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 43,48 \text{ А};$$

$$I_{\max.p} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1506,23}{\sqrt{3} \cdot 10} = 86,96 \text{ А};$$

Приймається до установки провід алюмінієво-сталевий неізолюваний типу АС.

Вибір перерізу проводу по довготривалому допустимому струму.

Допустимий струм повітряних ліній визначається зі співвідношення:

$$I_{доп} \geq 86,96 \text{ А};$$

Згідно [1] приймається переріз жил неізолюваного сталюалюмінієвого проводу АС рівним $16/2,7 \text{ мм}^2$ ($I_{доп.}=111 \text{ А}$).

Вибір перерізу проводу за економічною густиною струму:

Економічно доцільний переріз S , мм^2 визначається зі співвідношення:

$$S = \frac{I_p}{J_{ек.}}; \text{ мм}^2$$

де $J_{ек.}$ – нормоване значення економічної густини струму, А/мм^2 , для заданих умов роботи;

Згідно [3] приймаємо $J_{ек.}=1,1 \text{ А/мм}^2$;

Тоді:

$$S = \frac{43,48}{1,1} = 39,5 \text{ мм}^2;$$

Отримане розрахункове значення округляється до найближчого стандартного перерізу. Приймаємо провід АС-50/8 мм^2 .

Вибір перерізу проводу за умовою дії струмів короткого замикання:

Перері, що забезпечує термічну стійкість провідника до струму к.з. при $I_{\infty}=11,5$ кА і $t_{\phi}=t_d=0,5$ с (відповідно до технічних умов) визначається з виразу:

$$F = I_{\infty} \cdot \frac{\sqrt{t_{\phi}}}{C};$$

де F – переріз жили проводу, мм^2 ;

C – постійна обумовлена залежно від заданої ПУЕ кінцевої температури нагрівання жил і напруги, $C=98$ [3];

Тоді:

$$F = 11500 \cdot \frac{\sqrt{0,5}}{98} = 83 \text{ мм}^2;$$

По отриманому розрахунковому значенню вибирається найближче стандартне значення.

Вибирається провід АС-95/16 мм^2 .

Вибір проводу повітряної лінії за умовами корони не виконується, оскільки, згідно ПУЕ вибор за умовою корони підлягають провідники на напругу 35 кВ і вище.

За результатами розрахунку вибирається той переріз проводу, який б задовільняв всім умовам. У такий спосіб до установки прийнятий провід марки АС-95/16 ($I_{\text{доп.}} = 330$ А) мм^2 .

Через те, що повітряна лінія не може бути прокладена по тій же трасі що й кабельна (так як при проектуванні ПЛ-10 кВ повинні бути дотримані додаткові вимоги в галузі місця її проходження), виникає необхідність зміни траси проходження ПЛ-10 кВ. Змінюючи трасу так, щоб вона відповідала вимогам ПУЕ, одержуємо довжину траси – $L = 900$ м.

Визначення падіння напруги в нормальному і аварійному режимах:

$$\Delta U_{\text{норм.}} = \frac{P_p \cdot R + Q \cdot X}{U_n \cdot n} = \frac{1506,23 \cdot 0,271 + 962 \cdot 0,379}{10 \cdot 2} = 38,64 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{ав}} = 2 \cdot \Delta U_{\text{норм.}} = 2 \cdot 38,64 = 77,28 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{норм.}\%} = \frac{\Delta U_{\text{норм.}}}{U_n} \cdot 100\% = \frac{38,64}{10000} \cdot 100 = 0,386 \%;$$

$$\Delta U_{\text{ав.}\%} = \frac{\Delta U_{\text{ав.}}}{U_n} \cdot 100\% = \frac{77,28}{10000} \cdot 100 = 0,773 \%;$$

Визначення коефіцієнта завантаження провідника в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{дон}}} = \frac{43,48}{330} = 0,13 ;$$

Визначення втрат потужності в лінії при дійсному навантаженні:

$$\Delta P_l = l \cdot \Delta P_{\text{уд.}} \cdot k_3^2 = 3 \cdot I_{\text{дон}}^2 \cdot r \cdot l \cdot K_3^2 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 330^2 \cdot 0,301 \cdot 0,9 \cdot 0,13^2 \cdot 10^{-3} = 1,496 \text{ кВт};$$

де l – довжина лінії, $l=0,9$ км;

r – питомий активний опір лінії, $r=0,301$, згідно [1];

K_3 – коефіцієнт завантаження лінії;

Втрати енергії в лінії складуть:

$$\Delta W_l = \Delta P_l \cdot \tau = 1,496 \cdot 3411 = 5102,86 \text{ кВт} \cdot \text{рік};$$

Вартість втрат енергії в лінії дорівнює:

$$C_{\Delta W} = \Delta W_l \cdot C_w = 5102,86 \cdot 0,15 = 561,32 \text{ у.о. / рік};$$

Сумарні інвестиції на спорудження лінії:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{екв.}} + I_l = 1047,2 + 1755 = 2802,2 \text{ у.о.};$$

$$I_{\text{екв.}} = \Delta P \cdot C_s = 1,496 \cdot 700 = 1047,2 \text{ у.о.};$$

$$I_l = C_{\text{уд.}} \cdot l = 1950 \cdot 0,9 = 1755 \text{ у.о.};$$

де $C_{\text{уд.}}$ – вартість 1 км повітряної лінії, $C_{\text{уд.}}=1950$ у.о./км, згідно [6].

Щорічні амортизаційні відрахування становлять:

$$C_a = I_l \cdot K_a = 1755 \cdot 0,055 = 96,525 \text{ у.о.} \cdot \text{рік};$$

де K_a – коефіцієнт амортизаційних відрахувань, $K_a=5,5\%$, згідно [6];

Річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_{\Delta W} + C_a = 561,32 + 96,525 = 657,85 \text{ у.о.};$$

Річна ставка на обслуговування кредиту:

$$R_i = I_{\Sigma} \cdot E_i = 2802,2 \cdot 0,143 = 400,71 \text{ у.о.};$$

Розрахункові річні витрати:

$$CA = C + R_i = 657.85 + 400.71 = 1057.7 \text{ у.о.};$$

Техніко-економічне порівняння КЛ-10 кВ і ПЛ-10 кВ

За результатами розрахунку:

- $CA_{\text{КЛ-10кВ}} = 512 \text{ у.о.};$

- $CA_{\text{ПЛ-10кВ}} = 1057.7 \text{ у.о.};$

Очевидно, що будівництво КЛ-10 кВ за техніко-економічними показниками є більш ефективним.

11. ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЛИВАРНОГО ЦЕХУ

11.1. Розрахунок електричних навантажень методом розрахункових коефіцієнтів

Метод розрахункових коефіцієнтів, котрий базується на методі упорядкованих діаграм, дає можливість більш точно враховувати формування середніх значень електричних навантажень на високих ступенях електропостачання і тим самим усунути збільшення розрахункових навантажень.

Визначення величин $P_{c.пр}$, $Q_{c.пр}$, n_{ef} , K_B обчислюємо за формулами:

$$P_{c.пр} = \sum_{i=1}^n P_{н.i} K_{в.i};$$

$$Q_{c.пр} = \sum_{i=1}^n Q_{н.i} \cdot K_{в.i};$$

$$n_{ef} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{н.i})^2}{\sum_{i=1}^n P_{н.i}^2};$$

$$K_B = \frac{P_{c.пр}}{P_H}.$$

Замість максимальних навантажень визначаються безпосередньо розрахункові значення ЕН за формулами:

$$P_p = K_{p.a} P_{c.пр};$$

$$Q_p = K_{p.p} Q_{c.пр};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

Розрахункові коефіцієнти:

- Коефіцієнт активної потужності $K_{p.a}$ знаходять в залежності від значень ефективного числа електроприймачів (n_{ef}) та коефіцієнта використання (K_B).

- Значення коефіцієнту реактивної потужності ($K_{p,p}$) визначаємо в залежності від величини $n_{\text{еф}}$, тобто $K_{p,p} = 1$ при $n_{\text{еф}} > 10$, і $K_{p,p} = 1,1$ при $n_{\text{еф}} \leq 10$.

Розрахунок навантажень проводимо в табличній формі. Дані приведені в табл. 11.1.

Розраховуємо номінальну потужність групи ЕП:

$$P_n = nP_{n,i};$$

де $P_{n,i}$ – номінальна потужність одного ЕП, кВт:

$$P_{n,i} = P_{\text{нас}} \cdot \sqrt{PB};$$

n – кількість ЕП, шт.

Тоді для кран – балки маємо:

$$P_{n \text{ к-б}} = 18 \cdot \sqrt{0,25} = 9 \text{ кВт};$$

$$P_n = 1 \cdot 9 = 9 \text{ кВт}.$$

Для кожного ЕП за [7] вибираємо коефіцієнти використання K_v та коефіцієнти потужності $\cos \phi$, результати зводимо в табл. 11.1.

Знаючи K_v та P_n можемо розрахувати проміжне активне навантаження P_{np} , що визначається:

$$P_{np} = K_v P_n.$$

Тоді для кран – балки маємо:

$$P_{np} = 0,05 \cdot 9 = 0,45 \text{ кВт}.$$

Знаходимо проміжне реактивне навантаження Q_{np} :

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \text{tg} \varphi.$$

Тоді для кран – балки маємо:

$$Q_{np} = 0,45 \cdot 1,73 = 0,78 \text{ квар}.$$

Розраховуємо ефективне число електроприймачів:

$$n_{\text{эф}} = \frac{\left(\sum_1^n P_{\text{н.і}}\right)^2}{\sum_1^n P_{\text{н.і}}^2}.$$

де $\sum_1^n P_{\text{н.і}}$ – сумарна номінальна потужність всіх споживачів.

$$n_{\text{эф}} = \frac{(1099)^2}{2 \cdot 19^2 + 4 \cdot 8^2 + 2 \cdot 70^2 + \dots + 4 \cdot 10^2} = 25,4.$$

Приймаємо $n_{\text{эф}} = 25$ шт.

По табл. 2.1 [1] знаходимо значення коефіцієнту активної потужності ($K_{\text{р.а}}$), в залежності від значень ефективного числа електроприймачів ($n_{\text{эф}}$) та коефіцієнта використання ($K_{\text{в}}$), отримаємо:

$$K_{\text{р.а}} = 1 \text{ при } K_{\text{в}} = 0,612, \quad n_{\text{эф}} = 25.$$

Значення коефіцієнту реактивної потужності ($K_{\text{р.р}}$) визначимо в залежності від величини $n_{\text{эф}}$. Оскільки $n_{\text{эф}} = 25$ шт, то:

$$K_{\text{р.р}} = 1.$$

Обчислимо розрахункову активну та реактивну потужності:

$$P_{\text{р}} = K_{\text{ра}} \sum P_{\text{пр}};$$

$$Q_{\text{р}} = K_{\text{р.р}} \sum Q_{\text{пр}}.$$

Маємо:

$$P_{\text{р}} = 1 \cdot 763 = 763 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р}} = 1 \cdot 470 = 470 \text{ квар.}$$

Обчислимо повну розрахункову потужність:

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2}.$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{763^2 + 470^2} = 896 \text{ кВА.}$$

Таблиця 11.1

Визначення розрахункових електричних навантажень силових ЕП напругою 0,4 кВ методом розрахункових коефіцієнтів

№ п/п	Електроприймач	Кількість, шт	Номінальна потужність, кВт		Коефіцієнт використання K_b	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Проміжне навантаження	
			одного	загальна				Активне $P_{\text{пр}}$, кВт	Реактивне $Q_{\text{пр}}$, кВАр
1	Електротермічна піч	2	19	38	0,7	0,9	0,500	26,6	13,3
2	Електрозагартівна піч	4	8	32	0,9	0,9	0,500	28,8	14,4
3	Індукційна піч	2	70	140	0,8	0,87	0,600	112	67,2
4	Індукційна піч	2	40	80	0,8	0,87	0,600	64	38,4
5	Електротермічна піч	4	19	76	0,7	0,9	0,500	53,2	26,6
6	Сушильна шафа	1	8	8	0,6	0,75	0,880	4,8	4,22
7	Кран-балка, ТВ 25%	2	18	9	0,05	0,5	1,732	0,45	0,78
8	Плавильна піч	7	62	434	0,65	0,87	0,600	377,58	226,55
9	Ливарна піч	3	14	42	0,3	0,8	0,750	21,6	16,2
10	Ливарна піч	3	24	72	0,3	0,8	0,750	21,6	16,2
11	Голтувальний барабан	1	14	14	0,7	0,8	0,750	9,8	7,35
12	Очисний барабан	3	12	36	0,25	0,65	1,150	9	10,35
13	Шліфувальний верстат	4	12	48	0,2	0,65	1,150	9,6	11,04
14	Вентилятор	4	10	40	0,6	0,65	0,750	24	18
	Всього	42		1099				763	470

11.2. Розрахунок навантаження освітлювальних установок

Визначення розрахункових навантажень освітлювальних установок, як правило, передують розрахунки електричного освітлення проектованого цеху, яке поділяють на робоче та аварійне.

Для розрахунку освітлення в ливарному цеху використаємо метод коефіцієнта використання. Для цього використаємо рис. 11.1 на якому представлені розміри цеху.



Рис. 11.1. Розміри цеху

Потрібний потік ламп в кожному світильнику Φ знаходиться з формули:

$$\Phi = \frac{E_{\min} K_3 F z}{\eta},$$

де K_3 – коефіцієнт запасу;

E_{\min} – мінімальна освітленість, лк;

F – площа, приміщення, що освітлюється, м²;

z – коефіцієнт нерівномірності освітленості;

η – коефіцієнт використання світлового потоку – відношення світлового потоку, який падає на робочу поверхню, до світлового потоку світильників.

Коефіцієнт використання η залежить від типу світильника, коефіцієнтів відбиття стін, стелі, робочої поверхні, та від показника приміщення i , який враховує співвідношення розмірів приміщення. Приймаємо:

$$\rho_p = 0,3,$$

$$\rho_c = 0,1,$$

$$\rho_{ст} = 0,1.$$

Згідно [5] та вище приведених формул, визначаємо:

Коефіцієнт запасу $K_z = 1,8$.

Мінімальна освітленість $E_{min} = 200$ лк.

Коефіцієнт нерівномірності $z = 1,15$.

Площа приміщення:

$$F = AB.$$

$$F = 110 \cdot 160 = 17600 \text{ м}^2.$$

Визначимо показник, який враховує співвідношення розмірів приміщення (індекс приміщення):

$$i = \frac{AB}{h(A+B)};$$

$$h = H - h_p - h_c,$$

де $H = 16$ м – висота приміщення цеху,

$h_p = 0,8$ м – висота розрахункової поверхні над підлогою згідно норм [5],

$h_c = 0,2$ м – відстань світильників від перекриття.

$$h = 16 - 0,8 - 0,2 = 15 \text{ м}.$$

Тоді:

$$i = \frac{160 \cdot 110}{12 \cdot (160 + 110)} = 5,432.$$

$$\eta=0,66.$$

Визначимо світловий потік однієї лампи, необхідний для забезпечення заданої мінімальної освітленості, лм:

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{E_{\text{min}} F K_3 z}{n U},$$

де E_{min} – нормоване значення освітленості, лк;

F – площа приміщення, яке освітлюється, м²;

n – кількість установлених світильників;

K_3 – коефіцієнт запасу;

z – коефіцієнт мінімальної освітленості.

Нормоване значення освітленості при загальному освітлені для ливарного цеху дорівнює 200 лк за [5]. Вибираємо рекомендоване відношення $l / H_p = 0,8 - 1,2$ (де l – відстань між світильниками), коефіцієнт мінімальної освітленості вибираємо за [3], маємо $z = 1,15$. Для ливарного цеху вибираємо значення коефіцієнту запасу $K_3 = 1,8$.

Вибираємо лампи ДРЛ-700(12)-3.

Напруга 140 В

Потужність 700 Вт

Світовий потік 41000 Лм

Час горіння 20000 год

Тип цоколя Е40

Тоді світловий потік:

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{1,8 \cdot 200 \cdot 17600 \cdot 1,15}{0,66} = 11040000 \text{ лм.}$$

Кількість світильників :

$$N_{\text{св}} = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{л}}}.$$

$$N_{\text{св}} = \frac{11040000}{41000} = 271,921 \approx 272 \text{ шт.}$$

Використовуємо ПРА 1К700ДРЛ44-002УХЛ1

Потужність ламп 700 Вт

Струм 4 А

Коефіцієнт потужності не менше 0,85

Тоді $\operatorname{tg}\phi = 0,62$.

Визначаємо активну потужність освітлювального навантаження при коефіцієнті попиту $K_{\Pi} = 0,9$:

$$P_{\text{осв}} = nP_{\text{л}}K_{\Pi}.$$

$$P_{\text{осв}} = 272 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 171,36 \text{ кВт.}$$

Визначаємо реактивну потужність освітлювального навантаження:

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \cdot \operatorname{tg}\phi.$$

$$Q_{\text{осв}} = 171,36 \cdot 0,62 = 128,52 \text{ квар.}$$

Розрахунок аварійного освітлення:

Світильники аварійного освітлення розмістимо рівномірно по всій площі приміщення, значення освітленості при аварійному освітленні для ливарного цеху рекомендується брати 5 % від норми робочого освітлення, але не менш як 5 та не більше 30 лк. Для освітлення використаємо сучасні світлодіодні лампи.

$$P_{\text{ав}} = 0,05P_{\text{осв}}.$$

$$P_{\text{ав}} = 0,05 \cdot 171,36 = 8,568 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо повне освітлювальне навантаження:

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\text{осв.}\Sigma}^2 + Q_{\text{осв}}^2};$$

$$P_{\text{осв.}\Sigma} = P_{\text{осв}} + P_{\text{ав}}.$$

$$P_{\text{осв.}\Sigma} = 171,36 + 8,568 = 179,928 \text{ кВт};$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{179,928^2 + 128,52^2} = 221,114 \text{ кВА.}$$

11.3. Розрахунок сумарного електричного навантаження ливарного цеху

Для розрахунку сумарного розрахункового навантаження по всьому цеху використаємо дані методу розрахункових коефіцієнтів.

Визначимо сумарне активне навантаження по всьому цеху:

$$P_{\text{р.цеху}} = P_{\text{р.с}} + P_{\text{осв.}\Sigma};$$

$$P_{\text{р.цеху}} = 763 + 180 = 943 \text{ кВт.}$$

Визначимо сумарне реактивне навантаження по всьому цеху:

$$Q_{\text{р.цеху}} = Q_{\text{р.с}} + Q_{\text{осв}};$$

$$Q_{\text{р.цеху}} = 470 + 129 = 599 \text{ квар.}$$

Визначимо сумарне повне навантаження по всьому цеху:

$$S_{\text{р.цеху}} = \sqrt{P_{\text{р.цеху}}^2 + Q_{\text{р.цеху}}^2}.$$

$$S_{\text{р.цеху}} = \sqrt{943^2 + 599^2} = 1117 \text{ кВА.}$$

Втрати потужності в трансформаторі обчислимо за допомогою приблизних формул:

$$\Delta P_{\text{т}} = 0,02 S_{\text{р.цеху}};$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = 0,1 S_{\text{р.цеху}}.$$

Одержимо:

$$\Delta P_{\text{т}} = 0,02 \cdot 1117 = 22,34 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = 0,1 \cdot 1117 = 111,7 \text{ квар.}$$

Зведемо отримані значення в табл. 11.2.

Таблиця 11.2

Розрахункові навантаження по цеху

Вид електричного навантаження	Розрахункові електричні навантаження		
	P , кВт	Q , кВАр	S , кВА
Силове навантаження	763	470	896
Освітлювальне навантаження	179,928	128,52	221,114
Втрати в трансформаторі	22,34	111,7	
Всього	965	710	1242

11.4. Вибір конструкції та місця знаходження розподільчого пункту та цехової підстанції

У ливарному цеху використовується КТП Хмельницького трансформаторного заводу напругою 10/0,4 кВ.

КТП внутрішнього встановлення складається з трьох основних елементів та ввідного пристрою на 10 кВ, силового трансформатора, розподільчого пристрою на 0,4 кВ. Ввідний пристрій високої напруги тип ВВ-2-закрита шафа з вбудованим в нього вимикачами навантаження тип ВВП-17 та запобіжника тип ПК.

Вимикач навантаження пристосований для відключення трансформатора з сторони ВН при холостому ході або при номінальному навантаженні. При короткому замиканні трансформатор вимикається запобіжником. Для вимикання однієї із ліній в шафі є мінні підкладки.

В силовому трансформаторі тип ТМ маємо природне масляне охолодження та герметичний блок підвищеної міцності. Напруга регулюється при відключеному трансформаторі. Трансформатор обладнаний електроконтактами, вакуумметром для контролю за внутрішнім тиском. Трансформатор має також термоаналізатори, а рівень масла контролюється маслопоказником. Розподільчий пристрій складається з металевих шаф з вмонтованою апаратурою та проводами.

Вимірвальні прилади та реле розміщуються в відсіках приладів та на дверях шаф.

Визначимо центр навантажень цеха:

$$X_{\text{ун}} = \frac{\sum P_{\text{нн}} X_i}{\sum P_{\text{нн}}}, \quad X_{\text{цн}} = \frac{72347}{991} = 73 \text{ м.}$$

$$Y_{\text{ун}} = \frac{\sum P_{\text{нн}} \cdot Y_i}{\sum P_{\text{нн}}}, \quad Y_{\text{цн}} = \frac{53135}{991} = 53.36 \text{ м.}$$

При даному розташуванні КТП будемо заважати технологічному процесу, при цьому виносимо її за прибудову цеха в спеціально облаштовану до зовнішньої сторони цеха.

Будуємо картограму навантажень цього цеху. Для побудови необхідно знайти радіус кола та кут, що пропорційний освітлювальному навантаженню.

$$r = \sqrt{\frac{P_{M\Sigma}}{k \cdot \pi}}, \quad \alpha_{осв} = 360 \cdot \frac{P_{MO}}{P_{M\Sigma}},$$

де $P_{M\Sigma}$ – сумарне максимальне навантаження цеху, кВт;

P_{MO} – максимальне освітлювальне навантаження;

k – коефіцієнт пропорційності, підбирається в залежності від масштабу.

$$r = \sqrt{\frac{897.774}{100 \cdot \pi}} = 1.7 \text{ см}, \quad \alpha_{осв} = 360 \cdot \frac{154.8}{897.774} = 62^\circ,$$

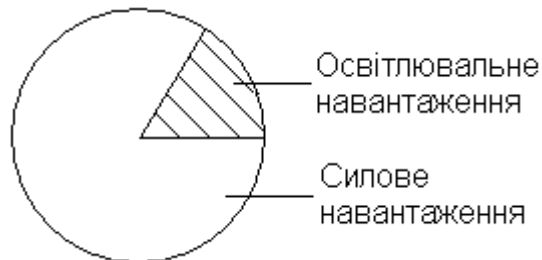


Рис. 11.1. Визначення ЦЕН ливарного цеху

11.5. Вибір схеми електропостачання цеху

Схема електропостачання цеху містить розподільчу мережу 10 кВ від ГПП до ТП та цехову електричну мережу напругою 0,4 кВ. Для розподільчої мережі 10 кВ вибираємо магістральну схему електропостачання згідно [1]. Цехову електричну мережу також виконуємо магістральною. При цій схемі одна або кілька ліній, які відходять від РП низької напруги ТП, живлять розосереджене навантаження у вигляді розподільчих шинопроводів і силових шаф та великих ЕП. Приймаємо дану схему, оскільки маємо відносно рівномірне розташування силового та освітлювального навантаження по площині цеху. Схема забезпечить надійність, універсальність і високу гнучкість.

11.6. Вибір конструктивного виконання цехового електропостачання

Цехова електрична мережа напругою 0,4 кВ у відповідності з прийнятою схемою електропостачання та умови навколишнього середовища виконується кабельними лініями від ТП до СШ та проводами і кабелями в трубах від СШ до електроприймачів.

Магістральну мережу виконуємо по типу розводки, яка складається з кабелів з алюмінієвими жилами та проводом прокладеним в пазах кроком – відстань між сусідніми магістралями; який змінюється в залежності від розташування устаткування у межах 2; 6 м. Уздовж магістралі встановлені коробки приєднань на 3-6 ЕП з глухими (болтовими) з'єднаннями та запобіжники. Тролею для живлення кран-балки виконують комплектним шинопроводом.

Для пересувних ЕП використовують гнучкі переносні кабелі. З'єднання та відгалуження коробок електропроводок мають ступінь захисту IP6.

В схемі електропостачання цеха передбачена апаратура керування та захисту, яка призначена для включення та відключення споживачів електроенергії та мереж, реверсування та електричного гальмування електропривода, захисту від короткого замикання, перевантажень, зниження напруги, забезпечення самозапуска двигунів від перенавантажень здійснюється магнітними пускачами типа АЕ за допомогою теплових реле з біметалевою пластиною.

Кожна ділянка, що відходить має захист від КЗ, виконану запобіжниками та автоматами. Ввід виконується через вимикач типу АВМ-15 з установкою струму спрацювання 1000 А.

11.7. Вибір силових розподільчих шаф та перерізів проводів живлячих окремі електроприймачі

Розрахунок та вибір силових розподільчих шаф проводимо в табличній формі (табл. 11.3). Покажемо розрахунок та вибір СШ1. Кількість та

потужність приєднаних до СШ1 електроприймачів представлено на плані розміщення електрообладнання та розводка електричної мережі.

Сумарна номінальна потужність:

$$P_n = \sum P_{ni} = P_1 + P_2 + P_7 + P_{11} + P_{40} ;$$

$$P_n = 19 + 19 + 70 + 19 + 10 = 137 \text{ кВт}$$

Максимальну потужність за середньо навантажену зміну:

$$P_{cm} = \sum (P_{ni} \cdot K_{vi}) ;$$

$$P_{cm} = 19 \cdot 0,9 + 19 \cdot 0,9 + 70 \cdot 0,8 + 19 \cdot 0,7 + 10 \cdot 0,6 = 113,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{cm} = \sum (P_{ni} \cdot K_{vi} \cdot \text{tg} \varphi_i) ;$$

$$Q_{cm} = 19 \cdot 0,9 \cdot 0,5 + 19 \cdot 0,9 \cdot 0,5 + 70 \cdot 0,8 \cdot 0,6 + 19 \cdot 0,7 \cdot 0,5 + 10 \cdot 0,6 \cdot 0,75 = 63,75 \text{ квар}$$

Ефективне число електроприймачів:

$$n_{ef} = \frac{2 \sum P_{ni}}{P_{ni_{найб}}} = \frac{2 \cdot 137}{70} = 3,9.$$

Груповий коефіцієнт використання:

$$K_e = \frac{P_{cm}}{P_{n\Sigma}} = \frac{113,3}{137} = 0,83.$$

Знаходимо розрахункові коефіцієнти згідно [1] $K_{p.a} = 1,83$; $K_{p.p} = 1,1$.

Визначимо розрахункову потужність:

$$P_p = K_{p.a} \cdot P_{cm} = 1,83 \cdot 113,3 = 207,339 \text{ кВт};$$

$$Q_p = K_{p.p} \cdot Q_{cm} = 1,1 \cdot 63,75 = 70,13 \text{ квар.}$$

Повна розрахункова потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{207,339^2 + 70,13^2} = 219,211 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{219,211}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 316,778 \text{ А.}$$

По даному розрахунковому струму вибираємо кабель марки АВВГ-1-(4x120)

з $I_{доп} = 219 \text{ А}$, живлячий СШ1 від ТП.

СШ типу ШРС3-138-5 з $I_{доп} = 280 \text{ А}$. Дані заносимо до табл. 11.3.

Вибираємо перерізи проводів живлячих електроприймачі. Провідники вибираємо по критеріям економічності, допустимого нагріву, механічної міцності, умови захищеності вибраного перерізу від перенавантаження струмами КЗ.

Визначимо розрахунковий струм кожного ЕП та діаметр труби:

$$I_{pi} = \frac{P_{ni}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi};$$

$$I_{p1} = \frac{19}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9} = 32,1 \text{ А};$$

$$d_{тр} = \sqrt{\frac{4 \cdot F^2}{\pi}} + 10_{мм};$$

$$d_{тр} = \sqrt{\frac{4 \cdot 6^2}{\pi}} + 10 = 12,8_{мм}.$$

Вибираємо кабель марки АПВ-1-4×6 з $I_{доп}=36 \text{ А}$; приймаємо $d = 15 \text{ мм}$.

Дані розрахунків по кожному ЕП, а також силовій шафі заносимо в табл. 11.4.

Продовження табл. 11.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
7	10	40	32	19,2									ШРС3-138-6 I _{доп} =280 А,
	14	19	13,3	6,65									
	15	8	4,8	4,22									
	17	18	0,45	0,78	0,6	5,1	1,4	1,1	131,4	64,3	146,3	222,5	
	21	62	40,3	24,18									
	32	12	3	3,45									
Всього		159	93,85	58,48									
8	3	8	7,2	3,6									ШРС2-127-7 I _{доп} =175 А,
	4	8	7,2	3,6									
	5	8	7,2	3,6									
	6	8	7,2	3,6	0,8	5	1,12	1,1	89,7	49,2	102,3	155,7	
	9	40	32	19,2									
	13	19	13,3	6,65									
	39	10	6	4,5									
Всього		101	80,1	44,75									
ШО	Освіт- лення								171,36	128,5	214,2	525,1	ОШВ-12
ЩАО	Ава- рійне освіт- лення								8,6	–			

Таблиця 11.4

Вибір перерізу проводів та жил кабеля

№ п/п	Електро-приймачі	Розрахунковий струм	Марка кабеля	Діаметр труби, $d_{тр}$	Допустимий струм, $I_{доп}$, А
1	1, 2	32,1	АПВ-1-(4х6)	15	36
2	3-6	13,5	АПВ-1-(4х2,5)	15	24
3	7,8	122,4	АВВГ-1-(4х50)	32	126
4	9,10	69,9	АВВГ-1-(4х25)	32	82
5	11-14	32,1	АПВ-1-(4х6)	15	36
6	15	16,2	АПВ-1-(4х2,5)	15	24
7	16,17	27,4	КГ-1-(4х4)	26	35
8	18-24	108,4	АВВГ-1-(4х25)	32	126
9	25-27	26,6	АПВ-1-(4х4)	15	32
10	28-30	45,6	АПВ-1-(4х10)	26	60
11	31	26,6	АПВ-1-(4х4)	15	32
12	32-34	28,1	АПВ-1-(4х4)	15	32
13	35-38	28,1	АПВ-1-(4х4)	15	32
14	39-42	23,4	АПВ-1-(4х2,5)	15	24
15	СШ1	217,5	АВВГ-4х120	50	219
16	СШ2	248	АВВГ-4х150	50	240
17	СШ3	225	АВВГ-4х150	50	240
18	СШ4	55,7	АВВГ-4х16	26	135
19	СШ5	32,4	АВВГ-4х6	26	34
20	СШ6	257	АВВГ-4х185	60	291
21	СШ7	222,5	АВВГ-4х150	50	240
22	СШ8	155,7	АВВГ-4х95	50	190
23	ЩО	443,764	2АВВГ-4х150	100	480

11.8. Розрахунок струмів короткого замикання

Особливість розрахунку струмів короткого замикання в мережах до 1 кВ є наближення струмів короткого замикання до пускових струмів електроустановок, тому розрахунок необхідно проводити дуже ретельно, враховуючи активні та реактивні опри усіх елементів.

При розрахунках вважаємо що напруга на високій стороні трансформатора залишається постійною і дорівнює номінальній. У цьому разі напруга холостого ходу низької сторони трансформатора становить $1,05 \cdot U_H$. Схема заміщення складена для розрахунку струму короткого замикання представлена на рис. 11.2.

Опори елементів мережі:

$$\begin{array}{ll}
 r_{n1} = 75 \text{ мОм}; & x_{TC} = 0,17 \text{ мОм}; \\
 x_p = 0,4 \text{ мОм}; & r_{TC} = 0,11 \text{ мОм}; \\
 r_p = 0,1 \text{ мОм}; & r_{nTC} = 20 \text{ мОм}; \\
 x_{B1} = 1,2 \text{ мОм}; & r_{n2} = 15 \text{ мОм}; \\
 r_{B1} = 0,002 \text{ мОм}; & x_{w2} = 0,48 \text{ мОм}; \\
 x_{w1} = 0,24 \text{ мОм}; & r_{w2} = 1,02 \text{ мОм}; \\
 x_T = 4,8 \text{ мОм}; & x_{B3} = 0,13 \text{ мОм}; \\
 r_T = 0,93 \text{ мОм}; & r_{B3} = 0,07 \text{ мОм}; \\
 x_{B2} = 0,07 \text{ мОм}; & x_{kl} = 0,074 \text{ мОм}; \\
 r_{B2} = 0,13 \text{ мОм}; & r_{kl} = 0,206 \text{ мОм}.
 \end{array}$$

Визначимо струми короткого замикання:

$$I_{k31}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_H \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}$$

$$r_{\Sigma k1} = 75 + 0,1/2 + 0,002/2 + 0,93/2 = 75,665 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma k1} = 0,4/2 + 1,2/2 + 0,24/2 + 4,8/2 = 3,32 \text{ мОм};$$

$$I_{k31}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{75,665^2 + 3,32^2}} = 3,2 \text{ кА}.$$

$$r_{\Sigma k2} = 75,665 + 0,13/2 + 0,11/2 + 20 + 15 + 1,02 + 0,07 + 0,206 = 112,081 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma k2} = 3,32 + 0,07/2 + 0,17/2 + 0,48/2 + 0,13 + 0,074 = 3,884 \text{ мОм};$$

$$I_{k32}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{112,081^2 + 3,884^2}} = 2,16 \text{ кА}.$$

Ударний коефіцієнт:

$$K_{yi} = 1 + \exp(-0,01 \cdot \omega \cdot r_{\Sigma i} / x_{\Sigma i});$$

$$K_{y1} = 1 + \exp(-0,01 \cdot 314 \cdot 75,665 / 3,32) = 1;$$

$$K_{y2} = 1 + \exp(-0,01 \cdot 314 \cdot 112,081 / 3,884) = 1.$$

Ударний струм:

$$i_{yi} = K_{yi} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\kappa zi}^{(3)};$$

$$i_{y1} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,2 = 4,525 \text{ кА};$$

$$i_{y2} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,16 = 3,055 \text{ кА}.$$

Для розрахунку однофазного струму КЗ, згідно [1] опори нульової послідовності змінюються і тому отримуємо:

$$x_{TC0} = 2 \cdot 0,17 = 0,34 \text{ мОм};$$

$$r_{TC0} = 0,11 \text{ мОм};$$

$$x_{B10} = 2 \cdot 1,2 = 2,4 \text{ мОм};$$

$$r_{B10} = 0,002 \text{ мОм};$$

$$x_{w10} = 2 \cdot 0,24 = 0,48 \text{ мОм};$$

$$r_{w20} = 1,02 \text{ мОм};$$

$$x_{w20} = 2 \cdot 0,48 = 0,96 \text{ мОм}$$

$$z_{T0} = 0,0018 \text{ мОм};$$

$$x_{B30} = 2 \cdot 0,13 = 0,26 \text{ мОм};$$

$$r_{B30} = 0,07 \text{ мОм};$$

$$x_{B20} = 2 \cdot 0,07 = 0,14 \text{ мОм};$$

$$x_{\kappa i0} = 2,5 \cdot 0,074 = 0,185 \text{ мОм};$$

$$r_{B20} = 0,13 \text{ мОм};$$

$$r_{\kappa i0} = 0,206 \text{ мОм}.$$

Струм однофазного КЗ:

$$I_{\kappa z}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}};$$

$$r_{0\Sigma} = 0,11 + 0,002 + 1,02 + 0,07 + 0,13 + 0,206 = 1,538 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma} = 0,34 + 2,4 + 0,48 + 0,96 + 0,0018 + 0,26 + 0,14 + 0,185 = 4,768 \text{ мОм}.$$

$$I_{\kappa z}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot 112,081 + 1,538)^2 + (2 \cdot 3,884 + 4,768)^2}} = 2,91 \text{ кА};$$

$$K_y^{(1)} = 1 + \exp(-0,01 \cdot 314 \cdot 225,7 / 12,536) = 1;$$

$$i_y = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,91 = 4,115 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) в системі електропостачання промислових підприємств проводиться спрощеним методом з деяким допущенням: враховуючи, що трифазна система являється

симетричною, індуктивний опір в процесі КЗ не змінюється, напруга на шинах джерела враховується незмінною. Для розрахунку струмів КЗ, складаємо розрахункову схему (рис. 11.2, а), тобто спрощену схему електроустановки. По розрахунковій схемі складаємо схему заміщення (рис. 11.2, б), на якій вказуємо опори всіх елементів і помічаємо точки для розрахунку струмів короткого замикання. Розрахунок починаємо від системи до точки КЗ.

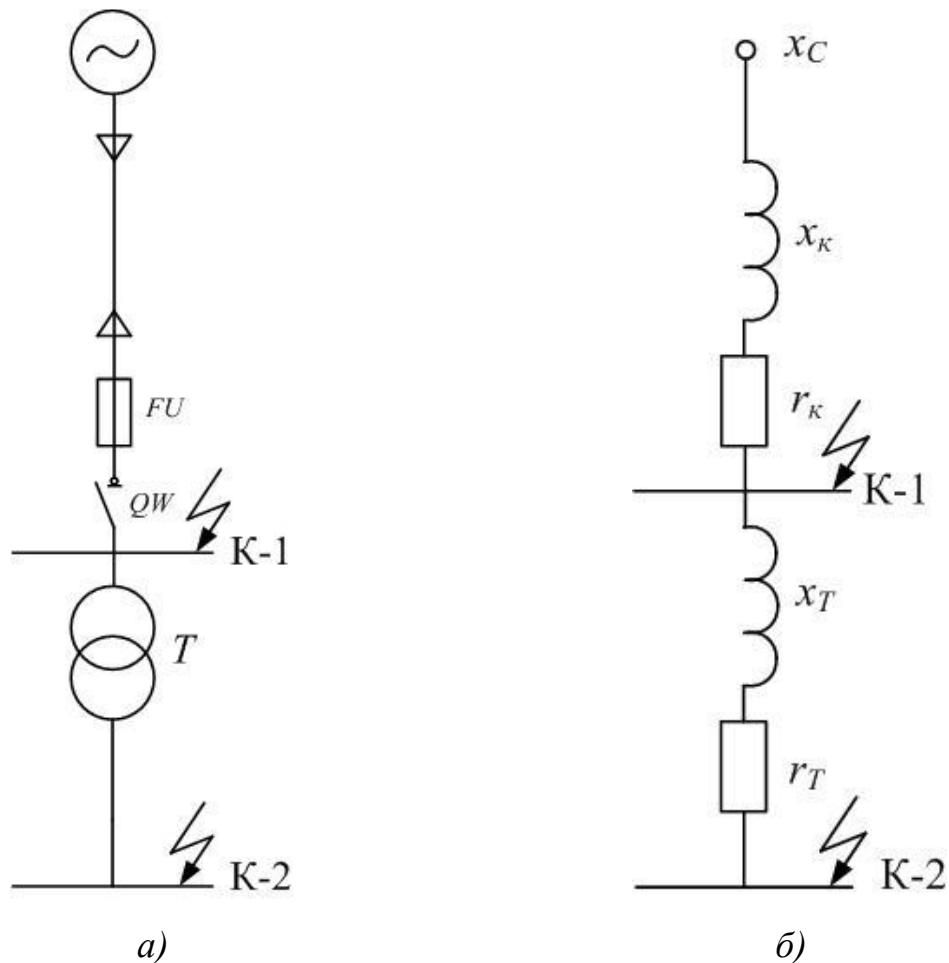


Рис. 11.2. Схеми розрахунку струмів короткого замикання

Потужність системи $S_C = 320$ МВА.

Довжина кабельної лінії $l_K = 1,4$ км.

Для точки К1 на високій стороні:

$$x_C = \frac{U_n^2}{S_C} = \frac{10^2}{320000} = 0,00031 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір кабеля:

$$x_2 = x_0 \cdot l_K,$$

де x_0 – індуктивний опір одного кілометра кабельної лінії (береться в межах 0,07–0,08 Ом/км).

$$x_2 = x_0 \cdot l_k = 0,08 \cdot 1,4 = 0,112 \text{ Ом.}$$

Активний опір кабеля:

$$r_2 = \frac{1}{\gamma \cdot F} = \frac{1400}{34 \cdot 25} = 1,647 \text{ Ом,}$$

де γ – питома провідність (для алюмінію проводів складає 34 См/м);

F – переріз кабеля, мм².

Сумарний індуктивний опір:

$$\Sigma x = x_k + x_c = 0,112 + 0,00031 = 0,11231 \text{ Ом.}$$

Повний опір до точки К1:

$$Z_{K1} = \sqrt{x_K^2 + r_K^2} = \sqrt{1,647^2 + 0,11231^2} = 1,65082 \text{ Ом.}$$

Струм короткого замикання (КЗ) в точці К1

$$I_{K.3.K1} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 1,65082} = 3,497 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К1

$$i_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{K.3.K1} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 3,497 = 6,77 \text{ кА,}$$

де $K_{уд}$ – ударний коефіцієнт, який приймається по табл. 7.1 [1],

$K_{уд} = 1,369$.

Потужність короткого замикання в точці К1

$$S_{K.3.K1} = \sqrt{3} \cdot U_{BH} \cdot I_{K.3.K1} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 3,497 = 60,57 \text{ МВА.}$$

Для точки К2 на низькій стороні:

Опір системи:

$$x_c = \frac{U_{BH}^2}{S_c} \cdot K^2 = \frac{10^2}{320} \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,0005 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір кабеля:

$$x_k = x_0 \cdot l_k \cdot K^2 = 0,08 \cdot 1,4 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,000179 \text{ Ом.}$$

Активний опір кабеля:

$$r_{\kappa} = \frac{l_{\kappa}}{\gamma \cdot F} \cdot K^2 = \frac{1400}{34 \cdot 25} \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,00264 \text{ Ом.}$$

Опір трансформатора:

$$Z_T = \frac{u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{U_{HH}}{S_{HT}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{0,4}{1000} = 0,0139 \text{ Ом.}$$

Активний опір трансформатора:

$$r_T = P_{\kappa.з.} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_{HT}^2} = 8,5 \cdot \frac{0,4^2}{1000^2} = 0,00345 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір трансформатора:

$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{0,0139^2 - 0,0034^2} = 0,01348 \text{ Ом.}$$

Загальний індуктивний опір

$$x_{K2} = x_c + x_{\kappa} + x_T = 0,0005 + 0,000179 + 0,01348 = 0,014159 \text{ Ом.}$$

Загальний активний опір:

$$r_{K2} = r_{\kappa} + r_T = 0,00264 + 0,0034 = 0,00604 \text{ Ом.}$$

Оскільки, співвідношення $\frac{x_{K2}}{r_{K2}} = \frac{0,014159}{0,00604} = 2,34 < 3$, то активний опір слід

враховувати.

Загальний опір до точки К2:

$$Z_{K2} = \sqrt{x_{K2}^2 + r_{K2}^2} = \sqrt{0,014159^2 + 0,00604^2} = 0,01539 \text{ Ом.}$$

Струм короткого замикання (КЗ) в точці К2:

$$I_{\kappa.з.К1} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,01539} = 15 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$i_{\text{уд.К2}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\kappa.з.К2} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 15 = 29 \text{ кА.}$$

Потужність короткого замикання в точці К2:

$$S_{\kappa.з.К2} = \sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot I_{\kappa.з.К1} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 15 = 10,39 \text{ МВА.}$$

11.9. Вибір захисної апаратури і запобіжників

Вибираємо запобіжники виходячи з двох умов:

- 1) Номінальний струм запобіжника повинен бути не менше розрахункового струму кола: $I_p \leq I_{зан}$.
- 2) Номінальний струм плавкої вставки повинен бути не меншим ніж $i_{нік} / K_n$, де $i_{нік}$ – піковий струм мережі, K_n – коефіцієнт пуску.

Проводимо перевірку кабелів, живлячих силові пункти, згідно умови:

$I_{дон} \geq 1,25 \cdot I_{нр}$. Данні перевірки зводимо в табл. 11.5.

Таблиця 11.5

Вибір автоматичних вимикачів

№ п/п	Шафа	Автомат	I_p , А	$1,25 \cdot I_p$, А	Тип автомату	I_n , А	$I_{НТР}$, А	$I_{УЕР}$, А
1	СШ1	SF4	217,5	271,9	ВА51-35М-84	320	320	2000
2	СШ2	SF5	248	310	ВА51-35М-84	320	320	2000
3	СШ3	SF6	225	271,3	ВА51-35М-84	320	250	2000
4	СШ4	SF9	55,7	69,6	ВА51-35М-83	63	63	500
5	СШ5	SF7	32,4	40,5	ВА51-35М-83	50	50	250
6	СШ6	SF10	257	321,3	ВА51-35М-84	400	400	2500
7	СШ7	SF11	222,5	278,1	ВА51-35М-84	320	320	2000
8	СШ8	SF12	155,7	194,6	ВА51-35М-84	200	200	1250
8	ЩО	SF9	525,1	626,4	ВА51-39-331810	630	630	$12 \cdot I_n$

Таблиця 11.6

Вибір запобіжників

№ п/п	Номер ЕП	Розрахунковий струм, А	Піковий струм, А	Типи запобіжника	Струм плавкої вставки, А
1	1,2	32,1	64,2	ПН2-100	100
2	3-6	13,5	27	НПН2-60	63
3	7-8	122,4	244,8	ПН2-250	250
4	9,10	69,9	159,8	ПН2-250	250
5	11-14	32,1	64,2	ПН2-100	100
6	15	16,2	32,4	НПН2-60	63
7	16,17	27,4	54,8	НПН2-60	63
8	18-24	108,4	216,8	ПН2-250	250
9	25-27	26,6	53,2	НПН2-60	63
10	28-30	45,6	91,2	ПН2-100	100
11	31	26,6	53,2	НПН2-60	63
12	32-34	28,1	56,2	НПН2-60	63
13	35-38	28,1	56,2	НПН2-60	63
14	39-42	23,4	46,8	НПН2-60	63

11.10. Перевірка цехової мережі на допустиме відхилення напруги

Цехова електрична мережа потребує перевірки по допустимому відхиленню напруги. Відхилення напруги з інтегральною ймовірністю 0,95 на затискачах силових ЕП повинна бути +5%. Відхилення напруги в будь-якій точці мережі визначається за наступним виразом:

$$\delta U_x = \delta U_i - \sum E_i - \sum \Delta U_i,$$

де E_i – додаток напруги, створений трансформатором і конденсаторними батареями.

ΔU_i – втрата напруги в елементах мережі.

Розрахунок по відхиленню напруги виконуються в режимах максимальних і мінімальних навантажень. В режимі максимальних навантажень перевіряємо відхилення напруги у найбільш віддаленого споживача, в режимі мінімальних навантажень – у найближчого споживача. В режимі мінімальних навантажень приймаємо навантаження, яке дорівнює 20-30% від максимального навантаження.

Для режиму максимальних навантажень відхилення напруги визначається за формулою:

$$\delta U_{\max} = E_{\max} + E_{KB} + \beta(\Delta U_m + \Delta U_{кл} + \Delta U_{отв}) \geq \pm 5\%,$$

де E_m – величина додатку напруги, на регульованих виводах трансформатора;

E_{KB} – величина додатку напруги, створена конденсаторними батареями;

$\Delta U_m, \Delta U_{кл}, \Delta U_{отв}$ – втрата напруги, відповідно в трансформаторі, кабелі, і на відгалуженні від ЕП.

Визначимо ці величини:

$$E_{KB} = \frac{Q_{KB} \cdot x_c}{10 \cdot U_n^2},$$

де Q_{KB} – потужність конденсаторних батарей;

x_c – опір системи;

U_n – номінальна напруга на зажимах трансформатора.

$$E_{KB} = \frac{150 \cdot 2 \cdot 0,02}{10 \cdot 0,45^2} = 2,75\%;$$

$$\Delta U_m = (U_0 \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{S}{S_{н.тр}},$$

де S – навантаження цеху;

$S_{н.тр}$ – потужність трансформатора, від якого живиться даний ЕП.

$$U_a = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{н.мп}} \cdot 100\%; \quad U_k = 5,5\%;$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_0^2};$$

$$U_a = \frac{11}{1000} \cdot 100\% = 1,1\%;$$

$$U_p = \sqrt{5,5^2 - 1,1^2} = 5,388\%;$$

$$\Delta U_{ж} = (1,04 \cdot 0,8 + 5,403 \cdot 0,6) \cdot \frac{2395,574}{1000 \cdot 2} = 3,04\%;$$

$$\Delta U_{кл} = \frac{P_p \cdot R_{кл} + Q_p \cdot X_{кл}}{10 \cdot U_n^2},$$

де P_p, Q_p – розрахункове навантаження, (активна, реактивна потужність відповідно), даного ЕП;

$R_{кл}, X_{кл}$ – активний і реактивний опори кабелю.

Для режиму максимальних навантажень: $\Delta U_{кл} = 3,69\%$.

$$\Delta U_{омв} = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{н1} \cdot \cos \varphi + x_{н1} \cdot \sin \varphi) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{100}{U_n},$$

де $r_{н1}, x_{н1}$ – перехідні опори, відповідно активний та індуктивний, низьковольтного відгалуження.

$$\Delta U_{омв} = \sqrt{3} \cdot 202,73 \cdot 0,02 \cdot (3,3 \cdot 0,6 + 0,08 \cdot 0,8) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{100}{0,38} = 3,78\%;$$

$$\delta U_{\max} = E_T + 2,75 + 5 - (3,04 + 3,69 + 3,78) = E_T - 1,76 \geq -5\%.$$

Відхилення напруги в режимі мінімальних навантажень:

$$\delta U_{\min} = E_T + E_{КБ} + 5 - k_3 (\Delta U_{кл} + \Delta U_T) \leq 5\%,$$

де k_3 – мінімальний коефіцієнт завантаження, рівний 0,25.

Для режиму мінімальних навантажень $\Delta U_{кл} = 1,054\%$.

$$\delta U_{\min} = E_T + 2,75 + 5 - 0,25(1,054 + 3,04) = E_T + 7,36 \leq 5\%.$$

Для виконання умови допустимого відхилення напруги включаємо додаток напруги на трансформаторі $E_T = -5\%$. Тоді маємо:

$$\delta U_{\max} = E_T - 1,76 = -2,5 - 1,76 = -4,26\% > -5\%;$$

$$\delta U_{\min} = E_T + 7,36 = -2,5 + 7,36 = 4,86\% < 5\%.$$

11.11. Зниження енергоємності освітлення

Ливарний цех не висуває особливих вимог до якості освітлення, тому погана кольоропередача та миготіння менш вагомі ніж велика світловіддача при малій потужності, що підштовхнуло нас спробувати знизити енергоємність освітлення цеху.

Коефіцієнти відбиття стін, стелі, робочої поверхні важко змінити на краще у брудному та запиленому приміщенні, вони залишаються:

$$\rho_p = 0,3,$$

$$\rho_c = 0,1,$$

$$\rho_{ст} = 0,1.$$

Коефіцієнт запасу $K_z = 1,8$.

Мінімальну освітленість виходячи з роду робіт допускаємо знизити до $E_{min} = 150$ лк.

Коефіцієнт нерівномірності $z = 1,15$.

Умови дозволяють нам підвісити світильники на відстані $h_c = 3,2$ м від перекриття.

Тоді:

$$h = 16 - 0,8 - 3,2 = 12\text{м.}$$

Тоді:

$$i = \frac{160 \cdot 110}{12 \cdot (160 + 110)} = 5,432 .$$

За рахунок цього коефіцієнт використання світлового потоку підвищиться до

$$\eta = 0,85.$$

Для того, щоб залишити пристойну рівномірність освітлення, ми пропонуємо замінити лампи іншими, з тим самим світловим потоком, але меншою потужністю.

Вважаю допустимим використання натрієвих ламп, тому обираємо ДНаТ 400-5.

Напруга 85-120 В

Потужність 400 Вт

Світловий потік 47500 Лм

Час горіння 12000 год

Тип цоколя Е40

Тоді світловий потік:

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{1,8 \cdot 150 \cdot 17600 \cdot 1,15}{0,85} = 6429176,5 \text{ лм.}$$

Кількість світильників:

$$N_{\text{св}} = \frac{6429176,5}{47500} = 135,351 \approx 135 \text{ шт}$$

Використовуємо ПРА 1К400ДНаТ46-008УХЛ1

Потужність ламп 400 Вт

Струм 2,3А

Коефіцієнт потужності не менше 0,85

Тоді $\text{tg}\phi = 0,62$.

Визначаємо активну потужність освітлювального навантаження при коефіцієнті попиту $K_{\text{п}} = 0,9$:

$$P_{\text{осв}} = nP_{\text{л}}K_{\text{п}},$$

$$P_{\text{осв}} = 136 \cdot 0,4 \cdot 0,9 = 48,96 \text{ кВт.}$$

Визначаємо реактивну потужність освітлювального навантаження:

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \cdot \text{tg}\phi,$$

$$Q_{\text{осв}} = 48,96 \cdot 0,62 = 30,355 \text{ квар.}$$

Зміни до аварійного освітлення не вносимо, бо діодні лампи мають здатність запалюватись при дуже пониженій напрузі, тому потужність аварійного освітлення залишається $P_{\text{ав}} = 8,568 \text{ кВт.}$

Розрахуємо повне освітлювальне навантаження:

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\text{осв.}\Sigma}^2 + Q_{\text{осв}}^2},$$

$$P_{\text{осв.}\Sigma} = P_{\text{осв}} + P_{\text{ав}},$$

$$P_{\text{осв.}\Sigma} = 48,96 + 8,568 = 57,528 \text{ кВт},$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{57,528^2 + 30,355^2} = 65,045 \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{осв1}} / S_{\text{осв2}} = 221,114 / 65,045 = 3,399$$

Таким чином освітлювальне навантаження зменшилося в 3,399 рази.

11.12. Трансформатори струму типу ASK

Трансформатори струму типу ASK випускаються за технічною документацією фірми «MBS Sulzbach Messwandle GmbH», Німеччина.

Трансформатори струму типу ASK, призначені для перетворення великого струму в сигнал вимірювальної інформації для подальшого його передачі приладам (лічильникам електричної енергії) в мережах напругою 0,4 кВ.

Принцип дії трансформаторів полягає в перетворенні сили вхідного змінного струму в силу вихідного змінного струму з коефіцієнтом, що визначається відношенням числа витків первинної і вторинної обмоток.

Кожен трансформатор складається із замкнутого магнітопроводу з отвором, корпусу, первинної та вторинної обмоток.

Магнітопровід з намотаною на ньому вторинною обмоткою, розміщений в корпусі з ізольованого матеріалу з клемми для виводів трансформатора.

Через отвір магнітопроводу при монтажі пропускається шина або кабель, що відіграють роль первинної обмотки. Для отримання відмінного від номінального коефіцієнта перетворення, замість шини може бути намотана первинна обмотка із декількох витків.

Конструктивно трансформатори являються функціонально і конструктивно закінченими пристроями, що не потребують джерел живлення.

Модифікації трансформаторів відрізняються діапазоном первинного струму, класом точності, електричною потужністю, що розвивається на виході, а також габаритними розмірами.

12. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ЦЕХОВОЇ ТП

12.1. Розрахунок захисту трансформатора

Основними видами пошкодження у трансформаторі є: замикання між фазами всередині кожуха трансформатора та на зовнішніх виводах обмоток; замикання в обмотках між витками однієї фази (виткові замикання); замикання на землю обмоток або їх зовнішніх виводів, пошкодження магнітопроводу трансформатора, що призводять до появи місцевого нагріву та «пожежі сталі».

Для трансформаторів з високою напругою 10 (6) кВ повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від наступних видів ушкоджень та ненормальних режимів роботи:

- 1) міжфазних коротких замикань в обмотках та на виводах (струмова відсічка без витримки часу);
- 2) струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ (максимальний струмовий захист);
- 3) струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням (максимальний струмовий захист від навантаження).

В даній роботі розраховуватимемо захист для трансформатора ТМГ - 1250/10/0,4, зі схемою з'єднання обмоток $Y/Y_0 - 0$.

Максимальне навантаження трансформатора приймемо рівним $1,4 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}$. Максимальний час захисту ліній, що відходять від шин НН трансформатора, дорівнює власному часу відключення автоматичних вимикачів, $t_{\text{макс}} = 0,03$ с. Струми короткого замикання зведені в табл. 12.1.

Таблиця 12.1

Струми КЗ для розрахунку захисту трансформатора

ВН 10 кВ	НН 0,4 кВ	
$I_{\text{макс.}}^{(3)} = 5,55 \text{ кА}; I_{\text{мін.}}^{(3)} = 4,25 \text{ кА}$	$I_{\text{НН.МАХ}}^{(3)} = 11,83 \text{ кА}$	$I_{\text{НН.МІН}}^{(3)} = 7,9 \text{ кА}$

Максимальний захист трансформатора та струмову відсічку виконано із застосуванням пристрою мікропроцесорного захисту на базі блоків мікропроцесорного релейного захисту (БМРЗ).

Зовнішній вигляд БМРЗ подано на рис. 12.1.



Рис. 12.1. Зовнішній вигляд БМРЗ

БМРЗ є сучасним цифровим пристроєм захисту, управління та протиаварійної автоматики і є комбінованим багатофункціональним пристроєм, що поєднує різні функції захисту, вимірювання, контролю, автоматики, місцевого та дистанційного управління.

БМРЗ забезпечує такі експлуатаційні можливості:

- виконання функцій захисту, автоматики та управління, визначених “Правилами улаштування електроустановок” (ПУЕ);
- сигналізацію спрацювання захистів та автоматики, положення комутаційних апаратів, несправності БМРЗ;
- налаштування внутрішньої конфігурації (ввод захисту та автоматики, вибір захисних характеристик, кількість ступенів захисту тощо) програмним способом;
- фіксацію, зберігання та відображення аварійних електричних параметрів об'єкта, що захищається, для дев'яти останніх аварійних подій з автоматичним оновленням інформації;

- осцилографування аварійних процесів;
- зберігання та видачу інформації про кількість та час пусків та спрацювань захисту БМРЗ;
- облік кількості відключень вимикача та циклів АПВ;
- пофазний облік струмів при аварійних відключеннях вимикача;
- контроль та індикацію положення вимикача, а також справності його ланцюгів керування;
- безперервний оперативний контроль працездатності (самодіагностики) протягом усього часу роботи;
- отримання дискретних сигналів управління та блокувань, видачу команд управління, аварійної та попереджувальної сигналізації;
- двосторонній обмін інформацією з АСУ та ПЕОМ за стандартними послідовними каналами зв'язку;
- підключення до імпульсних виходів лічильників електроенергії для передачі інформації в АСУ.

Живлення ланцюгів релейного захисту та автоматики (РЗА) здійснюється на постійному та змінному оперативному струмі від акумуляторної батареї 220 В.

Для цифрових терміналів БМРЗ уставки розраховуються та задаються у первинних величинах або у відсотках від номінальних значень.

Пояснювальну схему до розрахунку релейного захисту трансформатора зображено рис. 12.2.

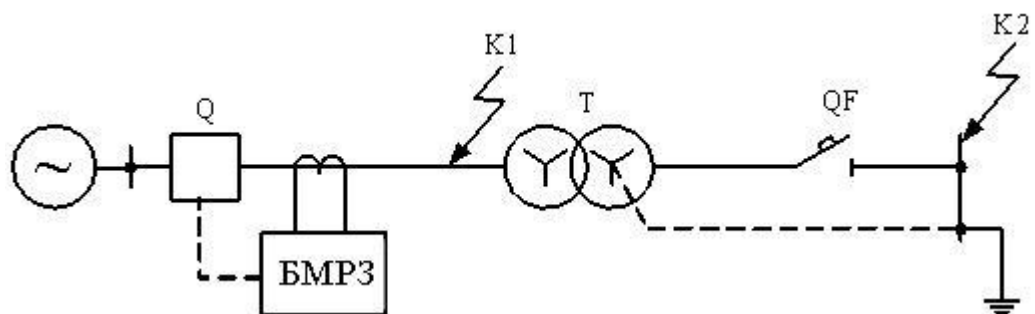


Рис. 12.2. Схема до розрахунку РЗ трансформатора

Розрахунок струмової відсічки. Струмова відсічка від міжфазних КЗ на стороні 10 кВ. Для захисту трансформаторів потужністю до 4 МВ·А може застосовуватися струмова відсічка. На трансформаторах 6,3 МВ·А і більше повинен встановлюватися подовжній диференційний захист. Здебільшого, потужності трансформаторів 10/0,4 кВ не перевищують 1600 кВ·А (у виняткових випадках 2500 кВ А). Тому для захисту введів та частини первинної обмотки цих трансформаторів застосовується струмова відсічка. Якщо застосування струмової відсічки не дозволяє забезпечити чутливість захисту ($k_{\text{ч}} \geq 1,5$), то для трансформаторів потужністю понад 1000 кВ·А застосовують подовжній диференційний захист.

Подовжній диференційний захист має встановлюватися на великих трансформаторах потужністю 6,3 МВт і більше. Він використовується як основний швидкодіючий захист від усіх видів КЗ в обмотках трансформатора, КЗ на виводах та з'єднаннях з шинами високої та низької напруги. За умовами селективності струмова відсічка не має спрацьовувати при КЗ на стороні 0,4 кВ. Це забезпечує правильний вибір значень параметрів спрацювання цього захисту. Уставка спрацювання реле вибирається більше за значення трифазного струму КЗ на стороні 0,4 кВ. У зону дії струмової відсічки входять виводи обмотки 10 кВ, частина первинних обмоток трансформатора, а також кабель, що з'єднує трансформатор з вимикачем Q.

Уставка струмової відсічки вибирається за формулою:

$$I_{\text{с.в.}} = I_{\text{к}}^{(3)} \cdot k_{\text{відл}},$$

де $I_{\text{к}}^{(3)}$ – значення струму трифазного КЗ на виводах обмотки 0,4 кВ, А;

$k_{\text{відл}}$ – коефіцієнт відлаштування, що враховує похибку при розрахунку значень струмів КЗ.

Для цифрових терміналів БМРЗ, $k_{\text{відл}}$ приймається в діапазоні 1,1...1,15.

$$I_{c.в.} = 7,9 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right) \cdot 1,1 \cdot 10^3 = 347,6 \text{ А.}$$

Захист не повинен спрацювати при включенні трансформатора від кидка струму, що намагнічує:

$$I_{c.в.} = I_{н.м.т.} \cdot k_{відл};$$

$$I_{н.д.} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,1 = 75,6 \text{ А.}$$

Вибирається найбільший із струмів спрацювання захисту, тобто 347,6 А.

Для перевірки чутливості необхідно знати двофазний струм короткого замикання на виводах 10 кВ трансформатора. За відомим значенням трифазного струму знайдемо струм двофазного КЗ за формулою:

$$I_{К}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{мін}^{(3)};$$

$$I_{К}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4250 = 3681 \text{ А.}$$

Перевіримо коефіцієнт чутливості струмової відсічки:

$$k_{ч} = \frac{I_{К}^{(2)}}{I_{c.в.}} \geq 2;$$

$$k_{ч} = \frac{3681}{347,6} = 10,6.$$

Захист чутливий. Струмова відсічка діє тільки при пошкодженнях на виводах і частині обмотки ВН тому витримка часу струмової відсічки приймається $t_{c.в.} = 0 \text{ с.}$

Розрахунок МСЗ. Максимальний струмовий захист трансформатора встановлюється з боку введів 10 кВ і одночасно є захистом вводу робочого живлення 0,4 кВ. На реактивованих лініях 10 кВ МСЗ є єдиним захистом від міжфазних КЗ, оскільки при захисті цих ліній швидкодіючі захисти не застосовуються. МСЗ виконує функцію резервного захисту струмових захистів трансформатора при їх відмові або виведенні з дії. Вибір уставок спрацювання МСЗ здійснюється за умови неспрацювання захисту при

самозапуску електродвигунів. Причому значення струмів самозапуску можуть значно перевищувати номінальні значення струмів трансформатора. При використанні як захисту цифрових терміналів БМРЗ, захист виконується із застосуванням трансформаторів струму у трьох фазах.

Захист повинен бути відлаштований від максимально можливого струму навантаження, з урахуванням струмів самозапуску електродвигунів:

$$I_{\text{нав.ВН}}^{\text{max}} = \frac{S_{\text{нав.макс.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}};$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_n \cdot k_{\text{сзп}}}{k_e} \cdot I_{\text{нав.макс.}},$$

де $k_{\text{сзп}}$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів, приймається рівним $1,3 \div 1,5$;

$I_{\text{нав.макс.}}$ – максимальний навантажувальний струм, А.

Для цифрових терміналів БМРЗ значення k_n приймають рівним 1,1 а k_e приймають 0,935. Максимальне навантаження приймаємо рівним сумарному розрахунковому навантаженню ТП-2 $\Sigma S_{\text{роз}} = 967,3$ кВ·А.

$$I_{\text{нав.ВН}}^{\text{max}} = \frac{967,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 55,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,935} \cdot 55,8 = 85,4 \text{ А}.$$

Чутливість МСЗ перевіряється за коефіцієнтом чутливості з боку 0,4 кВ:

$$k_u = \frac{I_{\text{нн}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5,$$

де $I_{\text{нн}}^{(2)}$ – струм двофазного КЗ на виводах трансформатора зі сторони 0,4 кВ

$$k_u = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,9 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right) \cdot 10^3}{85,4} = 3,2.$$

Захист чутливий. Час спрацювання МСЗ визначаємо за такою формулою:

$$t_{\text{МСЗ}} = t_{\text{сер.поред.}} + \Delta t,$$

де $t_{\text{сер.попер.}}$ – час спрацювання попереднього захисту, с, у нашому випадку автоматичний вимикач встановлений на стороні 0,4 кВ.

$$t_{\text{МСЗ}} = 0,03 + 0,3 = 0,33 \text{ с.}$$

Витримка часу МТЗ трансформатора приймається $t_{\text{с.в.}} = 0,33 \text{ с.}$

Розрахунок захисту від симетричних перевантажень. Захист від симетричних перевантажень на стороні 10 кВ призначений для виявлення режиму симетричних перевантажень трансформатора, що захищається. Захист від симетричних перевантажень діє на сигнал. Цей захист, як правило, виконується за допомогою одного зі ступенів МСЗ БМРЗ. Захист від симетричних перевантажень не встановлюється на реактивованих лініях напругою 10,5 кВ.

Струм спрацювання захисту від перевантаження визначається з виразу:

$$I_{\text{сзн}} = \frac{k_{\text{відл.}}}{k_{\text{с}}} \cdot I_{\text{ном.т}};$$

$$I_{\text{сзн}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 68,7 = 80,9 \text{ А.}$$

Час спрацювання захисту від симетричних перевантажень повинен перевищувати час спрацювання основних захистів трансформатора.

$$t_{\text{ПЕР}} = t_{\text{МСЗ}} + \Delta t;$$

$$t_{\text{ПЕР}} = 0,33 + 0,3 = 0,63 \text{ с.}$$

Оскільки захист від перевантаження діє на сигнал, то перевіряти чутливість не має необхідності. Витримка часу приймається $t_{\text{с.в.}} = 0,63 \text{ с.}$

12.2. Розрахунок захисту живильної кабельної лінії

Для ліній у мережах 3 – 10 кВ із ізольованою нейтраллю мають бути передбачені пристрої релейного захисту від багатозначних замикань та

однофазних замикань на землю (ОЗЗ). Релейний захист кабельної лінії виконаний із застосуванням терміналу захисту «БМРЗ» (рис. 12.3).

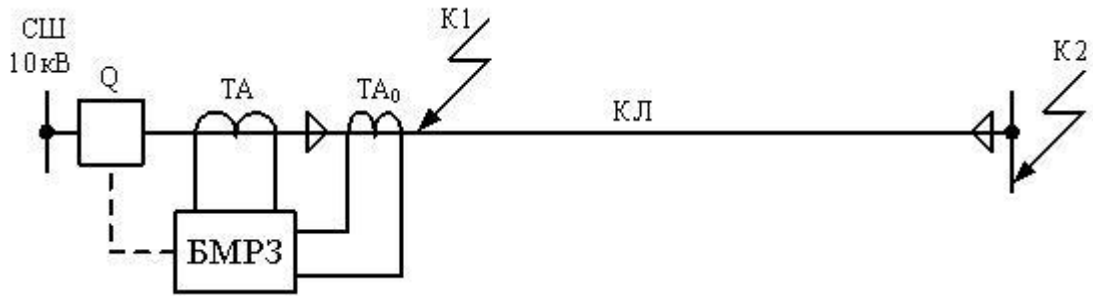


Рис. 12.3. Схема до розрахунку РЗ КЛ

Розрахунок МСЗ. На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатofазних КЗ встановлюється МСЗ із незалежною або залежною витримкою часу з дією на відключення. Струм спрацювання МСЗ вибирається в амперах за двома умовами:

Неспрацювання захисту при надструмах післяаварійних перевантажень, тобто після відключення КЗ на попередньому елементі

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_\epsilon} \cdot I_{нав.ВН}^{\max};$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,935} \cdot 85,4 = 130,6 \text{ А.}$$

Узгодження чутливості захисту наступного та попереднього елементів мережі:

$$I_{с.з.наст.} \geq k_{н.с.} \cdot I_{с.з.попер.},$$

де $k_{н.с.}$ – коефіцієнт надійності узгодження, приймається рівним 1,1;

$I_{с.з.попер.}$ – струм спрацювання МСЗ попередніх елементів, А;

$$I_{с.з.наст.} \geq 1,1 \cdot 130,6 = 143,7 \text{ А.}$$

Вибираємо найбільший із струмів спрацювання захисту, тобто 143,7 А.

Перевіримо чутливість захисту в основній та резервній зоні:

$$k_{ч.осн.} = \frac{I_k^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5;$$

$$k_{ч.рез.} = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,2,$$

де $I_{мін}^{(2)}$ – струм двофазного КЗ в кінці лінії, що захищається, прийmemo рівним струму на виводах 10 кВ трансформатора;

$$k_{ч.осн.} = \frac{3681}{143,7} = 25,6;$$

$$k_{ч.осн.} = \frac{7900 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)}{143,7} = 2,2.$$

Захист чутливий.

Витримка часу МСЗ вибирається більшою, ніж захист наступного елемента:

$$t_{с.з.} = t_{с.з.наст.} + \Delta t,$$

де $t_{с.з.наст.}$ – найбільший час спрацювання захисту наступного елемента, с, у нашому випадку $t_{МСЗ}$ трансформатора.

$$t_{с.з.} = 0,33 + 0,3 = 0,63 \text{ с.}$$

Витримка часу приймається $t_{с.з.} = 0,63 \text{ с.}$

Розрахунок струмової відсічки. Струмова відсічка захищає тільки частину лінії або частину обмотки трансформатора, що розташовані ближче до джерела живлення. Відсічка спрацьовує без спеціального уповільнення, тобто $t \approx 0 \text{ с.}$

Селективність струмової відсічки миттєвої дії забезпечується вибором її струму спрацювання $I_{с.в.}$ більшим, ніж максимальне значення струму трифазного КЗ при пошкодженні в кінці лінії, що захищається. Вибір уставки струму спрацювання виконується за виразом:

$$I_{с.в.} = 5500 \cdot 1,1 = 6050 \text{ A};$$

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6916}{6050} = 0,99 \geq 1,2.$$

Струмова відсічка не чутлива через малу довжину лінії, тому налаштовувати її не будемо.

Розрахунок струмового захисту нульової послідовності. В електричних мережах 6 – 35 кВ України, що працюють, як правило, із ізольованою або компенсованою нейтраллю, значення струмів однофазного замикання на землю (ОЗЗ) невеликі, вони не перевищують 20 – 30 А. Тому мережі цих класів напруги називають мережами з малими струмами замикання на землю. Однак ОЗЗ становлять велику небезпеку для обладнання електричних мереж і для людей, що знаходяться поблизу місця ОЗЗ, а також тварин. У зв'язку з цим ПУЕ вимагають в одних випадках швидко автоматично відключати ОЗЗ, а в інших негайно приступати до визначення приєднання з ОЗЗ і відключати його.

Значення ємнісного струму лінії і, відповідно, сумарного ємнісного струму кабельної лінії усієї мережі можна орієнтовно визначити за емпіричною формулою:

– для кабельних мереж

$$I_C = \frac{U_{\text{ном.}} \cdot L_{\text{КЛ}}}{10};$$

– для повітряних мереж

$$I_C = \frac{U_{\text{ном.}} \cdot L_{\text{ПЛ}}}{350},$$

де $L_{\text{КЛ}}$ – довжина кабельної лінії, км.

Тоді для даної КЛ:

$$I_C = \frac{10 \cdot 0,85}{10} = 0,85 \text{ А.}$$

Значення ємнісного струму всіх ліній, приймаємо $I_{C\Sigma} = 16 \text{ А}$.

При використанні БМРЗ в якості вимірювального органу захисту від ОЗЗ селективна робота захисту в режимі ізольованої нейтралі може бути забезпечена за умови, коли сумарний ємнісний струм мережі $I_{C\Sigma}$ (мінімально можливий з усіх режимів роботи мережі) суттєво перевищує власний ємнісний струм будь-якого фідера $I_{\text{сфід.}}$ (При зовнішньому ОЗЗ).

Струм спрацювання визначаємо за умовою:

$$I_{\text{с.з.}} = k_n \cdot k_{\text{бр}} \cdot I_{\text{с.фід.макс}},$$

де $k_{\text{бр}}$ – коефіцієнт «кидка», що враховує кидок емнісного струму в момент ОЗЗ, а також здатність реле реагувати на нього.

Кидок емнісного струму є аперіодичний процес, який частково пригнічується фільтрами цифрових терміналів. Тому, при використанні захисту від ОЗЗ цифрових реле БМРЗ, можна приймати значення: $k_{\text{бр}} = 1 - 1,5$.

$$I_{\text{с.з.}} = 1,1 \cdot 1,5 \cdot 0,85 = 1,4 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості перевіряється за умовою:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5;$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{16}{1,4} = 11,4.$$

Захист чутливий.

Захист повинен працювати з мінімальною витримкою часу $t_{\text{с.в.}} = 50$ мс. Захист діє сигнал.

12.3. Розрахунок уставок АВР

Пусковий орган мінімальної напруги. Напруга спрацювання мінімального реле напруги вибирається так, щоб пусковий орган спрацював тільки при повному зникненні напруги і не приходив у дію при зниженні напруги, що викликані КЗ або самозапуском двигунів.

Для виконання цієї умови напруга спрацювання мінімального реле напруги має бути рівною:

$$U_{\text{с.р.}} \leq \frac{U_{\text{ост.к.}}}{k_{\text{ост.к.}}}$$

де $U_{\text{ост.к.}}$ – найменше розрахункове значення залишкової напруги при КЗ;

$k_{\text{відл.}}$ – коефіцієнт відлаштування, що приймається 1,2 для електронних реле.

Обчислимо залишкову напругу на шинах 0,4 кВ при КЗ на генераторному розподільчому пристрої.

$$U_{ост.к.} = U_{ном.г} - I_k^{(3)} \cdot Z_{\Sigma},$$

де Z_{Σ} – повний опір від шин джерела до місця КЗ, Ом.

$$U_{ост.к.} = 400 - 13,9 \cdot 16,6 = 170 \text{ В};$$

$$U_{с.р.} = \frac{170}{1,2} = 142 \text{ В}.$$

Витримка часу пускового органу мінімальної напруги повинна бути на ступінь селективності більша за витримку часу захисту, в зоні дії яких залишкова напруга при КЗ виявляється нижчою за напругу спрацювання мінімального реле напруги. Для захисту ліній, що відходять, на розподільчих пристроях 0,4 кВ встановлені вимикачі з часом відключення рівним 0,03 с.

$$t_{п.о.} = t_{рз.нн} + \Delta t,$$

де $t_{рз.нн}$ – найбільша витримка часу захисті приєднань, шин 0,4 кВ, с.

$$t_{п.о.} = 0,03 + 0,3 = 0,33 \text{ с}.$$

Витримка часу приймається $t_{с.з.} = 0,33 \text{ с}$.

Функція автоматичного включення резерву (АВР) виконується спільними діями БМРЗ-СВ (секційний вимикач) та двох БМРЗ-ВВ (ввідні вимикачі).

БМРЗ-ВВ виконує такі функції:

- контролює напруги U_{AB} , U_{BC} на секції, напругу до вимикача $U_{ВНР}$ (схема нормального режиму) та формує команди управління вимикачем вводу та секційним вимикачем;

- виконує АВР без витримки часу під час спрацювання захистів трансформатора;

- контролює параметри напруги на секції та формує сигнал “Дозвіл АВР” для БМРЗ-ВВ сусідньої секції.

БМРЗ-СВ виконує команди “Включення”, які поступають від БМРЗ-ВВ, без витримки часу.

Вихідною інформацією для пуску та спрацювання АВР є рівень напруг U_{AB} , U_{BC} та $U_{ВНР}$, контрольованих БМРЗ-ВВ, положення силового

вимикача вводу ("Вкл."/"Відкл"), а також наявність сигналу "Дозвіл АВР" від БМРЗ ВВ сусідньої секції.

Пуск АВР відбувається при спрацюванні пускового органу за напругою. Після відпрацювання витримки часу $T_{\text{АВР}}$ видається команда на відключення вимикача вводу, а після виконання цієї команди видається команда "Увімк. СВ" на БМРЗ-СВ тривалістю 0,8 с. Потім формує вихідний дискретний сигнал дозволу АВР для другого вводу.

13. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. СИСТЕМИ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ТА НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ

Сьогодні промисловий сектор України значною мірою залежить від безперебійного електропостачання, оскільки навіть короточасні перебої в подачі електроенергії можуть спричиняти відчутні економічні збитки внаслідок припинення роботи технологічного обладнання. Одним із ефективних шляхів підвищення надійності енергозабезпечення є застосування систем накопичення енергії, які забезпечують згладжування коливань у електричних мережах, особливо за умов активного впровадження відновлюваних джерел енергії.

На основі аналізу відкритих звітних матеріалів Державної інспекції енергетичного нагляду України за 2023–2024 роки встановлено, що у невеликих районних електричних мережах спостерігається підвищена кількість перерв в електропостачанні. Середня тривалість відключень електроенергії становить близько 4,5 години на місяць, що істотно перевищує допустимі значення, регламентовані стандартом ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення». Подібні порушення є особливо небезпечними для підприємств, у яких системи вентиляції та холодильне обладнання потребують безперервного електроживлення для забезпечення нормальної роботи.

Системи накопичення енергії, зокрема на основі літій-іонних акумуляторів, забезпечують акумулювання надлишкової електроенергії в періоди зниженого споживання з подальшим її використанням у години пікових навантажень або під час аварійних перерв у електропостачанні. У межах досліджень, проведених в Україні, було змодельовано функціонування системи накопичення енергії ємністю 100 кВт·год для типового фермерського господарства, інтегрованого з сонячною електростанцією потужністю 50 кВт. Отримані результати свідчать, що застосування СНЕ

дозволяє знизити залежність споживача від зовнішньої електричної мережі приблизно на 35 % та зменшити витрати на електроенергію на 20 % завдяки використанню накопиченої енергії у періоди дії підвищених тарифів.

Важливим чинником є поєднання систем накопичення енергії з відновлюваними джерелами, що забезпечує підвищення загальної енергоефективності та зменшення негативного впливу на довкілля. Водночас впровадження таких рішень ускладнюється значними початковими інвестиціями, які становлять орієнтовно 120 тис. грн за 1 кВт·год ємності, а також потребою оновлення наявної електричної інфраструктури. Для визначення економічної ефективності застосовано метод чистої теперішньої вартості (NPV), результати якого свідчать, що за наявності державної підтримки у вигляді субсидування на рівні 30 % строк окупності систем накопичення енергії становить близько 5–7 років.

Отже, впровадження систем накопичення енергії на підприємствах сприятиме підвищенню надійності електропостачання, зменшенню експлуатаційних витрат та забезпеченню сталого екологічного розвитку.

Подальші наукові дослідження доцільно зосередити на вдосконаленні технічних характеристик СНЕ та формуванні ефективних механізмів державної підтримки малих і середніх суб'єктів господарювання.

На сьогодні системи накопичення енергії (СНЕ) набули широкого поширення для розв'язання різноманітних енергетичних завдань у світовій практиці. Згідно з аналітичними оцінками компанії Bloomberg New Energy Finance, до 2030 року сукупна встановлена потужність електричних накопичувачів у світі може досягти 125 ГВт. Протягом останніх десяти років стрімкий прогрес у технологіях перетворення електроенергії, а також суттєве зниження вартості акумуляторних батарей сприяли створенню систем накопичення з покращеними показниками потужності, енергоємності, коефіцієнта корисної дії та швидкодії. Такі характеристики вже сьогодні забезпечують можливість впровадження СНЕ як технічно ефективних і

економічно обґрунтованих рішень у межах об'єднаної енергетичної системи України, а особливо – в автономних та локальних енергосистемах.

Для аналізу режимів роботи та перехідних процесів в енергосистемах із системами накопичення енергії необхідне застосування адекватних математичних моделей. У сучасній вітчизняній електроенергетиці поширеною є практика створення високодеталізованих моделей СНЕ з використанням програмних середовищ MATLAB та PSIM. Водночас надмірна деталізація силових напівпровідникових перетворювачів і елементів зберігання енергії, зокрема акумуляторних батарей та суперконденсаторів, призводить до значного зростання вимог до обчислювальних ресурсів, що обмежує можливість застосування таких моделей при розрахунках енергосистем із великою кількістю вузлів, а також під час дослідження тривалих електромеханічних перехідних процесів. Крім того, використання детальних моделей СНЕ потребує наявності значної кількості вихідних параметрів компонентів системи, що ускладнює процес підготовки моделей до розрахунків фахівцями проєктних організацій і є одним із чинників, які стримують їх практичне впровадження. У зв'язку з цим доцільним підходом до моделювання СНЕ для інженерної практики є розробка спрощених моделей із раціональним рівнем деталізації, достатнім для виконання розрахунків усталених режимів та електромеханічних перехідних процесів.

13.1. Функціональне призначення систем накопичення енергії

Система накопичення енергії (Energy Storage System, ESS) являє собою сукупність технічних засобів і програмних рішень, призначених для приймання, зберігання та подальшої віддачі електричної енергії споживачам. Ключовими елементами таких систем є акумуляторні батареї, гібридний інвертор, що забезпечує перетворення електричної енергії, а також система керування (EMS/BMS), яка здійснює контроль режимів заряду та розряду. Використання накопичувачів електроенергії дає змогу акумулювати

надлишкову енергію в періоди мінімального навантаження або підвищеної генерації від сонячних електростанцій і застосовувати її в моменти зростання споживання. Сучасні промислові системи накопичення характеризуються потужністю до 2 МВт і ємністю до 10 МВт·год, що дозволяє забезпечувати тривалу автономну роботу великих споживачів. Водночас для приватних користувачів пропонуються компактні установки ємністю від 5 до 50 кВт·год, яких достатньо для енергозабезпечення середнього домогосподарства протягом кількох діб у разі відсутності електроживлення з мережі.

Системи зберігання енергії виконують низку ключових функцій, важливих для сучасних споживачів електроенергії. Насамперед вони гарантують безперервність електроживлення у разі аварійних або планових відключень мережі, що є особливо актуальним для умов України у 2025 році. Перехід від централізованого живлення до роботи від ESS здійснюється за час, що не перевищує 20 мс, завдяки чому електроприлади продовжують функціонувати без збоїв. Крім того, системи накопичення електроенергії сприяють зниженню витрат на електропостачання шляхом акумулювання електроенергії в періоди дії мінімальних тарифів та її використання у години пікового навантаження з підвищеною вартістю. Важливою перевагою ESS є також підвищення ефективності роботи сонячних і вітрових електростанцій, оскільки надлишкова згенерована енергія не втрачається, а зберігається для подальшого використання. Для комерційних і промислових споживачів застосування систем накопичення енергії дозволяє мінімізувати ризик зупинки виробничих процесів, компенсувати пікові навантаження без додаткових погоджень з оператором системи розподілу, а також отримувати додатковий дохід шляхом відпуску накопиченої електроенергії в мережу в періоди найвищих ринкових цін.

Система накопичення енергії призначена для акумулювання та зберігання електричної енергії з подальшою її передачею в електричну мережу або безпосередньо споживачам з метою забезпечення стабільної

роботи енергосистеми, підвищення її експлуатаційної ефективності та дотримання встановлених показників якості електроенергії. Функціональні можливості СНЕ забезпечують розв'язання широкого кола завдань як для об'єктів, підключених до об'єднаної енергетичної системи, так і для споживачів, що функціонують у складі автономних енергетичних комплексів.

Використання систем накопичення енергії (СНЕ) надає можливість:

- збільшити ефективність роботи енергетичних об'єктів;
- підвищити рівень надійності функціонування електроенергетичної системи;
- покращити використання потенціалу відновлюваних джерел енергії;
- здійснювати балансування між виробництвом та споживанням електричної енергії;
- скоротити необхідну приєднану потужність до електричної мережі;
- мінімізувати втрати електроенергії в процесі її передавання та перетворення;
- гарантувати безперебійне електропостачання у разі відмови основних джерел живлення;
- продовжити строк служби генераторних установок завдяки роботі в раціональних режимах;
- забезпечити відповідність показників якості електроенергії нормативним вимогам.

Функціональне призначення систем накопичення енергії (СНЕ) можна умовно поділити на три основні групи:

Клас А. Функції, що реалізуються під час короткочасної роботи СНЕ, коли система протягом нетривалого інтервалу часу здійснює відбір або віддачу енергії. Тривалість одного робочого циклу в цьому випадку не перевищує однієї години.

Клас В. Функції, пов'язані з довготривалою експлуатацією СНЕ, за якої накопичувач забезпечує споживання або генерацію енергії протягом тривалого періоду. Робочий цикл таких систем перевищує одну годину.

Клас С. Функції аварійного резервування, коли СНЕ використовується як запасне джерело електроживлення у разі відсутності або відмови основного джерела енергії.

13.2. Застосування резервних джерел живлення для підвищення надійності електропостачання

Акумуляторні батареї, що є основними складовими джерел безперебійного живлення (ДБЖ), призначені для накопичення та зберігання електричної енергії постійного струму з подальшим її використанням для живлення електрообладнання. Процес накопичення енергії відбувається за рахунок перетворення електричної енергії на хімічну, а під час розряду батареї – у зворотному напрямку, тобто з хімічної в електричну. Такі акумулятори широко застосовуються для забезпечення живлення електроопалювальних установок, комп'ютерної техніки та іншого електрообладнання.

Окрім основного призначення, акумуляторні батареї ДБЖ виконують функцію резервної системи електропостачання. У разі припинення подачі електроенергії в окремій будівлі або приміщенні виникає необхідність у підтриманні роботи критично важливих електроприладів. У таких умовах акумулятори ДБЖ різної потужності здатні забезпечити автономне електроживлення споживачів. Зокрема, підключений до ДБЖ комп'ютер може продовжувати роботу після аварійного відключення мережі без втрати збереженої інформації.

Дані пристрої випускаються у широкому діапазоні потужностей і відрізняються номінальними значеннями напруги. Акумуляторні батареї для ДБЖ також мають різні параметри пускового струму та електричної ємності, що робить це обладнання універсальним і високоефективним для різних умов експлуатації.

Потужнісні характеристики акумуляторів є визначальними під час їх вибору. Зокрема, батареї з номінальною напругою 6 В можуть

використовуватися для живлення малопотужної техніки, наприклад мопедів або мотоциклів. Акумулятори з напругою 12 В є більш універсальними та широко застосовуються в електричних системах легкових автомобілів. Крім того, такі акумулятори ефективно використовуються як джерела аварійного живлення обладнання в котельнях у разі зникнення напруги в основній електромережі. Саме батареї на 12 В вважаються найбільш доцільними для забезпечення резервного живлення котлів.

До основних переваг такого обладнання насамперед належить його тривалий термін експлуатації. Акумуляторні батареї цього типу здатні стабільно працювати протягом кількох років без істотних відхилень у роботі. Ще однією важливою перевагою є повністю безшумний режим функціонування, що унеможливорює створення дискомфорту для людей, які перебувають у тому самому приміщенні.

Акумулятори для джерел безперебійного живлення випускаються значною кількістю відомих виробників, що ускладнює вибір оптимального варіанта для споживача. Серед користувачів позитивні відгуки отримали акумуляторні батареї таких торгових марок, як Iron, Powerman, Powercom, Powerware, які зарекомендували себе як надійні та якісні рішення.

Перед придбанням конкретної моделі доцільно ретельно ознайомитися з її технічними параметрами. Зокрема, у технічній документації та інструкціях виробника зазначається інформація щодо сумісності акумулятора з різними моделями ДБЖ. Аналіз цих даних дозволяє впевнитися в коректній взаємодії батареї з наявним джерелом безперебійного живлення та забезпечити його надійну роботу.

Крім того, необхідно заздалегідь визначити оптимальні потужнісні параметри акумуляторної батареї для джерела безперебійного живлення. Вибрана модель повинна забезпечувати достатній рівень енергопостачання для обладнання або механізмів, що планується підключати до ДБЖ.

Не менш важливим чинником під час вибору є аналіз відгуків користувачів. Досвід експлуатації інших споживачів дозволяє отримати

об'єктивне уявлення про реальні характеристики пристрою, його переваги, а також можливі недоліки, які можуть проявитися в процесі тривалої роботи.

13.3. Різновиди систем акумулювання енергії

13.3.1. Літій-іонні (Li-ion) акумулятори

Літій-іонні системи акумулювання енергії сьогодні посідають провідне місце на світовому ринку завдяки збалансованому поєднанню технічних та експлуатаційних показників. Такі акумуляторні батареї характеризуються значною енергоємністю та здатністю накопичувати великі обсяги електроенергії за відносно малих габаритів. Найбільшого поширення набули літій-залізо-фосфатні (LiFePO_4) батареї з номінальною напругою 51,2 В і ємністю в діапазоні 5120–10240 Вт·год, які можуть компонуватися в модульні комплекси до 16 одиниць, формуючи системи загальною ємністю до 160 кВт·год.

До ключових переваг літій-іонних акумуляторів належать високий коефіцієнт корисної дії, що перевищує 95 %, значний ресурс експлуатації – від 6000 до 10000 циклів заряду-розряду, можливість швидкого заряджання та низький рівень саморозряду. Батареї типу LiFePO_4 відрізняються підвищеною термічною стабільністю та значно меншою ймовірністю перегріву, займання чи вибуху порівняно з іншими різновидами Li-ion технологій, що робить їх безпечним рішенням для використання у житлових і комерційних об'єктах.

Для промислового застосування використовуються високовольтні літій-іонні системи з робочою напругою близько 512 В та одиничною ємністю 51,2 кВт·год, які можуть масштабуватися шляхом паралельного з'єднання до рівнів потужності 500 кВт і 1000 кВт, забезпечуючи потреби великих виробничих підприємств.

13.3.2. Свинцево-кислотні акумулятори (AGM/GEL)

Свинцево-кислотні системи накопичення енергії й надалі широко застосовуються завдяки поєднанню помірної вартості та надійності технології, яка успішно використовується протягом багатьох десятиліть. Найпоширенішими різновидами є акумулятори типу AGM (Absorbent Glass Mat), у яких електроліт утримується в пористому скловолонні, та GEL-батареї, що містять електроліт у загущеному, гелеподібному стані. Такі джерела живлення особливо ефективні в системах безперебійного електропостачання, де переважають нетривалі цикли заряду та розряду.

До основних переваг свинцево-кислотних акумуляторів належить їх нижча ціна порівняно з літій-іонними батареями, герметичне виконання, яке не потребує регулярного технічного обслуговування, а також стабільна робота в досить широкому температурному діапазоні – від $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Водночас ці акумулятори мають низку недоліків, серед яких обмежений ресурс циклічної роботи (приблизно 300–800 циклів для AGM та 500–1200 циклів для GEL), менший коефіцієнт корисної дії на рівні близько 80 %, а також необхідність обмеження глибини розряду до 50 % з метою подовження строку служби. Крім того, вони характеризуються значною масою та більшими габаритами у порівнянні з літій-іонними системами аналогічної ємності.

СНЕ на основі свинцево-кислотних акумуляторів доцільно використовувати в економічних проєктах або на об'єктах, де глибокі розряди відбуваються нечасто.

13.3.3. Інноваційні та перспективні технології

Сфера систем накопичення електричної енергії в Україні перебуває на етапі активного розвитку, що супроводжується появою нових і вдосконалених технологій зберігання енергії. Одним із перспективних напрямів є натрій-іонні акумулятори, які розглядаються як альтернатива

літій-іонним рішенням завдяки значно нижчій вартості вихідних матеріалів та кращим екологічним показникам.

Великі очікування також покладаються на твердотільні акумуляторні батареї, у яких використовується твердий електроліт замість рідкого. Така конструкція дозволяє підвищити щільність енергії, збільшити рівень безпеки експлуатації та скоротити час заряджання. Для енергетики промислового масштабу активно розробляються проточні редокс-акумулятори, що відзначаються практично необмеженою кількістю циклів заряду-розряду та можливістю незалежного нарощування ємності й потужності системи.

Окрему нішу займають гібридні системи накопичення енергії, які поєднують різні типи акумуляторів з метою досягнення оптимального балансу характеристик. Зокрема, літій-іонні батареї забезпечують швидку реакцію на зміну навантаження, тоді як свинцево-кислотні використовуються для тривалішого зберігання енергії. Водночас все більшого поширення набувають системи з інтелектуальним керуванням, що базуються на алгоритмах штучного інтелекту. Такі рішення здатні прогнозувати рівні споживання електроенергії та автоматично оптимізувати режими заряду й розряду, що сприяє зменшенню витрат і подовженню строку служби обладнання.

13.4.4. Контроль і сервісне обслуговування акумуляторних систем

Сучасні системи накопичення електроенергії обладнані інтегрованими системами керування батареями (BMS), які забезпечують постійний нагляд за параметрами кожної акумуляторної комірки, температурним режимом, а також струмами під час заряджання та розряджання (рис. 13.1) [15]. Користувачам доступний дистанційний контроль роботи системи в реальному часі за допомогою мобільних додатків або веб-платформ, що дає змогу своєчасно виявляти відхилення в роботі та підвищувати ефективність використання енергії.

Планове технічне обслуговування систем зберігання енергії передбачає огляд електричних з'єднань і кабельних ліній, видалення пилу для підтримання належного тепловідведення, оновлення програмного забезпечення інверторів і систем управління, перевірку та налаштування вимірювальних датчиків, а також контроль рівномірності зарядження акумуляторних комірок. Літій-іонні акумуляторні системи характеризуються мінімальними вимогами до обслуговування завдяки закритій конструкції та відсутності потреби у додаванні електроліту. Акумулятори свинцево-кислотного типу GEL і AGM також належать до необслуговуваних, однак поступаються за тривалістю експлуатації.

Компанія Ecotech Ukraine надає послуги комплексного сервісного обслуговування систем накопичення енергії, що включають регулярний технічний контроль, постійний моніторинг робочих параметрів і швидке усунення несправностей, забезпечуючи надійну та безперебійну роботу обладнання протягом усього терміну служби.

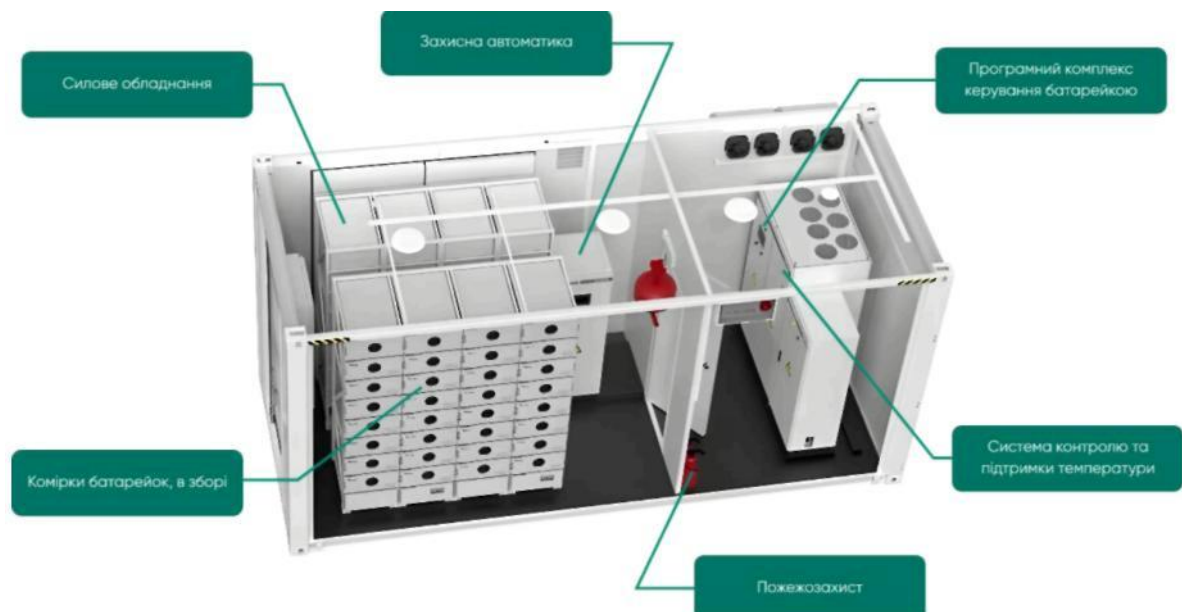


Рис. 13.1. Комплектування сучасних накопичувачів електроенергії

13.3.5. Переваги використання систем накопичення енергії для бізнесу та приватних домогосподарств

Енергетична автономність і гарантоване електропостачання

Системи накопичення енергії для комерційного використання дозволяють досягти високого рівня незалежності від централізованих електромереж, забезпечуючи автономну роботу об'єктів упродовж кількох годин або навіть діб, що визначається встановленою ємністю акумуляторів. За умов регулярних або аварійних відключень електроенергії, спричинених технічними несправностями чи плановими роботами, такі системи автоматично переходять у режим резервного живлення та беруть на себе електропостачання критично важливих споживачів. До них належать побутові прилади, комп'ютерна техніка, холодильне обладнання, водонагрівачі, а також системи опалення, вентиляції й кондиціонування.

Для підприємств використання систем накопичення енергії означає мінімізацію ризику зупинки виробничих процесів, збереження цифрових даних і захист високочутливого обладнання від стрибків напруги. Перехід з мережевого живлення на акумуляторні батареї здійснюється без затримок, що є особливо важливим для серверних комплексів, медичного обладнання та систем охорони. Потужні промислові рішення зі встановленою потужністю від 500 кВт здатні забезпечувати стабільну роботу повноцінних виробничих ліній протягом усієї робочої зміни навіть у разі повної відсутності зовнішнього електропостачання.

Використання електроенергії за пільговими тарифами

Системи накопичення енергії забезпечують раціональне застосування багатозонних тарифів на електроенергію. У нічний період, коли вартість електроенергії є найнижчою та, як правило, у два рази меншою порівняно з денними тарифами, система зберігання енергії автоматично здійснює заряджання акумуляторів. У години пікового навантаження – вдень та

ввечері – накопичена електроенергія використовується для живлення споживачів.

Такий підхід дозволяє суттєво скоротити витрати на електроенергію – орієнтовно на 30–50 % для об'єктів із значним рівнем споживання. Для підприємств із нерівномірним графіком навантаження застосування накопичувачів енергії сприяє оптимізації договірної потужності з електропостачальником, що дає змогу уникнути фінансових санкцій за перевищення встановлених лімітів. Інтелектуальні системи управління аналізують профілі споживання та діючі тарифні зони, автоматично обираючи найбільш доцільні режими заряду та розряду акумуляторів.

За експертними оцінками, інвестиції у системи зберігання енергії для комерційного сектору зазвичай окуповуються протягом 3–5 років завдяки зменшенню витрат на електроенергію та мінімізації втрат, пов'язаних із перериванням електропостачання.

Підвищення ефективності сонячних і вітрових електростанцій

Інтеграція систем накопичення енергії з установками, що працюють на відновлюваних джерелах, дає змогу суттєво підвищити результативність використання сонячної енергії – орієнтовно на 40–60 %. Фотоелектричні модулі виробляють найбільшу кількість електроенергії у світлу пору доби, коли фактичне споживання часто є нижчим за обсяги генерації. За відсутності акумуляторних систем надлишкова енергія або не використовується, або передається до мережі за економічно не вигідними умовами.

Системи зберігання енергії дозволяють акумулювати надлишки електроенергії, отриманої від сонячних панелей, та використовувати їх у вечірній і нічний періоди, коли генерація відсутня. Це має особливе значення для автономних об'єктів, які не мають підключення до централізованої електромережі. У разі застосування гібридних сонячних електростанцій оптимальним рішенням є використання інверторів із вбудованими МРРТ-

контролерами, що забезпечують максимальний відбір потужності від фотоелектричних модулів, у поєднанні з акумуляторними батареями достатньої ємності для покриття добового енергоспоживання.

Встановлення систем накопичення енергії сприяє значному зростанню частки власної генерації, яка може досягати 80–90 % від загального обсягу споживаної електроенергії об'єкта.

13.4. Інтеграція відновлюваних джерел енергії в енергетичні системи

Через змінний, а подекуди й складно прогнозований характер генерації електричної потужності установками, що працюють на основі відновлюваних джерел енергії [16–18], їх зазвичай поєднують із традиційними джерелами виробництва електроенергії. Найпоширенішим прикладом такого поєднання є використання дизельних електростанцій (ДЕС), які виконують функцію резервного або базового джерела живлення. Дизельні установки здатні підтримувати стабільний рівень мінімально необхідної потужності в так званому базовому режимі, а також компенсувати дефіцит електроенергії в періоди зниження генерації відновлюваних джерел (рис. 13.2, а).

Водночас подібні гібридні енергосистеми мають низку суттєвих недоліків. По-перше, на дизельну електростанцію покладається компенсація коливань навантаження, що призводить до збільшення споживання пального та прискореного зносу двигуна. По-друге, ДЕС не має можливості приймати надлишкову електроенергію, унаслідок чого навантаження системи повинно постійно перевищувати максимальну потужність генерації відновлюваних джерел енергії. Це, своєю чергою, обмежує сфери практичного застосування таких конфігурацій енергосистем.

Зазначені обставини зумовлюють низький коефіцієнт використання встановленої потужності відновлюваних джерел енергії, недостатню економічну ефективність їх експлуатації, а також виникнення проблем із якістю електричної енергії, що є особливо характерним для малих автономних енергосистем.

Впровадження систем накопичення енергії (СНЕ) у складі таких енергосистем дає змогу передати їм функції балансування графіків виробництва та споживання електроенергії (рис. 13.2, б). У результаті дизельна електростанція може функціонувати переважно в базовому режимі з майже сталою потужністю, що сприяє зменшенню витрат пального та уповільненню зносу силового обладнання. Окрім цього, СНЕ виконують роль джерела маневрової потужності, акумулюючи надлишки електроенергії в періоди пікової генерації від ВДЕ та підвищуючи стабільність паралельної роботи елементів енергосистеми.

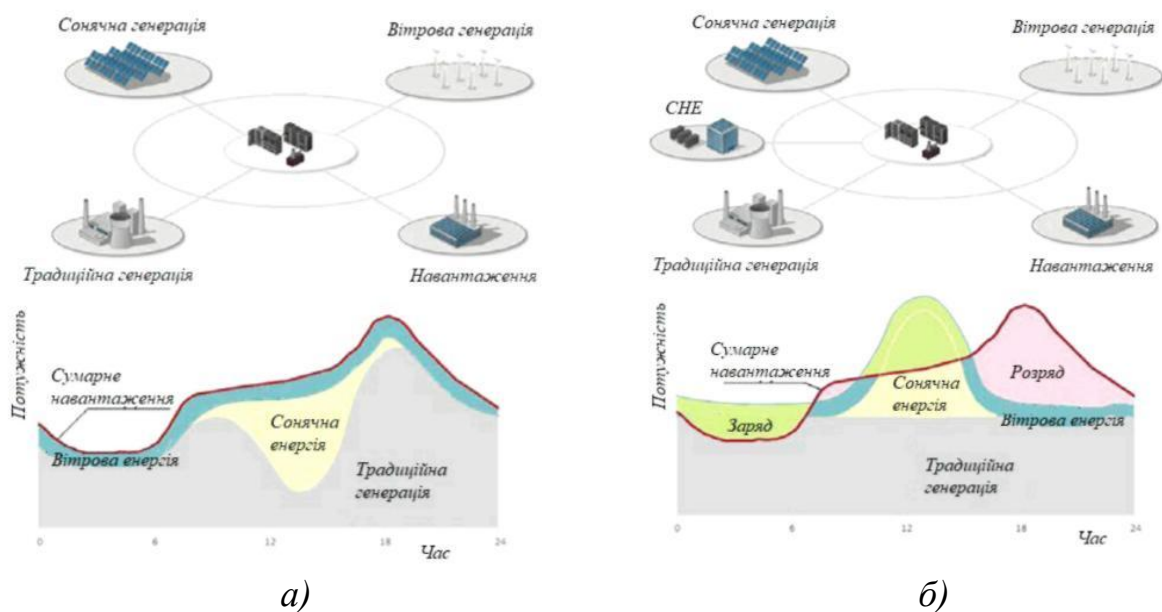


Рис. 13.2. Балансування процесів виробництва та споживання електроенергії в енергосистемі з відновлюваними джерелами без застосування систем накопичення енергії (а) та з їх використанням (б)

Отже, використання систем накопичення енергії забезпечує результативне включення установок, що працюють на відновлюваних джерелах енергії, до складу енергосистеми з одночасним покращенням її економічних і технічних характеристик. Окрім цього, системи накопичення енергії можуть застосовуватися й в енергосистемах, побудованих виключно на генерації з відновлюваних джерел, зокрема сонячної та вітрової енергетики.

Ключовою особливістю сонячної генерації є залежність профілю виробленої потужності від добового циклу та метеорологічних умов. Інтеграція систем накопичення енергії дає змогу узгодити режим подачі електроенергії на навантаження з реальним графіком споживання. У періоди надлишкового виробництва електроенергії СНЕ здійснює заряджання, а за умов нестачі генерованої потужності – переходить у режим розряджання, забезпечуючи стабільність енергопостачання (рис. 13.3).

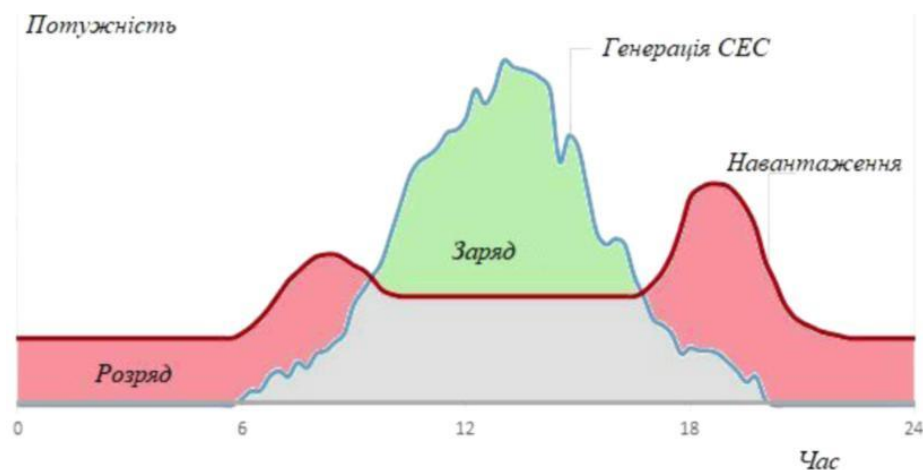


Рис. 13.3. Графік навантаження при спільній роботі СНЕ та сонячної електростанції

Ключовим недоліком вітрової генерації є висока невизначеність та складність прогнозування профілю виробленої потужності. Використання СНЕ дає змогу узгодити режим виробництва електроенергії з фактичним графіком навантаження споживачів (рис. 13.4).

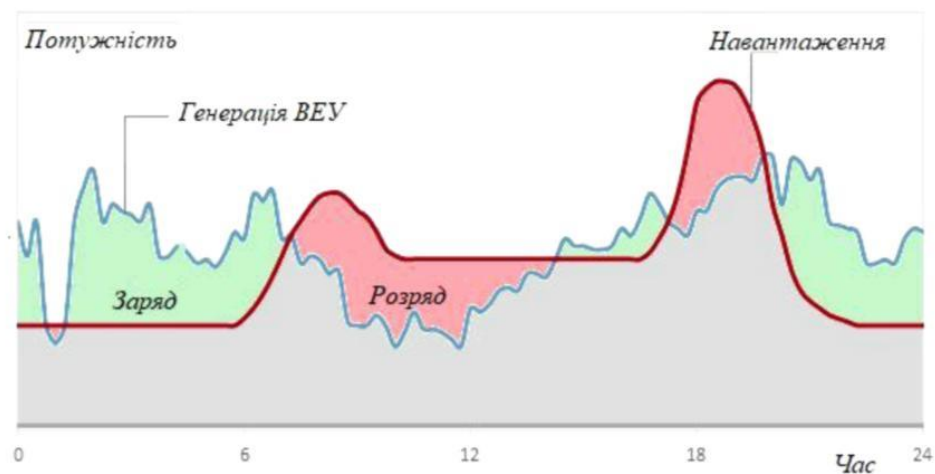


Рис. 13.4. Графік навантаження при спільній роботі СНЕ та вітрової електростанції

13.5. Зменшення пікової потужності за допомогою СНЕ

У системах накопичення енергії функція обмеження максимальної потужності (рис. 13.5) реалізується шляхом встановлення граничного значення максимально допустимої потужності. Коли споживана потужність перевищує встановлену уставку, СНЕ починає видавати додаткову потужність, забезпечуючи, щоб сумарна потужність залишалася на рівні встановленого ліміту. Зарядка СНЕ здійснюється в інші періоди, які визначаються часовими інтервалами, конкретними значеннями споживаної потужності або іншими заданими умовами.

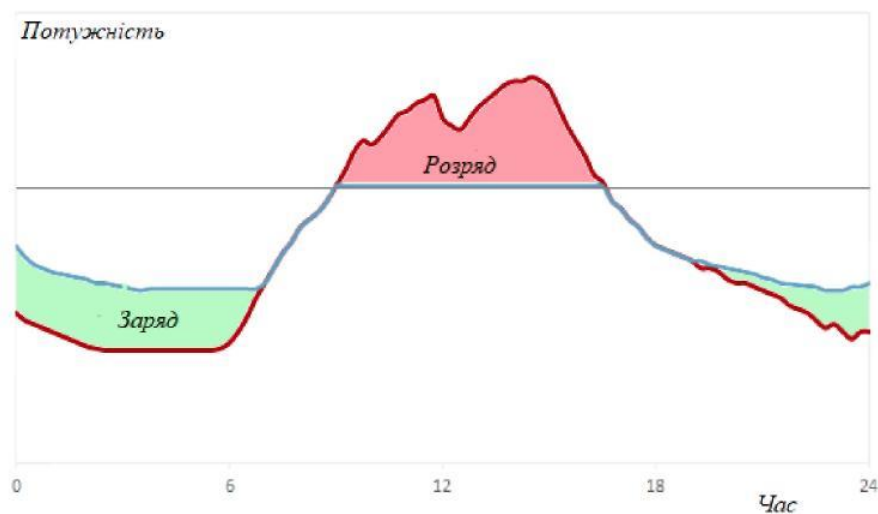


Рис. 13.5. Графік навантаження при роботі СНЕ з обмеженням максимальної споживаної потужності

Зменшення пікової потужності є актуальним у таких випадках:

- Технологічне приєднання споживачів із високими піковими навантаженнями. Якщо підключення до мережі неможливе або економічно не вигідне через відсутність «вільної потужності» на найближчих підстанціях, встановлення СНЕ дозволяє значно скоротити необхідну потужність для технологічного приєднання.

- Уникнення реконструкції підстанцій або ЛЕП для збільшення потужності. Інтеграція СНЕ дає змогу знизити пікове навантаження на трансформатори та лінії електропередач, що вивільняє ресурси для підключення додаткових споживачів або використання для інших потреб.

- Оптимізація потужності генераційних установок в автономних енергосистемах. При проектуванні автономних систем включення СНЕ дозволяє зменшити пікову потужність навантаження та скоротити потужність необхідних генераторів.

- Зменшення втрат у протяжних розподільних мережах. Значні втрати енергії у середньонапружених фідерах до віддалених споживачів зазвичай спричинені високими піками споживання. Використання СНЕ для «зрізання» пікових навантажень суттєво знижує втрати електроенергії (рис. 13.6).

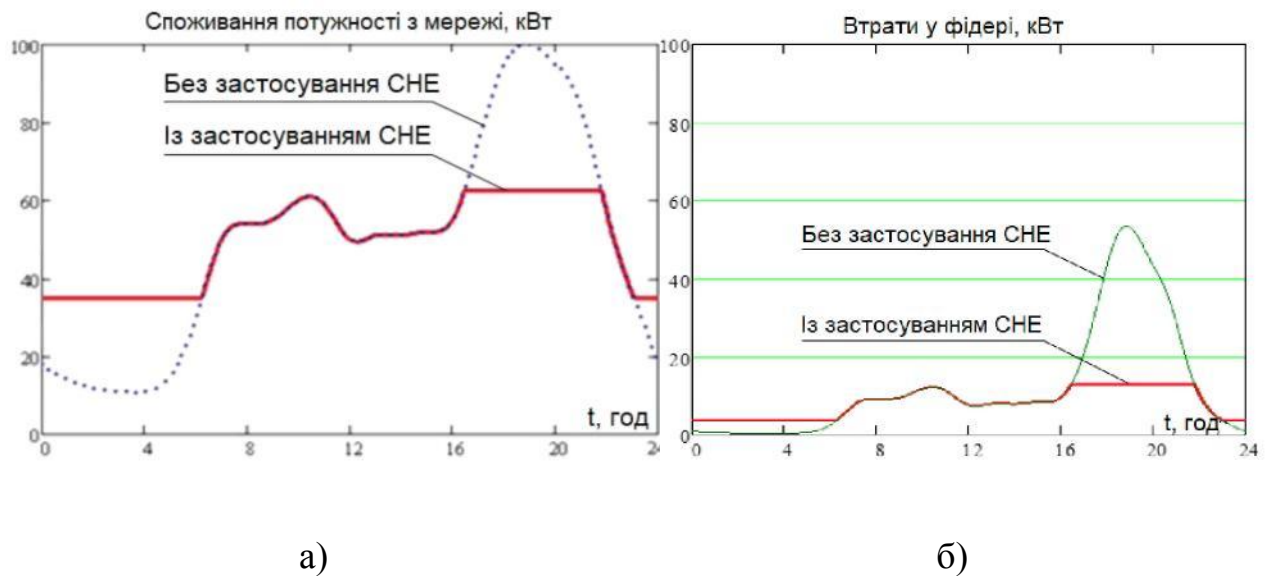


Рис. 13.6. Графіки споживання фідером (а) і втрат потужності (б) протягом доби без СНЕ та зі СНЕ

13.6. Розробка активно-адаптивних систем електропостачання віддалених об'єктів

Системи електропостачання, які обслуговують віддалені об'єкти і не підключені до «єдиної енергетичної системи», характеризуються такими недоліками:

- слабка або відсутня інтеграція з централізованою енергетичною мережею;
- високі капітальні витрати на будівництво ліній електропередач та підстанцій;
- значні енергетичні втрати у газоперекачувальних агрегатах, ефективність яких становить близько 30 %.

У зв'язку з цим запропоновано концепцію активно-адаптивних систем електропостачання (AA SE), які в міжнародній практиці відповідають підходам Smart Grid. З урахуванням того, що такі системи функціонують у межах низьковольтних розподільних мереж невеликої встановленої потужності, їх доцільно відносити до класу Micro Smart Grids (MicroGrids). У рамках ідеології Smart Grid MicroGrids розглядаються як перспективний різновид розподільних мереж, що забезпечує найбільш раціональне використання переваг інтеграції значної кількості малопотужних розподілених джерел генерації у низьковольтних електричних мережах.

Активно-адаптивні системи електропостачання (AA SE) будуються та функціонують на основі таких ключових принципів [18]:

- інтеграція різних джерел генерації, включаючи відновлювані та установки, що використовують вторинні енергоресурси;
- автоматична зміна режиму роботи системи – від ізолюваного режиму до паралельного підключення до централізованої мережі;
- можливість виділення окремих сегментів мережі для автономного функціонування;
- автоматизований підбір оптимальної конфігурації обладнання та схем мережі;
- здатність до самовідновлення та підтримання балансування;
- максимальне використання доступних вторинних енергетичних ресурсів.

Одним із основних компонентів активно-адаптивних систем електропостачання є системи накопичення енергії. На рис. 13.7 наведено структурну схему AA SE змінного струму, у якій СНЕ інтегрується до шин напругою 0,4 кВ.

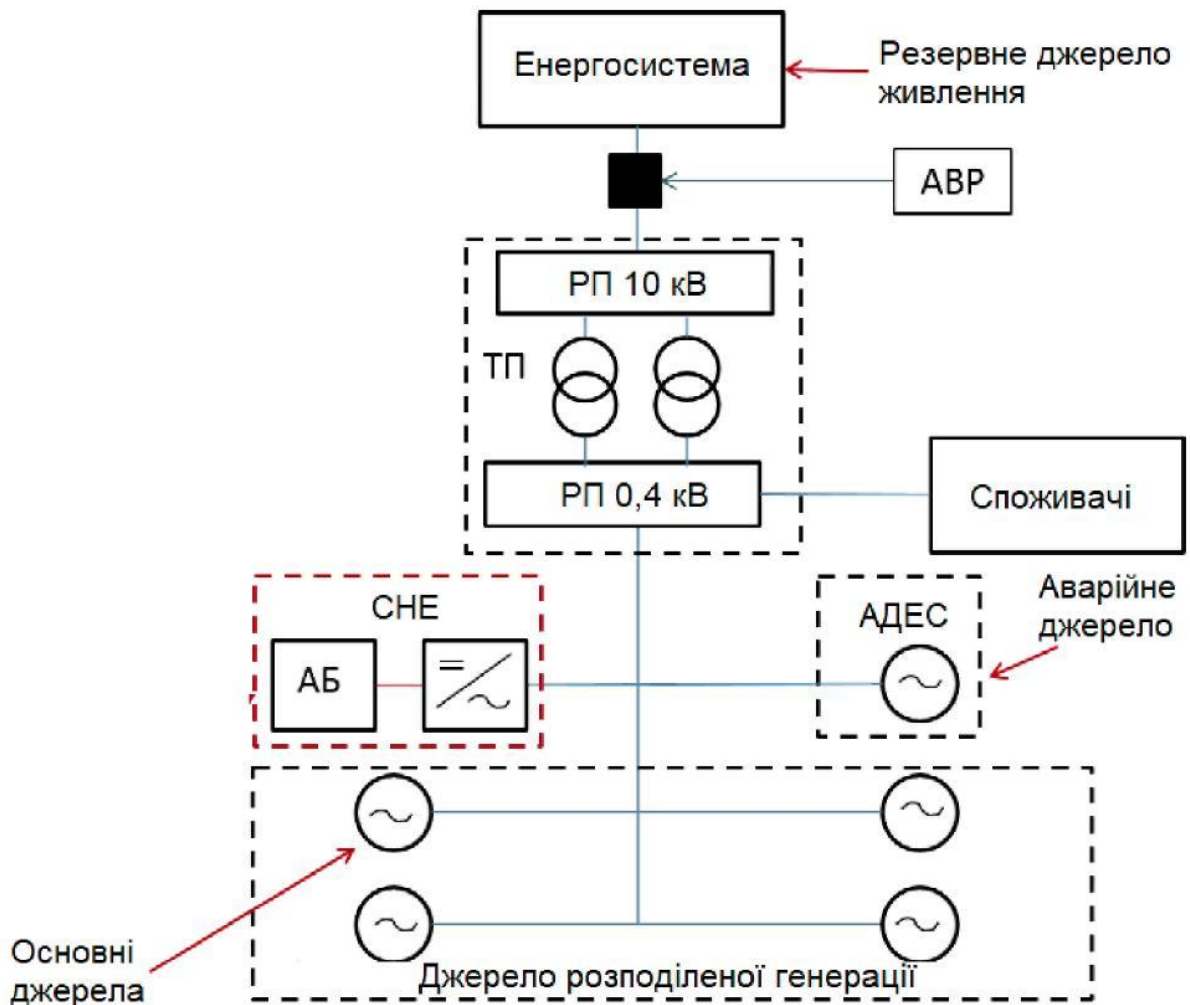


Рис. 13.7. Схема роботи АА СЕ змінного струму з підключенням СНЕ та аварійною дизельною електростанцією (АДЕС)

Впровадження активно-адаптивної системи електропостачання із системою накопичення енергії на об'єкті дозволяє досягти таких результатів [18]:

- забезпечення рівноваги між генерацією та споживанням електроенергії;
- зменшення енергетичних втрат у розподільній мережі;
- підвищення загальної енергоефективності об'єкта;
- скорочення витрат на закупівлю електроенергії;
- досягнення енергетичної автономності;

- економію коштів у порівнянні з будівництвом додаткових високовольтних ліній електропередач і підстанцій.

13.7. Структура системи накопичення енергії

Система накопичення енергії складається з кількох взаємопов'язаних підсистем:

- **Основна:**
 - перетворення енергії (ПП);
 - накопичення енергії (ПН).
- **Контролю та управління:**
 - управління (ПУ);
 - комунікації (ПСК).
- **Допоміжна:**
 - живлення власних потреб (ПЖВП);
 - теплокондиціювання (ПТК);
 - пожежогасіння (ППЖГ);
 - охоронно-пожежної сигналізації (ПОПС);
 - освітлення (ПОСВ).
- **Розподілу та підключення:**
 - головний мережевий з'єднувальний вивід, призначений для приєднання до основної точки підключення електроенергетичної системи (ТНН);
 - основний з'єднувальний вивід навантаження (для приєднання до точки споживача – ТПС);
 - допоміжний з'єднувальний вивід (для підключення до додаткової точки підключення електроенергетичної системи – ТНН).

Склад системи накопичення енергії (СНЕ), її підсистеми, комплектність та конструктивне виконання можуть змінюватися залежно від покладених функцій.

Загальна структурна схема СНЕ представлена на рис. 13.8, а однолінійна схема – на рис. 13.9.

Допоміжна підсистема (рис. 13.8) може містити комплекс інженерних підсистем, що забезпечують нормальну експлуатацію блочно-модульної споруди, зокрема підсистему електроживлення власних потреб (ПЖВП), систему пожежогасіння (ППЖГ), освітлювальну підсистему (ПОСВ), охоронно-пожежну сигналізацію (ПОПС) та систему опалення і кондиціонування повітря (ПТК). У разі реалізації шафного варіанта виконання до складу допоміжної підсистеми входить виключно підсистема живлення власних потреб.



Рис. 13.8. Складові схеми СНЕ

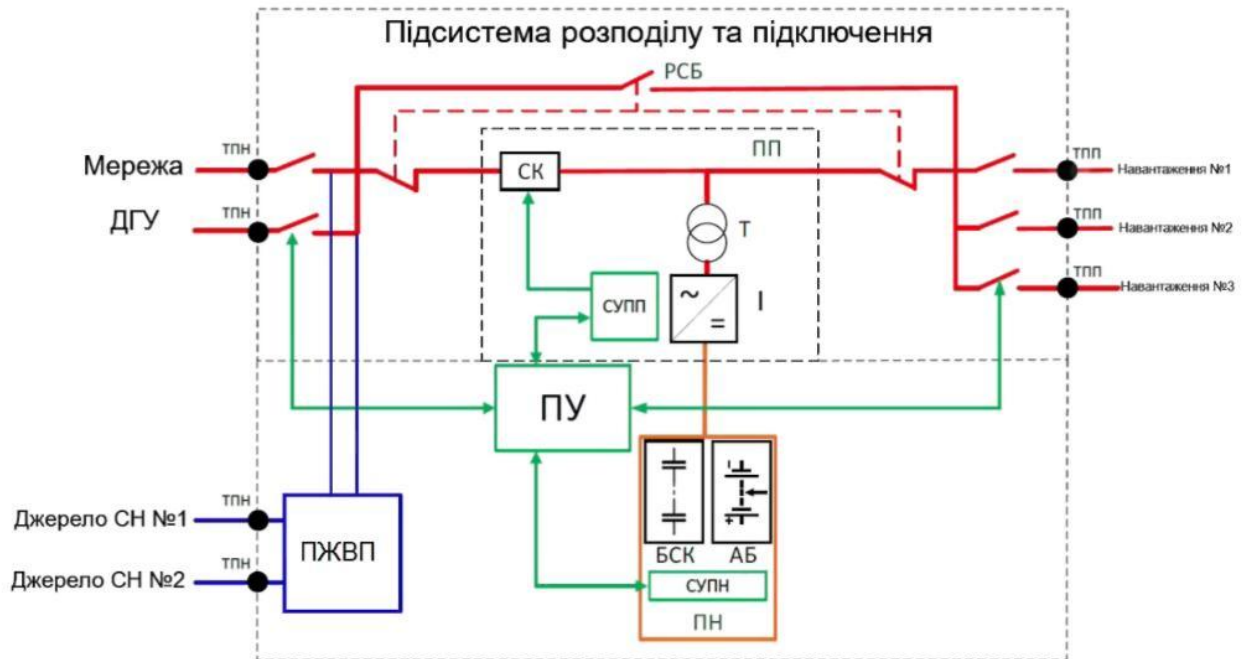


Рис. 13.9. Схема принципова однолінійна СНЕ. На схемі кольорами показано: червоним – силові кола змінного струму (АС); помаранчевим – силові кола постійного струму (DC); синім – кола споживання; зеленим – вторинні кола управління;

Позначено елементи: СК – силовий ключ; РСБ – ручний сервісний байпас-рубильник; Т – трансформатор; І – інвертор; СУПП – система управління підсистемою перетворення; БСК – батарея суперконденсаторів; АБ – акумуляторна батарея; СУПН – система управління підсистемою накопичення

Електроживлення власних потреб системи накопичення енергії (СНЕ) може здійснюватися як від основної точки приєднання із застосуванням захисних автоматичних вимикачів, блоків живлення власних потреб та інших відповідних елементів, так і від зовнішнього джерела електроенергії (зокрема системи електропостачання підстанції) через допоміжні точки підключення (ТПН) (рис. 13.9).

Підключення електричних навантажень здійснюється через точки приєднання споживача (ТПС). У структурі схеми може бути передбачено кілька фідерів, оснащених керованими комутаційними пристроями, що

забезпечує реалізацію алгоритмів селективного електроживлення навантажень у автономному режимі роботи. У разі зникнення напруги зовнішньої мережі система накопичення енергії здатна автоматично відключати частину споживачів, забезпечуючи триваліше електропостачання найбільш пріоритетних навантажень.

Мережева система накопичення енергії може функціонувати без окремих точок приєднання споживчого навантаження. У її складі може бути передбачений ручний сервісний байпасний рубильник, який забезпечує пряме з'єднання електричної мережі з навантаженням з одночасним виведенням з роботи підсистеми перетворення під час виконання технічного обслуговування або ремонтних робіт.

З метою забезпечення оперативного переходу до автономного режиму при виході параметрів мережі за встановлені допустимі значення до складу підсистеми перетворення може входити швидкодіючий силовий напівпровідниковий комутаційний елемент.

Система керування перетворювачем забезпечує управління роботою інвертора в межах так званих «швидких» процесів відповідно до налаштувань окремих підсистем СНЕ. До таких процесів належать операції з обробки миттєвих значень напруг і струмів, визначення частоти напруги, аналіз гармонічного складу, а також формування керуючих впливів щодо відбору або віддачі електричної потужності. Крім того, до «швидких» процесів відноситься синхронізація напруги, сформованої інвертором, із параметрами електричної мережі.

Підсистема керування системою накопичення енергії забезпечує узгоджену роботу всіх її складових, здійснює об'єднання інформаційних потоків і реалізує комплексні алгоритми управління. До її функцій належить керування «повільними» процесами, зокрема моніторинг та регулювання рівня заряду елементів підсистеми накопичення енергії СНЕ.

Підсистема накопичення включає енергетичні елементи (найперспективніші варіанти – літій-іонні акумулятори та/або

суперконденсатори) та систему управління, що підтримує оптимальний стан цих елементів і керує комутуючими апаратами для відключення ПН за необхідності. СНЕ на основі суперконденсаторів призначені для короткочасної видачі високої потужності, тоді як літій-іонні акумулятори забезпечують універсальність і дозволяють накопичувати великі обсяги енергії. У разі потреби поєднання високої миттєвої потужності та значної енергоємності застосовується гібридна підсистема накопичення, що включає і акумулятори, і суперконденсатори.

Архітектурне виконання системи накопичення енергії гарантує високий ступінь автономності її підсистем, можливість реалізації функцій самодіагностики та ефективного запобігання виникненню небезпечних режимів експлуатації. Завдяки алгоритмам підсистеми управління (ПУ) СНЕ зберігає загальну працездатність навіть у разі виникнення несправностей у окремих підсистемах, застосовуючи при цьому відповідні обмеження.

13.8. Розвиток локальних сонячних та вітрових електростанцій як резервних джерел

Впровадження проєктів сонячних електростанцій (СЕС) в Україні відбувається швидше порівняно з вітровими електростанціями (ВЕС). Це пояснюється тим, що підготовка документації для СЕС займає близько 6–9 місяців, тоді як для ВЕС – понад один рік. Розрахунковий термін служби обох типів установок становить у середньому 25 років, при цьому ВЕС можуть проходити капітальний ремонт 2–3 рази протягом цього періоду. Окупність інвестицій у будівництво як СЕС, так і ВЕС становить приблизно 5–7 років.

Основні параметри девелопменту СЕС:

- Площа для розміщення станції потребує близько 20 000 м² непридатних для сільськогосподарського використання земель (заболочені, ерозійні ґрунти) без наявності об'єктів, що створюють тінь.

- Сонячні станції можна будувати на більшості території України без додаткових замірів інсоляції.
- Вартість підключення впливає на загальні витрати, оскільки «зелений» тариф для СЕС вищий, ніж для ВЕС.
- Будівництво СЕС є дешевшим порівняно з ВЕС.

Основні параметри девелопменту ВЕС:

- Площа під станцію складає 3 000–5 000 м², при цьому необхідно враховувати відсутність поруч лісосмуг. Вітроенергетичні установки займають невелику площу, тому прилеглі території можна використовувати для сільського господарства.
- При розміщенні враховуються кліматичні характеристики та річні заміри швидкості вітру; оптимальна середня швидкість – понад 4,5 м/с.
- Перевага ВЕС над СЕС полягає у здатності генерувати електроенергію цілодобово, незалежно від пори року чи часу доби.
- Девелопмент ВЕС є складнішим і більш витратним, проте вироблення електроенергії на 1 МВт встановленої потужності вітроустановки приблизно вдвічі перевищує показник СЕС.

Сонячні панелі залишаються більш популярними для приватного використання. За даними Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, на кінець 2020 року понад 29 900 родин встановили сонячні панелі загальною потужністю 780 МВт.

ВИСНОВКИ

У даній магістерській роботі виконано розробку системи електропостачання текстильного комбінату з урахуванням технологічних особливостей виробництва, вимог до надійності, якості електричної енергії та економічної ефективності. Запропоновані технічні рішення відповідають чинним нормативним документам і забезпечують безперервну та безпечну роботу електрообладнання підприємства.

У першому розділі наведено загальну характеристику підприємства як об'єкта електропостачання, проаналізовано основних споживачів електричної енергії та визначено їх категорії за надійністю електропостачання. Встановлено, що значна частина електроприймачів належить до відповідальних споживачів, що обумовлює необхідність резервування джерел живлення та застосування автоматичних пристроїв відновлення електропостачання.

У другому розділі виконано розрахунок електричних навантажень підприємства з урахуванням високовольтних електроприймачів, груп електрообладнання та освітлювальних установок. Проведено аналіз споживання реактивної потужності та обґрунтовано доцільність її компенсації, що дозволяє знизити втрати електроенергії, підвищити коефіцієнт потужності та покращити показники якості електроенергії.

На основі отриманих результатів побудовано картограму електричних навантажень підприємства, яка дала можливість раціонально визначити кількість, потужність і місце розташування цехових підстанцій. Це сприяло зменшенню довжин розподільчих мереж і втрат напруги.

У подальших розділах виконано вибір схем електропостачання цехів і всього комбінату, а також розрахунок кабельних і розподільчих мереж. Обрані перерізи кабелів забезпечують допустимі струмові навантаження, термічну стійкість та відповідні рівні падіння напруги як у нормальних, так і в аварійних режимах роботи.

Розрахунок струмів короткого замикання в мережах 10 кВ та 0,4 кВ дозволив коректно підібрати комутаційну та захисну апаратуру, вимірювальні трансформатори струму і напруги, а також трансформатори власних потреб. Усі вибрані апарати відповідають вимогам електродинамічної та термічної стійкості.

Проведено техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання, за результатами якого обрано найбільш економічно доцільний та надійний варіант для даного підприємства.

Розроблено систему релейного захисту й автоматики цехової трансформаторної підстанції, виконано розрахунок захистів трансформатора, кабельних ліній та уставок автоматичного вводу резерву, що забезпечує селективність, швидкодію та надійність роботи системи електропостачання.

Окрему увагу приділено електропостачанню ливарного цеху як одного з найбільш енергоємних підрозділів. Для нього виконано детальні розрахунки навантажень, вибір схеми електропостачання, конструктивного виконання мереж, захисної апаратури та перевірку допустимих відхилень напруги. Запропоновані заходи з підвищення енергоефективності освітлення сприяють зменшенню загального енергоспоживання цеху.

За результатами розрахунку розрахункового навантаження ливарного цеху всі електроспоживачі цеху розподіляємо на вісім розподільчих щитів типу ШРС. Для електропостачання ливарного цеху використовується КТП Хмельницького трансформаторного заводу напругою 10/0,4 кВ. КТП внутрішнього встановлення складається з трьох основних елементів та ввідного пристрою на 10 кВ, силового трансформатора, розподільчого пристрою на 0,4 кВ. Ввідний пристрій високої напруги типу ВВ-2-закрита шафа з вбудованим в нього вимикачами навантаження типу ВНП-17 та запобіжника типу ПК-10. Вимикач навантаження використовуємо для відключення трансформатора з сторони високої напруги при холостому ході або при номінальному навантаженні. При короткому замиканні трансформатор вимикається запобіжником. Для вимикання однієї із ліній в

шафі є мінні підкладки. Для заживлення силових пунктів цеху використовуємо кабелі АВВГ, споживачів електроенергії проводи типу АПВ, прокладені в електрозварювальних металорукавах та трубах. Тролею для живлення кран-балки виконуємо комплектним шинопроводом. Для пересувних ЕП використовують гнучкі переносні кабелі типу КГ. В якості апаратів захисту на трансформаторній підстанції вибираємо автоматичні вимикачі із комбінованим розчеплювачем серії АВМ, для захисту силових пунктів – автоматичні вимикачі серії ВА51-35М-84, а для захисту окремих споживачів електроенергії – запобіжники типу НПН2-60, ПН2-100 і ПН2-250 та перевірено їх на спрацювання при струмах КЗ.

В спеціальній частині роботи було розглянуто питання щодо системи резервного живлення з використанням відновлювальних джерел енергії та накопичувачів енергії, в результаті опрацювання якого встановлено, що:

- системи накопичення енергії є ключовим елементом сучасних систем резервного живлення, оскільки забезпечують акумулювання, зберігання та керовану віддачу електроенергії, підвищуючи надійність і якість електропостачання споживачів у нормальних та аварійних режимах.

- застосування резервних джерел живлення у поєднанні з накопичувачами енергії суттєво знижує ризик перерв електропостачання, особливо для віддалених і відповідальних об'єктів, а також забезпечує безперервність живлення під час відмов зовнішньої електромережі.

- аналіз різновидів систем акумулювання енергії показав, що найбільш перспективними для інтеграції з відновлюваними джерелами енергії є електрохімічні накопичувачі, які характеризуються високим ККД, швидкодією та можливістю гнучкого керування режимами роботи.

- інтеграція сонячних і вітрових електростанцій із системами накопичення енергії дозволяє підвищити ефективність використання відновлюваних джерел, зменшити пікові навантаження на мережу та забезпечити стабільну роботу активно-адаптивних систем електропостачання.

- розвиток локальних сонячних та вітрових електростанцій у поєднанні з системами накопичення енергії створює передумови для формування автономних і напівавтономних енергетичних систем, здатних забезпечувати надійне електропостачання віддалених об'єктів з мінімальним впливом на навколишнє середовище.

У цілому результати роботи підтверджують, що розроблена система електропостачання відповідає чинним нормативним вимогам, забезпечує надійне та економічно ефективне електропостачання підприємства й може бути рекомендована для практичного впровадження або використання як базове рішення при проектуванні аналогічних промислових об'єктів.

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. Сафронов П.В. Сучасні методи релейного захисту і автоматики. – Львів: Енергетика, 2022. – 350 с.

12. Іванов О.О. Мікропроцесорний релейний захист електричних мереж. – Харків: Техніка, 2020. – 290 с.
13. Андрійченко О.В., Кудрявцев Д.І. Короткі замикання в електричних мережах. – К.: Техніка, 2020. – 260 с.
14. Тарасенко С.П., Гончарук І.В. Аналіз коротких замикань у системах електропостачання. – К.: Основа, 2021. – 320 с.
15. <https://www.ecotech.ua/systemy-nakopychennya-energiyi-ess/>.
16. Коваль В.П. Енергетична ефективність систем позиціонування плоских сонячних панелей /В.П. Коваль, Р.Р. Івасечко, К.М. Козак /Енергосбережение. Энергетика. Энергоаудит – 2015. - №3(134). – С.2–10.
17. Коваль В.П. Автоматизована вимірювальна установка для дослідження електричних характеристик фотоелектричних модулів /В.П. Коваль, Б.Я. Оробчук, Я.М. Осадца, Л.М. Костик / Вісник Хмельницького національного університету – 20225. - №5. – С.168–173.
18. El-Shahat A. High speed micro-turbine modeling & control for micro grids applications. 18th Annual EUEC 2015–USA's Largest Energy, Utility & Environment Conference San Diego Convention Center; 16-18 February 2015; San Diego, CA.