

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

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

«До захисту в ЕК»
Директор інституту(декан факультету)
_____ **Блаженко С.І.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

« ____ » _____ лютого 2021р.

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ **Балюта С. М.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

« ____ » _____ лютого 2021р.

**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: «Дослідження системи електропостачання Вінницького заводу
електротермічного обладнання з аналізом впливу відхилень напруги на
ефективність її функціонування»

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЗЕЛ-2-3М

_____ **Сидоров Віталій Олександрович** _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник Шестеренко Володимир Євгенович _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Консультанти _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

_____ (підпис)

_____ (підпис)

Рецензент _____ **Філоненко В.М** _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

Засвідчую, що в цій кваліфікаційній
роботі немає запозичень із праць
інших авторів без відповідних
посилань.

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2021 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально - науковий інженерно - технічний інститут ім. акад. І. С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕПЕМ

/Балюта С. М./

“ 09” листопада 2020 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТР

Сидорову Віталію Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Дослідження системи електропостачання Вінницького заводу електротермічного обладнання з аналізом впливу відхилень напруги на ефективність її функціонування»

керівник роботи Шестеренко Володимир Євгенович професор, кандидат технічних наук

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ 09” листопада 2020 р. № 935-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 05 лютого 2021 року

3. Вихідні дані до роботи вказані в розділі №2

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Проведено аналіз системи енергопостачання підприємства;
2. Виконано розрахунок і вибір центру електричних навантажень;
3. Проведено вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв;
4. Розраховано струми короткого замикання, та провести вибір високовольтного та низьковольтного електрообладнання, раціональні перетини кабелів і проводів і оптимізувати режими роботи електрообладнання;
5. Виконано вибір проводів та комутаційно-захисної апаратури;
6. Проведено розрахунок захисного заземлення і робочого заземлення комплектної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ;
7. Проведено розрахунок показників зниження комерційних втрат електроенергії при впровадженні автоматизованої системи обліку та контролю електроенергії.
8. Розроблено заходи для підвищення ефективності енерговикористання шляхом впровадження АСКОЕ.
9. Проведений аналіз впливу відхилень напруги на ефективність функціонування системи електропостачання на Вінницькому заводі електротермічного обладнання.

5. Перелік графічного матеріалу 3 креслення

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____ 09 листопада 2020 р. _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
	Отримання завдання на магістерську роботу	09.11.2020 р.	
	Вступ	10-12.11.2020 р.	
	Стисла історія підприємства, важливі події його розвитку	18-21.11.2020 р	
	Розрахунок електричних навантажень заводу електротермічного обладнання	22-28.11.2020р	
	Картограма навантажень	29-03.12.2020 р	
	Вибір трансформаторів ГПП на основі техніко-економічного розрахунку	04-09.12.2020 р	
	Вибір системи напруг, числа і потужності та характеристик елементів зв'язку з ЕС	11-15.12.2020 р	
	Вибір кількості і потужності цехових підстанцій	16-19.12.2020 р	
	Вибір схеми електропостачання цехів	20-22.12.2020 р	
	Розрахунок мережі електропостачання	23-25.12.2020 р	
	Розрахунок розподільчої мережі та мережі живлення заводу	25-27.12.2020 р	
	Розрахунок струмів короткого замикання в мережах	28-30.12.2020 р	
	Вибір апаратури в мережах 10 кВ	28-30.12.2020 р	
	Розрахунок та проектування цехової мережі	10-11.01.2021 р	
	Розрахунок компенсації реактивних струмів і вибір компенсуючих пристроїв	12-13.01.2021 р	
	Оцінка економічного збитку від зеиження якості електроенергії в системах електропостачання	13-14.01.2021 р	
	Перелік використаних джерел	16.01.2021 р	
	Оформлення графічної частини роботи	17-21.01.2021р	
	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	05.02.2021 р.	

Здобувач

_____ (підпис)

Сидоров В. О.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Шестеренко В.Є.

_____ (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Сидоров В. О. Дослідження системи електропостачання Вінницького заводу електротермічного обладнання з аналізом впливу відхилень напруги на ефективність її функціонування
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Національний університет харчових технологій, 2021 р.

У дипломній роботі на основі проведеної модернізації системи електропостачання для забезпечення надійного та безперебійного живлення, запропоновані заходи контролю ефективності використання електроенергії.

Проведений аналіз системи електропостачання підприємства на основі діючих методів розрахунку.

Проведено наступні розрахунки: силової мережі, потужності цехового обладнання, потужності і розміщення трансформаторних підстанцій та компенсуючих пристроїв; вибір і оптимізація числа і перерізів кабелів.

Виконано розрахунки струмів короткого замикання, на основі яких проведено вибір силового і комутаційного обладнання.

Запропоновано систему обліку та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання.

Проведено заходи по підвищенню якості електропостачання промислових підприємств, що розроблюється, є важливим кроком до становлення нового енергетичного рівня промисловості, що дозволить відійти від застарілих технологій, та забезпечити стабільне та налагоджене енергозабезпечення для всіх споживачів.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА ПОТУЖНІСТЬ, ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, РЕЖИМИ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ, ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ, ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

ANNOTATION

Sydorov V.O. Research of power supply system of Vinnytsia plant of electrothermal equipment with analysis of influence of voltage deviations on efficiency of its functioning

Theme magistersk work. 141 - Power , electrical and electrical engineering. National University of Food Technologies, 2021 .

In this diploma paper, on the basis of the modernization of the electrical supply system of the mechanical shop to provide reliable and uninterrupted power supply, measures to control the efficiency of electricity use are proposed.

An analysis of the company's power supply system is carried out on the basis of valid calculation methods.

The following calculations were carried out: lighting network, power plant equipment, capacity and placement of transformer substations and compensating devices; selection and optimization of the number of cross sections of cables.

The calculations of short-circuit currents were made, on the basis of which the choice of power and switching equipment was made..

An analysis of algorithm of data collection and processing is carried out.

The system of the accounting and measurement of the regime parameters of the power supply system is proposed.

Measures have been taken to improve the quality of electricity supply to industrial enterprises, is an important step towards the formation of a new energy level of industry , that allows move away from outdated technologies and ensure a stable and well-established energy supply for all consumers.

Keywords: ELECTRIC POWER, LOAD, ELECTRICITY ACCOUNTING, POWER CONSUMPTION REGIMES, LIGHTING LOAD, QUALITY OF ELECTRICITY

АННОТАЦИЯ

Сидоров В. А. Исследование системы электроснабжения Винницкого завода электротермического оборудования с анализом влияния отклонений напряжения на эффективность ее функционирования

Специальность 141 - Электроэнергетика, электротехника и электромеханика.

Национальный университет пищевых технологий, 2021 год.

В дипломной работе на основе проведенной модернизации системы электроснабжения для обеспечения надежного и бесперебойного питания, предложенные меры контроля эффективности использования электроэнергии. Проведенный анализ системы электроснабжения предприятия на основе действующих методов расчета.

Проведены следующие расчеты: силовой сети, мощности цехового оборудования, мощности и размещения трансформаторных подстанций и компенсирующих устройств; выбор и оптимизация числа и сечений кабелей. Выполнены расчеты токов короткого замыкания, на основе которых проведен выбор силового и коммутационного оборудования.

Предложена система учета и измерения режимных параметров системы электроснабжения.

Проведены мероприятия по повышению качества электроснабжения промышленных предприятий, разрабатывается, является важным шагом к становлению нового энергетического уровня промышленности, позволит отойти от устаревших технологий, и обеспечить стабильное и налажено энергообеспечения для всех потребителей.

Ключевые слова: ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ, электрическая мощность УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, режимов электропотребления, энергопотребления, КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

Зміст

Вступ.....	10
1. Стисла історія підприємства, важливі події його розвитку.....	14
1.1 Інформація про організаційну структуру підприємства.....	16
1.2 Опис обраної облікової політики.....	16
2. Розрахунок електричних навантажень заводу електротермічного обладнання.....	19
3. Картограма навантажень.....	27
4. Вибір трансформаторів ГПП на основі техніко-економічного розрахунку.....	31
5. Вибір системи напруг, числа і потужності та характеристик елементів зв'язку з ЕС.....	37
5.1. Вибір напруги мережі живлення.....	37
5.2. Вибір напруги розподільчої мережі заводу.....	37
6. Вибір кількості і потужності цехових підстанцій.....	39
7. Вибір схеми електропостачання цехів.....	43
8. Розрахунок мережі електропостачання.....	45
9. Розрахунок розподільчої мережі та мережі живлення заводу.....	47
9.1. Вибір кабелю, що відходить від ЕС до головного розподільчого пристрою.....	49
9.2. Вибір кабелів, що живлять трансформаторні Підстанції.....	50
10.Розрахунок струмів короткого замикання в мережах	
10 кВ та 0,4 кВ.....	51

11. Вибір апаратури в мережах 10 кВ.....	61
11.1. Вибір комутаційної апаратури.....	61
11.2. Вибір вимірювальних трансформаторів струму.....	72
11.3. Вибір вимірювальних трансформаторів Напруги.....	81
12. Розрахунок та проектування цехової мережі на напрузі 0,38 кВ.....	86
12.1. Визначення розрахункової потужності групи електроприймачів.....	87
12.2.Розрахункова потужність електроприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження.....	88
12.3. Визначення пікової потужності та пікового струму.....	91
12.4. Вибір автоматичного вимикача (АВ) від ТП1 до групи електроприймачів.....	91
12.5. Вибір кабельної лінії від ТП1 до групи силових пунктів.....	92
12.6. Вибір характеристик апаратів захисту.....	93
12.7. Вибір типу силового розподільчого пункту.....	95
12.8. Визначення перерізу струмоведучих елементів.....	96
12.9. Вибір діаметру труб.....	98
12.10. Розрахунок втрат напруги лінії живлення.....	99
12.11. Вибір магнітного пускача, провода від пускача до електроприймача та кнопки управління.....	100
13. Релейний захист та автоматика елементів системи електропостачання заводу.....	102
13.1. Розрахунок струмової відсічки.....	103
13.2. Розрахунок максимального струмового захисту.....	103
13.3. Опис роботи релейного захисту.....	104

14. Розрахунок компенсації реактивних струмів і вибір компенсуючих пристроїв.....	122
15. Оцінка економічного збитку від зейження якості електроенергії в системах електропостачання.....	127
Перелік використаних джерел.....	144

Вступ

Надійне електропостачання тісно пов'язане з якістю електроенергії, оскільки нормальним режимом електропостачання споживачів є такий режим, за якого споживачі отримують електроенергію безперебійно, в кількості заздалегідь узгодженій із електропередавальною організацією, і нормованої якості. Якість енергопостачання в умовах переходу на інноваційну модель розвитку перетворюється в вагомий фактор розвитку, а відхилення від встановлених параметрів якості електроенергії супроводжується значними втратами в сферах: - інформатизації та інформаційних послуг (бази даних і оперативної інформації, обробка й передача яких неможлива без сучасних комп'ютерно-інформаційних технологій, локально-обчислювальних мереж (ЛОМ)); - промислового виробництва (використання технічних засобів, оснащених окремими електронними деталями, блоками або вузлами інформаційного забезпечення і багатофункціонального призначення, підвищена чутливість до спотворень, перерв та якості електропостачання електронних елементів в роботі низьковольтних електродвигунів приводів гідронасосів, мікропроцесорної техніки, систем телекомунікацій, АСУ ТП та АСУ ПП, дорогого медичного обладнання, Інтернету). Аналіз спеціальних законів ряду держав у галузі електроенергетики показав, що всі нормативно-правові акти більшою мірою спрямовані на закріплення найбільш загальних норм у даній сфері. Стосовно подальшого вдосконалення розвитку законодавства в галузі електроенергетики, і зокрема питань, пов'язаних із якістю постачання електроенергії, то в кожній із держав прийняті свої нормативно-правові акти, що регулюють питання контролю надійності та якості послуг енергопостачання й захисту прав споживачів. Головний принцип – це скорочення доходів у разі, якщо не виконується певний цільовий показник якості. В Іспанії було запроваджено систему, в рамках якої мережні компанії мають компенсувати споживачам електроенергії збиток у зв'язку з низькою якістю продукції. В європейських країнах, США і Канаді на ринках електроенергії розроблені та діють індекси вимірювання надійності (стандарт IEEE 1366), що дають підставу органам регулювання вживати ряд адміністративних

заходів відносно тих компаній, які не забезпечують заданий рівень, в тому числі й шляхом накладання штрафних санкцій. Але слід пам'ятати, що використання позитивного досвіду іноземних держав має бути диференційованим і виваженим, має враховувати політико-економічні особливості України.

Мета і завдання дослідження. Метою дослідження є зниження втрат електроенергії в електричних мережах споживачів і енергопостачальних компаній шляхом розроблення та вдосконалення методів підвищення якості електроенергії, створення теоретичних засад та комплексного підходу до вирішення проблем приєднання до електричних мереж в терміни, передбачені Договорами про приєднання до електричних мереж, та згідно Правил стандартного приєднання, та приєднання, яке не є стандартним.

Для її реалізації поставлені і розв'язані наступні задачі:

- проведено аналіз стану енергетики України, технічної характеристики розподільчих мереж та нормативної бази щодо впровадження інновацій;
- здійснено класифікацію методів проведення оцінки інноваційної діяльності;
- визначено проблемні питання при впровадженні новітніх технологій;
- охарактеризовано нову ідеологію розвитку електроенергетики на основі концепції Smart Grids;
- технологічного та інноваційного рівня
- показано розрахунки на основі методу моделювання.

Предмет дослідження – збитки у споживачів та режими роботи їх.

Методи оцінки проблемних питань пов'язаних з інноваціями та алгоритми їх розв'язання.

Наукова новизна отриманих результатів.

Отримали подальший розвиток підходи щодо впровадження заходів з підвищення якості електроенергії на промисловому підприємстві, щодо впровадження заходів з автоматизації систем обліку та контролю електроенергії, що дозволить знизити витрати на електричну енергію.

Практичне значення отриманих результатів

Заходи по підвищенню якості електропостачання промислових підприємств, що розроблюється, є важливим кроком до становлення нового енергетичного рівня промисловості, що дозволить відійти від застарілих технологій, та забезпечити стабільне та налагоджене енергозабезпечення для всіх споживачів.

Список скорочень

ЛЕП – лінія електропередавання

АЕС – атомна електростанція

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ВЕС – вітрова електрична станція

ОЕС – об'єднана електроенергетична система України

ЕМ – електричні мережі

ТЕС – теплова електростанція

СЕС – сонячна електростанція

СЕП – система електропередавання

1. Стисла історія підприємства, важливі події його розвитку

ВАТ "Електронагрівач" - промислове підприємство, яке спеціалізується на випуску трубчастих електронагрівачів (ТЕН), електротермічного обладнання на їх основі, меблів і обладнання для закладів освіти, меблів офісних, кухонних та інше. Історія підприємства започаткована у 1957 році, коли в приміщеннях колишньої машино-тракторної станції було створено ремонтно-електромеханічний завод. В 1960 році змінились як спеціалізація та назва, так і підпорядкованість заводу. Підприємство було перепідпорядковане Міністерству електротехнічної промисловості, та отримало назву Завод електротермічного обладнання, яке одним з перших в країні освоїло виробництво ТЕНів. В подальшому підприємство стало одним із найбільших виробників такої продукції. У вересні 1994 року в процесі корпоратизації завод було перетворено у ВАТ "Електронагрівач" із статутним фондом 300491,00 грн. На протязі 1995-2000 років акції підприємства були повністю реалізовані фізичним та юридичним особам за грошові кошти, майнові та компенсаційні сертифікати. Державна частка в статутному фонді відсутня. В 1997-1998р.р. підприємство перебувало в надзвичайно тяжкому фінансово-економічному стані, що було викликано суттєвим скороченням обсягів виробництва електротермічної продукції на тлі загальних кризових явищ в Україні і втратою ринків збуту в країнах СНД. Лише в 1999 році, завдячуючи виробничому, фінансово-економічному та науково-технічному співробітництву з НВП "Промінь" - власником контрольного пакету акцій ВАТ "Електронагрівач", намітились тенденції стабілізації і поступового зростання. За рахунок інвестицій, науково-технічної власності НВП "Промінь" і технічного, виробничого і кадрового потенціалу ВАТ було проведено реконструкцію одного із виробничих корпусів під виробництво по випуску меблів і обладнання для закладів освіти. В результаті було створено понад 200 нових робочих місць. Обсяги виробництва в 2000 році у порівнянні з 1999 роком зросли в 4 рази. Протягом 1999-2001рр. за рахунок інвестицій, науково-технічної власності НВП "Промінь" та технічного, виробничого, кадрового потенціалу

ВАТ на підприємстві виконано значний обсяг робіт по частковому перепрофілюванню виробництва і створенню значних виробничих потужностей по випуску меблів і обладнання для закладів освіти, побутових та офісних меблів. Загальна сума фінансових вкладень в становлення та розвиток меблевого виробництва за цей період перевищила 2.5 млн.грн. Створені і успішно функціонують два нових виробничих підрозділи: цех по виробництву металокаркасних меблів і цех деревообробки (по виробництву меблів із ДСП і дошок для аудиторій). Додаткове завантаження отримали металообробне та гальванічне виробництво, цеху трубчатих електронагрівачів, де здійснюється випуск металовиробів - комплектуючих для меблевої продукції. Закуплено і введено в експлуатацію десятки одиниць унікального деревообробного, електрозварювального, фарбувального обладнання, розроблено і виготовлено різноманітне технологічне оснащення, створені належні виробничі умови для забезпечення високопродуктивної і безпечної праці. Проведені заходи по технічному переоснащенню підприємства дозволили створити понад 250 нових робочих місць. Здійснений перерозподіл функціональних завдань конструкторського відділу НВП "Промінь" і відділу інженерно-технічного забезпечення заводу дозволив першим більш предметно займатися пошуком сучасних конструкторсько-дизайнерських рішень і розробкою конкурентно-спроможної меблевої продукції, а другим - поставкою її на виробництво, вдосконалення існуючих і впровадженням нових технологічних процесів. Відповідний перерозподіл функцій здійсненої між підрозділами, які вирішують питання матеріально-технічного забезпечення виробництва і збуту меблевої продукції, в т.ч. і за межами України. Незважаючи на те, що останні два роки основні зусилля колективу були направлені на освоєння і розвиток меблевого виробництва, підприємству вдалось не допустити спаду проти рівня 1999 року обсягів випуску. Обсяги промислового виробництва у 2001 році у порівнянні з 1999 роком зросли більш ніж у 10 разів.

1.1 Інформація про організаційну структуру підприємства

Виробничу структуру підприємства складають: 1. Цехи основного виробництва: 1.1. Цех №1 - по виробництву трубчатих електронагрівачів (ТЕН) і електротермічного обладнання (ЕТО). 1.2. Цех №2 - по виробництву металокаркасних меблів. 1.3. Цех №3 - по виробництву меблів із ДСП і аудиторських дошок. 2. Технічні і допоміжні служби: 2.1. Відділ інженерно-технічного забезпечення виробництва, до складу якого входять конструкторсько-технологічна група та інструментально-ремонтно-механічна дільниця. 2.2. Відділ головного енергетика. 2.3. Відділ технічного контролю, метрології, екології і випробувань. 2.4. Транспортна дільниця. 2.5. Ремонтно-будівельна дільниця. 2.6. Відділ охорони праці і пожежної безпеки. 2.7. Адміністративно-господарська служба. 3. Інші відділи: 3.1. Бухгалтерія. 3.2. Відділ кадрів і підготовки кадрів. 3.3. Відділ економіки. 3.4. Відділ матеріально-технічного забезпечення і збуту (із складським господарством).

1.2 Опис обраної облікової політики

Облікова політика підприємства базується на журнально-ордерній системі методом подвійного запису господарських операцій. Фінансова звітність відповідає вимогам МСБО і надається у форматі, який визначається НП(С)БО. Основні засоби відображені у звітності за фактичною собівартістю за вирахуванням накопиченої амортизації. Амортизація основних засобів здійснюється методом прямолінійного списання, виходячи із строків корисної експлуатації. Запаси - сировина, матеріали, паливо, запасні частини, тара, готова продукція, МШП обліковуються за собівартістю, яка включає витрати на придбання, доставку. Інформація про основні види продукції або послуг, що їх виробляє чи надає емітент, перспективність виробництва окремих товарів, надання послуг.

Підприємство здійснює випуск: ТЕНів різноманітної номенклатури (двохкінцеві та однокінцеві, круглого і овального перерізів, діаметром від 5,5 до 20 мм, довжиною від 0,1 до 6,3 м і т.ін.) для нагріву води, повітря,

агресивних розчинів, металів, газів і інших середовищ; електротермічного обладнання з використанням ТЕНів (блоки потужністю до 180 кВт, водонагрівачі, електрокалорифери та інше); різноманітних меблів для: шкільних і дошкільних закладів (стілці, столи, дошки для аудиторій), офісів, побутових приміщень. Основними ринками збуту електронагрівачів трубчастих та електротермічного обладнання є Україна - 80,45% та країни СНД (Росія та країни Балтії) - 19,55%. Меблева продукція на 88,41% реалізується в Україні, а решта - в країнах СНД.

Тенденції стабілізації і подальшого розвитку промислового виробництва в Україні дозволяють сподіватися, що в недалекому майбутньому електротермічна продукція знайдеширокий попит у вітчизняних товаровиробників і споживачів. У зв'язку з цим ВАТ "Електронагрівач" передбачає в найближчі рік-два провести суттєве технічне переоснащення виробничих потужностей по випуску ТЕН і електротермічного обладнання. Конкурентами з виробництва електронагрівачів трубчастих та електротермічного обладнання є підприємства: України (НВП "Електрон-Т" м.Львів, фірма "Агротехналадка" м.Харків); Росії (ВАТ "Термал" м.Н.Новгород); Білорусі (ЗАТ "Адиполь" селище Кунцевщина). З виробництва меблевої продукції основними конкурентами на ринку є підприємства м.Києва (фірма "Меркс", ВАТ "Південь", фірма "Спецмеблі"). Серед істотних проблем, які в значній мірі стримують розвиток виробництва, його технічне переоснащення, досягнення позитивного фінансового результату, можна виділити: 1. Незадовільна макроекономічна ситуація в державі і, як наслідок, недостатня купівельна спроможність, зокрема, шкільних і дошкільних закладів та населення, які могли бути споживачами меблевої продукції. Слід відзначити, що виробничі потужності по випуску ТЕНів і ЕТО використовуються лише на 10%, а меблевого виробництва близько на 50%, що свідчить про значний виробничий і технічний потенціал підприємства, повне використання якого залежить від ситуації в країні, рівня платоспроможного попиту на вітчизняному ринку. Значний рівень податкового навантаження,

особливо на фонд оплати праці та нестабільність податкового законодавства. Постійне зростання цін і тарифів на енергоносії, металопрокат, паливно-мастильні матеріали, транспортні перевезення. Досить високі кредитні ставки і обтяжлива процедура оформлення кредитних угод. Складність, тривалість і затратність дозвільних і узгоджувальних процедур при проведенні реконструкції і новому будівництві об'єктів виробничого призначення. Складність і тривалість процедур митного оформлення при здійсненні імпортно-експортних операцій. Тематичною перевіркою дотримання вимог чинного валютного законодавства за період з 01.04.2001р. по 30.06.2002р. нарахована пеня за порушення ст.2 Закону України "Про порядок здійснення розрахунків в іноземній валюті" від 23.04.94 №185/94-ВР в сумі 23620,81 грн. Сума сплачена до бюджету. Інших штрафів у 2002 році не було.

За звітний рік підприємство не має боргів перед бюджетами всіх рівнів і цільовими позабюджетними фондами. Заборгованості по заробітній платі немає. Зарплата виплачувалась своєчасно, її середньомісячний рівень у порівнянні з 2001 роком зріс на 5%. У звітному періоді відбулося зниження обсягів виробництва продукції і виручки від реалізації. Так, обсяг виробленої промислової продукції (робіт, послуг) в діючих цінах склав 13,29 млн.грн., що становить 92% від рівня 2001 року. Виручка від реалізації продукції становить 14,75 млн.грн. (94,6% від рівня 2001 року). Допущене зниження об'ємних показників пояснюється в першу чергу тим, що два зовнішньо-економічних контракти на поставку в країни СНД меблів для закладів освіти (загальна сума контрактів в еквіваленті національної валюти становить 13,4 млн.грн.) із-за фінансових проблем замовників виконані лише частково. Зрозуміло, що компенсувати такі обсяги за рахунок замовлень внутрішнього ринку підприємству не вдалося. Хоча обнадійливою є та обставина, що згадані вище контракти будуть пролонговані на 2003 рік, що дозволить повністю завантажити меблеве виробництво на протязі 4-5 місяців. Підприємство у звітному році не змогло забезпечити позитивний фінансовий результат. Отримані збитки від звичайної діяльності в сумі 166,4 тис.грн. Правда, це на

35% менше ніж за 2001 рік. Збитковість виробництва обумовлена, як зовнішніми факторами (зростання цін на енергоносії, металопрокат, тарифів на вантажні перевезення та інше), так і внутрішніми (високий рівень енергозатрат, витрати від браку та інше). З метою забезпечення прибутковості в 2003 році планується проводити більш гнучку цінову політику, ефективний пошук більш дешевих матеріалів та комплектуючих, реалізувати заходи по суттєвому зниженню непродуктивних витрат виробництва.

Невиконаних договорів підприємство немає. У 2002 році Товариство уклало 12 договорів, з них: 1 договір на загальну суму 300 тис.дол.США, 1 договір на загальну суму 400 тис. євро та 10 договорів на загальну суму 15 млн.грн. У 2003 році Товариство вже уклало 2 зовнішньоекономічних контракти (на 1 млн.дол.США та 1600 євро) та 4 внутрішньоекономічних на загальну суму 12 млн.грн.

2. Розрахунок електричних навантажень заводу електротермічного обладнання

Визначення електричних навантажень є першим і дуже важливим етапом проектування, оскільки величини електричних навантажень є вихідними даними для розв'язання комплексу технічних і пов'язаних з ними економічних питань, які виникають при проектуванні систем електропостачання. За величинами електричних навантажень вибирають елементи систем електропостачання, визначають втрати потужності. Від правильної оцінки очікуваних навантажень залежать: величина капітальних витрат в систему електропостачання(СЕП), надійність роботи та термін експлуатації СЕП або окремих її елементів, експлуатаційні витрати тощо.

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 компенсуючи 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 термін служби елементів системи електропостачання (кабелів, трансформаторів тощо) зменшиться і вони будуть аварійно виходити з ладу. Якщо ж 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.

Є декілька методів визначення розрахункової потужності підприємств. Якщо відомі потужності електричних приймачів підприємства, то доцільно використовувати досить точний метод розрахунку розрахункової потужності: метод коефіцієнту максимуму.

При проведенні розрахунку усі споживачі, що є на підприємстві (окрім таких, що працюють в короткочасному режимі і резервних, при визначенні розрахункової потужності групи споживачів не враховуються) поділяють на дві групи:

- 1) споживачі, які працюють за постійним графіком навантаження;
- 2) споживачі, що працюють за змінним графіком навантаження. Для вказаних груп споживачів подальші розрахунки проводяться окремо. Порядок розрахунку розрахункової потужності для вищезгаданих підгруп споживачів наведено нижче.

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

Алгоритм розрахунку наводиться нижче.

Для прикладу розрахуємо навантаження механічного цеху. Дані для розрахунку:

- кількість електроприймачів $n=90$;
- установлена потужність усіх електроприймачів $P_{ном}=2400$ кВт;
- коефіцієнт використання $K_B=0,2$ [1];
- коефіцієнт потужності $\cos \varphi=0,65$ [1].

Визначаємо коефіцієнт m :

$$m = \frac{P_{ном}^{макс}}{P_{ном}^{мін}} = \frac{75}{1,5} = 50.$$

Середня потужність за максимальну завантажену зміну:

$$P_{CM} = K_B \cdot P_{ном} = 0,2 \cdot 2400 = 480 \text{ кВт};$$

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 480 \cdot 1,16 = 556,8 \text{ квар.}$$

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

$$n_e = \frac{2 \sum P_{ном}}{P_{ном}^{макс}} = \frac{2 \cdot 2400}{75} = 64.$$

Якщо $m > 3$ і $K_B^{гp} > 0,3$, то коефіцієнт максимуму визначається за функцією $K_M = f(n_e; K_B^{гp})$ [1]:

$$K_M = 1,18.$$

Розрахункове активне навантаження:

$$P_p = K_M \cdot P_{CM} = 1,18 \cdot 480 = 566,4 \text{ кВт};$$

так як $n_e = 23$, то реактивна складова визначається так:

$$Q_p = Q_{CM} = 556,8 \text{ квар.}$$

Аналогічно розраховується навантаження для інших цехів заводу і результати зводяться у табл. 3.

Сумарна потужність низьковольтного обладнання підприємства:

$$P_{\Sigma номНН} = \sum_{i=1}^{27} P_{номі} = 2400 + 530 + 680 + 700 + 150 + 480 + 240 + 550 + 380 + 20 + 2600 + 2300 + \\ + 380 + 120 + 400 + 500 + 480 + 800 + 760 + 680 + 300 = 15450 \text{ кВт}$$

Визначаємо сумарний коефіцієнт m :

$$m = \frac{P_{ном}^{макс}}{P_{ном}^{мін}} = \frac{200}{0,8} = 250$$

Сумарна середня потужність за максимальну завантажену зміну:

$$P_{\Sigma \text{смHH}} = \sum_{i=1}^{27} P_{\text{см}i} = 480 + 106 + 204 + 140 + 30 + 288 + 48 + 330 + 76 + 60 + 80 + 100 + 240 + 400 + 380 + 340 + 150 = 4518 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma \text{смHH}} = \sum_{i=1}^{27} Q_{\text{см}i} = 561,18 + 123,93 + 208,12 + 123,47 + 35,07 + 216 + 56,12 + 336,67 + 88,85 + 4,84 + 607,95 + 537,8 + 88,85 + 52,92 + 93,53 + 102,02 + 244,85 + 300 + 387,68 + 346,87 + 153,03 = 4669,8 \text{ квар.}$$

Коефіцієнт потужності:

$$\cos \phi = \cos \left(\arctg \left(\frac{Q_{\Sigma \text{смHH}}}{P_{\Sigma \text{смHH}}} \right) \right) = \cos \left(\arctg \left(\frac{4669,8}{4518} \right) \right) = 0,69.$$

Коефіцієнт використання електроприймачів:

$$k_B = \frac{P_{\Sigma \text{смHH}}}{P_{\Sigma \text{номHH}}} = \frac{4518}{15450} = 0,29.$$

Ефективна кількість електроприймачів:

$$n_e = \frac{2 \cdot 15450}{75} = 412.$$

Знаходимо коефіцієнт максимуму: $K_M = 1,31$.

Сумарна розрахункова потужність:

$$P_{pHH} = \sum_{i=1}^{27} P_{pi} = 564 + 162,82 + 266,01 + 223,88 + 49,675 + 344,32 + 91,65 + 469,16 + 122,49 + 16,913 + 604,47 + 518,79 + 120,79 + 82,666 + 202,41 + 152,17 + 327,17 + 523,44 + 475,18 + 446,74 + 185,56 = 5026,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{pHH} = \sum_{i=1}^{27} Q_{pi} = 561,18 + 123,93 + 208,12 + 123,47 + 216 + 61,73 + 370,33 + 88,854 + 5,32 + 607,95 + 537,8 + 88,854 + 58,207 + 102,88 + 102,02 + 244,85 + 300 + 387,68 + 346,87 + 153,03 = 4724,16 \text{ квар.}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{5026,9^2 + 4724,16^2} = 6898,36 \text{ кВА}$$

Розрахункова потужність всього підприємства при коефіцієнті одночасності роботи всіх електроприймачів $K_B = 0,29$.

$$P_p = K_B \cdot P_{\Sigma p} = 0,29 \cdot 5026,9 = 1457,8 \text{ кВт};$$

$$Q_p = K_B \cdot Q_{\Sigma p} = 0,29 \cdot 4724,16 = 1370 \text{ кВт};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{1457,8^2 + 1370^2} = 2000,52 \text{ кВА}.$$

№	Найменування	п, шт.	Рном(усіх), кВт	Рном макс, кВт	Рном мін, кВт	m	Кв	cos(fi)	tg(fi)	Рсм, кВт	Qсм, квар	Ne	Кмакс	Pr, кВт	Qr, квар	Sp, кВА
№ 1	Цех механічний корпусу №1	90	2400	75	1,5	50	0,2	0,65	1,17	480	561,18	64	1,18	564	561,18	795,63
№ 2	Цех складальний корпусу №1	40	530	50	0,8	62,5	0,2	0,65	1,17	106	123,93	21,2	1,54	162,82	123,93	204,62
№ 3	Цех допоміжних служб	55	680	40	5	8	0,3	0,7	1,02	204	208,12	34	1,3	266,01	208,12	337,75
№ 4	Цех ковальський	40	700	80	6	13,3	0,2	0,75	0,88	140	123,47	17,5	1,6	223,88	123,47	255,67
№ 5	Цех стандартного обладнання	15	150	20	1	20	0,2	0,65	1,17	30	35,07	15	1,66	49,675	35,074	60,809
№ 6	Цех лиття	20	480	50	5	10	0,6	0,8	0,75	288	216	19,2	1,2	344,32	216	406,46
№ 7	Цех металопокриттів	18	240	55	6	9,17	0,2	0,65	1,17	48	56,12	8,73	1,91	91,65	61,73	110,5
№ 8	Компресорна	7	550	200	30	6,67	0,6	0,7	1,02	330	336,67	5,5	1,42	469,16	370,33	597,71
№ 9	Інженерно-конструкторський корпус	20	380	45	2	22,5	0,2	0,65	1,17	76	88,85	16,9	1,61	122,49	88,854	151,32
№ 10	Їдальня корпусу №1	5	20	10	1	10	0,5	0,9	0,48	10	4,84	4	1,69	16,913	5,3275	17,732
№ 11	Цех механічний корпусу №2	150	2600	70	14	5	0,2	0,65	1,17	520	607,95	74,3	1,16	604,47	607,95	857,31
№ 12	Цех складальний корпусу №2	120	2300	35	0,8	43,8	0,2	0,65	1,17	460	537,8	120	1,13	518,79	537,8	747,24
№ 13	ЦЗЛ	18	380	40	5	8	0,2	0,65	1,17	76	88,85	18	1,59	120,79	88,854	149,95
№ 14	Депо електрокар	10	120	20	5	4	0,5	0,75	0,88	60	52,92	10	1,38	82,666	58,207	101,1
№ 15	Насосна	4	400	100	100	1	0,2	0,65	1,17	80	93,53	4	2,53	202,41	102,88	227,06
№ 16	Експериментальний цех СКБ	40	500	45	3,5	12,9	0,2	0,7	1,02	100	102,02	22,2	1,52	152,17	102,02	183,2
№ 17	Лабораторія опору	20	480	90	10	9	0,5	0,7	1,02	240	244,85	10,7	1,36	327,17	244,85	408,65
№ 18	Машинний цех	14	800	40	10	4	0,5	0,8	0,75	400	300	14	1,31	523,44	300	603,31
№ 19	Лабораторія вакуумних печей	20	760	70	30	2,33	0,5	0,7	1,02	380	387,68	20	1,25	475,18	387,68	613,26
№ 20	Лабораторія дугових печей	17	680	100	9	11,1	0,5	0,7	1,02	340	346,87	13,6	1,31	446,74	346,87	565,59
№ 21	Лабораторія металографічна	22	300	20	5	4	0,5	0,7	1,02	150	153,03	22	1,24	185,56	153,03	240,52
Під		745	15450	200	0,8	250	0,29	0,695	1,03	4518	4669,8	155	1,11	5026,9	4724,16	6861,2

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

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

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

Для головного корпусу:

$$P_{p,o} = 17 \cdot 1788,75 \cdot 10^{-3} = 30,41 \text{ кВт.}$$

Аналогічно проводиться розрахунок і для інших приміщень заводу. Результати зведені у табл.4.

Таблиця 2.1.

№ п/п	Найменування	Р _о ном, Вт/м ²	F,м ²	Р _p (0)
№ 1	Цех механічний корпусу №1	17	1788,75	57,78
№ 2	Цех складальний корпусу №1	17	1788,75	28,89
№ 3	Цех допоміжних служб	13	1586,25	19,59
№ 4	Цех ковальський	13	708,75	7,83
№ 5	Цех стандартного обладнання	13	1788,75	44,18
№ 6	Цех лиття	13	1080	26,68
№ 7	Цех металопокриттів	12	506,25	5,77
№ 8	Компресорна	8	236,25	1,51
№ 9	Інженерно-конструкторський корпус	12	780	7,49
№ 10	Їдальня корпусу №1	8	729	5,83
№ 11	Цех механічний корпусу №2	15	1512	43,09
№ 12	Цех складальний корпусу №2	15	1836	52,33
№ 13	ЦЗЛ	14	117	1,64
№ 14	Депо електрокар	8	535,5	2,57
№ 15	Насосна	10	405	3,44
№ 16	Експериментальний цех СКБ	10	450	7,65
№ 17	Лабораторія опору	14	630	6,17
№ 18	Машинний цех	15	648	18,47
№ 19	Лабораторія вакуумних печей	14	648	6,35
№ 20	Лабораторія дугових печей	14	672,75	6,59
№ 21	Лабораторія металографічна	14	337,75	3,30995
підсумок		269	18784,75	357,1624
зовнішнє освітлення		0,15	52090,25	7,81
Всього				364,9724

Розрахункова потужність освітлення :

$$P_{\Sigma P.O} = \sum_{i=1}^{21} P_{P.Oi} = 57,78 + 28,89 + 19,59 + 7,83 + 44,18 + 26,68 + 5,77 + 1,51 + 7,49 + 5,83 + \\ + 43,09 + 52,33 + 1,64 + 2,57 + 3,44 + 7,65 + 6,17 + 18,47 + 6,35 + 6,59 + 3,30 = 357,162 \text{ кВт.}$$

Повна розрахункова потужність підприємства:

$$S_P = \sqrt{(P_P + P_{\Sigma P.O})^2 + Q_P^2} = \sqrt{(1457,8 + 357,162)^2 + 1370^2} = 2273,98 \text{ кВА.}$$

3. Картограма навантажень

Картограма навантажень будується для генплану заводу, який зображено на листі 1. Картограма навантажень підприємства являє собою розміщені по генплану круги, причому площі, обмежені цими окружностями, в масштабі

$m \cdot p \cdot r^2$ дорівнює навантаженню цехів підприємства. Для кожного цеху будується свій круг, центр якого співпадає з центром електричних навантажень цеху. Для спрощення побудови картограми вважають, що навантаження цеху рівномірно розподілене по його площі.

ГПП, а також цехові підстанції необхідно намагатися розташувати як можна ближче до центрів навантажень, оскільки це дозволяє наблизити вищу напругу до центра споживання електричної енергії і значно скоротити протяжність як мереж високої, так і низької напруги, а також зменшити витрати провідникового матеріалу і зменшити втрати електроенергії в розподільних мережах.

Картограма навантажень дозволяє також безпосередньо представити розподілення електричних навантажень по території підприємства.

Радіус кола i -го цеха можна визначити за формулою:

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

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

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

- а) розрахункове навантаження електроприймачів з $U_{\text{ном}} \leq 1000 \text{ В}$;
- б) розрахункове освітлювальне навантаження;
- в) розрахункове навантаження електроприймачів з $U_{\text{ном}} > 1000 \text{ В}$.

Кут, що обмежує сектор освітлювального навантаження:

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

Кут, що обмежує сектор високовольтного навантаження:

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

Для механічного цеху:

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{p\Sigma i}}{\pi m}} = \sqrt{\frac{621,78}{\pi \cdot 1}} = 14,07 \text{ мм};$$

$$\alpha^o = \frac{P_{p.O}}{P_{p\Sigma}} \cdot 360^o = \frac{57,78}{621,78} \cdot 360^o = 33,45^o,$$

Центри навантажень усіх приміщень визначаємо графічно.

Аналогічно ведеться розрахунок для інших цехів. Результати заносимо в табл. 5.

Таблиця 3.1.

№ п/п	Найменування	Р _о ном,Вт/м2	F,м2	Р _p (0)	К _п	N _п	Р _p (нн)	Р _p (сум)	R	J(град)
№ 1	Цех механічний корпусу №1	17	1788,75	57,78	0,95	2	564	621,78	14,07	33,45
№ 2	Цех складальний корпусу №1	17	1788,75	28,89	0,95	1	162,82	191,71	7,81	54,25
№ 3	Цех допоміжних служб	13	1586,25	19,59	0,95	1	266,01	285,6	9,54	24,69
№ 4	Цех ковальський	13	708,75	7,83	0,85	1	223,88	231,71	8,59	12,17
№ 5	Цех стандартного обладнання	13	1788,75	44,18	0,95	2	49,68	93,86	5,47	169,45
№ 6	Цех лиття	13	1080	26,68	0,95	2	344,32	371	10,87	25,89
№ 7	Цех металопокриттів	12	506,25	5,77	0,95	1	91,65	97,42	5,57	21,32
№ 8	Компресорна	8	236,25	1,51	0,8	1	469,16	470,67	12,24	1,15
№ 9	Інженерно-конструкторський корпус	12	780	7,49	0,8	1	122,49	129,98	6,43	20,74
№ 10	Їдальня корпусу №1	8	729	5,83	1	1	16,91	22,75	2,69	92,25
№ 11	Цех механічний корпусу №2	15	1512	43,09	0,95	2	604,47	647,56	14,36	23,96
№ 12	Цех складальний корпусу №2	15	1836	52,33	0,95	2	518,79	571,12	13,49	32,99
№ 13	ЦЗЛ	14	117	1,64	1	1	120,79	122,43	6,24	4,82
№ 14	Депо електрокар	8	535,5	2,57	0,6	1	82,67	85,24	5,21	10,85
№ 15	Насосна	10	405	3,44	0,85	1	202,41	1405,9	8,1	0,88
№ 16	Експериментальний цех СКБ	10	450	7,65	0,85	2	152,17	159,82	7,13	17,23
№ 17	Лабораторія опору	14	630	6,17	0,7	1	327,17	333,34	10,3	6,66
№ 18	Машинний цех	15	648	18,47	0,95	2	523,44	541,91	13,14	12,27
№ 19	Лабораторія вакуумних печей	14	648	6,35	0,7	1	475,18	481,53	12,38	4,75
№ 20	Лабораторія дугових печей	14	672,75	6,59	0,7	1	446,74	453,33	12,02	5,23
№ 21	Лабораторія металографічна	14	337,75	3,30995	0,7	1	185,56	188,87	7,76	6,31
підсумок		269	18784,75	357,1624		28	5026,9	6307,5		
зовнішнє освітлення		0,15	52090,25	7,81	1					

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

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

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}} = (621,78 \cdot 206 + 191,71 \cdot 206 + 285,6 \cdot 280,69 + 231,71 \cdot 230,01 + 93,86 \cdot 205,23 + 371 \cdot 230,01 + 97,42 \cdot 40,03 + 470,67 \cdot 44,67 + 129,98 \cdot 49,98 + 22,75 \cdot 319,59 + 647,56 \cdot 470,7 + 571,12 \cdot 470,7 + 122,43 \cdot 428,96 + 85,24 \cdot 457,32 + 205,85 \cdot 448,26 + 159,82 \cdot 180,02 + 333,34 \cdot 180,02 + 541,91 \cdot 262,23 + 481,53 \cdot 262,23 + 453,33 \cdot 352,88 + 188,87 \cdot 406,98) / (621,78 + 191,71 + 285,6 + 231,71 + 93,86 + 371 + 97,42 + 470,67 + 129,98 + 22,75 + 647,56 + 571,12 + 122,43 + 85,24 + 205,85 + 159,82 + 333,34 + 541,91 + 481,53 + 453,33 + 188,87 = 284,7 ;$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}} = (621,78 \cdot 141,83 + 191,71 \cdot 117,82 + 285,6 \cdot 202,38 + 231,71 \cdot 202,38 + 93,86 \cdot 225,61 + 371 \cdot 202,38 + 97,42 \cdot 261,05 + 470,67 \cdot 184,36 + 129,98 \cdot 104,66 + 22,75 \cdot 40,16 + 647,56 \cdot 138,24 + 571,12 \cdot 162,26 + 122,43 \cdot 152,11 + 85,24 \cdot 219,62 + 205,85 \cdot 70,06 + 159,82 \cdot 324,65 + 333,34 \cdot 306,06 + 541,91 \cdot 323,29 + 481,53 \cdot 304,7 + 453,33 \cdot 313,99 + 188,87 \cdot 303,15) / (621,78 + 191,71 + 285,6 + 231,71 + 93,86 + 371 + 97,42 + 470,67 + 129,98 + 22,75 + 647,56 + 571,12 + 122,43 + 85,24 + 205,85 + 159,82 + 333,34 + 541,91 + 481,53 + 453,33 + 188,87 = 213,69 ;$$

де n – кількість будівель.

X_i, Y_i – координати центра навантажень окремої споруди.

4. Вибір трансформаторів ГПП на основі техніко-економічного розрахунку.

В системі електропостачання виробничого підприємства потужність силових трансформаторів повинна забезпечувати в нормальних умовах живлення усіх електроприймачів.

При виборі потужності трансформаторів слід намагатися дотримуватися економічно доцільного режиму роботи та резервування живлення електроприймачів при відключенні одного з трансформаторів, при чому навантаження трансформаторів у нормальних умовах не повинно скорочувати його дійсний термін служби. Надійність електропостачання досягається за рахунок установлення на підстанції двох трансформаторів, які працюють окремо. За умови, що будь-який з трансформаторів, що залишились у роботі, забезпечить повністю чи з деякими обмеженнями потрібну потужність.

1. Задана реактивна потужність, яку може споживати ГПП під час

максимального навантаження - $Q_e^! = 900$ квар.

2. Реактивна потужність, яку необхідно компенсувати:

$$Q_{xy} = Q_p - Q_e^! = 2181 - 900 = 1281 \text{ квар.}$$

3. Визначаємо загальне розрахункове навантаження на шинах ГПП:

$$S_{pmn} = \sqrt{\left(P_{p2nn-} + P_{p2nn} + P_{p2onn}\right)^2 + \left(Q_{p2nn} - Q_{xy.zn}\right)^2} = \sqrt{3325^2 + (2181 + 1281)^2} = 3444$$

Помічаємо два можливих варіанти потужності трансформаторів ГПП заводу з урахуванням допустимих перенавантажень.

Перший варіант: два трансформатора по 4 МВ А. У години максимуму коефіцієнт навантаження дорівнює:

$$K_3 = \frac{S_M}{2 \cdot S_H} = \frac{3444}{2 \cdot 4000} = 0,43,$$

Другий варіант: два трансформатори по 6,3 МВ А.

$$K_3 = \frac{3444}{2 \cdot 630} = 0,3$$

В нормальному режимі трансформатори будуть працювати з неповним навантаженням.

Перевіримо можливість роботи одного трансформатора по кожному варіанту при відключенні другого, а трансформатор, яких залишиться у першому та другому варіанті, може пропустити потужність рівну:

$$S = 1,4 \cdot S_{нтр};$$

$$S_1 = 1,4 \cdot 4000 = 5600 \text{ кВ А};$$

$$S_{11} = 1,4 \cdot 6300 = 8820 \text{ кВ А};$$

Для техніко-економічного розрахунку вибираємо два трансформатора: ТМН - 4000/35, ТМН - 6300/35, дані заносимо до таблиці 4.1.

Таблиця 4.1.

ТМН – 4000/35	ТМН – 6300/35
$\Delta P_{x.x.} = 5,7 \text{ кВт}$	$\Delta P_{x.x.} = 8 \text{ кВт}$
$\Delta P_{к.з.} = 33,5 \text{ кВт}$	$\Delta P_{к.з.} = 46,5 \text{ кВт}$
$V_{к.з.} = 7,5\%$	$V_{к.з.} = 7,5\%$
$I_{x.x.} = 1\%$	$I_{x.x.} = 0,9\%$

Визначаємо втрати потужності та енергії в трансформаторі.

Втрати активної енергії холостого ходу:

$$\Delta Q_{x.x.} = S_{ном} \cdot \frac{I_{x.x.\%}}{100};$$

Реактивні втрати к.з.:

$$\Delta Q_{к.з.} = S_{ном} \cdot \frac{V_{к.з. \%}}{100};$$

Наведені втрати реактивної потужності холостого ходу та короткого замикання:

$$\Delta P_{х.х.}^! = \Delta P_{х.х.} + K_e + \Delta Q_{х.х.};$$

$$\Delta P_{к.з.}^! = \Delta P_{к.з.} + K_e + \Delta Q_{к.з.};$$

де $K_e 0,05 \frac{кВт}{квар}$ - економічний еквівалент реактивної потужності.

Проводимо розрахунок для двох варіантів і результати зводимо в таблицю 4.2.

Таблицю 4.2.

Вид втрат	1 варіант	2 варіант
$\Delta Q_{х.х.}, \text{ квар}$	40	56,7
$\Delta Q_{к.з.}, \text{ квар}$	300	47,3
$\Delta P_{х.х.}^!, \text{ кВт}$	7,7	10,8
$\Delta P_{к.з.}^!, \text{ кВт}$	48,5	70,2

Залежність втрат потужності від перенавантаження в одному трансформаторі:

$$\Delta P_m = \Delta P_{х.х.}^! + K_3^2 \Delta P.$$

Для однофазного трансформатора по першому варіанту залежність втрат потужності виражається у вигляді:

$$\Delta P_{4000} = 7,7 + K_3^2 \cdot 48,5 \text{ кВт};$$

для двох паралельно працюючих трансформаторів :

$$\Delta P_{2 \cdot 4000} = 2 \cdot 7,7 + K_3^2 \cdot 2 \cdot 48,5 \text{ кВт};$$

Для другого варіанту:

$$\Delta P_{6300} = 10,8 + K_3^2 \cdot 70,2 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{2 \cdot 6300} = 2 \cdot 10,8 + K_3^2 \cdot 2 \cdot 70,2 \text{ кВт};$$

Знайдемо навантаження, при яких необхідно працювати з двома трансформаторами:

1 варіант.

Для трансформатора 4000 кВ А:

$$S_{x.4000} = S_n \sqrt{n(n-1) \frac{\Delta P_{x.x.}^!}{\Delta P_{k.3.}^!}} = 4000 \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{7,7}{48,5}} = 2254 \text{ кВ А},$$

2 варіант.

Для трансформатора 6300 кВ А:

$$S_{x.6300} = 6300 \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{10,8}{70,2}} = 3495 \text{ кВ А}.$$

Для визначення втрат за рік, необхідно знати річний графік навантаження по тривалості.

З [5] вибираємо графік навантаження по тривалості м'ясокомбінату, що проектується.

Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах бачимо в таблиці 4.3.

Повну потужність ГПП приймаємо за 100%, а відповідні потужності ступенів розрахуємо в процентному відношенні згідно графіку тривалості навантаження.

Таблиця 4.3.

S, кВ А	K _{з1}	T _{ступеня} , год./рік	ΔP , кВт	ΔW , кВт год./ рік	ΔW_2 , кВт год./ рік	ΔP_2 , кВт	K _{з11}
3444	0,43	980	31,3	30636	29440	30	0,55
2583	0,32	2400-980=1480	35,3	37444	32560	22	0,4
2170	0,54	4600-2400=2200	21,8	47960	41580	18,9	0,34
1825	0,46	5900-4600=1300	17,9	23270	21190	16,3	0,28
1309	0,33	8760-5900=2860	13	3718	28896	13,6	0,2

Всього за рік : $\Delta W_1 = 176490$ кВт год.

$$\Delta W_2 = 163666 \text{ кВт год.}$$

Проводимо техніко-економічне порівняння варіантів установки трансформаторів.

Капітальне вкладення.

1 варіант.

$$K_1 = 2 \cdot 87500 = 175000 \text{ грн.}$$

2 варіант.

$$K_2 = 2 \cdot 137800 = 275600 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні витрати.

1 варіант.

Амортизаційні витрати: $C_a = K \cdot N_A$ грн.,

де N_A - норма амортизації – 21,925%.

$$C_{a4000} = 175000 \cdot 0,21925 = 38369 \text{ грн.,}$$

Вартість втрат електроенергії при $\tilde{N}_{\hat{a}} = 1$ грн./кВт год.:

$$\tilde{N}_{\hat{a}4000} = 1 \cdot 176490 = 176490 \text{ грн.}$$

Сумарні експлуатаційні витрати:

$$\tilde{N}_{\hat{a}1} = \tilde{N}_{\hat{a}4000} + \tilde{N}_{\hat{a}4000} = 38369 + 176490 = 214859 \text{ грн.}$$

2 варіант.

Амортизаційні витрати: $C_a = K \cdot N_A$ грн.,

де N_A - норма амортизації – 21,925%.

$$C_{a6300} = 275600 \cdot 0,21925 = 60425 \text{ грн.,}$$

Вартість втрат електроенергії при $\tilde{N}_{\hat{a}} = 1$ грн./кВт год.:

$$\tilde{N}_{\hat{a}6300} = 1 \cdot 163666 = 163666 \text{ грн.,}$$

Сумарні експлуатаційні витрати:

$$\tilde{N}_{\hat{a}2} = \tilde{N}_{\hat{a}6300} + \tilde{N}_{\hat{a}6300} = 60425 + 163666 = 224091 \text{ грн.}$$

Визначаємо термін окупності:

$$\dot{O}_{\hat{t}} \hat{e} = \frac{\hat{E}_2 - \hat{E}_1}{\tilde{N}_{\hat{a}2} - \tilde{N}_{\hat{a}1}} = \frac{275600 - 175000}{224091 - 214859} = 10,9 \text{ року.}$$

Отже, економічним є перший варіант. Вибираємо два трансформатора ТМН – 4000/35.

5. Вибір системи напруг, числа і потужності та характеристик елементів зв'язку з ЕС

5.1. Вибір напруги мережі живлення

Орієнтовно напругу мережі живлення можна визначити за формулою Стілла:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P} = 4,34 \cdot \sqrt{13 + 0,016 \cdot 10,839} = 9,73 \text{ кВ},$$

Де $L = 13$ км – довжина лінії живлення до найнижчої районної понижувальної підстанції; P – потужність одного кола передачі. Приймаємо напругу живлення заводу важкого машинобудування рівною 10 кВ.

5.2. Вибір напруги розподільчої мережі заводу

Якщо підприємство має власну ТЕЦ, то генераторна напруга ТЕЦ приймається як напруга всієї розподільчої мережі.

Напруга 3 кВ застосовується на застарілих підприємствах. При реконструкції підприємств рекомендується переходити на більш високу напругу.

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.

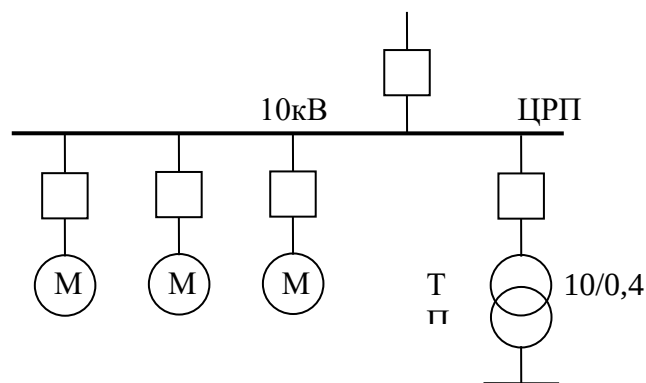


Рис. 5.1. Схема розподільчої мережі при напрузі 10кВ

Оскільки в завданні відсутні синхронні двигуни потужністю 400 кВт, які випускаються на напругу лише 6 кВ, то приймаємо напругу розподільчої мережі рівну 10 кВ.

Вибираємо трансформатор ГПП. Потужність трансформатора повинна бути такою, щоб в аварійних умовах трансформатор забезпечив роботу всього підприємства.

$$P_{смГПП} = P_{\Sigma см} = 4518 \text{ кВт.}$$

Середня потужність за максимальну завантажену зміну:

$$S_{смГПП} = \sqrt{P_{смГПП}^2 + Q^2} = \sqrt{(4518^2 + 357,162^2) + 0^2} = 4532,09 \text{ кВА.}$$

Розрахунок потужності трансформатора на ГПП:

$$S_{розр.тр} = \frac{S_{смГПП}}{1,4} = \frac{4532,09}{1,4} = 3237,2 \text{ кВА.}$$

Встановлюємо на ГПП два трансформатора типу ТМН-4000/35 з такими параметрами:

$$U_{ВН} = 35 \text{ кВ;}$$

$$u_k = 7,5\%;$$

$$\Delta P_x = 6,7 \text{ кВт;}$$

$$U_{НН} = 11 \text{ кВ;}$$

$$I_x = 1\%;$$

$$\Delta P_k = 33,5 \text{ кВт.}$$

6. Вибір кількості і 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.

Для цього слід застосувати внутрішньо цехові та вмонтовані в будівлю цеха чи прибудовані до неї трансформаторні підстанції, що живлять окремі цехи (корпуси) або їх частини.

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

Для механічного цеху:

$$\sum P_{cm} = P_{cm} + P_{po} = 480 + 57,78 = 537,78 \text{ кВт.}$$

Бажана розрахункова потужність трансформатора на ТП:

$$S_{т.розр} = \frac{\sqrt{\sum P_{см}^2 + Q_{см}^2}}{\beta} = \frac{\sqrt{480^2 + 561,18^2}}{0,85} = 868,78 \text{ кВА.}$$

де β – коефіцієнт завантаження трансформатора механічного цеху.

Аналогічно ведеться розрахунок для інших цехів. Результати заносимо в табл. 6.

Таблиця 6.1.

№	Найменування	P _{см} , кВт	P _{р.о} , кВт	ΣP _{см} , кВт	Q _{см} , квар	β	S _{трозр} , кВА
№ 1	Цех механічний корпусу №1	480	57,78	537,78	561,18	0,65	743,79
№ 2	Цех складальний корпусу №1	106	28,89	134,89	123,93	0,65	169,03
№ 3	Цех допоміжних служб	204	19,59	223,59	208,12	0,7	292,77
№ 4	Цех ковальський	140	7,83	147,83	123,47	0,75	186,96
№ 5	Цех стандартного обладнання	30	44,18	74,18	35,07	0,65	82,158
№ 6	Цех лиття	288	26,68	314,68	216	0,8	361,54
№ 7	Цех металопокриттів	48	5,77	53,77	56,12	0,65	74,378
№ 8	Компресорна	330	1,51	331,51	336,67	0,7	471,43
№ 9	Інженерно-конструкторський корпус	76	7,49	83,49	88,85	0,65	117,49
№ 10	Їдальня корпусу №1	10	5,83	15,83	4,84	0,9	12,862
№ 11	Цех механічний корпусу №2	520	43,09	563,09	607,95	0,65	802,74
№ 12	Цех складальний корпусу №2	460	52,33	512,33	537,8	0,65	712,26
№ 13	ЦЗЛ	76	1,64	77,64	88,85	0,65	116,95
№ 14	Депо електрокар	60	2,57	62,57	52,92	0,75	80,029
№ 15	Насосна	80	3,44	83,44	93,53	0,65	123,19
№ 16	Експериментальний цех СКБ	100	7,65	107,65	102,02	0,7	143,27
№ 17	Лабораторія опору	240	6,17	246,17	244,85	0,7	342,97
№ 18	Машинний цех	400	18,47	418,47	300	0,8	500,53
№ 19	Лабораторія вакуумних печей	380	6,35	386,35	387,68	0,7	542,93
№ 20	Лабораторія дугових печей	340	6,59	346,59	346,87	0,7	485,81
№ 21	Лабораторія металографічна	150	3,31	153,31	153,03	0,7	214,34

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

Для визначення потужності та кількості трансформаторів на ТП об'єднуємо навантаження певних цехів, визначаємо сумарну розрахункову потужність трансформаторів і фактичний коефіцієнт завантаження $\beta_{\text{факт}}$ (табл.7).

Таблиця 6.2

№ ПП	Номер вузла	$S_{\text{см}} = \sqrt{P_{\text{см}}^2 + Q_{\text{см}}^2}$, кВА	$S_{\text{т.розр}}$, кВА	$\Sigma S_{\text{тр}}$, кВА	$S_{\text{ном.тр}}$, кВА	$\beta_{\text{факт}}$
1	1;	483,47	743,79	912,82	2х630 (ТП 1)	0,72
	2.	109,87	169,03			
2	3;	204,94	292,77	923,428	2х630 (ТП 2)	0,73
	4;	140,22	186,96			
	5;	53,40	82,158			
	6.	289,23	361,54			
3	7;	48,35	74,378	663,298	2х630 (ТП 3)	0,52
	8;	330,00	471,43			
	9.	76,37	117,49			
4	12;	462,97	712,26	909,24	2х630 (ТП 4)	0,72
	14;	60,02	80,029			
	13.	76,02	116,95			
5	11;	521,78	802,74	938,792	2х630 (ТП 5)	0,74
	10;	11,58	12,862			
	15.	80,07	123,19			
6	16;	100,29	143,27	486,24	2х630 (ТП 6)	0,38
	17.	240,08	342,97			
7	18;	400,43	500,53	1043,46	2х630 (ТП 7)	0,82
	19.	380,05	542,93			
8	20;	340,06	485,81	700,15	2х630 (ТП 8)	0,55
	21.	150,037	214,34			

На картограмі навантажень вказуємо місце розташування цехових ТП. На ТП вибираємо трансформатори типу ТМГ-630/10 з масляним охолодженням, герметично закритий з покращеними характеристиками. Такий трансформатор можна встановлювати прямо в цеху підприємства.

Трансформатор дешевший від інших трансформаторів, Має гарну ізоляцію, що витримує імпульсні перенапруги.

Закупка і експлуатація трансформаторів зі зменшеними втратами холостого ходу і короткого замикання забезпечує економічний ефект за рахунок зменшення витрат на покриття втрат електроенергії до 20%.

Для прикладу розглянемо трансформатори ТМГ-630/10 з стандартними і покращеними характеристиками при їх експлуатації на протязі 25 років.

Економія електроенергії складатиме:

$$\Delta P_{25\text{років}} = (P_{\text{xx1}} - P_{\text{xx2}} + 0,21 \cdot (P_{\text{кз1}} - P_{\text{кз2}})) \cdot 24 \text{ години} \cdot 365 \text{ днів} \cdot 25 \text{ років} = \\ = (1,01 - 0,8 + 0,21 \cdot (8,05 - 6,75)) \cdot 24 \cdot 365 \cdot 25 = 105777 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де P_{xx1} , P_{xx2} -втрати холостого ходу трансформаторів зі стандартними та покращеними характеристиками відповідно;

$P_{\text{кз1}}$, $P_{\text{кз2}}$ -втрати короткого замикання трансформаторів зі стандартними та покращеними характеристиками відповідно.

7. Вибір схеми електропостачання цехів

Для живлення ТП 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(ШРА), від яких радіальними лініями здійснюється живлення електроприймачів цеху.

Для розподільчих мереж найбільше розповсюдження має радіальна схема живлення окремих електроприймачів і шинопроводів типу ШРА. Для живлення менш відповідальних груп електроприймачів, які віддалені від СП або шино проводу, застосовуються невеликі магістралі.

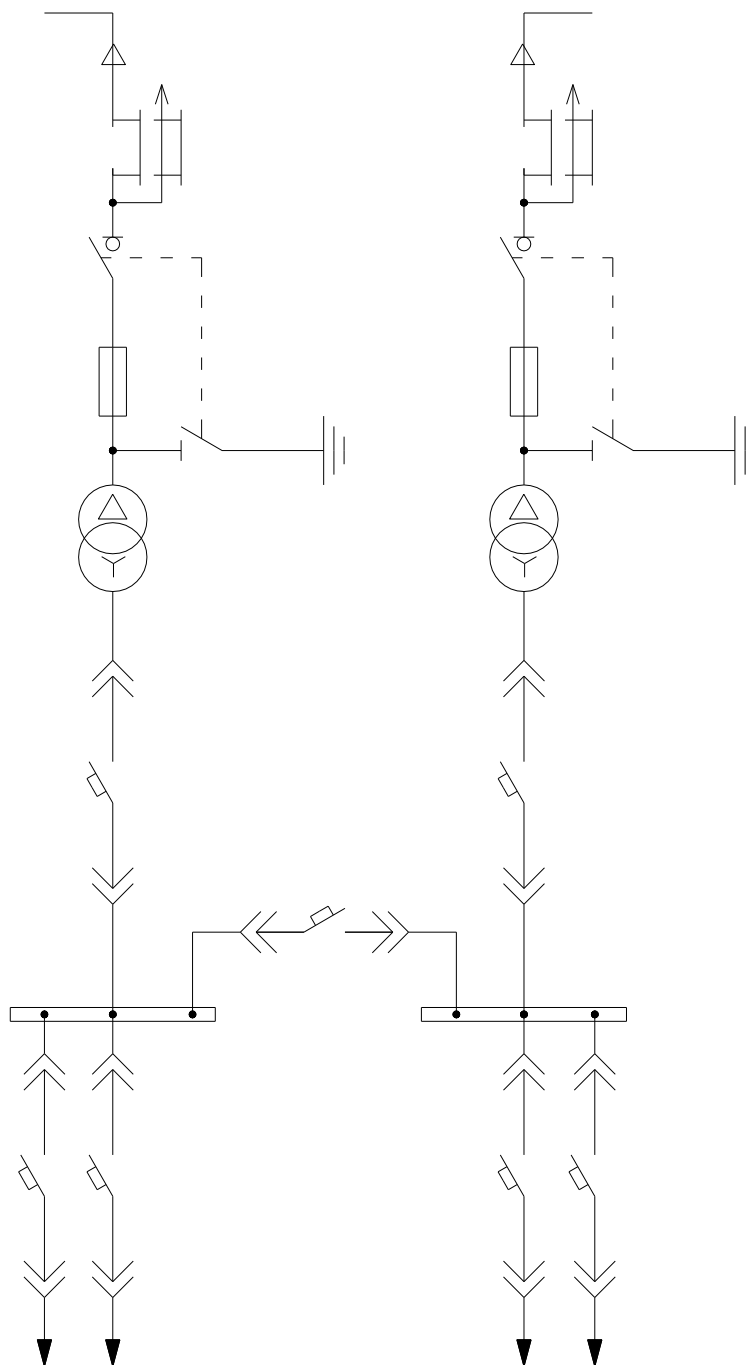


Рис.7.1. Схема двотрансформаторної КТП.

8. Розрахунок мережі електропостачання

Для вибору високовольних комутаційних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів запобіжників, вимикачів навантаження) необхідно знати робочі струми необмежено довгих за часом режимів роботи, а також струми короткого замикання у відповідних точках системи електропостачання.

Необмежено довгий за часом режим роботи електротехнічної установки – це режим, що триває довше, ніж це необхідно для досягнення елементами електроустановки стабільної температури при не змінній температурі навколишнього середовища. Необхідно довга за часом робота електроустановки характеризується двома режимами: нормальним та максимальним.

Нормальний – це такий режим, за якого всі елементи системи електропостачання електроустановки знаходяться в роботі, а їх параметри не виходять за межі номінальних значень. Нормальний режим роботи електроустановки (генератора, трансформатора тощо) характеризується струмом нормального режиму I_n .

Максимальний – це такий режим роботи електроустановки, за якого частина елементів її системи електропостачання з різних причин (плановий, після аварійний ремонт тощо) вимкнена, внаслідок чого решта елементів системи електропостачання працює з підвищеним навантаженням. Максимальний режим роботи характеризується струмом максимального режиму $I_{\text{макс}}$.

Струми нормального та максимального режимів в приєднанні ТП1:

- на стороні ВН

$$I_{н1} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0,7 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 24,25 \text{ А};$$

$$I_{макс1} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 48,5;$$

- на стороні НН

$$I_{н1} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0,7 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 636,52 \text{ А};$$

$$I_{макс1} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273.$$

Розрахунок струмів нормального та максимального режимів в приєднанні інших ТП аналогічний. Результати розрахунку заносимо в табл.8.1.

Таблиця 8.1.

Номер ТП	На стороні ВН		На стороні НН	
	I _н , А	I _{макс} , А	I _н , А	I _{макс} , А
1	24,25	48,5	636,52	1273
2	24,25	48,5	636,52	1273
3	24,25	48,5	636,52	1273
4	24,25	48,5	636,52	1273
5	24,25	48,5	636,52	1273
6	24,25	48,5	636,52	1273
7	24,25	48,5	636,52	1273
8	24,25	48,5	636,52	1273

9. Розрахунок розподільчої мережі та мережі живлення заводу

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

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:

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{ек}}},$$

де $I_{\text{н}}$ - струм нормального робочого режиму, А; $j_{\text{ек}}$ - нормальне значення економічно вигідної густини струму, А/мм².

Розрахунковий економічно вигідний переріз $S_{\text{ек}}$ заокруглюється до найближчого більшого або меншого стандартного перерізу $S_{\text{ст}}$, 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 $T_{\text{макс}}$ 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 неізолюваних провідників, або умовою швидкого старіння ізоляції для ізолюваних провідників.

Так максимальна тривалодопустима температура для неізолюваних 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, неізолюваних 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 вигорання 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.

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

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

$$I_n^{ГРП} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2273,98}{\sqrt{3} \cdot 10} = 131,29 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз кабельної лінії:

$$S_{ек}^{ГРП} = \frac{I_n^{ГРП}}{j_{ек}^{кл}} = \frac{131,29}{1,4} = 93,78 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель типу ААШВ-10-3х95 [1], що прокладається в землі.

$$S_{ст}^{ГРП} = 95 \text{ мм}^2 > S_{ек}^{ГРП} = 93,78 \text{ мм}^2;$$

$$I_{доп}^{ГРП} = 205 \text{ А} > I_{макс}^{ГРП} = 131,29 \text{ А.}$$

Активний та індуктивний погонні опори:

$$r_0 = 0,329 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,083 \text{ Ом/км.}$$

9.2. Вибір кабелів, що живлять трансформаторні підстанції

Струм нормального робочого режиму для кабелю, що живить трансформатор ТМГ-630/10 на ТП1:

$$I_{н1} = \frac{0,7 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 24,25 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз для кабельної лінії:

$$S_{ек1} = \frac{I_{н1}}{j_{ек}^{кл}} = \frac{24,25}{1,6} = 15,15 \text{ мм}^2,$$

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

Вибираємо кабель типу ААШВ-10-3х16 [1], прокладений в землі, за такими умовами:

$$S_{ст1} = 16 \text{ мм}^2 > S_{ек1} = 15,15 \text{ мм}^2;$$

$$I_{доп} = 75 \text{ А} > I_{макс1} = 48,5 \text{ А.}$$

Довжина кабельних ліній визначаємо з картограми навантажень.

Розрахунок інших кабелів аналогічний і результати зведені в табл.9.2.1.

Таблица 9.2.1.

Споживач	Тип	Довжина, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
ТП1	2х(ААШВ-10-3х16)	0,021	1,95	0,113
ТП2	2х(ААШВ-10-3х16)	0,055	1,95	0,113
ТП3	2х(ААШВ-10-3х16)	0,038	1,95	0,113
ТП4	2х(ААШВ-10-3х16)	0,097	1,95	0,113
ТП5	2х(ААШВ-10-3х16)	0,058	1,95	0,113
ТП6	2х(ААШВ-10-3х16)	0,063	1,95	0,113
ТП7	2х(ААШВ-10-3х16)	0,01	1,95	0,113
ТП8	2х(ААШВ-10-3х16)	0,083	1,95	0,113

10. 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:

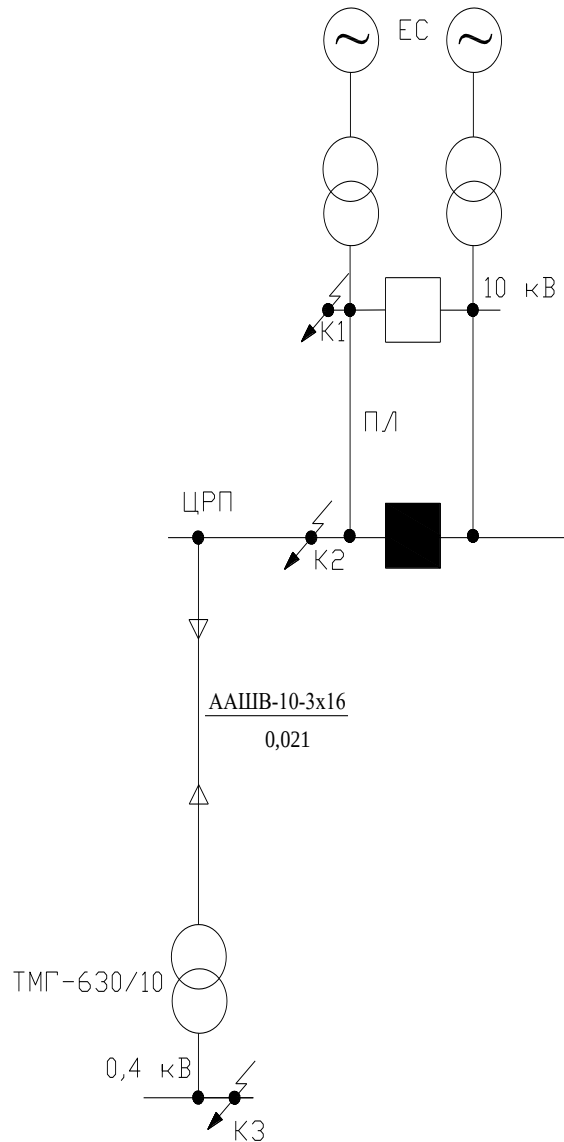
1. Активні опори враховують тоді, коли вони складають не менш як 30% реактивних.
2. Електрорушійні сили (ЕРС) джерел, що віддалені від місця короткого замикання, вважаються незмінними.
3. Вплив дрібних асинхронних та синхронних двигунів не враховують.
4. Не враховують струми намагнічування трансформаторів.

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 заводу здійснюється від трансформатора зв'язку з системою.



Спрощена схема електропостачання заводу наведена на рис.10.1.

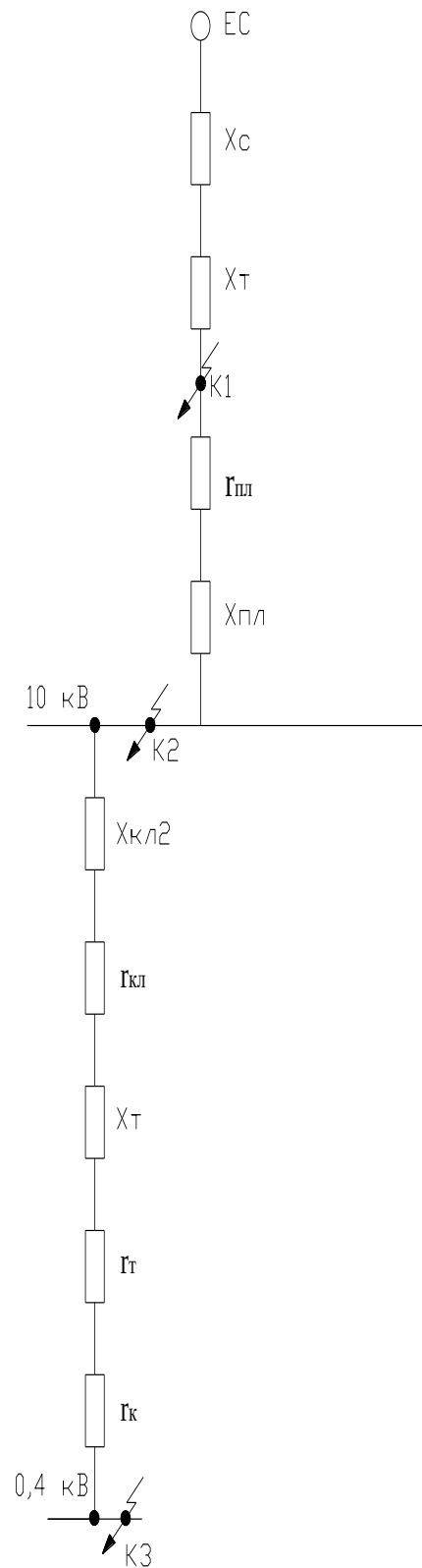


Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис.10.2.

Розрахуємо струм короткого замикання для точки короткого замикання К1.

Схема заміщення для точки К1 має вид:

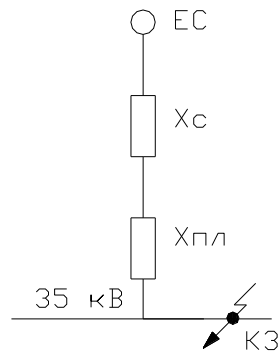


Рис.10.3. Розрахункова схема заміщення для точки короткого замикання К1

Для розрахунку необхідно вибрати базову потужність та базову напругу:

$$S_{\text{б}} = 50 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{б}} = 35 \text{ кВ}.$$

Базовий струм:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,825 \text{ кА}.$$

Знайдені опори схеми заміщення, приведені до базових умов.

Опір енергосистеми:

$$x_{\text{с}}^* = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}}} = \frac{50}{1212,44} = 0,041,$$

Потужність короткого замикання:

$$S_{\text{кз}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\text{ном}}^{\text{відкл}} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 20 = 1212,44$$

Опір трансформатора зв'язку з системою:

$$x_{\text{т}}^* = \frac{u_{\text{к}} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{8 \cdot 50}{100 \cdot 40} = 0,1$$

Тоді заключний опір буде рівний:

$$x_{зак}^* = x_c^* + x_m^* = 0,041 + 0,1 = 0,141$$

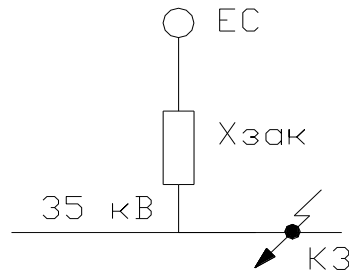


Рис.10.4. Розрахункова схема заміщення для точки короткого замикання К1 після спрощення

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

$$I_n^{K3} = \frac{I_\delta}{x_{зак}} = \frac{0,825}{0,141} = 5,85 \text{ кА.}$$

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:

$$\tau_{пр} = 0,01 + \tau_{вв} = 0,01 + 0,07 = 0,08 \text{ с.}$$

Час протікання К1:

$$\tau_{кз} = \tau_{рз} + \tau_{пв} = 0,4 + 0,11 = 0,51 \text{ с,}$$

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

Аперіодична складова струму короткого замикання для точки К1:

$$i_a^{K3} = \sqrt{2} \cdot I_n^{K3} \cdot e^{\frac{-\tau_{на}}{T_a^c}} = \sqrt{2} \cdot 5,85 \cdot e^{\frac{-0,08}{0,045}} = 1,4 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_n^{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,85 = 14,89 \text{ кА.}$$

Тепловий імпульс для точки К1:

$$B_{\kappa}^{K3} = (I_n^{K3})^2 \cdot (\tau_{\kappa 3} + T_a^c) = 5,85^2 \cdot (0,51 + 0,045) = 18,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Перевіряємо повітряно лінію, за умовою:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}^{K3}}}{C} = \frac{\sqrt{18,99 \cdot 10^6}}{90} = 48,42 \text{ мм}^2 < S_{\text{ст}}^{\text{нл}} = 50 \text{ мм}^2.$$

Отже повітряна лінія витримує тепловий імпульс від короткого замикання в точці К1.

Розрахуємо струм короткого замикання для точки короткого замикання К2.

Схема заміщення для точки К2 має вид:

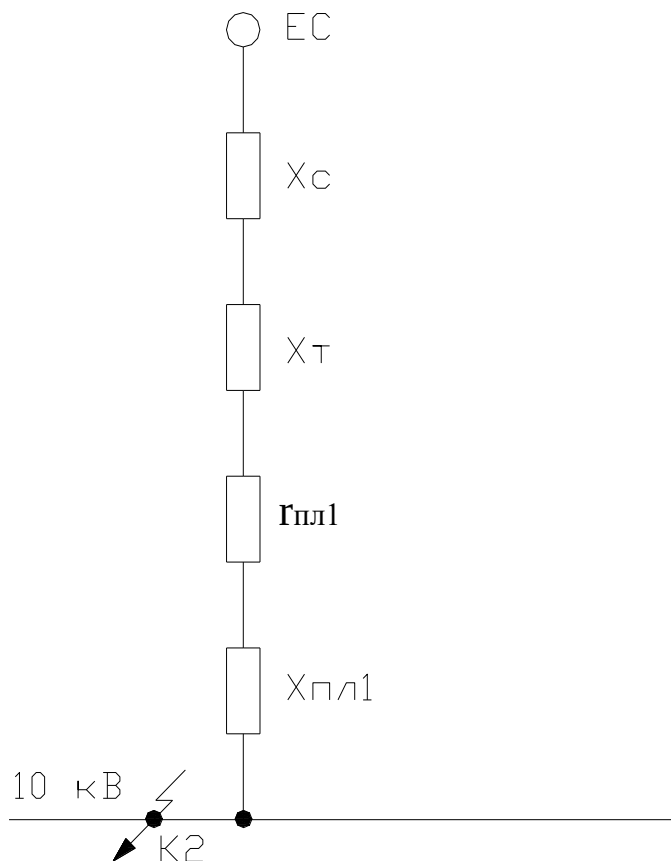


Рис.10.5. Розрахункова схема заміщення для точки короткого замикання К2

Для розрахунку необхідно вибрати базову потужність та базову напругу:

$$S_6 = 50 \text{ МВА};$$

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базовий струм:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,89 \text{ кА}.$$

Знайдені опори схеми заміщення, приведені до базових умов.

Опір повітряної лінії:

$$x_{nl}^* = x_0 \cdot \frac{l_{nl}}{n_{кб}} \cdot \frac{S_6}{(U_{ном}^{cp})^2} = 0,481 \cdot \frac{3}{1} \cdot \frac{50}{10,5^2} = 0,654,$$

де x_0 - погонний індуктивний опір повітряної лінії, Ом/км.

Тоді заключний опір буде рівний:

$$x_{зак}^* = x_c^* + x_{nl}^* + x_m^* = 0,041 + 0,654 + 0,1 = 0,795$$

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

$$I_c = \frac{I_6}{x_{зак}^*} = \frac{2,89}{0,795} = 3,64 \text{ кА}.$$

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:

$$\tau_{пр} = 0,01 + \tau_{вв} = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с}.$$

Час протікання КЗ:

$$\tau_{кз} = \tau_{рз} + \tau_{пв} = 0,32 + 0,08 = 0,4 \text{ с},$$

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

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

Ударний струм КЗ:

$$i_y = i_{y,c} + i_{y,d} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_c = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,64 = 9,26 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму КЗ:

$$I_\tau = I_c = 3,64 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_c \cdot e^{\frac{-\tau_{ng}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,64 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,045}} = 0,696 \text{ кА.}$$

Тепловий імпульс для точки К1:

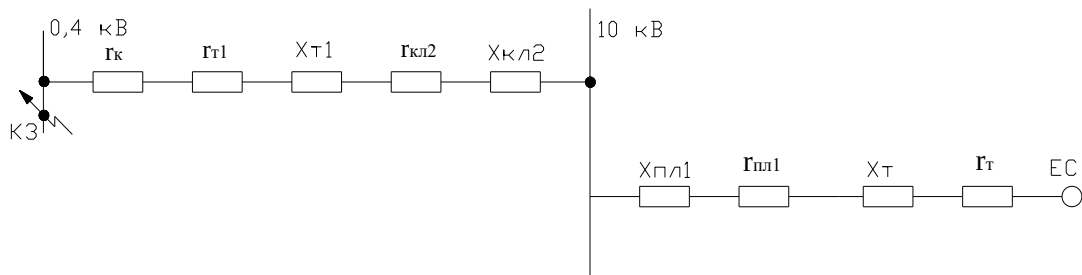
$$B_\kappa^{K3} = (I_n^{K3})^2 \cdot (\tau_{\kappa 3} + T_a^c) = 3,64^2 \cdot (0,4 + 0,045) = 5,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Для енергосистеми коротке замикання в точці КЗ є віддаленим.

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

Опір контактів для цехових трансформаторних підстанцій $r_\kappa = 20 \text{ мОм}$.

Схема заміщення:



Опори повітряної лінії:

$$r_{пл} = r_0 \cdot \frac{l_{пл}}{n_{пл}} \cdot \left(\frac{U_{ном.сп0,4}}{U_{ном.сп37}} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,481 \cdot \frac{3}{1} \cdot \left(\frac{0,4}{37} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,167 \text{ мОм};$$

$$X_{пл} = X_0 \cdot \frac{l_{пл}}{n_{пл}} \cdot \left(\frac{U_{ном.сп0,4}}{U_{ном.сп37}} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,137 \cdot \frac{3}{1} \cdot \left(\frac{0,4}{37} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,048 \text{ мОм}.$$

Опір кабельних ліній, що живлять трансформаторну підстанцію:

$$r_{кл} = r_0 \cdot l_{кл} \cdot \left(\frac{U_{ном.0,4}}{U_{ном.10}} \right)^2 \cdot 10^3 = 1,95 \cdot 0,021 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,065 \text{ мОм}.$$

$$X_{кл} = X_0 \cdot l_{кл} \cdot \left(\frac{U_{ном.0,4}}{U_{ном.10}} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,113 \cdot 0,021 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,002 \text{ мОм}.$$

де x_0, r_0 - погонний індуктивний та активний опір кабельної лінії, Ом/км.

Опір трансформаторів на районній підстанції:

$$r_T = \frac{\Delta P_K}{(S_{ном Т})^2} \cdot U_{ном сп}^2 \cdot \left(\frac{U_{ном 0,4}}{U_{ном 35}} \right)^2 \cdot 10^3 = \frac{230 \cdot 10^3}{40000^2} \cdot 37^2 \cdot \left(\frac{0,4}{35} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,026 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{(10 \cdot U_K)^2 - \frac{\Delta P_K}{(S_{ном Т})^2}} \cdot \frac{U_{ном сп}^2}{S_{ном Т}} \cdot \left(\frac{U_{ном 0,4}}{U_{ном 35}} \right)^2 \cdot 10^3 = \sqrt{(10 \cdot 10,5)^2 - \frac{230 \cdot 10^3}{40000^2}} \cdot \frac{37^2}{40000} \cdot \left(\frac{0,4}{35} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,47 \text{ мОм}.$$

Опір трансформаторів на трансформаторній підстанції:

$$r_{ТП} = \frac{\Delta P_K}{(S_{ном Т})^2} \cdot U_{ном сп}^2 \cdot 10^3 = \frac{33,5 \cdot 10^3}{630^2} \cdot 0,4^2 \cdot 10^3 = 13,5 \text{ мОм};$$

$$X_{ТП} = \sqrt{(10 \cdot U_K)^2 - \frac{\Delta P_K}{(S_{ном Т})^2}} \cdot \frac{U_{ном сп}^2}{S_{ном Т}} \cdot 10^3 = \sqrt{(10 \cdot 7,5)^2 - \frac{33,5 \cdot 10^3}{630^2}} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^3 =$$

$$= 19,04 \text{ мОм}.$$

Сумарні опори:

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{\text{пл}} + r_{\text{кл}} + r_{\text{ТП}} + r_k = 0,026 + 0,167 + 0,065 + 13,5 + 20 = 33,758 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma} = x_T + x_{\text{пл}} + x_{\text{кл}} + x_{\text{ТП}} = 0,47 + 0,048 + 0,002 + 19,04 = 19,56 \text{ мОм}.$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{(r_{\Sigma})^2 + (x_{\Sigma})^2} = \sqrt{(33,758)^2 + (19,56)^2} = 39,02 \text{ мОм}.$$

Початковий струм короткого замикання:

$$I''_{\text{с.к.кЗ}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 39,02} = 5,92 \text{ кА}.$$

Опір трансформатора трансформаторної підстанції:

$$x_{\text{Т1}}^* = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{40}{0,63} = 4,76.$$

Для енергосистеми коротке замикання в точці КЗ є віддаленим, тому на значення струму короткого замикання будуть впливати лише опір кабельної лінії, що живить трансформатор ТП, опір трансформатора ТП та перехідний опір контактів на ТП. Тому значення струмів короткого замикання будуть на рівні струмів.

11. Вибір апаратури в мережах 10 кВ

11.1. 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, а на стороні 35 кВ використовуємо елегазові вимикачі серії ВГБЭ-35.

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 перегорання 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 104-10-160-31,5 УЗ з кварцовим наповнювачем є струмообмежуючими. Відключення струму короткого замикання в запобіжниках з кварцовим піском забезпечується за рахунок інтенсивної деіонізації дуги, що виникає на місці пролягання плавкої вставки, у вузьких щілинах між піщинками наповнювача. Спрацювання патрона визначається в запобіжниках ПКТ 104-10-160-31,5 УЗ 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 по ГОСТ 15150-69 і ГОСТ 15543-70 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;
- 6) 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 показчиком 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.

Відповідно до ГОСТ 687-78 високовольтні вимикачі вибирають за такими умовами:

Таблиця 11.1.1.

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

Розрахунковий час початку розмикання струму короткого замикання вимикачем:

$$\tau_p = \tau_{р.з.мін} + \tau_{о.р},$$

де $\tau_{р.з.мін}$ - найменший проміжок часу, за який спрацює релейний захист, приймається таким, що дорівнює 0,01 с; $\tau_{о.р}$ - 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; $\tau_{о.р}$ - 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:

$$I_{\tau} \cdot \tau \geq B_k,$$

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

Вибір комутаційних апаратів ведемо у табличній формі.

Таблиця 11.1.2.

Номер умови вибору	Параметри вимикача ВГБЭ-35 в приєднанні трансформатора зв'язку	Умова вибору	Розрахункові параметри приєднання
1	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{\text{ном.мер}} = 35 \text{ кВ}$
2	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$>$	$I_{\text{макс}} = 92,38 \text{ А}$
3	$I_{\text{н.р}} = 12,5 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{птр}} = 2,54 \text{ А}$
4	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.р}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,5 \left(1 + \frac{40}{100} \right) = 24,75 \text{ кА}$	$>$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{нтр}} + i_{\text{атр}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 2,54 + 0,015 = 3,61 \text{ кА}$
5	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$>$	$i_{\text{уд}} = 14,89 \text{ кА}$
6	$I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{по}} = 5,85 \text{ кА}$
7	$I_{\text{т}}^2 \cdot \tau = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$>$	$B_{\text{к}} = 18,99 \text{ кА}^2 \text{с}$

Таблиця 11.1.3.

Номер умови вибору	Параметри роз'єднувача РНД3.2-35/1000 У1 в приєднанні трансформатора на стороні ВН	Умова вибору	Розрахункові параметри приєднання
1	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$=$	$U_{\text{ном.мер}} = 35 \text{ кВ}$
2	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$\geq$	$I_{\text{макс}} = 92,38 \text{ А}$
3	$i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{\text{уд}} = 14,89 \text{ кА}$
4	$I_{\text{дин}} = 16 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{\text{по}} = 5,85 \text{ кА}$
5	$I_{\text{т}}^2 \cdot \tau = 16^2 \cdot 1 = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\geq$	$B_{\text{к}} = 18,99 \text{ кА}^2 \text{с}$

Таблиця 11.1.4.

Номер умови вибору	Параметри секційного вимикача ВВ/TEL-10-12,5/630 У2	Умова вибору	Розрахункові параметри приєднання
1	$U_{\text{макс}} = 12 \text{ кВ}$	$>$	$U_{\text{ном.мер}} = 10,5 \text{ кВ}$
2	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$>$	$I_{\text{макс}} = 242,49 \text{ А}$
3	$I_{\text{н.р}} = 12,5 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{птр}} = 3,2 \text{ А}$
4	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.р}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,5 \left(1 + \frac{40}{100} \right) = 24,75 \text{ кА}$	$>$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{птр}} + i_{\text{атр}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 3,2 + 1,02 = 5,55 \text{ кА}$
5	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$>$	$i_{\text{уд}} = 9,26 \text{ кА}$
6	$I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{по}} = 3,64 \text{ кА}$
7	$I_{\tau}^2 \cdot \tau = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$>$	$B_{\text{к}} = 5,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 11.1.5.

Номер умови вибору	Параметри вимикача ВВ/TEL-10-12,5/630 У2 в приєднанні трансформатора зв'язку з системою на ГРП	Умова вибору	Розрахункові параметри приєднання
1	$U_{\text{макс}} = 12 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{\text{ном.мер}} = 10,5 \text{ кВ}$
2	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$>$	$I_{\text{макс}} = 307,92 \text{ А}$
3	$I_{\text{н.р}} = 12,5 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{птр}} = 3,2 \text{ А}$
4	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.р}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,5 \left(1 + \frac{40}{100} \right) = 24,75 \text{ кА}$	$>$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{птр}} + i_{\text{атр}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 3,2 + 1,02 = 5,55 \text{ кА}$
5	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$>$	$i_{\text{уд}} = 9,26 \text{ кА}$
6	$I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{по}} = 3,64 \text{ кА}$
7	$I_{\tau}^2 \cdot \tau = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$>$	$B_{\text{к}} = 5,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 11.1.6.

Номер умови вибору	Параметри вимикача ВВ/TEL-10-12,5/630 У2 в приєднанні трансформатора зв'язку до ЗШ 10,5 кВ	Умова вибору	Розрахункові параметри приєднання
1	$U_{\text{макс}} = 12 \text{ кВ}$	>	$U_{\text{ном.мер}} = 10,5 \text{ кВ}$
2	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	>	$I_{\text{макс}} = 307,92 \text{ А}$
3	$I_{\text{н.р}} = 12,5 \text{ кА}$	>	$I_{\text{нтр}} = 3,2 \text{ А}$
4	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.р}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,5 \left(1 + \frac{40}{100} \right) = 24,75 \text{ кА}$	>	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{нтр}} + i_{\text{атр}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 3,2 + 1,02 = 5,55 \text{ кА}$
5	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	>	$i_{\text{уд}} = 9,26 \text{ кА}$
6	$I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$	>	$I_{\text{по}} = 3,64 \text{ кА}$
7	$I_{\text{т}}^2 \cdot \tau = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{\text{к}} = 5,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 11.1.7.

Номер умови вибору	Параметри секційного вимикача на стороні 10,5 кВ ВВ/TEL-10-12,5/630 У2 в приєднанні тр-ра зв'язку	Умова вибору	Розрахункові параметри приєднання
1	$U_{\text{макс}} = 12 \text{ кВ}$	>	$U_{\text{ном.мер}} = 10,5 \text{ кВ}$
2	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	>	$I_{\text{макс}} = 153,96 \text{ А}$
3	$I_{\text{н.р}} = 12,5 \text{ кА}$	>	$I_{\text{нтр}} = 3,2 \text{ А}$
4	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.р}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,5 \left(1 + \frac{40}{100} \right) = 24,75 \text{ кА}$	>	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{нтр}} + i_{\text{атр}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 3,2 + 1,02 = 5,55 \text{ кА}$
5	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	>	$i_{\text{уд}} = 9,26 \text{ кА}$
6	$I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$	>	$I_{\text{по}} = 3,64 \text{ кА}$
7	$I_{\text{т}}^2 \cdot \tau = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{\text{к}} = 5,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В приєднанні трансформаторів ТП 1 до шин ГРП вибираємо вимикачі типу ВВ/TEL-10-12,5/630 У2. На ТП 1 встановлюємо вимикачі навантаження типу ВНМ-10/400-20зА УХЛЗ та запобіжники типу ПКТ104-10-100-31,5У3.

Таблиця 11.1.8.

№	Умова вибору високовольтних вимикачів в приєднанні трансформатора ТП до шин ГРП	РП 10 кВ								
		Дані мережі	Високовольтні вимикачі							
			Приєднання							
			ТП 1	ТП 2	ТП 3	ТП 4	ТП 5	ТП 6	ТП 7	ТП 8
	Тип апаратів	-	ВВ/TEL-10-12,5/630 У2							
1	$U_{\text{ном.мережі}} \leq U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}, \text{ кА}$	$\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{ном}}}$	$\frac{48,5}{630}$	$\frac{48,5}{630}$	$\frac{76,98}{630}$	$\frac{76,98}{630}$	$\frac{48,5}{630}$	$\frac{48,5}{630}$	$\frac{48,5}{630}$	$\frac{48,5}{630}$
3	$I_{0,0} \leq I_{н.р.}, \text{ кА}$	3,64	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
4	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пр}} + i_{\text{апр}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.р}} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right), \text{ кА}$	5,55	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75
5	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{ кА}$	9,26	32	32	32	32	32	32	32	32
6	$I_{0,0} \leq I_{\text{дин}}, \text{ кА}$	3,64	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
7	$B_k \leq I_{\tau}^2 \cdot \tau, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	5,89	468,75	468,75	468,75	468,75	468,75	468,75	468,75	468,75

Примітка: умова 4

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{нр}} + i_{\text{апр}} = \sqrt{2} \cdot 5,68 + 4,23 = 12,26 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.р}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 12,5 \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 24,75 \text{ кА}$$

Таблиця 11.1.9.

№	Умова вибору вимикача навантаження в приєднанні трансформатора ТП до шин ГРП	РП 10 кВ								
		Дані мережі	Вимикачі навантаження							
			Приєднання							
			ТП 1	ТП 2	ТП 3	ТП 4	ТП 5	ТП 6	ТП 7	ТП 8
	Тип апаратів	-	ВНМ-10/400-20зА УХЛЗ							
1	$U_{\text{ном.мережі}} \leq U_{\text{ном}},$ кВ	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}},$ кА	$\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{ном}}}$	$\frac{48,5}{400}$	$\frac{48,5}{400}$	$\frac{76,98}{400}$	$\frac{76,98}{400}$	$\frac{48,5}{400}$	$\frac{48,5}{400}$	$\frac{48,5}{400}$	$\frac{48,5}{400}$
3	$i_{\gamma\delta} \leq i_{\text{дин}},$ кА	9,26	51	51	51	51	51	51	51	51
4	$I_{0,0} \leq I_{\text{дин}},$ кА	3,64	20	20	20	20	20	20	20	20
5	$B_k \leq I_{\tau}^2 \cdot \tau, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	5,89	400	400	400	400	400	400	400	400

Таблиця 11.1.10.

№	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	ТП 7	ТП 8
	Тип апаратів	-	ПКТ 104-10-100-31,5 УЗ							
1	$U_{\text{ном.мережі}} \leq U_{\text{ном}},$ кВ	10,5	12	12	12	12	12	12	12	12
2	$I_{\text{макс.}} \leq I_{\text{ном.вст.}},$ кА	$\frac{I_{\text{макс.}}}{I_{\text{ном.вст.}}}$	$\frac{48,5}{100}$	$\frac{48,5}{100}$	$\frac{76,98}{100}$	$\frac{76,98}{100}$	$\frac{48,5}{100}$	$\frac{48,5}{100}$	$\frac{48,5}{100}$	$\frac{48,5}{100}$
3	$I_{\text{ном.вст.}} \leq I_{\text{ном.зап.}},$ кА	$\frac{I_{\text{ном.вст.}}}{I_{\text{ном.зап.}}}$	$\frac{100}{100}$	$\frac{100}{100}$	$\frac{100}{100}$	$\frac{100}{100}$	$\frac{100}{100}$	$\frac{100}{100}$	$\frac{100}{100}$	$\frac{100}{100}$
4	$I_{0,0} \leq I_{\text{відкл}},$ кА	3,2	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5

11.2. Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Трансформатори струму являють собою однофазні електротехнічні пристрої і вибираються у двофазному чи трифазному виконанні для кожного приєднання усіх розподільчих пристроїв системи електропостачання. Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для відділення вимірювальних ланцюгів і ланцюгів захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Трансформатори струму з'єднуються за схемою неповної та повної зірки. В мережах з ізольованою нейтральною точкою, тобто в мережах 10 кВ, застосовується схема неповної зірки.

Для трансформаторів струму необхідно мати і знати таке:

- перелік приладів контролю та регулювання нормального, а в деяких випадках і аварійного режимів кожного приєднання до збірних розподільчого пристрою, а також на самих збірних шинах і допоміжних елементах розподільчого пристрою;
- схеми з'єднань приладів між собою та підключення до джерел живлення їх послідовних обмоток, а також дані по самих приладах;
- значення струмів нормального та максимального режимів кожного приєднання та елементів розподільчих пристроїв;
- значення струмів аварійного режиму в точках схеми системи електропостачання, де вибираються ТС.

Багатофункціональний лічильник електричної енергії класу точності 0,2 та 0,5 призначений для обліку активної та реактивної енергії. Лічильник електричний складається з вимірювальних датчиків напруги та струму вимірювальної СБИС, швидкодіючого мікроконтролера, котрий обробляє цифрові сигнали для інтегрування вимірювальних величин, їх зберігання та відображення. Живлення електронної частини системи здійснюється імпульсним джерелом живлення.

Вимірювання струму та напруги силових ланцюгів здійснюється за допомогою високо лінійних трансформаторів струму та резисторних схем дільника напруги. Вимірювані величини обчислюються шляхом множення виміряних напруг та струмів за допомогою виміряних СБИС. СБИС містить в собі програмуємий цифровий сигнальний процесор (ЦСП) з трьома вмонтованими аналого-цифровими (А/Ц) перетворювачами. СБИС – може здійснювати вибір трьох вхідних каналів одночасно з частотою 2400 Гц з (дозволяючою) здатністю 21 біт, а потім виконувати різні обчислення для отримання потрібних вихідних величин.

Схема приєднання приладів до трансформаторів струму показана на рис.10.1.

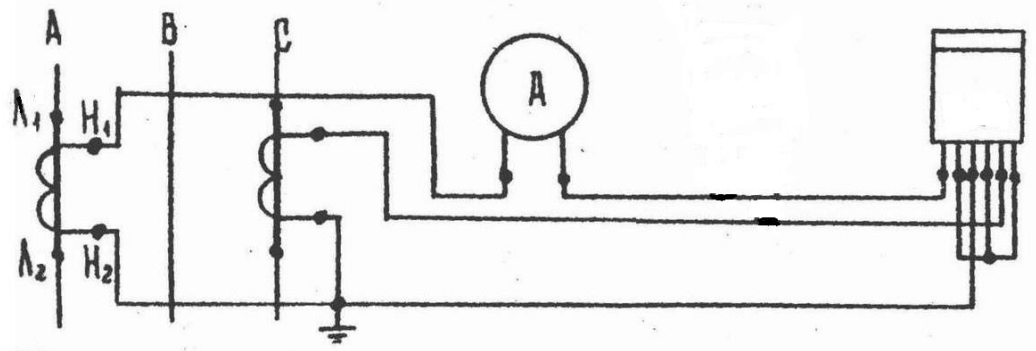


Рис.11.2.1. Схема приєднання приладів до трансформатора струму

Технічні характеристики:

Таблиця 11.2.1.

Технічні характеристики	Значення
Діапазон вимірювання струмів : —для лічильників трансформаторного включення , може бути з ряду $I_{ном}$: 1 А 5А 10А 1 – для лічильників прямого включення $I_{ном} = 40$ А	0,5 мА – 24 А 2,5 мА – 24 А 5мА – 24 А 20 мА – 150 А
Робоча напруга	80 – 456 В
Діапазон частот мережі	47,5 – 52,5 Гц
Робочий діапазон температур	$-40^{\circ}C + 60^{\circ}C$
Вологість	0 – 95 %
Клас точності	0,2 та 0,5
Потужність , яка споживається кожним паралельним ланцюгом	менше 0,1 Вт
Потужність , яка споживається до живлення	3,6 ВА
Опір кожного послідовного ланцюга	$0.5 \cdot 10^{-3}$ Ом
Коефіцієнт передачі по частотним параметрам	1000 – 10000 імпульсів/кВт г
Кількість тарифів	4
Самодіагностика лічильника	1 раз в добу
Пам'ять при зникненні живлення	збереження накопиченої інформації до подачі живлення не більше 5р
Гарантійний термін експлуатації	3 роки
Термін служби	30 років
Інтервал між перевірками	8 років

Вимірювання струму та напруги передбачається на сторонах 35 кВ та 10 кВ.

Виберемо трансформатори струму для установки на кабельних лініях 10,5 кВ, що відходять до трансформаторів ТП1.

В приєднаннях кабельної лінії необхідно встановити такі вимірювальні прилади: амперметр, розрахункові лічильники активної енергії. В приєднанні кабельної лінії, що живить ТП1, проходить $I_{\text{МАКС}} = 48,5 \text{ А}$. Вибираємо трансформатор струму типу ТЛК-10 з класом точності 0,5. Паспортні дані :

$$U_{\text{МАКС}} = 12 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ1}} = 50 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ2}} = 5 \text{ А};$$

$$z_{2N} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Перевіряємо трансформатор по основним величинам

Таблиця 11.2.2.

Паспортні дані трансформатора ТЛК – 10 .	Умова	Розрахункові значення
$U_{\text{МАКС}} = 12 \text{ кВ}$	>	$U_{\text{НОМ.}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ1}} = 50 \text{ А}$	>	$I_{\text{МАКС}} = 48,5 \text{ А}$
$i_{\text{ДИН}} = 25 \text{ кА}$	>	$i_{\text{УД}} = 9,26 \text{ кА}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau = 64 \text{ кА}^2 \text{ с}$	>	$B_K = 5,89 \text{ кА}^2 \text{ с}$

За всіма номінальними даними вибраний трансформатор струму задовольняє необхідним умовам.

Для подальших розрахунків визначаємо навантаження, яке створюється обмотками вимірювальних приладів.

Таблиця 11.2.3.

Прилад	Тип приладу	Навантаження , В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-351	0,5	-	-
Лічильник активної та реактивної енергії	“Електронний лічильник”	3,6	3,6	3,6
Всього		4,1	-	3,6

Перевіримо можливість його роботи у заданому класі точності.

Сумарний опір приладів максимально завантаженої фази:

$$z_{\Sigma \text{прил}} = \frac{S_{\Sigma \text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{4,1}{5^2} = 0,164 \text{ Ом},$$

де $S_{\Sigma \text{прил}}$ - максимальне навантаження фази приладами, ВА;

$I_{2\text{ном}}$ - номінальний вторинний струм.

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

$$z_{\text{ПРИЛ}} = z_{\text{НОМ}^2} - z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} - z_K, [\text{Ом}],$$

де $z_{2\text{ном}}$ - номінальний опір вторинного кола трансформатора струму (номінальне навантаження), що відповідає його роботі у заданому класі точності, $z_K = 0,1 \text{ Ом}$.

$$z_{\text{ПРИЛ}} = 0,8 - 0,164 - 0,1 = 0,536 \text{ Ом}.$$

Найменший переріз проводів, що задовольняє умову роботи трансформатора струму в необхідному класі точності:

$$S = \rho \cdot \frac{l_p}{z_{np}} = 0,028 \cdot \frac{103,92}{0,536} = 5,43 \text{ мм}^2.$$

де ρ - питомий опір проводу, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$, для алюмінію $\rho = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$; l_p - розрахункова довжина проводу, м, для схеми з'єднання однофазних трансформаторів струму за неповною зіркою:

$$l_p = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 60 = 103,92 \text{ м},$$

l - відстань від місця розташування трансформатора струму до вимірювальних приладів (довжина траси).

За ПУЕ виходячи з вимог механічної стійкості (міцності) контрольних кабелів, якими з'єднують трансформатори струму з вимірювальними приладами, переріз алюмінієвих проводів S при наявності в колі розрахункових лічильників має бути не менш від 4 мм^2 , тобто $S_{\text{ст}}^{\text{мін}} = 4 \text{ мм}^2$.

Переріз проводу S заокруглюємо до найближчого більшого стандартного перерізу жил $S_{ст}$ контрольних кабелів. Приймаємо $S_{ст} = 6 \text{ мм}^2$. В результаті вибираємо контрольний кабель типу АКВРГ –10 з $S_{ст} = 6 \text{ мм}^2$ та $l = 60 \text{ м}$.

Перерахунок опору з'єднувальних проводів :

$$Z_{МИН} = \frac{0,028 \cdot 60 \cdot \sqrt{3}}{6} = 0,48 \text{ Ом.}$$

Розрахунок навантаження лінії :

$$Z_P = Z_{ПРИЛ} + Z_{ПР} + Z_K = 0,164 + 0,48 + 0,1 = 0,744 \text{ Ом.}$$

Оскільки номінальне навантаження трансформатора струму більше ніж розрахункове:

$$Z_{НОМ} > Z_{РОЗ}, [\text{Ом}]$$

$$0,8 \text{ Ом} > 0,744 \text{ Ом,}$$

то вибраний трансформатор струму працюватиме в даному класі точності .

Вибір трансформаторів струму в приєднанні трансформатора зв'язку з системою та інших ТП аналогічний.

Таблиця 11.2.4.

№	Умова вибору ТС	Дані мережі	РП 10 кВ								
			Трансформатори струму								
			Приєднання								
			Т-р зв'язку з системою	ТП 1	ТП 2	ТП 3	ТП 4	ТП 5	ТП 6	ТП 7	ТП 8
	Тип апаратів	-	ТЛК - 10								
1	$U_{МАКС} = 12 \text{ кВ}$	10,5	12	12	12	12	12	12	12	12	12
2	$I_{МАКС} \leq I_{НОМ}, \text{кА}$	$\frac{I_{МАКС}}{I_{НОМ}}$	$\frac{307,92}{400}$	$\frac{48,5}{50}$	$\frac{48,5}{50}$	$\frac{76,98}{100}$	$\frac{76,98}{100}$	$\frac{48,5}{50}$	$\frac{48,5}{50}$	$\frac{48,5}{50}$	$\frac{48,5}{50}$
3	$i_{уд} \leq i_{дин}, \text{кА}$	$\frac{i_{уд}}{i_{дин}}$	$\frac{9,26}{52}$	$\frac{9,26}{25}$	$\frac{9,26}{25}$	$\frac{9,26}{52}$	$\frac{9,26}{52}$	$\frac{9,26}{25}$	$\frac{9,26}{25}$	$\frac{9,26}{25}$	$\frac{9,26}{25}$
4	$B_K \leq I_{\tau}^2 \cdot \tau, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$\frac{B_K}{I_{\tau}^2 \cdot \tau}$	$\frac{5,89}{992,25}$	$\frac{5,89}{64}$	$\frac{5,89}{64}$	$\frac{5,89}{400}$	$\frac{5,89}{400}$	$\frac{5,89}{64}$	$\frac{5,89}{64}$	$\frac{5,89}{64}$	$\frac{5,89}{64}$

Для подальших розрахунків визначаємо навантаження, яке створюється обмотками вимірювальних приладів.

Таблиця 11.2.5.

Прилад	Тип приладу	Навантаження, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
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	“Електронний лічильник”	3,6	3,6	3,6
Всього		4,6	4,6	4,6

Перевіримо можливість його роботи у заданому класі точності.

Сумарний опір приладів максимально завантаженої фази:

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

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

$$z_{\text{ПРИЛ}} = z_{\text{НОМ}^2} - z_{\Sigma \text{ПРИЛ}} - z_K = 0,8 - 0,184 - 0,1 = 0,516 \text{ Ом.}$$

Найменший переріз проводів, що задовольняє умову роботи трансформатора струму в необхідному класі точності:

$$S = \rho \cdot \frac{l_p}{z_{np}} = 0,028 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 60}{0,516} = 5,64 \text{ мм}^2.$$

Переріз проводу S заокруглюємо до найближчого більшого стандартного перерізу жил $S_{\text{ст}}$ контрольних кабелів. Приймаємо $S_{\text{ст}} = 6 \text{ мм}^2$. В результаті вибираємо контрольний кабель типу АКВРГ –10 з $S_{\text{ст}} = 6 \text{ мм}^2$ та $l = 60 \text{ м}$.

Перерахунок опору з'єднувальних проводів :

$$z_{\text{МИН}} = \frac{0,028 \cdot 60 \cdot \sqrt{3}}{6} = 0,48 \text{ Ом.}$$

Розрахунок навантаження лінії :

$$z_p = z_{\text{прил}} + z_{\text{пр}} + z_k = 0,184 + 0,48 + 0,1 = 0,764 \text{ Ом.}$$

Оскільки номінальне навантаження трансформатора струму більше ніж розрахункове:

$$z_{\text{ном}} > z_{\text{роз}}, [\text{Ом}]$$

$$0,8 \text{ Ом} > 0,764 \text{ Ом},$$

то вибраний трансформатор струму працюватиме в даному класі точності .

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму в колі
силового трансформатора на стороні 35 кВ

Для ліній вводу 35 кВ вибираємо трансформатор струму типу ТФЗМ 40,5І-У1.

Паспортні дані :

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном1}} = 100 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.2}} = 5 \text{ А};$$

$$z_{2N} = 0,8 \text{ Ом};$$

Таблиця 11.2.6.

Паспортні дані трансформатора ТФЗМ 40,5І-У1	Умова	Розрахункові значення
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{\text{ном..}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном1}} = 100 \text{ А}$	$\geq$	$I_{\text{макс}} = 92,38 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} = 31 \text{ кА}$	$\geq$	$i_{\text{уд}} = 14,89 \text{ кА}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau = 1387 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$\geq$	$B_k = 18,99 \text{ кА}^2 \text{ с}$

В коло трансформатора струму на стороні високої напруги ввімкнено амперметр.

Визначаємо опір фази, в яку ввімкнено амперметр:

$$z_{\Sigma \text{ прил}} = \frac{S_{\Sigma \text{ прил}}}{I_{\text{ном.2}}^2}, [\text{Ом}],$$

де $S_{\Sigma \text{ ПРІЛ}}$ - максимальне навантаження фази приладами;

$I_{\text{НОМ.}2}^2$ - номінальний струм вторинної обмотки.

$$Z_{\Sigma \text{ НОМ}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Розрахунок попереднього опору з'єднання проводів

$$Z_{\text{ПРІЛ}} = Z_{\text{НОМ.}2} - Z_{\Sigma \text{ ПРІЛ}} - Z_K, [\text{Ом}],$$

де $Z_{\Sigma \text{ ПРІЛ}}$ - максимальний струмовий опір котушок приладів
найбільш завантаженої фази;

$Z_{\text{НОМ.}2}$ - номінальний опір вторинної обмотки ($Z_{\text{НОМ.}2} = 0,8 \text{ Ом}$);

Z_K - опір контактів ($Z_K = 0,05 \text{ Ом}$).

$$Z_{\text{ПРІЛ}} = 0,8 - 0,02 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом.}$$

Розрахунок поперечного перерізу з'єднання проводів:

$$S_{\text{МІН}} = \frac{\rho \cdot l_P}{Z_{\text{ПР}}}, [\text{мм}^2],$$

де ρ - питомий опір алюмінієвого проводу ($\rho = 0,028 \text{ Ом мм}^2$);

l_P - розрахункова довжина проводу ($l_P = 75 \text{ м}$);

$Z_{\text{ПР}}$ - опір проводів .

$$S_{\text{МІН}} = \frac{0,028 \cdot 75}{0,73} = 2,88 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо стандартний переріз 4 мм^2 .

Перерахунок опору з'єднувальних проводів:

$$Z_{\text{МІН}} = \frac{0,028 \cdot 75}{4} = 0,525 \text{ Ом.}$$

Розрахунок навантаження лінії :

$$Z_P = Z_{\text{ПРІЛ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_K = 0,02 + 0,525 + 0,1 = 0,645 \text{ Ом.}$$

Так як номінальне навантаження трансформатора струму більше ніж розрахункове :

$$Z_{\text{НОМ}} \geq Z_{\text{РОЗ}}, [\text{Ом}]$$

$$0,8 \geq 0,645 ,$$

то вибраний трансформатор струму працюватиме в класі точності 0,5.

11.3. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення 100 В або $(100/\sqrt{3})$ В, для живлення лічильників, вольтметрів та пристроїв релейного захисту та для відокремлення ланцюгів вимірювання і релейного захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Трансформатори напруги виготовляють різних типів на різні класи напруг. Вони можуть бути однофазними та трифазними. У зв'язку з цим трансформатори напруги вибирають:

- за призначенням;
- за схемою з'єднання між собою;
- за класом точності;
- за номінальними параметрами, а саме за умовою:

$$U_{1\text{ном}} \geq U_{\text{мережі}}$$

- за умовою роботи у заданому класі точності:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{р}},$$

де $U_{1\text{ном}}$ - номінальна напруга первинної обмотки трансформатора напруги, кВ; $U_{\text{мережі}}$ - номінальна напруга мережі, для роботи в якій вибирається трансформатор напруги, кВ; $S_{2\text{ном}}$ - номінальна повна потужність трансформатора напруги, тобто максимальне значення повної потужності електроенергії, що віддається вторинною обмоткою у зовнішнє коло, за якої трансформатор працює у заданому класі точності, ВА; $S_{2\text{р}}$ - розрахункова повна потужність електроенергії, що споживається контрольно-вимірювальними приладами, ВА.

Трансформатор напруги встановлюється на кожній секції збірних шин розподільчих пристроїв усіх класів напруги і вони є джерелом напруги для всіх паралельних котушок контрольно-вимірювальних приладів кожного приєднання до даної секції. У зв'язку з цим необхідно знати число приєднань

даної секції розподільчого пристрою, а також дані приладів з паралельними котушками.

Розрахунок вимірювального трансформатора напруги, що встановлюється в лінії КЛ 10,5 кВ, що живить ЗШ1.

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

Для живлення лічильників, вольтметрів та пристроїв релейного захисту застосуємо вимірювальний трансформатор напруги типу НАМИ-10.

Паспортні дані НАМИ-10:

$$U_{НОМ1} = 10\text{кВ}$$

$$U_{НОИМ2} = 100\text{ В}$$

$$S_{НОМ2} = 120\text{ ВА}$$

$$S_{НОМ2} \geq S_p, [\text{ВА}]$$

Таблиця 11.3.1.

Найменування приєднання	Прилад	Тип приладів	Потужність однієї котушки, ВА	Число котушок	Число приладів	Загальна потужність S, ВА
Збірні шини	Вольтметр	Э-335	2	1	1	2
Приєднання трансформатора зв'язку з системою до шин 10,5 кВ	Лічильник активної та реактивної енергії	“Електронний лічильник”	3,7	2	1	7,4
Лінії 10,5 кВ до ТП	Лічильник активної та реактивної енергії	“Електронний лічильник”	3,7	2	6	44,4
Приєднання трансформатора власних потреб	Лічильник активної та реактивної енергії	“Електронний лічильник”	3,7	2	1	7,4
Усього						61,2

Розраховуємо 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.

$$S_{\Sigma 2} = 82,6 + 90 = 172,6 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Оскільки, умова:

$$S_{\text{НОМ2}} = 120 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{\text{р}} = 172,6 \text{ В} \cdot \text{А}$$

- не виконується, то потрібно вибрати ще один трансформатор напруги, який би покривав потрібне навантаження.
- виконується, то трансформатори напруги задовольняють умову перенавантаження і можуть бути прийняті до установки.

Визначаємо втрати напруги в з'єднувальних проводів.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_N \cdot z_{\text{ПП}}}{U_{N2}} \cdot 100\% \leq 0.5\%,$$

$$\text{де } I_N = \frac{S_{\Sigma 2}}{U_N} = \frac{118}{100} = 1.18 \text{ А};$$

$$z_{\text{ПП}} = \frac{\rho \cdot l_P}{S_{\text{СТ}}} = \frac{0.028 \cdot 40}{6} = 0.186 \text{ Ом.}$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 1.18 \cdot 0.186}{100} \cdot 100\% = 0.38\% \leq 0.5\%$$

Оскільки умова:

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

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

Сумарне навантаження:

$$S_{2p} = \sqrt{P_{\Sigma 2}^2 + Q_{\Sigma 2}^2} = \sqrt{75^2 + 263,5^2} = 274 \text{ ВА},$$

де $P_{\Sigma 2}, Q_{\Sigma 2}$ - сумарне значення відповідно активної (Вт) та реактивної (вар) потужності електроенергії, яка споживається приладами (їх паралельними котушками) секції збірних шин.

Оскільки в наявності розрахункові лічильники електроенергії, клас точності трансформатора напруги - 0,5.

Номінальне навантаження трансформатора напруги ЗНОЛ.09 – 6.02 у класі точності 0,5 складає 50 ВА. Отже, номінальне навантаження 2 х ЗНОЛ.09 – 6.02 складає 100 ВА. Приймаємо дві групи із трансформаторів напруг 2 х ЗНОЛ.09 – 6.02 з номінальним навантаженням $100 \times 2 = 200 \text{ ВА}$. Решту навантаження $274 - 200 = 74 \text{ ВА}$ приєднуємо до трансформатора напруги НТМИ-6-66УЗ з номінальним навантаженням 75 ВА.

Отже, на кожній секції збірних шин ГРП встановлюємо дві групи із трансформаторів напруг 2 х ЗНОЛ.09 – 6.02 та один трансформатор напруги НТМИ-6-66УЗ[2].

Для з'єднання трансформаторів напруг з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил 2,5 мм² за умовами механічної стійкості.

Вибір ТВП.

Таблиця 11.3.2.

№	Найменування	Встановлена потужність			cosφ	Навантаження	
		одного	кільк.	всього, кВА		P, кВт	Q, квар
1	Підігрів шаф КРП	1	20	20	1	20	-
2	Опалення та освітлення	6	1	6	1	6	-
3	Зовнішнє освітлення	2	1	2	1	2	-
4	Навантаження оперативних кіл	2	1	2	1	2	-
	Разом					30	0

Система оперативного струму – змінний струм.

Розрахункова потужність трансформатора

$$S_{\text{РОЗР}} = K_C * \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,85 * \sqrt{30^2 + 0^2} = 25,5 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{РОЗР.ТР}} = S_{\text{РОЗР}} / K_{2\text{доп}} = 25,5 / 1,4 = 18,2 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{НОМТР}} \geq S_{\text{РОЗР.ТР}} .$$

Отже, беремо 2 трансформатори ТМ-25/6 з $S_{\text{НОМТР}} = 25 \text{ кВА}$.

12. Розрахунок та проектування цехової мережі на напрузі 0,38 кВ

Всі електроприймачі 0,4 кВ розраховані трифазний змінний струм. За категорією надійності електропостачання вони відносяться до 2-ї категорії і встановлюються стаціонарно.

Всі електродвигуни для технологічного обладнання вибрано в закритому виконанні з короткозамкненим ротором. Для пуску електродвигунів використано магнітні пускачі і кнопки керування.

Таблиця 12.1.

Назва приладу	п, шт	Рном, кВт
сварочні автомати	3	50
вентилятори	3	4,8
компресори	2	30
алмазно-розточні верстати	4	2,5
горизонтально-фрезерний верстат	3	25
повздовжньо-стругальні верстати	2	40
кран-балка	1	15
мостовий кран	1	55
розточні верстати	5	14
поперечно-стругальні верстати	2	10
радіально-свердлильні верстати	3	3
вертикально-свердлильні верстати	2	4
електропечі опору	2	32
заточні верстати	2	1,5
токарно-револьверні верстати	7	4,5

12.1. Визначення розрахункової потужності групи електроприймачів

Знаходимо розрахункову потужність електроприймачів:

Для прикладу розрахунок проводимо для радіально-свердлильного верстата:

Сумарна номінальна потужність 3-х радіально-свердлильного верстата:

$$P_{ном} = P'_{ном} \cdot n = 3 \cdot 3 = 9 \text{ кВт}$$

де
– одинична номінальна потужність;
– кількість електроприймачів.

Використовуючи довідникові дані задаємося коефіцієнтами потужності:

-для верстатів: $K_B = 0,14$, $\cos \varphi = 0,4$, $\tan \varphi = 2,29$.

Визначимо середню потужність за максимально завантаженою зміну:

$$P_{см} = P_{ном} \cdot K_B = 9 \cdot 0,14 = 1,26 \text{ кВт};$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \tan \varphi = 1,26 \cdot 2,29 = 2,88 \text{ квар}$$

Для інших споживачів результати розрахунків заносимо в таблицю 11.3.

Сумарна номінальна потужність електроприймачів:

$$P_{\Sigma ном} = \sum P_{ном} = 566,4 \text{ кВт}$$

Коефіцієнт використання електросприймачів:

$$K_B = \frac{P_{\Sigma см}}{\sum P_{ном}} = \frac{86,64}{566,4} = 0,15$$

Ефективне число електроприймачів розраховується за виразом :

$$n_e = \frac{(\sum P_{ном i})^2}{\sum P_{ном i}^2} = \frac{566,4^2}{50^2 \cdot 3 + 4,8^2 \cdot 3 + 30^2 \cdot 2 + 2,5^2 \cdot 4 + 25^2 \cdot 3 + 40^2 \cdot 2 + 15^2 \cdot 1} + \frac{566,4^2}{55^2 \cdot 1 + 14^2 \cdot 5 + 10^2 \cdot 2 + 3^2 \cdot 3 + 4^2 \cdot 2} = 21,96$$

По таблиці 8.1., стор. 234[2] знаходимо коефіцієнт максимуму:

$$K_M = 1,55.$$

Розрахункова активна потужність всіх електросприймачів, що працюють зі змінним графіком навантаження:

$$P_P = K_M \cdot P_{\Sigma см} = 1,55 \cdot 86,64 = 134,29 \text{ кВт}$$

Так як $n_e > 10$, то реактивна складова визначається як:

$$Q_P = Q_{\Sigma см} = 184,09 \text{ квар}.$$

Повна потужність:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} = \sqrt{134,29^2 + 184,09^2} = 227,86 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм всіх електросприймачів, що працюють зі змінним графіком навантаження:

$$\tilde{I}_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{227,86}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 346,197 \text{ А}$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 11.3.

12.2. Розрахункова потужність електроприймачів, що працюють із постійним графіком навантаження

Для прикладу проведемо розрахунок для електропечі опору (13) в таблиці 11.1.

Сумарна номінальна потужність цієї підгрупи електроприймачів:

$$\bar{P}_{ном} = P'_{ном} \cdot n = 32 \cdot 2 = 64 \text{ кВт},$$

де $P'_{ном}$ - одинична номінальна потужність;

n - кількість електроприймачів цієї групи.

Використовуючи довідникові дані задаємося коефіцієнтами потужності:

- для печі опору: $K_B = 0,7$, $\cos \varphi = 0,96$, $\tan \varphi = 0,29$.

Визначимо середню потужність за максимально завантаженою зміну:

$$\overline{P}_{cm} = \overline{P}_{ном} \cdot \kappa_B = 64 \cdot 0,7 = 44,8 \text{ кВт} ;$$

$$\overline{Q}_{cm} = \overline{P}_{cm} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 44,8 \cdot 0,29 = 12,99 \text{ квар} .$$

Для інших споживачів результати розрахунків занесемо в таблицю 11.3.

Сумарна номінальна потужність споживачів, що працюють по даному графіку навантаження:

$$\overline{P}_{\Sigma ном} = \sum \overline{P}_{ном} = 98,5 \text{ кВт}$$

Розрахункова потужність групи електроприймачів, що працюють з постійним графіком навантаження:

$$\overline{P}_P = \overline{P}_{\Sigma cm} = 56,65 \text{ кВт} ;$$

$$\overline{Q}_P = \overline{Q}_{\Sigma cm} = 25,67 \text{ квар} .$$

$$\overline{S}_P = \sqrt{\overline{P}_P^2 + \overline{Q}_P^2} = \sqrt{56,65^2 + 25,67^2} = 62,194 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм усієї групи електроприймачів, що працюють зі сталим графіком навантаження:

$$\overline{I}_P = \frac{\overline{S}_P}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{62,194}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 94,49 \text{ А}$$

Знаходимо розрахункові потужності всієї групи електроприймачів:

$$P_P = P_P + \overline{P}_P = 134,29 + 56,65 = 190,94 \text{ кВт} ;$$

$$Q_P = Q_P + \overline{Q}_P = 184,09 + 25,67 = 209,76 \text{ квар} ;$$

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} = \sqrt{346,197^2 + 94,49^2} = 358,86 \text{ кВА} .$$

Розрахунковий струм усієї групи електроприймачів:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{358,86}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 545,23 \text{ А}$$

Таблиця 12.2.1.

Назва обладнання	п, шт.	Рном.од, кВт	Рном, кВт	m	Кв	cos(fi)	tg(fi)	Рсм, кВт	Qсм, квар	пе	Кмакс	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА
сварочні автомати	3	50	150		0,14	0,4	2,2913	21	48,117					
вентилятори	3	4,8	14,4		0,65	0,8	0,75	9,36	7,02					
компресори	2	30	60		0,14	0,4	2,2913	8,4	19,247					
алмазно-розточні верстати	4	2,5	10		0,14	0,4	2,2913	1,4	3,2078					
горизонтально- фрезерний верстат	3	25	75		0,14	0,4	2,2913	10,5	24,059					
повздовжньо-стругальні верстати	2	40	80		0,14	0,4	2,2913	11,2	25,662					
кран-балка	1	15	15		0,14	0,4	2,2913	2,1	4,8117					
мостовий кран	1	55	55		0,8	0,8	2,2913	7,7	17,643					
розточні верстати	5	14	70		0,14	0,4	2,2913	9,8	22,455					
поперечно-стругальні верстати	2	10	20		0,14	0,4	2,2913	2,8	6,4156					
радіально-свердлильні верстати	3	3	9		0,14	0,4	2,2913	1,26	2,887					
вертикально- свердлильні верстати	2	4	8		0,14	0,4	2,2913	1,12	2,5662					
Сум. змінне нав.	31		566,4	22	0,15	0,4258	2,1248	86,64	184,09	31	1,553	131,3	184,1	226,11
електропечі опору	2	32	64		0,7	0,96	0,2917	44,8	13,067					
заточні верстати	2	1,5	3		0,8	1	0	2,4	0					
токарно-револьверні верстати	7	4,5	31,5		0,3	0,6	1,3333	9,45	12,6					
Сум. постійне нав.	11		98,5		0,58	0,9109	0,4531	56,65	25,667			56,65	25,67	62,193

12.3. Визначення пікової потужності та пікового струму

Піковий струм групи споживачів визначається, виходячи з таких умов: всі двигуни крім найпотужнішого працюють в нормальному режимі, а найпотужніший запускається.

Піковий струм групи споживачів:

$$I_{\text{пik}} = i_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{розр}} - K_{\text{в}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}})$$

- пусковий струм найпотужнішого двигуна в групі;
- розрахунковий струм всіх електроприймачів.
- коефіцієнт використання для цього двигуна;
- номінальний струм найпотужнішого двигуна.

$$i_{\text{пуск}}^{\text{max}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}}$$

- кратність пускового струму. K

$$I_{\text{ном}}^{\text{max}} = \frac{P_{\text{ном}}^{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{\text{ном}}} = \frac{55}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,8} = 130,56 \text{ A}$$

- потужність найпотужнішого двигуна;

$$i_{\text{пуск}}^{\text{max}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}} = 5 \cdot 130,56 = 652,84 \text{ A}$$

$$I_{\text{пik}} = i_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{розр}} - K_{\text{в}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}}) = 652,84 + (545,23 - 0,19 \cdot 130,56) = 1173,26 \text{ A}$$

$$S_{\text{пik}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{пik}} = \sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 1173,26 = 772,22 \text{ A}$$

12.4. Вибір автоматичного вимикача (AB) від ТП1 до групи електроприймачів

Вибір автоматичного вимикача (AB) від ТП1 до групи електроприймачів:

Умови вибору АВ:

$$U_{\text{ном}}^{\text{AB}} \geq U_{\text{ном}}^{\text{мережі}}$$

- номінальна напруга мережі, в якій застосовується вимикач.

Номинальний струм розчеплювача:

$$I_{\text{ном розч}} \geq I_{\text{розр}}$$

Номинальний струм АВ:

$$I_{\text{ном}}^{\text{АВ}} \geq I_{\text{ном розч}}$$

Перевірка АВ за струмом спрацювання розчеплювача миттєвої дії

$$I_{\text{спрац}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пik}}$$

Автоматичні вимикача вибираємо з табл.14.4 стор.324[2]

Для кабельних ліній вибираємо АВ типу **A3716Б**

Таблиця 11.4.

КЛ №1		
Дані АВ	Умова вибору	Розрахункові дані
380 В	=	380 В
630А	>	545,23 А
800 А	>	630 А
1600 А	>	1,25 · 1173,26 = 1466,58 А
A3716Б		

12.5. Вибір кабельної лінії від ТП1 до групи силових пунктів

Вибираємо 2-ві КЛ типу ААШв, прокладка в повітрі напругою до 1кВ за табл. 11.1 стор 272[2]

Вибір проводимо за умови:

$$K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}}^{\text{КЛ}} \geq I_{\text{розр}}$$

де, $K_{\text{пр}}$ – коефіцієнт прокладки кабеля $K_{\text{пр}} = 1,0$

Вибір КЛ №1 до силового пункт.

Розрахунковий струм всіх електроприймачів:

$$I_{\text{роз}} = 545,23$$

Вибираємо КЛ типу ААШв-1,0-4х120

$$\text{де } I_{\text{доп}} = 600 \quad S_{\text{ст}} = 120$$

$$1,0 \cdot 600 = 600 > 545,23 \text{ – умова виконується}$$

12.6. Вибір характеристик апаратів захисту

Згідно з ПУЕ, апарати захисту за своєю вимикаючою здатністю мають відповідати максимальному значенню струму короткого замикання на початку ділянки, що захищається, електричної мережі.

Допускається установка апаратів захисту, нестійких до максимальних значень струму короткого замикання, якщо найближчий апарат, розташований у напрямі до джерела живлення, забезпечує миттєве вимкнення струму короткого замикання.

Розрахуємо номінальний струм для радіально-свердлильного верстата:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi_{ном} \cdot \eta_{ном}} = \frac{3}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,8} = 7,12 \text{ А}$$

В якості апарата захисту встановлюємо автоматичний вимикач.

Умови вибору автоматичного вимикача:

1. $U_{ном}^{AB} \geq U_{ном}^{мер}.$
2. $I_{ном}^{розч} \geq I_{ном(розр)}.$
3. $I_{ном}^{AB} \geq I_{ном}^{розч}.$
4. $I_{спрац} \geq 2,5 \cdot I_{нік}$

Вибір автоматичних вимикачів до інших електроприймачів таблиця 11.5.

таблиця 11.5.

№	Назва	електроприймачі						автоматичні вимикачі			
		P _{ном,од} кВт	Кіль- кість	cos(φ)	ККД	I _p , А	I _n ·1,25 А	тип	характеристика		
									I ^p _{ном} ,А	I _{спр} , А	I ^a _{ном} , кА
1	СВа	50	3	0,8	0,8	118,70	593,49	A3710Б	160	630	160
2	В1	4,8	3	0,8	0,8	11,40	56,98	A3710Б	16	630	160
3	Ком.	30	2	0,8	0,8	71,22	356,10	A3710Б	80	630	160
4	АРВ	2,5	4	0,8	0,8	5,93	29,67	A3710Б	16	630	160
5	Гвф	25	3	0,8	0,8	59,35	296,75	A3710Б	63	630	160
6	Псв	40	2	0,8	0,8	94,96	474,79	A3710Б	100	630	160
7	КБ	15	1	0,8	0,8	35,61	178,05	A3710Б	40	630	160
8	МК	55	1	0,8	0,8	130,57	652,84	A3710Б	160	630	160
9	Рв	14	5	0,8	0,8	33,24	166,18	A3710Б	40	630	160
10	Псв	10	2	0,8	0,8	23,74	118,70	A3710Б	25	630	160
11	Рсв	3	3	0,8	0,8	7,12	35,61	A3710Б	16	630	160
12	Всв	4	2	0,8	0,8	9,50	47,48	A3710Б	16	630	160
13	Епо	32	2	0,96	0,8	63,31	316,53	A3710Б	80	630	160
14	Зв	1,5	2	1	0,8	2,85	14,24	A3710Б	16	630	160
15	Трв	4,5	7	0,6	0,8	14,24	71,22	A3710Б	16	630	160

12.7. Вибір типу силового розподільчого пункту

Силовий пункт - це закрита металева шафа, в якій змонтовано апарати захисту, запобіжники або автоматичні вимикачі. Ці апарати з'єднані між собою шинами. На вході в силовий пункт підключають рубильник або автоматичний вимикач. Силовий пункт має зажими для підключення кабелів або проводів.

Для прийняття та розподілення електроенергії до груп електроспоживачів застосовують СП (силові пункти).

Вибір силових пунктів здійснюється за таблицею 3.10 [1].
Результати вибору зведені в таблицю 11.6.

Таблиця 11.6.

№	Тип СП	Кількість приєднан ь	$I_{СП}^P$	Назва	$n_{\text{кол}}$	I_{Σ}^{Σ}, A
1	СПА77 – 8	160x8	400	СВа, АРв.	7	$3 \cdot 118,70 + 4 \cdot 5,93 = 379,82$
2	СПА77 – 8	160x8	400	В1, Ком, Гвф.	8	$3 \cdot 11,40 + 2 \cdot 71,22 + 3 \cdot 59,35 = 354,69$
3	СПА77 – 8	160x8	400	Псв, КБ, МК, Рсв.	7	$2 \cdot 94,96 + 1 \cdot 35,61 + 1 \cdot 130,57 + 3 \cdot 7,12 = 377,46$
4	СПА77 – 8	160x8	400	Рв, Псв.	7	$5 \cdot 33,24 + 2 \cdot 23,74 = 213,68$
5	СПА77 – 8	160x8	400	Всв, Епо, Зв.	6	$2 \cdot 9,50 + 2 \cdot 63,31 + 2 \cdot 2,85 = 151,32$
6	СПА77 – 8	160x8	400	Твр	7	$7 \cdot 14,24 = 99,68$

12.8. Визначення перерізу струмоведучих елементів

У цехових мережах застосовують, як правило, алюмінієвий провід.

Мідний провід застосовують для підключення установок на віброізолюючих опорах, а також в мережах усіх кранів. У музеях, картинних галереях, бібліотеках, архівах та інших сховищах слід застосовувати тільки мідний провід. Електроенергія в цеху розподіляється кабельними лініями, шинопроводами або проводом у трубі.

Провід у трубі під підлогою використовують тільки в громадських будинках і цехах, де потрібні стерильні умови.

Умова вибору перерізу:

$$\frac{I_{ном}^{розч} \cdot K_3}{K_n} \leq I_{доп}$$

де K_n - коефіцієнт прокладки, $K_n = 1$

K_3 - кратність струму захисту провідника відносно апарату захисту. Вибирається з таблиці 14.1, стор.315[1]. $K_3 = 1$

$I_{доп}$ - допустимий тривалий струм провода, вибирається з таблиці 14.15, стор.335[1].

З таблиці 14.26, стор.342[1] вибираємо діаметр жил.

Результати вибору перерізу провідників наведено в таблиці 11.7.

Таблиця 11.7.

Електроприймач				автоматичний вимикач	$\frac{I_{ном.розч} \cdot K_3}{K_n}$	Провід АПРТО-500		
№ п/п	Назва обладнання	п, шт	Рном, кВт	$I_{ном.розч}, A$		$I_{доп}$	жила	
							$S_{ст}, мм^2$	$d_{ж}, мм$
1	СВа	3	50	160	160	175	150	22,7
2	В1	3	4,8	16	16	19	2,5	5,4
3	Ком.	2	30	80	80	85	35	12,4
4	АРВ	4	2,5	16	16	19	2,5	5,4
5	Гвф	3	25	63	63	70	25	11,2
6	Псв	2	40	100	100	120	50	14,6
7	КБ	1	15	40	40	55	16	9,9
8	МК	1	55	160	160	175	150	22,7
9	Рв	5	14	40	40	55	16	9,9
10	Псв	2	10	25	25	30	6	6,3
11	Рсв	3	3	16	16	19	2,5	5,4
12	Всв	2	4	16	16	19	2,5	5,4
13	Епо	2	32	80	80	85	35	12,4
14	Зв	2	1,5	16	16	19	2,5	5,4
15	Трв	7	4,5	16	16	19	2,5	5,4

12.9. Вибір діаметру труб

При прокладанні мереж застосовують електричний провід, кабель, шинопроводи та струмові проводи.

Прокладка проводів у трубах застосовується в будь-яких приміщеннях. Це найбільш надійна і в той же час найбільш трудомістка та дорога електропроводка. Для її виконання застосовують сталеві та пластмасові труби.

Звичайні сталеві водогазопровідні та легкі водогазопровідні (з умовним проходом 20-50мм) труби допускається застосовувати в пожежонебезпечних та вибухонебезпечних зонах. Тонкостінні електрозварні труби не допускається застосовувати у вибухонебезпечних зонах.

Проводи закладають у повністю змонтовані труби з протяжними коробками, заздалегідь надівши на кінці труб пластмасові втулки для захисту ізоляції проводів при протягненні проводів. Для збереження ізоляції від пошкоджень необхідно правильно вибрати діаметр труби, який залежить від діаметра та якості проводу, конфігурації трубопроводу, його довжини і наявності на ньому вигинів. Вибираємо труби за монограмою (с. 345 [1]), а потім за табл.14.29 [1]. Результати вибору труб наведено в таблиці 11.8.

Таблиця 11.8.

Електроприймач		провід АПРТО- 500	кількість проводів	Труби			
№ п/п	Назва	дж, мм	п, шт	Двн, мм	дв, мм	дз, мм	дy, мм
1	СВа	22,7	4	100	105	114	30
2	В1	5,4	4	17	21,2	26,8	20
3	Ком.	12,4	4	49	53	60	50
4	АРВ	5,4	4	17	21,2	26,8	20
5	Гвф	11,2	4	45	53	60	50
6	Псв	14,6	4	62	67,5	75,5	70
7	КБ	9,9	4	37	41	48	40
8	МК	22,7	4	100	105	114	30
9	Рв	9,9	4	37	41	48	40
10	Псв	6,3	4	23	27,1	33,5	25
11	Рсв	5,4	4	17	21,2	26,8	20
12	Всв	5,4	4	17	21,2	26,8	20
13	Епо	12,4	4	49	53	60	50
14	Зв	5,4	4	17	21,2	26,8	20
15	Трв	5,4	4	17	21,2	26,8	20

12.10. Розрахунок втрат напруги лінії живлення

За табл. 15.4 [1] визначаємо активний і реактивний опір для стандартного перерізу КЛ. Довжину КЛ від шин ТП до СП приймаємо $L=100$ м.

КЛ (ААПВ-0,4-4х50):

$$r_o = 0,329 \text{ м} / \text{км}$$

$$x_o = 0,0602 \text{ м} / \text{км}$$

$$L=0,1 \text{ км}$$

$$\Delta U_{кл1} = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_o \cdot \cos\phi + x_o \cdot \sin\phi) = \sqrt{3} \cdot 98,9 \cdot 0,1 \cdot (0,625 \cdot 0,85 + 0,0625 \cdot 0,53) = 9,66 \text{ В}$$

$$\Delta U = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100\% = \frac{9,66}{380} \cdot 100\% = 2,54\%$$

$$\Delta U = 2,54\% < 5\%$$

Отже втрати напруги в лінії живлення допустимі.

12.11. Вибір магнітного пускача, проводу від пускача до електроприймача та кнопки управління

За табл.3.8.[2] вибираємо магнітні пускачі серії ПМА змінного струму відкритого виконання нереверсивні з тепловим реле на напругу 380В.

Умови вибору магнітного пускача:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.мер.}$$

$$I_{ном.} \geq I_{ном.розр.}$$

$$P_{підкл.доп.} \geq P_{підкл.двиг.}$$

Для прикладу вибираємо магнітний пускач ПМА для алмазно-розточного верстату з такими номінальними параметрами:

Дані ПМА	Дані двигуна
$U_{ном} = 380В$	$U_{ном} = 380В$
$I_{ном} = 25А$	$I_{\hat{\imath}\hat{\imath}} = 5,93\hat{A}$
$P_{підкл.доп.} = 10кВт$	$P_{ном.} = 2,5кВт$

Результати вибору пускачів для інших споживачів наведено в таблиці 11.9.

Таблиця 11.9.

Дані електроприймачів					Дані пускачів ПМА		
№ п/п	Назва обладнання	Р _{ном} , кВт	$I_{ном.}, A$	$U_{ном.}, B$	$P_{підкл.доп.}, A$	$I_{ном.}, A$	$U_{ном.}, B$
1	СВа	50	118,70	380	75	160	380
2	В1	4,8	11,40	380	17	40	380
3	Ком.	30	71,22	380	55	100	380
4	АРВ	2,5	5,93	380	4	10	380
5	Гвф	25	59,35	380	30	63	380
6	Псв	40	94,96	380	55	100	380
7	КБ	15	35,61	380	17	40	380
8	МК	55	130,57	380	75	160	380
9	Рв	14	33,24	380	17	40	380
10	Псв	10	23,74	380	10	25	380
11	Рсв	3	7,12	380	4	10	380
12	Всв	4	9,50	380	4	10	380
13	Епо	32	63,31	380	55	100	380
14	Зв	1,5	2,85	380	1,1	4	380
15	Трв	4,5	14,24	380	10	25	380

З табл. 3.14, стор.84[2], вибираємо провід від пускача до електроприймача. Приймаємо кабель типу *ГРШ* – $4 \times 2,5 \text{ мм}^2$

На всі електроприймачі встановлюємо кнопку управління типу ПКЕ-222-2У2.

З таблиці 14.12, стор.332[1], вибираємо кабель від електроприймача до кнопки управління типу *КВВГ* – $4 \times 1,5 \text{ мм}^2$.

13. Релейний захист та автоматика елементів системи електропостачання заводу

При виборі типів релейного захисту (РЗ) слід керуватися тим, що пристрої РЗ мають забезпечувати автоматичне відключення елемента, що захищається, у випадку його пошкодження, яке становить безпосередню небезпеку для нього чи всієї установки, а також у разі виникнення умов, що загрожують пошкодженням (різке зниження рівня масла в трансформаторі) або порушення нормального режиму роботи електроустановки. Якщо порушення нормального режиму роботи чи пошкодження не являють безпосередню небезпеку для електроустановки, то пристрої релейного захисту мають забезпечувати сигналізацію, яка вказує на виконання цих режимів.

При виборі схеми релейного захисту треба керуватися типовими схемними рішеннями. Але слід пам'ятати про особливості конкретного РЗ, що накладаються використовуваною комутаційною апаратурою, фактичним джерелом оперативного струму, віддаленістю підстанції від джерела живлення тощо.

Методика вибору струмів спрацювання захистів визначається типом захистів і вимогами, що ставляться до їх чутливості і надійності. Струм спрацювання максимального струмового захисту відстроюється від максимальних струмів навантаження.

Витримка часу максимального струмового захисту вибирається з умови узгодження із захистом попередньої ділянки. При узгодженні із захистом, що має незалежну витримку часу, ступінь часу обирається 0,35...0,6 с, при узгодженні із захистом, що має незалежну характеристику, - 0,6...1 с. При виборі узгодженні з швидкодіючим захистом ступінь часу обирається 0,35...0,4 с.

13.1. Розрахунок струмової відсічки

В якості сприймаючого пристрою застосуємо реле струму РТ- 40. Захист виконаний за двофазною дворелейною схемою зі з'єднанням трансформаторів струму та реле в неповну зірку.

Струм спрацювання миттєвої відсічки [1]:

$$I_{C.з.} = k_B \cdot I_{K3}^1 = 1.9 \cdot 236,8 = 449,9 A$$

$$, \text{ де } I_{K3}^1 = I_{K3} \left(\frac{U_{НОМ.НН}}{U_{НОМ.ВН}} \right) = 5920 \cdot \frac{0,4}{10} = 236,8 A$$

де $k_B=1,9$ - коефіцієнт відстройки реле типу РТ- 40.

Струм спрацювання реле:

$$I_{C.р.} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C.з.}}{K_{ТА}} = \frac{1 \cdot 449,9}{100 / 5} = 22,49 A$$

де $k_{C3}=1$ -коефіцієнт самозапуску ; $I_{K, \max}$ - КЗ в одній із фаз при вимкненому секційному вимикачі ; $K_{ТА}$ - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)}}{I_{C.з.}} = \frac{0,87 \cdot 5850}{449,9} = 11,3 > 2$$

13.2. Розрахунок максимального струмового захисту

Струм спрацювання МСЗ визначаємо за формулою:

$$I_{C.з.} = \frac{k_H \cdot k_{C3}}{k_{ЗВ}} \cdot I_{дон} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 205 = 470,3 A$$

де $k_H = 1,3$ - коефіцієнт надійності; $k_{ЗВ} = 0,85$ - коефіцієнт звороту струмового реле; k_{C3} – коефіцієнт самозапуску навантаження.

Струм спрацювання реле:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.З.} \cdot K_{CX.}}{k_{TC}} = \frac{470,3 \cdot 1}{100 / 5} = 20,37 A$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\eta} = \frac{I_{KЗ.}^1}{I_{C.З.}} = \frac{236,8}{470,3} = 0,5 < 2$$

Враховуючи, що струмова відсічка не задовольняє умови чутливості

$K_{\eta} = 14,7 > 2$, застосовуємо максимальний струмовий захист з блокуванням за напругою із застосуванням реле напруги мінімальної дії.

13.3. Опис роботи релейного захисту

В аварійній ситуації, при спрацюванні МСЗ або струмової відсічки (спрацювання секційного вимикача), після витримки часу вмикається пристрій автоматичного повторного включення АПВ однократної дії. Витримка часу відстроюється для спрацювання приводу вимикача навантаження ВН кабельної лінії. При цьому передбачається блокування АПВ при ввімкненому ВН. Після успішного АПВ кабельна лінія від'єднується, а споживачі ТП продовжують отримувати живлення і подається сигнал про аварію на кабельній лінії. При аварії на шинах релейний захист спрацьовує повторно.

14. Розрахунок компенсації реактивних струмів і вибір компенсуючих пристроїв

Реактивну потужність, що подається до електроприймачів, необхідно знижувати (компенсувати) до нуля.

При компенсації необхідно враховувати такі загальні вимоги:

1. На відміну від активної реактивну потужність можна генерувати в будь-якій точці мережі.
2. Наближення джерел реактивної потужності до споживачів сприяє розвантаженню мережі.
3. Баланс реактивної потужності має бути витриманий для всіх вузлів системи електропостачання.

Заходи щодо зниження реактивної, потужності що передається споживачам, можна поділити на дві групи:

- Заходи, що не потребують додаткових капітальних вкладень і направлені на раціоналізацію режимів роботи електрообладнання у напрямку зменшення реактивних навантажень;
- заходи з додатковими капітальними вкладеннями, які полягають у встановленні спеціальних джерел реактивної потужності.

На промислових підприємствах використовують для компенсації реактивних навантажень конденсатори, синхронні двигуни та статичні джерела реактивної потужності.

Найбільшого поширення дістали конденсатори. Невелика маса, відсутність частин, що обертається, незначні витрати енергії, простота обслуговування, безпечність і надійність в експлуатації дозволяють використовувати конденсатори для компенсації реактивної потужності на всіх ступенях системи електропостачання.

Оптимальне значення реактивної потужності, яку можна передати через трансформатори трансформаторної підстанції:

$$Q_T = \sqrt{(S_T \cdot N_{te} \cdot \beta)^2 - (P_p)^2} = \sqrt{(630 \cdot 8 \cdot 0,9)^2 - 5026,9^2} = 2165,05 \text{ квар},$$

де $S_T = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ - потужність одного трансформатора на трансформаторній підстанції; $N_{te} = 8$ шт. - оптимальна кількість трансформаторів на трансформаторній підстанції; $\beta = 0,9$ - нормований коефіцієнт завантаження цехових трансформаторів; $P_p = 5026,9 \text{ кВт}$ - розрахункова потужність електроприймачів напругою до 1 кВ.

Потужність конденсаторної установки, що визначається пропускною здатністю трансформаторів трансформаторної підстанції:

$$Q_{нк1} = Q_p - Q_T = 4724,16 - 2165,05 = 2559,11 \text{ квар}.$$

Потужність конденсаторних установок, які забезпечують оптимальну величину втрат електричної енергії в електромережах:

$$Q_{нк2} = Q_p - Q_{нк1} - \gamma \cdot S_T \cdot N_{te} = 4724,16 - 2559,11 - 0,38 \cdot 630 \cdot 8 = 249,85 \text{ квар}$$

де $\gamma = f(k_1; k_2)$, k_1 - залежить від кількості змін для підприємства, яке працює в дві зміни дорівнює 11; k_2 - залежить від характеристики електричної мережі і для радіальної мережі рівний:

$$k_2 = \frac{l_{каб} \cdot S_T}{F_{каб}} = \frac{0,5 \cdot 630}{70} = 4,5.$$

Отже $\gamma = 0,38$ за номограмою на рис.5.14 [1].

Сумарна розрахункова потужність низьковольтних конденсаторних установок:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2} = 2559,11 + 249,85 = 2808,96 \text{ квар}.$$

З розрахунків видно, що на стороні низької напруги трансформаторної підстанції необхідно ставити конденсаторні установки потужністю

$$Q_{нк} = 2808,96 \text{ квар}.$$

Оскільки навантаження рівномірне і є 8 трансформаторів, то

$$Q_{нк} = \frac{2808,96}{8} = 351,12 \text{ квар}.$$

За табл.4.37 [1] маємо:

УКМ-0,4-402-67 УЗ, кількість та потужність ступенів 6х67 квар.

Тип конденсатора – КЭС2-0,4-67-3УЗ.

Габарити: довжина – 1120 мм, ширина – 440 мм, висота – 1910 мм.

Фактична потужність низковольтних конденсаторних установок:

$$Q_{\text{нкф}} = 8 \cdot 402 = 3216 \text{ квар}.$$

Конденсаторна установка підключена через автоматичний вимикач.

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{Q_{\text{кв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{402}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 580,24 \text{ А}.$$

Вибираємо вимикач типу “Електрон” Е06В з табл.3.6 [1]:

$U_{\text{ном}}^{\text{AB}} = 0,4 \text{ кВ}$	=	$U_{\text{ном}}^{\text{мер}} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}}^{\text{розч}} = 630 \text{ А}$	>	$I_p = 580,24 \text{ А}$
$I_{\text{ном}}^{\text{AB}} = 630 \text{ А}$	=	$I_{\text{ном}}^{\text{розч}} = 630 \text{ А}$

Потужність високовольтних конденсаторних установок:

$$Q_{\text{нк}} = Q_p + Q_{\text{рвн}} + \sum \Delta Q_{\text{тпп}} - Q_{\text{е1}} - Q_{\text{сДном}} - Q_{\text{нкф}} + 2 \cdot \Delta Q_{\text{тгпп}}.$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах трансформаторної підстанції:

$$\sum_{i=1}^n \Delta Q_{\text{тпп}} = n \cdot [\Delta Q_x + \beta_t^2 \cdot \Delta Q_k] = 8 \cdot [20,16 + 1,04^2 \cdot 47,25] = 570,12 \text{ квар},$$

де $n=8$ – кількість трансформаторів на трансформаторній підстанції;

ΔQ_k , ΔQ_x - втрати реактивної потужності в трансформаторах при холостому ході і короткому замиканні:

$$\Delta Q_x = \frac{S_{\text{тр.ном}} \cdot i_x}{100} = \frac{630 \cdot 3,2}{100} = 20,16 \text{ квар}.$$

$$\Delta Q_k = \frac{S_{\text{тр.ном}} \cdot U_k}{100} = \frac{630 \cdot 7,5}{100} = 47,25 \text{ квар}.$$

$$\beta_T = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{нкф}})^2}}{n \cdot S_{\text{тр.ном}}} = \frac{\sqrt{5026,9^2 + (4724,16 - 3216)^2}}{8 \cdot 630} = 1,04 -$$

коефіцієнт завантаження трансформатора.

Потужність високовольтних конденсаторних установок:

$$Q_{\text{вк}} = 4724,16 + 570,12 - 0 - 3216 = 2078,28 \text{ квар}.$$

Знак «+» вказує на недокомпенсацію реактивної потужності.

З розрахунків видно, що на стороні високої напруги трансформаторної підстанції недокомпенсація реактивної потужності $Q_{\text{вк}} = 2078,28$ квар, тому необхідно ставити конденсаторні установки. Встановлюємо 2хУКЛ(П)56-6,3(10,5)-1350 УЗ на збіні шини на ВН.

Розрахунки показників якості електричної енергії

До основних показників якості електричної енергії згідно ДСТУ 13109-97 відносяться наступні:

Основні показники:

- усталене відхилення напруги δU_y ;
- розмах зміни напруги δU_t ;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U ;
- коефіцієнт n-ї гармонічної складової напруги $K_{U(n)}$;
- доза флікера P_t ;
- коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю K_{2U} ;
- коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю K_{0U} ;
- відхилення частоти Δf ;
- тривалість провалу напруги Δt_n ;
- імпульсна напруга $U_{\text{имп}}$;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{\text{пер}U}$;

Додаткові показники:

- частота повторення зміни напруги $F_{\delta U_t}$;
- інтервал між змінами напруги $\Delta t_{i,i+1}$;

- глибина провалу напруги δU_n ;
- частість появи провалів напруги F_n ;
- тривалість імпульсу за рівнем 0,5 його амплітуди $t_{imp0,5}$;
- тривалість тимчасової перенапруги $\Delta t_{перU}$.

В курсовому проекті необхідно виконати розрахунок слідуючи показників якості:

1. Розрахунок відхилень напруги.
2. Розрахунок коефіцієнту несинусоїдальності (для підприємств, що мають нелінійні навантаження).

Розрахунок відхилення напруги.

При проектуванні електричних мереж необхідно передбачати заходи, що забезпечують високу якість електричної енергії, одним із основних показників якої є відхилення напруги на затискачах електроприймачів.

Найкращі технічні та економічні параметри приймачі електричної енергії мають у тому випадку коли напруга на їх затискачах - номінальна, тобто виконується умова:

$$V_{\min} \leq V_{\partial} \leq V_{\max},$$

де $V_{\min}$, $V_{\max}$ - відповідно максимальне та мінімальне технічно допустиме відхилення напруги згідно ДЕСТу для даного класу напруги, у розглядуємій точці мережі; V_{∂} - дійсне відхилення напруги у розрахунковій точці мережі. При проектуванні СЕП всю ново спроектовану мережу необхідно перевірити на допустимі відхилення напруги з урахуванням режиму роботи на шинах центру живлення (ЦЖ) при максимальних та мінімальних навантаженнях. У практиці проектування активні і реактивні потужності в максимальних і мінімальних режимах визначають за графіками навантажень чи задають режимом навантаження 100% і режимом навантаження 25%.

Відхилення напруги на затискачах електроприймачів визначається за формулою:

$$V = V_{цж} - \sum_{j=1}^n \Delta U_j + \sum_{i=1}^m \delta U_i, \%,$$

де $V_{цжс}$ - відхилення напруги на шинах ЦЖ, %, якщо виконується умова зустрічного регулювання напруги то приймають, що

$$V_{цжс}' = +5\% \quad V_{цжс}'' = 0\%,$$

$\sum_{j=1}^n \Delta U_j$ - сума втрат напруги в елементах мережі, %; $\sum_{i=1}^m \delta U_i$ - сума додатків

напруги за рахунок різних коефіцієнтів трансформації трансформаторів, підключення батарей конденсаторів (БК), %.

Втрати напруги у елементах мережі визначаються наступним чином:

- для трансформаторів:

$$\Delta U_m = k_z \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + k_z^2 \cdot (U_a \cdot \sin \varphi - U_p \cdot \cos \varphi)^2,$$

де U_a , U_p - відповідно активна та реактивна складові напруги КЗ трансформатора, %:

$$U_a = \frac{\Delta P_{КЗ}}{S_{шт}} \cdot 100\%;$$

$$U_p = \sqrt{(\Delta U_{КЗ})^2 - U_a^2}, \%,$$

- для повітряних, кабельних ліній та шинопроводів:

$$\Delta U_{л} = \frac{P_{л} \cdot R + Q_{л} \cdot X}{10 \cdot U^2}, \%,$$

$$\Delta U_{л} = \frac{(r_o + x_o \cdot \operatorname{tg} \varphi) \cdot P \cdot l}{10 \cdot U^2}, \%,$$

де $P_{л}$, $Q_{л}$ - активні і реактивні потужності, кВт, квар; X , R - активний та реактивний опір ПЛ, КЛ шинопроводу, Ом; U - напруга у точці підключення, кВ, r_o , x_o - питомі індуктивний та активний опір ПЛ, КЛ шинопроводу, Ом/км; $\operatorname{tg} \varphi = P / Q$ - коефіцієнт реактивної потужності навантаження лінії; l - довжина лінії, шинопроводу, км;

У сучасних електричних мережах, що характеризуються значною протяжністю, сума втрат напруги виявляється значною. Тому у цих умовах необхідне регулювання напруги, яке може здійснюватися зміною коефіцієнту трансформації трансформатору під навантаженням (РПН) та без збудження трансформатора (ПБЗ).

Діапазон регулювання трансформатору з РПН встановлюють за відхиленням напруги на первинній стороні трансформатору при максимальному та мінімальному навантаженні, після чого порівнюють його з діапазоном регулювання в залежності від типу трансформатору. Якщо діапазон відхилень напруги у мережі більше діапазону регулювання трансформатору, то у мережі необхідно передбачити пристрої регулювання, що зменшують цей діапазон, або ж вибрати трансформатор з ширшим діапазоном регулювання. Якщо ж діапазоном регулювання відхилень напруг у мережі менше діапазону регулювання трансформатора, то необхідно вибрати відпайки на трансформаторі при максимальному та мінімальному навантаженні.

Напруга відгалуження трансформатора:

- при максимальному навантаженні:

$$U'_{відн} = \left(1 - \frac{\Delta U_m'}{100}\right) \cdot \frac{U_1' \cdot U_{н2}}{U_2'}, \text{ кВ};$$

- при мінімальному:

$$U''_{відн} = \left(1 - \frac{\Delta U_m''}{100}\right) \cdot \frac{U_1'' \cdot U_{н2}}{U_2''}, \text{ кВ};$$

де $U_{н2}$ - номінальна напруга вторинної обмотки трансформатора, кВ; $\Delta U_m'$, $\Delta U_m''$ - втрати напруги у трансформаторі, %; U_1' , U_1'' - напруги на первинній обмотці трансформатора при максимальному та мінімальному навантаженнях, кВ; U_2' , U_2'' - напруги відповідно на первинній та вторинній обмотках трансформатора при максимальному ($U_2' = 1.05 \cdot U_{н.м}$) та мінімальному ($U_2'' = U_{н.м}$) навантаженнях при умові здійснення зустрічного регулювання напруги.

Номінальні напруги і відпайки трансформаторів

Тип трансформатора			
з РПН		з ПБЗ	
Номінальна напруга обмотки ВН	Межі регулювання	Номінальна напруга обмотки ВН	Межі регулювання
10	$\pm 8 \times 1.25\%^*$	10	$\pm 2 \times 2.5\%$
10	$\pm 8 \times 1.50\%$	20	$\pm 2 \times 2.5\%$
20	$\pm 6 \times 1.50\%^*$	35	$\pm 2 \times 2.5\%$
20	$\pm 8 \times 1.50\%$	110	$\pm 2 \times 2.5\%$
35	$\pm 6 \times 1.50\%$	150	$\pm 2 \times 2.5\%$
36.75	$\pm 8 \times 1.50\%$		
110	$\pm 4 \times 2.50\%$		
115	$\pm 9 \times 1.78\%$		
158	$\pm 8 \times 1.50\%$		
230	$\pm 10 \times 1.20\%$		

*Примітка: для трансформаторів з номінальною потужністю не менше 10 МВ·А.

Номер відгалуження визначається за формулами:

-при максимальному навантаженні:

$$n' = \frac{(U'_{відн} / U_{н1} - 1)}{E_o} \cdot 100;$$

-при мінімальному навантаженні:

$$n'' = \frac{(U''_{відн} / U_{н1} - 1)}{E_o} \cdot 100,$$

де $U_{н1}$ - номінальна напруга первинної обмотки трансформатора, кВ; E_o - ступінь регулювання, %.

Ці номери округлюються до найближчого стандартного значення. Якщо отримається $n < 0$, то це значить, що $U_{відн} < U_{ном}$.

Значення напруги стандартного відгалуження:

$$U_{відн} = U_{н1} \cdot \left[1 + \frac{n \cdot E_o}{100} \right], \text{ кВ},$$

де n - номер відпайки.

Після цього визначається дійсна напруга на вторинній обмотці трансформатору:

-при максимальному навантаженні

$$U_2' = \left(1 - \frac{\Delta U_m'}{100} \right) \cdot \frac{U_1' \cdot U_{н2}}{U_{відн}};$$

при мінімальному навантаженні:

$$U_2'' = \left(1 - \frac{\Delta U_m''}{100} \right) \cdot \frac{U_1'' \cdot U_{н2}}{U_{відн}}.$$

У трансформаторах з ПБВ кожне із вибраного і встановленого на перемикачі відгалужень відповідає одному із можливих коефіцієнтів трансформації. У сучасних трансформаторах з ПБВ коефіцієнт трансформації може змінюватися ступінчасто через 2.5% у межах $\pm 5\%$. Оскільки при вибраному коефіцієнті трансформації додаток напруги δU_m при максимальному та мінімальному навантаженнях буде одним і тим же, то його можливо знайти із співвідношень:

$$V_2' = V_1' - \Delta U_m' + \delta U_m';$$

$$V_2'' = V_1'' - \Delta U_m'' + \delta U_m'',$$

де V_1', V_1'' - відхилення на первинній обмотці трансформатора при максимальному та мінімальному навантаженнях; $\Delta U_m', \Delta U_m''$ - втрати напруги у трансформаторі при відповідних навантаженнях, %; V_2', V_2'' - відхилення напруги на вторинній обмотці трансформатора;

Таблиця 1.2. Додатки напруги для цехових трансформаторів

Відгалуження первинної обмотки	Номінальна напруга відгалуження, кВ трансформатора, %		Додаток трансформатора, %
+5%	6.3	10.5	0
+2.5%	6.15	10.25	+2.5
0%	6.0	10.0	+5.0
-2.5%	5.85	9.75	+7.5
-5.0%	5.7	9.5	+10.0

При виборі додатку напруги необхідно, щоб величина V_2' була як можна більшою; додаток напруги δU_m спочатку вибирають для максимального навантаження, а потім по вибраному значенню E визначають відхилення напруги на вторинній обмотці трансформатора у режимі мінімального навантаження. Якщо при цьому

$$V_2'' \leq V_{\text{дон}}^+,$$

де $V_{\text{дон}}^+$ - допустиме додатне відхилення напруги на затискачах споживачів; то відхилення напруги не перевищить допустимих значень.

Якщо ж при додатку напруги δU_m , вибраному по максимальному навантаженні, виявиться, що відхилення напруги на вторинній обмотці трансформатора V :

$$V_2'' \geq V_{\text{дон}}^+,$$

то необхідно вибрати інший додаток напруги δU_{m1} , по новому додатку необхідно визначити V_2' .

Додаток напруги створюваний трансформатором, визначається за виразом:

$$\delta U_m = \left[\frac{U_{H2} \cdot U_{1H.M}}{U_{\text{вдон}} \cdot U_{2H.M}} - 1 \right] \cdot 100, \%,$$

де $U_{1H.M}$, $U_{2H.M}$ - номінальні напруги мереж, до яких підключені первинна та вторинна обмотка трансформатора, кВ.

Для трансформаторів цехових ТП, обладнаних з ПБЗ додатки напруги для різних регулюючих відгалужень первинної обмотки .

Додатки напруги також можуть створювати компенсуючі пристрої реактивної потужності. Додаток напруги за рахунок підключення БСК:

$$\delta U_{БК} = \frac{X_c \cdot Q_{БК}}{10 \cdot U^2}, \%,$$

де X_c - опір мережі від джерела живлення до точки приєднання БСК у розглядуваному режимі роботи, Ом; U - напруга у місці приєднання БСК, кВ; $Q_{БК}$ - потужність батарей конденсаторів, квар.

Як контрольні точки для розрахунків відхилення напруги приймаються найближчі та найвіддаленіші електроприймачі цеху.

. На підстанції встановлено трансформатор типу ТДН-40000/110/35. Напруга на первинній обмотці трансформатора при максимальному навантаженні дорівнює 104.8 кВ, а у момент мінімуму навантаження - 108.6 кВ. Втрати напруги у трансформаторі складають: при максимальному навантаженні $\Delta U_m' = 4.5\%$, при мінімальному навантаженні $\Delta U_m'' = 2.5\%$. Визначити діапазон регулювання трансформатора, якщо на підстанції здійснюється зустрічне регулювання напруги.

Розглянемо режим максимальних навантажень. Відхилення напруги на первинній обмотці трансформатора складуть:

- при максимальному навантаженні:

$$V' = \left[\frac{U_1'}{U_{1н}} - 1 \right] \cdot 100 = \left[\frac{104.8}{115} - 1 \right] \cdot 100 = -8.9, \%$$

- при мінімальному навантаженні

$$V'' = \left[\frac{U_1''}{U_{1н}} - 1 \right] \cdot 100 = \left[\frac{108.6}{115} - 1 \right] \cdot 100 = -5.6, \%$$

Із таблиці 10.1 знаходимо, що діапазон регулювання для трансформатора ТДН-40000/110/35 складає $\pm 16.02\%$, що більше діапазону зміни напруги на первинній обмотці трансформатора. Тому, такий трансформатор задовольняє умові регулювання напруги.

Визначимо із урахуванням зустрічного регулювання, на яких відгалуженнях буде працювати трансформатор. Відгалуження при максимальному навантаженні:

$$U_{відн}' = \left(1 - \frac{\Delta U_m}{100}\right) \cdot \frac{U_1' \cdot U_{н2}}{U_2'} = \left[1 - \frac{4,5}{100}\right] \cdot \frac{104,8 \cdot 38,5}{36,75} = 104,85 \text{ кВ}$$

де $U_2' = 1.05 U_{н.м} = 1.05 \cdot 35 = 36.75$, кВ.

Номер відгалуження:

$$n' = \frac{(U_{відн}' / U_{н1} - 1)}{E_o} \cdot 100 = \frac{(104,85 / 115 - 1)}{1,78} = -4,96 \text{ кВ};$$

Приймаємо номер найближчого стандартного відгалуження -5, напруга якого:

$$U_{відн}' = U_{н1} \cdot \left[1 + \frac{n \cdot E_o}{100}\right] = 115 \cdot \left[1 + \frac{-5 \cdot 1,78}{100}\right] = 104,77 \text{ кВ};$$

При вибраному відгалуженні напруга на вторинній обмотці трансформатора при максимальному навантаженні складе:

$$U_2' = \left(1 - \frac{\Delta U_m}{100}\right) \cdot \frac{U_1' \cdot U_{н2}}{U_{відн}'} = \left[1 - \frac{4,5}{100}\right] \cdot \frac{104,8 \cdot 38,5}{104,77} = 36,78 \text{ кВ};$$

Розрахунок для режиму мінімальних навантажень аналогічний приведенному тому приводиться у вигляді таблиці 10.3.

Таблиця 10.3.

Вибір відгалужень трансформатору ГЗП

U₁, кВ	ΔU_m %, %	$U_{відн}$ ", кВ	n"	$U_{відн}$ ", кВ	U₂", кВ
108,6	2,5	116,47	1	117,047	34,83

Для розрахункової схеми системи електропостачання промислового підприємства приведеної на рисунку 10.1 розрахувати відхилення напруги у характеристичних точках. Вибрати відгалуження регулюючих пристроїв трансформаторів. При розрахунку врахувати, що на районній підстанції від

якої живиться завод, напруга при максимальному навантаженні підтримується на 5% вище номінальної. Графіки навантажень районної та заводської ГЗП співпадають.

Розглянемо максимальний режим роботи СЕП.

Додаток напруги у точці 1:

$$V_1 = \delta U_c = 5\% .$$

Напруга у точці 1:

$$U_1 = (1 + V_1 / 100) \cdot U_{н.м} = (1 + 5 / 100) \cdot 110 = 115 \text{ кВ}.$$

Втрата напруги у ПЛ:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{(r_o + x_o \cdot \operatorname{tg} \varphi) \cdot P \cdot l}{10 \cdot U_1^2} = \frac{(0,249 + 0,427 \cdot 0,324) \cdot 12000 \cdot 150}{10 \cdot 115^2} = 5,27 \% .$$

Відхилення напруги у точці 2:

$$V_1 = \delta U_c - \Delta U_{\text{пл}} = 5 - 5,27 = -0,27\% .$$

Напруга у точці 2 (шини ВН ГЗП):

$$U_2 = (1 + V_2 / 100) \cdot U_{н.м} = (1 + (-0,27) / 100) \cdot 110 = 109,7 \text{ кВ}.$$

Втрата напруги у трансформаторі ГЗП:

$$\begin{aligned} \Delta U_m &= k_s \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + k_s^2 \cdot (U_a \cdot \sin \varphi - U_p \cdot \cos \varphi)^2 = \\ &= 0,79(0,53 \cdot 0,95 + 10,49 \cdot 0,31) + \frac{0,79^2}{200} (0,53 \cdot 0,31 - 10,49 \cdot 0,95)^2 = 3,27\% , \end{aligned}$$

де U_a , U_p - відповідно активна та реактивна складові напруги КЗ трансформатора:

$$U_a = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{нм}}} \cdot 100\% = \frac{85}{16000} \cdot 100 = 0,53\% ;$$

$$U_p = \sqrt{(\Delta U_{\text{кз}})^2 - U_a^2} = \sqrt{10,5^2 - 0,53^2} = 10,49\% .$$

Визначимо із урахуванням зустрічного регулювання, на якому відгалуженнях буде працювати трансформатор.

13. Несиметрія електричних режимів

Несиметричним режимом роботи багатофазної електричної системи називають такий режим, при якому умови роботи однієї чи усіх фаз виявляються неоднаковими.

У багатофазних системах, наприклад трифазних, розрізняють короточасні і тривалі (експлуатаційні) несиметричні режими.

Короточасна несиметрія звичайно зв'язана з такими аварійними процесами, як, наприклад, короткі замикання, обрив з замиканням на землю, відключення фаз при однофазному автоматичному повторному включенні і т.д. Тривала несиметрія може виникнути при наявності несиметрії в тому чи іншому елементі системи електропередач, або при підключенні до системи несиметричних (наприклад, однофазних) навантажень.

Несиметрію, обумовлену несиметрією лінії електропередачі, називають подовжною. Нею характеризуються, наприклад, неповно-фазні режими, що виникають при пофазному ремонті лінії чи електропередачі іншого устаткування, і післяаварійні режими, коли при аварії на одній з фаз лінії електропередачі відключенню підлягає тільки ушкоджена фаза. Подовжна несиметрія властива також спеціальним системам електропередач: два провода — земля (ДПЗ), два провода - рейки (ДПР), два провода - труба (ДПТ) і ін.

Несиметрію, обумовлену несиметричним навантаженням (однофазні електрометричні установки, електрозварювальні пристрої, тягові навантаження й ін.), називають поперечною.

При несиметричному режимі в трифазній системі з'являються симетричні складові струмів і напруг зворотної і нульової послідовностей, що негативно впливають на роботу електроустаткування. Струми зворотної послідовності викликають появу зворотно синхронного магнітного поля, що обумовлює додаткове нагрівання електричних машин і зниження обертаючих моментів електродвигунів, а також спотворює трикутник напруг у споживача

і на генераторних шинах. Струми нульової послідовності ведуть до несиметрії фазних напруг мережі, а також негативно впливають на лінії, що поблизу знаходяться, (наприклад, лінії зв'язку).

Несиметрію трифазної системи прийнято характеризувати коефіцієнтами несиметрії струмів і напруг:

$$\varepsilon_i = \frac{I''}{I'} = \varepsilon_i e^{j\Psi_i}; \quad (1)$$

$$\varepsilon_u = \frac{U''}{U'} = \varepsilon_u e^{j\Psi_u}, \quad (2)$$

де U' , I' і U'' , I'' - симетричні складові напруг і струмів прямої і зворотної послідовностей.

Синхронні генератори

При наявності несиметричних навантажень великої потужності, що харчуються від трифазної системи, у статорах генераторів протікають струми прямої, зворотної і нульової послідовностей. Струми прямої послідовності створюють магнітне поле, що обертається синхронно з ротором, а зворотної — магнітне поле, що обертається з подвійною синхронною швидкістю в напрямку, зворотному напрямку обертання ротора, і наводить в останньому е.р. с. з частотою 100 гц. Ця е. р. с. обумовлює в обмотці збудження струму, що пульсує поле яке можна розкласти на дві складові: поле, що обертається в напрямку обертання ротора і навідне в статорі е.р. с. потрійної частоти, і поле, що обертається в напрямку, зворотньому напрямку обертання ротора, і навідне в статорі е.р. с. з частотою основного поля зворотної послідовності, частково компенсуючи його. Е. р. с. потрійної частоти викликає в статорі струми прямої і зворотної послідовностей такої ж частоти. Магнітне поле

струмів зворотної послідовності викликає в обмотці ротора е.р.с. з частотою 200 гц і т.д.

Таким чином, у статорі створюється непарний, а в обмотці збудження — парний спектр гармонік струмів прямої і зворотної послідовностей. Ці струми обумовлюють додаткове нагрівання як статора, так і ротора синхронної машини, що досягає часто загрозових величин, особливо для ротора.

Асинхронні електродвигуни

Несиметричні струми, викликані в системі несиметричним навантаженням, унаслідок кінцівки опорів ліній електропередач викликають несиметрію напруг. В асинхронних електродвигунах ця несиметрія обумовлює додаткове нагрівання, а також протидіючий обертаючий момент, що зменшує корисний момент. Зменшення корисного моменту за рахунок протидіючого стосовно моменту при симетричному навантаженні визначається вираженням

$$m = \frac{s}{2-s} \cdot \frac{Z'^2 U'^2}{Z''^2 U'^2} = \frac{s}{2-s} \cdot \frac{Z'^2}{Z''^2} \epsilon_u^2 \quad (3)$$

де S — ковзання; Z' і Z'' — опори прямої і зворотної послідовностей.

Для індукційного двигуна в номінальному режимі $Z'' \approx 0,16Z'$, а максимальне ковзання при повному навантаженні дорівнює 0,05.

Тому:

$$m = \frac{0.05}{1.95} \cdot \frac{1}{0.16} \cdot \frac{U'^2}{U'^2} \approx \epsilon_u^2 \quad (4)$$

Таким чином, зменшення обертаючого моменту дорівнює квадрату коефіцієнта несиметрії напруг. Відзначимо, що так як для загальмованого

двигуна $S = 1$, а $Z' = Z''$ то вираження справедливе також і для пускового режиму.

Оскільки опір зворотної послідовності асинхронних електродвигунів у 5—7 разів менший опору прямої послідовності, то при наявності навіть невеликої по величині складовій напруг зворотної послідовності виникає струм значної величини. Цей струм накладається на струм прямої послідовності й обумовлює додаткове нагрівання ротора і статора, у результаті чого швидко старіє ізоляція і зменшується розташовувана потужність двигуна. Установлено, що термін служби цілком навантаженого асинхронного двигуна, що працює при несиметрії напруг у 4%, скорочується в два рази.

Особливо небезпечна несиметрія напруг для асинхронних двигунів при підвищеній напрузі мережі (у таких умовах працюють, наприклад, двигуни для приводу допоміжних механізмів на електровозах перемінного струму). У результаті дії несиметрії і підвищеної напруги припустима потужність двигунів значно знижується. Тому в таких випадках установлену потужність асинхронних двигунів необхідно збільшувати в 2—2,5 рази. Оскільки додаткові теплові втрати мають квадратичну залежність від несиметрії напруг, то тривала несиметрія напруг приблизно в 2% мало впливає на термін служби цілком навантаженого асинхронного двигуна.

У деяких випадках навантаження буває обмежене чи переривчасте і припустима несиметрія напруг може бути трохи більша. Це зумовлене тим, що неприпустиме нагрівання настає тільки після тривалого впливу несиметрії, і в розрахунки можна вводити не максимальну і діючу нетривалий час несиметрію, а використовувати величину, дію якої триває чверть чи пів години. Результати досліджень показали, що припустимою несиметрією напруг для асинхронних двигунів варто вважати несиметрію до 2%. Як видно з вираження, зниження обертаючого моменту при цьому буде також незначним.

14. РОЗРАХУНОК ДОДАТКОВИХ ВТРАТ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ ЗНИЖЕННІ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Кількісна оцінка збитку в електрообладнанні систем електропостачання (асинхронні двигуни, синхронні машини, трансформатори, конденсатори, освітлювальні прилади, лінії електропередачі) при зниженні КЗ обумовлена збільшенням активного опору струмів вищих гармонік і зростанням втрат, а також появою додаткових втрат при виникненні струмів зворотної послідовності. Методика розрахунку цих втрат приведена нижче [65].

Обертові машини. Для асинхронних двигунів додаткові втрати визначають за формулою

$$\Delta P_{Ad} = k_{Ad} (2,41 \varepsilon_U^2 + \sum_{v=2}^{\infty} \frac{U_v^2}{v \sqrt{v}}) P_N,$$

Де ε_u - коефіцієнт несиметрії напруг, рівний відношенню напруги зворотної послідовності до номінального; U_v - відношення напруги v -й гармоніки до номінального; P_N - номінальна активна потужність двигуна; $k_{ад}$ - коефіцієнт додаткових втрат при несиметричному і несинусоїдній напрузі.

Значення коефіцієнта $k_{ад}$ визначають залежно від потужності двигуна: до 5 кВт - від 4,0 до 3,0; від 5 до 100 кВт - від 3,0 до 1,0; більше 100 кВт - від 1,0 до 0,4.

Кількість діапазонів приймається в залежності від кількості груп двигунів, близьких по потужності.

Для кожного діапазону визначається сумарна потужність двигунів і середнє значення $k_{ад}$, а потім $k_{ад}$ для сумарної номінальної потужності всіх асинхронних двигунів:

$$k_{Ad\Sigma} = k_{Ad1} \frac{P_{N1}}{P_{N\Sigma}} + k_{Ad2} \frac{P_{N2}}{P_{N\Sigma}} + k_{Ad3} \frac{P_{N3}}{P_{N\Sigma}}.$$

Середнє значення $k_{ад}$ в промисловості складає 1,85, у тому числі для вугільної промисловості 1,07; енергетики та нафтопереробної промисловості - 1,18; хімічної промисловості - 1,68; чорної і кольорової металургії 1,7;

промисловості будматеріалів - 2,1; машинобудування і металообробки - 2,29; харчової промисловості-2,6; легкої промисловості - 2,91.

Для розрахунку зниження терміну служби двигунів при перегріві їх обмоток від несиметричного і несинусоїдального напруги мережі використовується формула

$$z = \frac{Z}{Z_H} = \frac{ce^{-b\theta}}{ce^{-b\theta_H}} = e^{-b\Delta\tau},$$

Де Z і Z_H - тривалість служби ізоляції при температурі θ і номінальній температурі θ_H відповідно; $\Delta\tau = \theta - \theta_H$ - додатковий перегрів обмотки, який визначають з виразу

$$\Delta\tau = \frac{280}{b} (1.55\varepsilon_U^2 + 1.39 \sum_{v=2}^{\infty} \frac{U_v^2}{v\sqrt{v}})$$

Тут число 280 прийнято з умови, що несиметрія напруги в 4% скорочує термін служби асинхронного двигуна в два рази. Отримане значення $\Delta\tau$ підставляють в вираз для визначення терміну служби двигуна g або кратності зниження терміну $\gamma = \frac{1}{z} = e^{b\Delta\tau}$ ($b=0.0866$).

Додаткові втрати від несиметрії напруг для синхронних машин

$$\Delta P_{\sigma.M} = k_{\sigma'.M} \varepsilon_U^2 P_H,$$

Де $k_{\sigma.M}$ - коефіцієнт додаткових втрат (для двигунів і генераторів з заспокійливою обмоткою $k_{\sigma.M}=0,681$ і без заспокійливої обмотки - 0,273; для генераторів і синхронних компенсаторів $k_{\sigma.M} = 1,856$ і 1,31 відповідно) [65]. '

Додаткові втрати в синхронних машинах від несинусоїдальності напруги

$$\Delta P_{\sigma.M}'' = k_{\sigma.M}'' P_H \sum_{v=2}^{\infty} \frac{U_v^2}{v\sqrt{v}},$$

Де $k_{\sigma.M}''$ Дорівнює для явнополюсних двигунів і генераторів з заспокійливою обмоткою 1,121 і без заспокійливої обмотки - 0,403; для генераторів і синхронних компенсаторів 1,767 і 1,947 відповідно.

Освітлювальні установки. Економічні збитки від зниження терміну служби ламп при неякісному напрузі, без урахування зміни освітленості $f = a\Delta U^2 + c\Delta U$ [65], де

ΔU - відхилення напруги на вводах освітлювальних ламп від номінальної напруги; а й с- коефіцієнти, рівні 0,0953 і 0,0339 для ламп розжарювання і 0 і 0,0203 для газорозрядних ламп відповідно.

Для всієї освітлювальної установки економічний збиток, грн. /рік, при відхиленні напруги від номінального

$$Y_{\text{Відкл}} = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^2 P_{\text{Осв}ij} T_{\text{Осв}ij} (a_j \Delta U_i^2 + c_j \Delta U_i),$$

Де $P_{\text{Осв}ij}$ - номінальна активна потужність освітлювального навантаження j -ї групи, підключеної до 1-й фази, квт; $T_{\text{Осв}}$ - тривалість роботи в році освітлювального навантаження j -ї групи, підключеної до 1-й фази, год.

Силові конденсатори. Додаткові втрати від несиметрії та несинусоїдальності напруг

$$\Delta P_{\text{Дод}} = Q_{\text{Ном}} \text{tg} \delta \left(\varepsilon_U^2 + \sum_{v=2}^{\infty} v U_v^2 \right),$$

Де $Q_{\text{Ном}}$ - номінальна реактивна потужність конденсаторної установки; $\text{tg} \delta$ - тангенс кута втрат на основній частоті.

Трансформатори. Додаткові втрати в трансформаторах при несиметрії напруг

$$\Delta P_{\text{Тр}} = \varepsilon_U^2 \left(\Delta P_0 + \frac{\Delta P_M}{u_K^2} \right),$$

Де ΔP_0 , ΔP_M - втрати холостого ходу і навантажувальні в симетричному номінальному режимі; u_K - напруга КЗ, відн. Од. Додаткові втрати, обумовлені вищими гармоніками,

$$\Delta P_{\text{Тр}} = \Delta P_0 \sum_{v=2}^{\infty} U_v^2 + 0.607 \frac{\Delta P_M}{u_K^2} \sum_{v=2}^{\infty} \frac{1 + 0.05v^2}{v\sqrt{v}} U_v^2,$$

Де перший доданок - додаткові втрати холостого ходу, друге - навантажувальні (короткого замикання), у тому числі від вихрових струмів

(0,05 v²). Кратність зниження терміну служби трансформаторів визначається за формулою (11) на підставі значення $\Delta\tau$:

$$\Delta\tau = 3_{\Sigma} \varepsilon_U^2 + \sum_{v=2}^{\infty} \frac{d_1 + d_2 v^2 + d_3 \frac{1}{\sqrt{v}}}{v \sqrt{v}},$$

Де $3_{\Sigma} = 3_1 + 3_2$; $d_1 = 0.6073_1$; $d_2 = 0.033_1$; $d_3 = 1.2913_2$ - коефіцієнти при установившихся перевищеннях температури масла в 40 ° С і обмоток в 25 ° С при номінальних умовах, середні значення яких наведені в табл. 20.

20. До розрахунку втрат в трансформаторах

Тип трансформатора	U _k	$\frac{\Delta P_0}{S_H}$	$\frac{\Delta P_M}{S_H}$	$\frac{\Delta P_M}{u_K^2 S_H}$	3 ₁	3 ₂
Трансформатор 35—220 кв	0,1	0,0015	0,005	0,5	2153,8	1750
Цеховий трансформатор 6—10 кв	0,075	0,004	0,015	2,67	3929,8	3111,1
Спеціальні трансформатори 6—10 кв (сварочні, пічні И др.)	0,15	0,004	0,015	0,67	982,4	777,8

Оскільки втрати холостого ходу і КЗ трансформаторів зростають приблизно пропорційно їх номінальній потужності, необхідні дані для розрахунку втрат можна також приймати з наведених у табл. 20. З цієї таблиці випливає, що складовою втрат холостого ходу можна

Знехтувати ($\Delta P_0 \ll \frac{\Delta P_M}{u_K^2}$) і формулу сумарних втрат записати у вигляді

$$\Delta P_{\text{тр}} = \left(k' \varepsilon_U^2 + k'' \sum_{v=2}^{\infty} \frac{1 + 0,05 v^2}{v \sqrt{v}} U_v^2 \right) S_H,$$

$$k' = \Delta P_M / (u_K^2 S_H); \quad k'' = 0,607 \Delta P_M / (u_K^2 S_H).$$

Лінії електропередачі. Сумарні втрати в несиметричному, несинусоїдному режимі

$$\Delta P_{\text{л}} = (3I_1^2 + 3I_2^2 + 1,41 \sum_{v=2}^{\infty} \sqrt{v} I_v^2) r_{\text{л}}$$

Де I_1, I_2 - діючі значення струмів прямої та зворотної послідовностей; r - активний опір фази ЛЕП ($r = r_a = r_b = r_c$). Щоб отримати додаткові втрати, необхідно з отриманої за формулою (13) величини $\Delta P_{\text{л}}$ відняти втрати активної потужності в ЛЕП при протіканні симетричних синусоїдальних струмів.

15.ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОГО ЗБИТКУ ВІД ЗНИЖЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

При оцінці збитку від зниження КЕ враховується збільшення втрат активної потужності при зниженому якості напруги, скорочення терміну служби електроустаткування і збільшення капітальних вкладень в систему електропостачання у зв'язку із зниженням ефективності використання передавальних елементів електричної мережі.

Економічний збиток, грн/рік, від зниження КЕ є результатом спільного впливу відхилень, несиметрії і несинусоїдальності напруги на роботу електрообладнання!

$$Y = Y_{\text{відкл.}} + Y_{\text{н}}$$

Де $Y_{\text{відкл.}}$ - збиток від відхилення напруги; $Y_{\text{н}}$ - збиток від несиметрії і несинусоїдальності напруги.

Збиток, грн. / Рік, від додаткових втрат активної потужності.

$$Y_2 = \sum_{i=1}^n 3_i \frac{\gamma_i - 1}{1 + E_{\text{н}} T_{\text{ні}}},$$

Де 3_i - наведені витрати на i -у групу однорідних елементів, грн./рік; γ_i - кратність зниження терміну служби для i -тої групи однорідних елементів; $E_{\text{н}}$ - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, 1 /рік; $T_{\text{ні}}$ - номінальний термін служби для i -тої групи однорідних елементів, рік.

Збиток від зниження ефективності використання елементів СЕС

$$Y_3 = \sum_{j=1}^m \Delta 3_j,$$

Де $\Delta 3_j$ - Додаткові приведені витрати на посилення j -го елемента мережі, грн. / Рік; m -число аналізованих передавальних елементів мережі. -.

Тривалість роботи в році j -й групи однорідних елементів T_j , год/рік, вибирається на підставі даних про фактичне режимі роботи електрообладнання, а при їх відсутності - за орієнтовними даними залежно

від галузі промисловості (електроприводи) або від типу мережевого обладнання: машинобудування і металообробка - 800; легка промисловість - 1000; харчова промисловість - 1100; вугільна промисловість - 1300; чорна металургія - 1400; промисловість будматеріалів - 1500; кольорова металургія - 1700; хімічна промисловість - 2400; нафтопереробна промисловість - 2500, енергетика - 2600.

Середнє значення тривалості роботи - 1600 год/рік; для синхронних компенсаторів - 4000-8000 год; батарей конденсаторів - 7000, трансформаторів - 8700; для освітлювальних установок - табл. 21.

Кратність зниження терміну служби, зумовленою не-симетрією і несинусоїдальними напружень:

$$\gamma = E^{k_{\text{спотв}}}$$

Де $k_{\text{спотв}}$ - коефіцієнт спотворення, який визначається для різних груп однорідних елементів:

Двигунів

$$k_{\text{иск}} = d' e_U^2 + d'' \sum_{v=2}^{\infty} \frac{U_v^2}{v \sqrt{v}};$$

Трансформаторів

$$k_{\text{иск}} = d' e_U^2 + d'' \sum_{v=2}^{\infty} \frac{1 + 0,05 v^2 + \frac{1,7}{\sqrt{v}}}{v \sqrt{v}} U_v^2$$

Силових конденсаторів

$$k_{\text{иск}} = d' e_U^2 + d'' \sum_{v=2}^{\infty} v U_v^2.$$

Коефіцієнти d' і d'' вибирають залежно від виду електроустаткування! Асинхронні двигуни - 434 і 389; синхронні компенсатори - 1022 і 1031; синхронні двигуни з заспокійливої обмоткою - 531 і 677, без заспокійливої обмотки - 213 і 270; силові трансформатори - 338 і 113 (на напругу 35-220 кВ), 610 і 207 (6-10 кВ); спеціальні трансформатори - 153 і 52; силові конденсатори - 2,6.

Згідно [21] усталені відхилення напруги на затискачах силових ЕП в нормальному режимі роботи з інтегральною ймовірністю 0,95 мають бути в межах $\pm 5\%$.

Вважатимемо напругу в ЦЖ, тобто на вторинній стороні

трансформатора ГПП з регулюванням напруги під навантаженням за будь-яким режимом роботи номінальною.

Розрахунки за усталеним відхиленнями напруги виконують для режимів максимальних і мінімальних електричних навантажень. У режимі максимальних навантажень напруга на затискачах найвіддаленіших ЕП не має бути нижчою за $0,95 U_{ном}$, тобто в мережі 0,38 кВт на затискачах споживача усталене відхилення напруги не повинна – 5% номінальної напруги $\delta U_{y-} \geq -5\%$. У режимі мінімальних навантажень обмеження йде з боку верхньої допустимої межі напруги. Отже, напруга на шинах РПр низької напруги ТП не повинна перевищувати 5% номінальної напруги, а це означає, що $\delta U_{y+} \leq 5\%$.

Максимальним беруть розрахункове навантаження, а мінімальним – або мінімальне навантаження за добовим графіком – навантаження цеху, або (за відсутності графіка) навантаження, яке становить (25–30)% максимального навантаження, що характеризується коефіцієнтом мінімального навантаження $K_{min} = (0,25-0,3)$.

Якщо враховувати, що напруга неробочого ходу трансформатора на перевищує номінальну, а також те, що цехові трансформатори можуть працювати з регульованими без навантаження відгалуженнями і створювати добавку напруги E_T (у межах $\pm 5\%$ ступенями по 2,5%), то усталені відхилення напруги на затискачах ЕП становитимуть:

– для режиму максимальних навантажень

$$\delta U_{y-} = E_T - \left(\Delta U_{в.к} + \Delta U_T + \sum_{i=1}^n \Delta U_{н.м} + \Delta U_{сп} \right) \geq -5;$$

– для режиму мінімальних навантажень:

$$\delta U_{y+} = E_T - K_n (\Delta U'_{в.к} + \Delta U'_T) - \Delta U'_{сп} \leq +5,$$

де E_T – величина добавки напруги на регульованих відгалуженнях трансформатора, %;

$\Delta U_{\text{в.к}}, \Delta U'_{\text{в.к}}$ – втрати напруги у високовольтному кабелі в режимах максимальних та мінімальних навантажень, %;

$\Delta U_{\text{т}}, \Delta U'_{\text{т}}$ – втрата напруги на трансформаторі в режимах максимальних та мінімальних навантажень, %;

$\sum_{i=1}^n \Delta U_{\text{н.м}}$ – сумарна втрата напруги в магістральних лініях до споживача, %;

n – кількість послідовних ділянок магістралей до споживача, шт.;

$\Delta U_{\text{сп}}, \Delta U'_{\text{сп}}$ – втрата напруги в лінії найвіддаленішого споживача в режимах максимальних та мінімальних навантажень, %.

Величину $\Delta U_{\text{т}}$ знаходять за виразом

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{S_{\text{р}}}{S_{\text{т.ном}}} (U_{\text{а}} \cos \varphi + U_{\text{р}} \sin \varphi), \%$$

де $S_{\text{р}}$ – розрахункова потужність на вторинній стороні трансформатора, кВ·А;

$S_{\text{т.ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

$$U_{\text{а}} = \frac{100 P_{\text{к}}}{S_{\text{т.ном}}} - \text{активний складник напруги КЗ трансформатора, \%}$$

$$U_{\text{р}} = \sqrt{U_{\text{к}}^2 - U_{\text{а}}^2} - \text{реактивний складник напруги КЗ трансформатора, \%}$$

Величину $\Delta U_{\text{л}}$ знаходять за виразом

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{P_{\text{р}}^2 r_{\text{л}} + Q_{\text{р}}^2 x_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}^2}, \%$$

де $r_{\text{л}}, x_{\text{л}}$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга лінії.

Під час розрахунку $\Delta U'_{\text{т}}, \Delta U'_{\text{л}}$ замість $S_{\text{р}}, P_{\text{р}}, Q_{\text{р}}$ береться $S'_{\text{р}}, P'_{\text{р}}, Q'_{\text{р}}$ – навантаження в режимі мінімальних навантажень.

Підставляючи розраховані дані в вирази і вирішуючи нерівності,

отримують потрібне E_T відгалуження трансформатора з діапазону $[-5; -2,5; 0; 2,5; 5\%]$, тобто визначають робочі відгалуження трансформаторів при максимальних і мінімальних навантаженнях, котрі вибирають за таблицями.

За наявності графіка навантаження визначають режим роботи трансформатора для кожного ступеня навантаження.

У разі магістральної схеми живлення кількох цехових трансформаторів розрахунок виконують окремо для кожного трансформатора.

Якщо на затисках ЕП, РП або РПр низької напруги ТП присутня конденсаторна батарея потужністю $Q_{н.к}$, то в лівих частинах нерівностей (добавляється добавка напруги низьковольтних конденсаторів $E_{н.к}$, яку у відсотках розраховують за формулою.

Інші розрахунки з перевірки ЯЕЕ в цехових електричних мережах виконують за узгодженням з керівником проекту залежно від характеру ЕП цеху та можуть складати спеціальну частину проекту.

Оптимізація якості електричної енергії, її значення як енергетичної проблеми

Якість електроенергії істотно позначається на економічних показниках і надійності роботи електричних мереж і виробництва промислових підприємств. Маштаби електроспоживання промисловістю України і збільшення частки електроприймачів з штовховим, несиметричним режимом роботи і нелінійними характеристиками, що роблять негативний вплив на якість електроенергії, обумовлюють значимість для народного господарства країни проблеми підвищення якості електроенергії. Цим порозумівається участь у дослідженнях з даної проблеми великого числа ведучих наукових і проектних інститутів, вузів, а також енергетичних служб підприємств.

Обґрунтування поняття «якість електроенергії» має принципове значення для поліпшення якості електроенергії у системах електропостачання промислових підприємств, а також для розробки раціональної системи керування якістю.

На сучасному етапі розвитку електроенергетики це визначення якості, стосовно до електричної енергії повинне бути доповнено вимогами по забезпеченню економічності, ергономічній й естетичності процесів, зв'язаних зі споживанням електроенергії. Це повною мірою відповідає зростим вимогам практики будівництва матеріально-технічної бази. З цього погляду природні вимоги до рівня напруги і частоти зміни його, що впливають з особливостей і зорового сприйняття людини. Естетичність будь-якого виду чи продукції електрифікованого об'єкта також зв'язана з якістю електроенергії, оскільки воно істотно впливає на світлову і колірну гаму інтер'єра, рівні шумів і вібрації й інші показники. Від якості електроенергії залежать також санітарно -гігієнічні умови, ступінь безпеки ряду робіт, економічна ефективність виробництва.

Для кількісної оцінки якості електроенергії необхідна така система одиничних чи узагальнених (інтегральних) показників, щоб якість була вимірним, порівнянним і доступним для контролю і керування.

Відповідно ГОСТ 15467—79 під показником якості розуміється кількісна характеристика властивостей продукції, розглянута стосовно до визначених умов її створення, чи експлуатації споживання. На електростанціях роблять електроенергію досить високої якості, а погіршення КЗ відбувається в процесі її передачі і споживання в результаті впливу електричних приймачів. Характерні властивості електроенергії, необхідні для визначення вимог до системи показників якості електроенергії, полягають у наступному:

1. При симетрії і синусоїдальності трифазної системи напруг і значеннях напруги і частоти, рівних чи близьких до номінального для електроустаткування, вимоги, сформульовані вище, практично цілком задовольняються. Найбільша народногосподарська ефективність може бути досягнута при деяких відступах від зазначених умов.

2. Якщо умови п. 1 не задовольняються, з'являються негативні впливи на споживачів. Ці впливи мають як загальні, так і специфічні особливості в

залежності від характеру порушення, зв'язаного зі зниженням якості електроенергії. Останнє необхідно враховувати при встановленні системи показників якості електроенергії.

3. Несприятливий вплив на споживачів може виявлятися як постійно, шляхом нагромадження необоротних змін (брак чи недовідпустка продукції, старіння ізоляції й ін.), так і стрибкоподібно (відмовлення чи збої в роботі автоматичних пристроїв, вибухи батарей конденсаторів і ін.). Ця обставина свідчить про необхідність обмеження припустимих значень показників якості електроенергії, що визначають зазначені негативні впливи.

4. Електромагнітні й інші характеристики електричних систем і систем електропостачання споживачів змінюються в часі, як правило, по імовірностях законів, тому показники якості електроенергії є випадковими величинами.

1. Несиметричним режимом роботи багатофазної електричної системи називають такий режим, при якому умови роботи однієї чи усіх фаз виявляються неоднаковими.

У багатофазних системах, наприклад трифазних, розрізняють короткочасні і тривалі (експлуатаційні) несиметричні режими.

Короткочасна несиметрія звичайно зв'язана з такими аварійними процесами, як, наприклад, короткі замикання, обрив з замиканням на землю, відключення фаз при однофазному автоматичному повторному включенні і т.д. Тривала несиметрія може виникнути при наявності несиметрії в тому чи іншому елементі системи електропередач, або при підключенні до системи несиметричних (наприклад, однофазних) навантажень.

Несиметрію, обумовлену несиметрією лінії електропередачі, називають подовжною. Нею характеризуються, наприклад, неповно-фазні режими, що виникають при пофазному ремонті лінії чи електропередачі іншого устаткування, і післяаварійні режими, коли при аварії на одній з фаз лінії електропередачі відключенню підлягає тільки ушкоджена фаза. Подовжна несиметрія властива також спеціальним системам електропередач: два

провода — земля (ДПЗ), два провода - рейки (ДПР), два провода - труба (ДПТ) і ін.

Несиметрію, обумовлену несиметричним навантаженням (однофазні електрометричні установки, електрозварювальні пристрої, тягові навантаження й ін.), називають поперечною.

При несиметричному режимі в трифазній системі з'являються симетричні складові струмів і напруг зворотної і нульової послідовностей, що негативно впливають на роботу електроустаткування. Струми зворотної послідовності викликають появу зворотно синхронного магнітного поля, що обумовлює додаткове нагрівання електричних машин і зниження обертаючих моментів електродвигунів, а також спотворює трикутник напруг у споживача і на генераторних шинах. Струми нульової послідовності ведуть до несиметрії фазних напруг мережі, а також негативно впливають на лінії, що поблизу знаходяться, (наприклад, лінії зв'язку).

Несиметрію трифазної системи прийнято характеризувати коефіцієнтами несиметрії струмів і напруг:

$$\varepsilon_i = \frac{I''}{I'} = \varepsilon_i e^{j\Psi_i}; \quad (1)$$

$$\varepsilon_u = \frac{U''}{U'} = \varepsilon_u e^{j\Psi_u}, \quad (2)$$

де U' , I' і U'' , I'' - симетричні складові напруг і струмів прямої і зворотної послідовностей.

При наявності несиметричних навантажень великої потужності, що харчуються від трифазної системи, у статорах генераторів протікають струми прямої, зворотної і нульової послідовностей. Струми прямої послідовності створюють магнітне поле, що обертається синхронно з ротором, а зворотної — магнітне поле, що обертається з подвійною синхронною швидкістю в

напрямку, зворотному напрямку обертання ротора, і наводить в останньому е.р. с. з частотою 100 гц. Ця е. р. с. обумовлює в обмотці збудження струму, що пульсує поле яке можна розкласти на дві складові: поле, що обертається в напрямку обертання ротора і навідне в статорі е.р. с. потрійної частоти, і поле, що обертається в напрямку, зворотньому напрямку обертання ротора, і навідне в статорі е.р. с. з частотою основного поля зворотної послідовності, частково компенсуючи його. Е. р. с. потрійної частоти викликає в статорі струми прямої і зворотної послідовностей такої ж частоти. Магнітне поле струмів зворотної послідовності викликає в обмотці ротора е.р.с. з частотою 200 гц і т.д.

Таким чином, у статорі створюється непарний, а в обмотці збудження — парний спектр гармонік струмів прямої і зворотної послідовностей. Ці струми обумовлюють додаткове нагрівання як статора, так і ротора синхронної машини, що досягає часто загрозливих величин, особливо для ротора.

Несиметричні струми, викликані в системі несиметричним навантаженням, унаслідок кінцівки опорів ліній електропередач викликають несиметрію напруг. В асинхронних електродвигунах ця несиметрія обумовлює додаткове нагрівання, а також протидіючий обертаючий момент, що зменшує корисний момент. Зменшення корисного моменту за рахунок протидіючого стосовно моменту при симетричному навантаженні визначається вираженням

$$m = \frac{s}{2-s} \cdot \frac{Z'^2 U'^2}{Z''^2 U'^2} = \frac{s}{2-s} \cdot \frac{Z'^2}{Z''^2} \varepsilon_u^2 \quad (3)$$

де S — ковзання; Z' і Z'' — опори прямої і зворотної послідовностей.

Для індукційного двигуна в номінальному режимі $Z'' \approx 0,16Z'$, а максимальне ковзання при повному навантаженні дорівнює 0,05.

Тому:

$$m = \frac{0.05}{1.95} \cdot \frac{1}{0.16} \cdot \frac{U'^2}{U'^2} \approx \varepsilon_u^2 \quad (4)$$

Таким чином, зменшення обертаючого моменту дорівнює квадрату коефіцієнта несиметрії напруг. Відзначимо, що так як для загальмованого двигуна $S = 1$, а $Z' = Z''$ то вираження справедливе також і для пускового режиму.

Оскільки опір зворотної послідовності асинхронних електродвигунів у 5—7 разів менший опору прямої послідовності, то при наявності навіть невеликої по величині складовій напруг зворотної послідовності виникає струм значної величини. Цей струм накладається на струм прямої послідовності й обумовлює додаткове нагрівання ротора і статора, у результаті чого швидко старіє ізоляція і зменшується розташовувана потужність двигуна. Установлено, що термін служби цілком навантаженого асинхронного двигуна, що працює при несиметрії напруг у 4%, скорочується в два рази.

Особливо небезпечна несиметрія напруг для асинхронних двигунів при підвищеній напрузі мережі (у таких умовах працюють, наприклад, двигуни для приводу допоміжних механізмів на електровозах перемінного струму). У результаті дії несиметрії і підвищеної напруги припустима потужність двигунів значно знижується. Тому в таких випадках установлену потужність асинхронних двигунів необхідно збільшувати в 2—2,5 рази. Оскільки додаткові теплові втрати мають квадратичну залежність від несиметрії напруг, то тривала несиметрія напруг приблизно в 2% мало впливає на термін служби цілком навантаженого асинхронного двигуна.

У деяких випадках навантаження буває обмежене чи переривчасте і припустима несиметрія напруг може бути трохи більша. Це зумовлене тим, що неприпустиме нагрівання настає тільки після тривалого впливу несиметрії, і в розрахунки можна вводити не максимальну і діючу нетривалий час несиметрію, а використовувати величину, дію якої триває чверть чи пів години. Результати досліджень показали, що припустимою несиметрією напруг для асинхронних двигунів варто вважати несиметрію до

2%. Як видно з вираження, зниження обертаючого моменту при цьому буде також незначним.

Режим трифазної системи симетричний при відсутності пульсуючої потужності, тобто коли в системі існують напруги і струми тільки прямої послідовності. Тому всі методи попередження несиметрії (симетрування) спрямовані на компенсацію зазначеної потужності, тобто на зменшення симетричних складових зворотної і нульової послідовностей. Розрізняють внутрішнє і зовнішнє симетрування. (При внутрішньому симетруванні несиметричне (однофазне) навантаження розподіляється між фазами по можливості рівномірно, що зменшує, таким чином, її вплив на систему. Цей метод застосовують для зменшення несиметрії тягових навантажень електрифікованих залізниць, коли різні тягові підстанції підключаються до фаз системи за «гвинтовом» законом. Досягти повної симетрії методом внутрішнього симетрування вдається надзвичайно рідко, оскільки сумарне навантаження в загальному випадку все ж таки залишаються несиметричним.

Під зовнішнім розуміють штучне симетрування з застосуванням різних пристроїв, підключених до трифазної мережі так, щоб струми в трифазному джерелі і мережі були симетричними і створювали систему прямої послідовності. Таке симетрування одержало широке поширення і може бути виконано різними способами.

Це простий, але неекономічний спосіб, оскільки веде до значних втрат енергії в зазначених опорах. Крім того, для його здійснення при наявності несиметричних навантажень з різними параметрами необхідно мати значний арсенал додаткових опорів. Усе ж таки цей спосіб іноді рекомендують застосовувати для захисту турбогенераторів при обриві однієї з фаз.

Таке симетрування можна здійснити, коли однофазне навантаження може нормально працювати при харчуванні від джерела постійного струму. Недоліком цього способу є те, що вищі гармоніки, обумовлені схемою випрямлення проникають у мережу, спотворюють форму кривих струмів і напруг і приводять до збільшення втрат енергії в електроустаткуванні.

Застосування преосвітнього агрегату «трифазний двигун — однофазний генератор». Такий спосіб зв'язаний зі значними витратами встановлених потужностей і втратами енергії (до 25%).

Струми зворотної послідовності, викликані несиметричним навантаженням, компенсуються за допомогою синхронних машин, що створюють не-обхідну для цього систему е.р. с. зворотної послідовності. Електромагнітні фазові зрівнювачі не одержали широкого поширення через велику вагу (12—14 кг/кВА) і габаритів, а також складності конструкції і невисокої надійності. В даний час їх пропонують використовувати для комплексного рішення проблеми симетрування й усунення коливань напруги, викликаних дуговими сталеплавильними печами.

Якщо трифазний двигун приєднаний до системи з несиметричним навантаженням, він прагне відновити симетрію системи. Для цього випадку справедливе вираження

$$\frac{U''}{U'} = \frac{ZZ'_d + Z'_d Z''_d}{ZZ'_d + Z'_d Z''_d} \cdot \frac{U''_H}{U'_H}, \quad (5)$$

де Z — опір лінії між джерелом харчування і місцем приєднання несиметричного навантаження; Z'_d , Z''_d — опір двигуна прямої і зворотної послідовностей; U'_H , U''_H — напруга на навантаженні прямої і зворотної послідовностей.

З рівняння видно, що асинхронний двигун прагне зменшити несиметрію, оскільки $Z''_d \ll Z'_d$. При цьому струми зворотної послідовності, обумовлені навантаженням і двигуном, мають практично протилежні знаки:

$$-\frac{I_H''}{I_D'} = \frac{Z_D''}{Z} + 1. \quad (6)$$

У сумі вони зменшують результуючий струм зворотної послідовності в лінії. Максимальний симетруючий ефект створюють двигуни з мінімальним опором зворотної послідовності. З рівнянь (5) і (6) ясно, що при $Z''_D \rightarrow 0$ несиметрія напруг і струмів також прагне до нуля.

Недолік цього способу полягає в тому, що асинхронні двигуни повинні працювати зі значним недовантаженням, тому що в протилежному випадку вони можуть вийти з ладу внаслідок перегріву.

Для зниження несиметрії вводиться система додаткових е.р. с., що може бути отримана або за рахунок пофазної різниці в коефіцієнтах трансформації, або за рахунок спадання напруги від струмів навантаження в пофазно різних додаткових опорах. Цей метод застосовується найчастіше для компенсації подовжньої несиметрії.

Цей спосіб призначений для симетрування струмів генератора при його роботі на мережу високої напруги через неповну трансформаторну групу, а також при передачі енергії по двох проводах з використанням землі як третьій провід. Він полягає в тому, що на стороні трикутника трансформатора $\Delta /$, що працює з боку зірки двома фазами, включається додатковий опір у той з лінійних проводів, до якого підключені обмотки двох обтічних струмів фаз трансформатора. Замість додаткового опору можна використовувати однофазний трансформатор, вторинна обмотка якого закорочена. У цьому випадку в схему вводиться опір розсіювання додаткового трансформатора. Відомо, що несиметрія струмів генератора може бути значно зменшена при рівнобіжній роботі неповної трансформаторної групи з однієї чи декількома повними групами.

Дозволяє здійснювати симетрування режиму тільки при наявності двох рівних по величині і фазі навантажень. Компенсація пульсуючої потужності

за допомогою статичних СУ — найбільш розповсюджений спосіб симетрування. Він полягає в тому, що СУ, підключене до системи, створюючи в останій пульсуючу потужність, рівну по величині і протилежну по фазі пульсуючої потужності, обумовленою несиметричним навантаженням. Розрізняють схеми СУ з електричними й електромагнітними зв'язками. У залежності від технічної допустимості й економічної доцільності СУ можуть бути регульованими і нерегульованими. У даній роботі цьому способу приділена найбільша увага.

Як уже відзначалося вище, для цілей симетрування можуть бути також використані засоби, що маються в системі. Так, наприклад, якщо конденсатори, призначені для підвищення значення коефіцієнта потужності, підключити несиметрично між фазами мережі, вони можуть цілком чи частково ліквідувати несиметрію. З цією ж метою можуть бути використані установки подовжньої компенсації, конденсатори фільтрів тягових підстанцій і т.д. Несиметрію можна також знизити за допомогою збільшення потужності системи й інших способів, на яких ми тут не зупиняємося, тому що вони є або різновидом способів, розглянутих вище, або застосовуються дуже обмежено.

Симетрування режиму на фізичній моделі системи електропостачання

Основні технічні характеристики

1. Живлення фізичної моделі здійснюється від трифазної трьох-провідної мережі напругою 380 В и частотою 50 Гц.
2. Масштаб напруг

$$m_u = \frac{U_0}{U_M} = 289,5,$$

де U_0 , U_m напруга об'єкта оригіналу і моделі.

3. Установлені потужності, В·А;

блоку несиметричного навантаження 300 ;

блоку нелінійного навантаження 150 ;

блоку симетричного навантаження 100 ;

загальна потужність 550 .

4. Кількість фізичних моделей печей графітації перемінного струму - 10.

5. Кількість фізичних моделей печей графітації постійного струму - 4.

6. Габаритні розміри 1300x867x600.

“ФМСЭС” модулює промислову розподільну мережу електродного заводу. Фізична модель може використовуватися для відпрацювання алгоритмів, перевірки працездатності моделей оптимального керування режимом, тренування чергових диспетчерів, що ведуть технологічний процес на етапі впровадження “АСУЭ”. Тому фізичне моделювання мережі електродного заводу виконано як наближене. Фізична модель має наступні можливості;

блок несиметричного навантаження дозволяє моделювати режим мережі, що складає зворотні послідовності якого змінювалася б у часі в широких межах;

комплектуючі блоку несиметричного навантаження - фізичні моделі печей графітації відтворюють графік навантаження, подібний до графіка оригіналу;

для одержання різних реалізацій несиметричного режиму мається можливість зміни відносної фази включення фізичних моделей печей графітації (за допомогою перемикача SA5);

схема “ФМСЭС” дозволяє неодноразово відтворювати ту саму реалізацію режиму і змінювати фазировку фізичних моделей графіторовочних печей;

СУ дискретного керування і виконано за схемою трикутника статичних конденсаторів, має наступні характеристики:

плече А- У ступінь I - I мкф;

ступінь 2-4 мкф;

ступінь 3-8 мкф;

для пліч В і В-А параметри ступіней і їхня кількість ті ж; вимірювальний блок забезпечує наступною інформацією, необхідної для керування режимом: напруги обмоток ВН, СН і НН живильного трансформатора, фазні струми і $\cos \varphi$ по фазах блоку несиметричного навантаження. Крім цього схема передбачає можливість підключення самописів струму і напруги, а також осциллографів;

блок симетричного навантаження відтворює характерний графік електроспоживання ремонтно-механічного підприємства. Потужність навантаження змінюється при переключенні по визначеному законі відгалужень обмотки трансформатора (магнітні пускачі KV1- KV6);

блок нелінійного навантаження складається з фізичних моделей печей графітації і харчується від джерела, виконаного по дванадцятифазній схемі випрямлення.

Принцип побудови номограмм для керування СУ

Як відомо, заданий струм зворотної послідовності для симетрування режиму електричної мережі визначаються на основі виразу:

$$I_2^{cy} = I_2^K - I_2^H$$

де I_2^{cy} заданий струм зворотної послідовності СУ;

I_2^K компенсуючий струм зворотної послідовності;

I_2^H вектор струму зворотної послідовності узагальненої навантаження.

Розрахунок виразу

$$I_2^H = \frac{1}{3} \{ [I_A \cos \varphi_A + I_B \cos(120 - \varphi_B) + I_C \cos(240 - \varphi_C)] \} + \\ + \{ j[-I_A \sin \varphi_A + I_B \sin(120 - \varphi_B) + I_C \sin(240 - \varphi_C)] \},$$

де I_A, I_B, I_C – фазні токи; $\varphi_A, \varphi_B, \varphi_C$ – кути зсуву між векторами струмів і напруг відповідних фаз.

Результати розрахунку

$$I_A = 44 \text{ A}, I_B = 56 \text{ A}, I_C = 59 \text{ A};$$

$$\cos \varphi_A = 0.669; \cos \varphi_B = 0.777; \cos \varphi_C = 0.616.$$

$$I_2^H = -6.741 + j4.8 \text{ A}$$

Час рахунку-50с.

Перелік використаних джерел

1. *О.М. Сірий, В.Є. Шестеренко. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових*

підприємств: навчальний посібник для студентів електроенергетичних спец. - Київ, 1993.

2. *А.А. Федоров, В.В. Каменева. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для ВУЗов - 4-е изд. перер. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1984.*

3. *Электротехнический справочник: В 3х т. /Под общ. ред. проф. В.Г.Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова и др. 6-е изд., перераб. и доп. - М: Энергия, 1980. 520с.*

4. *Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2хт. /Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. - М.:Энергоатомиздат, 1980. 598с,*

5. *Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети: /Под. общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. -М.: Энергоатомиздат, 1980. 598с.*

6. *Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудованию: /Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л.Самовера. -М.: Энергоатомиздат, 1981. 408с.*

7. *В.А. Андреев. Релейная защита, автоматика в системах электроснабжения: Учебник для ВУЗов - 2е изд. - М.: Высшая школа, 1985. 391с.*

8. *И.П. Крючков и др. Электрическая часть электростанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для электроэнергетических специальностей ВУЗов / Крючков,*

- Н.Н. Кувшинский, Б.Н. Неклепаев.: / Под ред.Б.Н. Неклепаева
- 3е изд. перераб. и доп. - М.: Энергия, 1978.456с.*
- 9. А.А. Чернухин, Ю.Н. Флаксерман. Экономика Энергетики
СССР.М.:Энергоатомиздат, 1985. 198с.*
- 10. Правила устройства электроустановок. - М:
Энергоатомиздат,1987. 648с.*
- 11. Охрана труда в электроустановках: Учебник для ВУЗов /
Под.ред. БА. Князевского. - 3е изд. перераб. и доп. - М.:
Энергоатом издат, 1983. 336с.*
- 12. С.А. Ульянов. Электромагнитные переходные процессы в
электрических системах. -М.: Энергия, 1970. 520с.*
- 13. Справочная книга для проектирования электрического
освещения. /Под. ред. Г.М. Кнорринга. -М.: 1976.*
- 14. М.М.Яцюк, О.І. Прокопенко.Організація та проведення
дозиметричного контролю на підприємствах харчової
промисловості Конспект лекцій з дисципліни "Цивільна
оборона" для студентів усіх спеціальностей денної та заочної
форм навчання. - К.:УДУХТ, 1997. - 44 с.*