

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Розробка технічних заходів щодо забезпечення надійності роботи системи електропостачання олійноекстракційного заводу**

Виконав(ла): студент(ка) 6 курсу, групи ЕЕМ-61
спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Красножоний О. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Зінь М. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2020

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

« 02 » вересня 2020 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Красножонову Олегу Вікторовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка технічних заходів щодо забезпечення надійності роботи системи електропостачання олійноекстракційного заводу.

Керівник роботи Зінь Мирослав Михайлович, к.т.н., доцент

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

Затверджені наказом ректора від «01» вересня 2020 року № 4/7-619

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 грудня 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Схема електропостачання лінії по переробці ріпаку, план приміщення, план розміщення силового обладнання, паспортні дані електрообладнання технологічної лінії, графіки електричних навантажень

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Схема електропостачання підприємства 1 л. ф – А1

2. План розміщення обладнання та силової мережі відділення екстрагування 1 л. ф – А1

3. План розміщення обладнання та силової мережі відділення рафінації 1 л. ф – А1

4. План розміщення та силової мережі відділення гарячого пресування 1 л. ф – А1

5. План розміщення та силової мережі приміщення холодного пресування 1 л. ф – А1

6. План прокладання кабелів живлення до рафінаційних котлів 1 л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання

02 вересня 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	10.09.2020	
2	Аналітичний розділ	20.10.2020	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.11.2020	
4	Проектно-конструкторський розділ	01.12.2020	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2020	
6	Висновки	10.12.2020	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2020	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2020	

Студент

_____ (підпис)

Красножоний О. В.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Зінь М. М.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Красножоний О. В. Розробка технічних заходів щодо забезпечення надійності роботи системи електропостачання олійноекстракційного заводу. 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕМ-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2020.

Стор.– 78; рис. - 10; табл. - 17; креслень - 6; джерел - 17; додатків - .

У кваліфікаційній роботі магістра здійснено технічних заходів щодо забезпечення надійності роботи системи електропостачання олійноекстракційного заводу.

Виконані розрахунки втрат електроенергії, вибрана найбільш доцільна схема електропостачання, здійснено вибір силових трансформаторів. Для схеми електропостачання підприємства розраховані струми короткого замикання для усіх ступенів напруги за результатами яких була здійснена перевірка усього вибраного обладнання, проводів та кабелів на термічну та електродинамічну стійкість. Вибрані комутаційні апарати – вимикачі та роз'єднувачі. Виконано вибір збірних шин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Для забезпечення необхідного захист електротехнічного персоналу при аварійних ситуаціях проведений розрахунок контуру заземлення цехових трансформаторних підстанцій.

Перелік ключових слів: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, РАФІНАЦІЯ, РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ, СПОЖИВАЧІ, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Аспекти забезпечення надійності електропостачання	9
1.2 Проблема схемної надійності на стадії проектування	13
1.3 Розробка принципової схеми управління рівнем надійності електропостачання	17
1.4 Висновки до розділу 1	21
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	23
2.1 Розрахунок електричних навантажень	24
2.1.1 Розрахунок навантажень по відділеннях	26
2.1.2 Розрахунок освітлювального навантаження по відділеннях	27
2.2 Розрахунок навантажень цеху переробки ріпаку	28
2.3 Вибір числа та потужності трансформаторних цехових підстанцій	29
2.3.1 Компенсація реактивної потужності	32
2.3.2 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах	33
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання	35
2.4.1 Розрахунок струмів к.з. напругою вище 1000 В	37
2.4.2 Розрахунок струмів к.з. напругою до 1000 В	40
2.5. Висновки до розділу 2	44
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	45
3.1 Вибір та перевірка високовольтного обладнання та кабельної лінії	45
3.1.1 Вибір та перевірка кабелю по нагріву	45
3.1.2 Вибір та перевірка кабелю по економічній густині струму	46
3.1.3 Вибір вимикачів	48
3.1.4 Вибір роз'єднувачів	51
3.2 Вибір вимірювальних трансформаторів	53

	5
3.2.1 Вибір трансформаторів струму	53
3.2.2 Вибір трансформаторів напруги	56
3.3 Вибір збірних шин на напругу 0,4 кВ	57
3.4 Вибір провідникової продукції та комутаційної апаратури 0,4 кВ	60
3.5 Розрахунок та перевірка умов спрацювання захистів до однофазних к.з. в мережах з глухо заземленою нейтраллю	64
3.6 Релейний захист елементів системи електропостачання	66
3.7 Висновки до розділу 3	69
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	70
4.1 Безпека і охорона праці при ремонті і обслуговуванні електрообладнання лінії по переробці ріпаку	70
4.2 Розрахунок заземлюючих пристроїв цехових підстанцій	73
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	76
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	77

ВСТУП

Актуальність проблеми.

У системах електропостачання промислових підприємств і установок енерго- і ресурсозберігання досягається за рахунок зменшення втрат електроенергії при її передачі і перетворенні, а також за рахунок застосування менш матеріаломістких і надійніших конструкцій усіх елементів цієї системи, що враховується, зокрема, при виборі варіантів системи електропостачання при її реконструкції і проектуванні (наприклад, при виборі номінальної напруги мереж).

Одним з дієвих шляхів зменшення втрат електроенергії є компенсація реактивної потужності споживачів за допомогою місцевих джерел реактивної потужності. Причому дуже важливе значення має правильний вибір типу, потужності, місця розташування і способу автоматизації.

Компенсація реактивної потужності означає зниження реактивної потужності, циркулюючої між джерелом струму і приймачем, а, отже, зниження реактивного струму в генераторах і мережах.

Понизити споживання реактивної потужності, тобто зменшити втрати активної потужності, можна двома способами: без застосування і із застосуванням компенсуючих пристроїв.

До першого способу (без застосування конденсаторних установок) відносяться: впорядкування технологічного процесу, що веде до поліпшення енергетичного режиму роботи устаткування, до підвищення коефіцієнта потужності $\cos \varphi$; заміна малозавантажених двигунів двигунами меншої потужності, перемикання статорів обмоток асинхронних двигунів напругою до 1 кВ з трикутника на зірку, якщо їх завантаження складає менше 40%, підвищення якості ремонту двигунів зі збереженням їх номінальних даних, правильний вибір електродвигунів по потужності і за типом та ін.

Завдання забезпечення надійності включає цілий комплекс технічних, економічних і організаційних заходів, спрямованих на скорочення збитку від порушення нормального режиму роботи споживачів електроенергії :

- вибір критеріїв і кількісних характеристик надійності;
- випробування на надійність і прогнозування надійності діючого устаткування;
- вибір оптимальної структури проєктованих (що реконструюються) систем електропостачання за критерієм надійності;
- забезпечення заданих технічних і експлуатаційних характеристик роботи споживачів;
- розробка найбільш раціональної, з точки зору забезпечення надійності, програми експлуатації системи (обґрунтування режимів профілактичних робіт, норм запасних елементів і методів відшукування несправностей).

Крім того, в сучасних ринкових умовах надійність електропостачання нерозривно пов'язана з економічними показниками і енергетичною безпекою промислових підприємств.

Мета і завдання дослідження.

Основною метою роботи є розробка та впровадження технічних заходів щодо забезпечення надійності роботи системи електропостачання олійноекстракційного заводу.

Поставлена в роботі мета вимагає вирішення наступних задач:

- аналіз шляхів забезпечення надійності електропостачання промислових підприємств;
- розробка принципової схеми управління рівнем надійності електропостачання;
- розрахунок електричних навантажень цеху, та підприємства в цілому;
- здійснити вибір числа та потужності трансформаторних цехових підстанцій, враховуючи категорії електропостачання споживачів підприємства;

- здійснити розрахунок та вибір пристроїв компенсації реактивної потужності, виходячи із отриманих розрахункових значень повної, активної та реактивної потужностей;
- скласти розрахункову схему та схему заміщення для розрахунку струмів короткого замикання, відповідно до чого здійснити вибір та перевірку усього вибраного обладнання, проводів та кабелів;
- для захисту електричного обладнання підприємства, здійснити вибір пристроїв та схем релейного захисту та автоматики;
- для забезпечення необхідного захисту електротехнічного персоналу при аварійних ситуаціях провести розрахунок контуру заземлення цехових трансформаторних підстанцій.

Об’єкт дослідження – електрична мережа промислового підприємства.

Предмет дослідження – розробка технічних заходів щодо забезпечення надійності роботи системи електропостачання.

Наукова новизна отриманих результатів.

– Дістало подальший розвиток розробка та впровадження технічних заходів щодо забезпечення надійності роботи системи електропостачання.

Практичне значення отриманих результатів.

– запропоновані шляхи модернізації системи електропостачання олійноекстракційного заводу, дозволять забезпечити необхідну надійність, зменшити кількість аварій, що в свою чергу приведе до зниження собівартості продукції.

Апробація. Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на XI Міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (2020), на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (17 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 78 сторінки.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Аспекти забезпечення надійності електропостачання

Надійність в електроенергетиці - ця комплексна властивість, що визначається як здатність енергосистеми виконувати функції по виробництву, передачі, розподілу і постачанню споживачів електричною енергією в необхідній кількості і нормованій якості шляхом взаємодії генеруючих установок, електричних мереж і електроустановок споживачів. При цьому повинен виконуватися ряд додаткових умов, серед яких :

- забезпечення договірних умов попиту на електроенергію у будь-який момент часу;
- протистояння збуренням, викликаним відмовами елементів енергосистеми, включаючи каскадний розвиток аварій і настання форс-мажорних обставин;
- по можливості швидке і повне відновлення своїх основних функцій після їх порушення.

Усупереч думці, що в ринкових умовах нормативи надійності не потрібні, оскільки надійність стає послугою (надійність на будь-яку суму), що купується, практика країн, що перейшли до розвиненого ринку, показала, що надійність потребує захисту від ринку. Усі найбільші системні аварії останнього часу, що сталися викликані невідповідністю діючої системи підтримки надійності енергооб'єктів життєзабезпечення і енергооб'єднань новим ринковим умовам.

До останнього часу завдання забезпечення надійності електропостачання споживачів розглядалося в основному стосовно верхніх рівнів ієрархії ЕЕС і включала оцінку надійності паралельної роботи електростанцій і енергооб'єднань. На рівні вертикально-інтегрованих енергокомпаній це завдання ставилося і вирішувалося комплексно, включаючи надійність паливозабезпечення, виробництва, транспорту і відпустки споживачам тепла і електроенергії. У ринкових умовах надійність електропостачання споживачів

повинна розглядатися як товар з відповідною ціною. Цей товар реалізується через послуги енергетичного ринку і є предметом договірних стосунків між його суб'єктами. Розділення відповідальності за надійність не лише по вертикалі «система або постачальник - споживач електроенергії», але і усередині галузі, на етапах поточного функціонування і перспективного планування і розвитку, призводить до необхідності рішення нових завдань управління надійністю і збитком. Для їх вирішення потрібно введення системи моніторингу кількісних оцінок надійності, управління надійністю, страхування відповідальності, санкцій та ін.

Проте досі відсутній чіткі і зрозумілі концепції управління надійністю електропостачання, які потрібні для створення важелів впливу на надійність з боку споживачів і вирішення питань, пов'язаних із зацікавленістю енергокомпаній в підвищенні надійності. Закон України «Про ринок електричної енергії» вимагає встановлення між усіма суб'єктами електроенергетичного ринку економічно збалансованих стосунків на основі плати за надійність і повного відновлення збитків через ненадійне електропостачання. Він встановлює відповідальність Системного оператора і енергопостачальної компанії перед споживачем за надійність його електропостачання. Проте для виконання цих вимог потрібний глибокий аналіз технологічних особливостей і техніко-економічних наслідків раптових і умисних, повних і часткових обмежень у величині споживаної потужності і (чи) відключень споживачів електричної енергії у зв'язку з порушеннями режиму їх електропостачання. Фактично проблема забезпечення надійності електропостачання лише заявлена, але не вирішена досі ні з теоретичного, ні з практичного боку.

В той же час, в країнах з розвинутою системою ринкових стосунків і що здійснили лібералізацію електроенергетики у напрямі введення конкурентних ринків електроенергії, у тому числі США, енергооб'єднаннях USTE і Nordel, створюється нормативно-правова база, що відповідає новим умовам конкурентного середовища. Це стосується критеріїв і правил забезпечення надійності роботи енергосистем і енергооб'єднань. Ця робота проводиться із

залученням до обговорення широкого круга зацікавлених сторін і ще не закінчена, що вказує на складність проблем забезпечення надійності, що виникають при лібералізації і введенні конкурентних ринків електроенергії. Критерії надійності диференціюються стосовно двох її складових: балансової і режимної.

Під балансовою надійністю енергосистеми розуміється її здатність забезпечувати сукупну потребу в електричній потужності і енергії споживачів з урахуванням обмежень, планових і непланових відключень елементів енергосистеми, обмежень на постачання енергоресурсів.

Під режимною надійністю розуміється її здатність протистояти раптовим обуренням, таким як короткі замикання, непередбачені втрати великих елементів енергосистеми, каскадні відмови працездатності та ін.

У енергооб'єднаннях західних країн критерій балансової надійності зазвичай ґрунтується на обчисленні показника LOLP (Loss of Load Probability), що характеризує вірогідність втрати навантаження. Нормованого значення цього показника набуває зазвичай рівним одному дню в 10 років, що визначає більш високу вірогідність бездефіцитної роботи енергосистеми, чим це прийнято в Україні. Застосовуються і простіші показники надійності у вигляді величини повного резерву потужності і вимог до пропускної спроможності електричної мережі, заснованих на критерії N-1.

Критерії режимної надійності в енергооб'єднаннях США і європейських країн (UCTE, Nordel) ґрунтуються на критерії N 1, а у ряді випадків і N-k. Так, в США до зон управління, у рамках яких здійснюється безперервний контроль за забезпеченням балансу генерації і споживання, пред'являється умова, згідно з якою усі зони управління повинні працювати так, щоб в результаті найбільш серйозних поодиноких обурень не було порушень стійкості, неконтрольованого ділення або каскадного розвитку аварії. При аваріях з втратою двох і більше елементів мають бути також забезпечені стійкість системи, термічна стійкість елементів при можливих перевантаженнях по струму, неприпустимість виходу напруги за допустимі межі, каскадний розвиток аварій. В той же час,

допускаються контрольовані обмеження навантаження або обмеження постачання потужності.

У цих енергооб'єднаннях кожен оператор передавальної мережі (TSO) несе відповідальність за свою мережу. Оцінюються резерви активної і реактивної потужності, прийнятний рівень напруги, граничне завантаження ЛЕП, межі стійкості; здійснюється вибір систем РЗА і координація вибору пристроїв для забезпечення допустимих струмів короткого замикання; визначається політика відносно забезпечення стійкості і координуються міри по її забезпеченню з іншими TSO; відбувається обмін інформацією з сусідніми TSO про плановане виведення обладнання електростанцій і мереж.

Підкомітети по стійкості енергосистем міжнародного інституту IEEE створили ряд рекомендацій по зниженню небезпеки каскадного розвитку системних аварій, серед яких :

- стандарти надійності мають бути обов'язковими і такими, що проводяться в життя шляхом значних і дієвих штрафів за їх порушення;
- стандарти надійності повинні періодично переглядатися з урахуванням досвіду великих системних аварій і розвитку нових технологій;
- на рівні регулюючих органів має бути ясно зрозуміла необхідність витрат і інвестицій для забезпечення системної надійності, включаючи інвестиції в нові технології, а також визначені шляхи повернення цих інвестицій через плату за користування електричними мережами;
- на рівні регулюючих органів має бути продовжене просування досліджень в області надійності з фондів урядів і промисловості для того, щоб вирішити проблеми енергооб'єднань, що усе більш розширюються і ускладнюються.

У США як міра нормативного і правового характеру прийнятий «Акт по електричній надійності 2004 року», що встановлює обов'язковий характер стандартів надійності в об'єднаній енергосистемі. У Європі прийнятий проект «Директиви відносно заходів по забезпеченню надійності електропостачання і інвестицій в інфраструктуру» (2003). Розуміння того, що в електроенергетиці не

усе добре з надійністю, існує і в середовищі російських енергетиків. У [11] констатується: «При ринкових стосунках на перше місце висувається отримання енергокомпаніями прибутку. Нерідко прибуток тепер виходить на шкоду надійності».

1.2 Проблема схемної надійності на стадії проектування

Відомо, що основи надійної роботи енергосистем закладаються на стадії їх проектування. У цій частині в Україні накопичений величезний досвід. В процесі формування ЕЕС СРСР була відпрацьована ієрархічна система проектування її розвитку. Але, незважаючи на прогресивні ідеї, що містяться в Законі «Про ринок електричної енергії», спрямовані на збільшення ефективності електропостачання споживачів, є цілий ряд чинних нормативних документів, що містять застарілі норми побудови (проектування) схем електропостачання кінцевих споживачів. Тому замовник, який залежно від особливостей технологічного процесу сам встановлює (заявляє) необхідний рівень надійності (категорію надійності електропостачання по ПУЕ), при проектуванні схеми електропостачання може отримати абсолютно різний рівень надійності при формальному дотриманні вимог існуючих нормативних документів.

При побудові схем електричних мереж, призначених для живлення кінцевих споживачів електроенергії (як правило, мережі напругою 110 кВ і нижче) проектні організації керуються вимогами наступних документів:

- Інструкція з проектування електромереж (ГНД 341.004.003.001-2002);
- Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження (СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014);
- Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище

Правила, які можна безпосередньо вважати такими, що відносяться до надійності, як правило, розміщені в різних розділах нормативних документів

разом з правилами раціональної побудови електричних мереж, а ті або інші нормативи надійності представлені як в явному, так і в неявному виді. Сьогодні таких рекомендацій недостатньо.

Відомо, що незалежних джерел живлення належать дві секції або системи шин однієї або двох електростанцій і підстанцій при одночасному дотриманні двох умов :

1) кожна з секцій або систем шин отримує живлення від незалежного джерела;

2) секції (системи) шин не пов'язані між собою або мають зв'язок, що автоматично відключається при порушенні нормальної роботи однієї з секцій (систем) шин.

Для цих випадків підходить як схема живлення ГПП підприємства по двохланцюговою ПЛІ протяжністю 60 км приєднаної до різних систем (секціям) шин вузлової підстанції, так і схема з живленням цього ГПП по двох одноколових ПЛІ протяжністю 5 км з приєднанням їх до систем (секціям) шин різних підстанцій. Очевидно, що реальний рівень надійності (наприклад, очікуване число годин простою ГПП в рік) буде різним.

Відносно електроприймачів другої категорії, на відміну від першої і третьої, тривалість порушення електропостачання строго не обмовляється, хоча живлення їх також повинне передбачатися від двох незалежних джерел. Очевидно, що надійність схеми, що відповідає вимогам нижчої категорії, реально може виявитися вище за надійність схеми, що відповідає вимогам більш високої категорії, і навпаки.

Рекомендації по проектуванню електричної мережі також носять якісний характер і не мають конкретних вказівок по побудові структури мережі залежно від рівня надійності електропостачання. Таким чином, при проектуванні схеми електропостачання споживача з урахуванням надійності доводиться покладатися більше на здоровий глузд проектувальника, чим на вимоги нормативних документів. Представляється, що і саме розділення на категорії з появою поняття «Плата за надійність» стає неактуальним.

Для підвищення ролі чинника надійності електропостачання необхідно в діючих методичних рекомендаціях по проектуванню розвитку енергосистем (МР) виділити нормативи надійності у вигляді самостійного розділу. Пропозиції по структурі і зразковому змісту таких нормативів приведені в [12]. Одним з основних критеріїв при проектуванні є забезпечення можливості для споживачів отримання електроенергії з необхідною надійністю. Потрібний замовником (споживачем) рівень надійності може бути досягнутий при дотриманні наступних умов :

- схеми приєднання електростанцій і підстанцій до основної мережі повинні забезпечувати надійність живлення енерговузлів і транзит потужності з урахуванням критерію N-1;
- пропускна спроможність в перерізах основної електричної мережі ЕЕС забезпечує покриття максимуму навантаження після аварійного відключення будь-якого її елемента: лінії (кола двоколової лінії), трансформатора в нормальній схемі мережі (критерій N-1);

Проте ці умови досить розпливчаті, невизначені і породжують багато питань, оскільки у більшості проектувальників, експлуатаційників і дослідників немає однозначного розуміння, що таке N і що означає «мінус 1».

Початково передбачалося, що аварійне відключення будь-якого елемента енергосистеми не вимагає застосування засобів протиаварійного управління. Трактують характеризує режими, що тільки встановилися. Відповідно до неї обговорюваний критерій означає, що в післяаварійних режимах, що сформувалися після відключення вказаних вище елементів, за рахунок реалізації внутрісистемних резервів потужності покриття максимуму навантаження забезпечується. Але в цьому формулюванні не говориться про допустимість автоматичних і диспетчерських дій для збереження післяаварійного режиму.

Відома пропозиція [13] про розуміння під критерієм N-1 такого стану справ, при якому якісне постачання електроенергією споживачів (за винятком споживачів з керованим навантаженням), а також нормальна робота електростанцій (за винятком електростанцій, що надають системні послуги зі

зміни свого навантаження) повинні забезпечуватися при раптовому відключенні одного з елементів системи. В якості випадних елементів розглядаються великі генеруючі блоки і будь-які елементи єдиної національної електричної мережі, що мають найбільший вплив на надійність системи в цілому. При цьому не повинно виникати обмеження енергоспоживання, не передбаченого договорами на надання системних послуг, неприпустимих перевантажень обладнання електростанцій, підстанцій і ЛЕП, відхилень напруги і частоти, небезпечних для роботи генеруючого обладнання і споживачів електроенергії, обладнання електричних мереж, порушення стійкості. За умови оплати участі суб'єктів електроенергетики в регулюванні навантаження засобами ПА, що розглядається як системна послуга, подібні відключення не вважаються порушеннями електропостачання або режимів вироблення енергії на електростанціях.

На підставі викладеного представляється доцільним:

- не відходячи від загальноприйнятого розуміння критерію N-1 прийняти інші позначення, наприклад, для варіанту МР - «N-1, у», що означає виконання критерію за умовами режимів, що встановилися, а для варіанту [13] - «N-1, А», що враховує можливість використання ПА;
- переходити до вибору схемних рішень при проектуванні на основі розрахунку мінімуму витрат, пов'язаних зі збільшенням надійності і зниженням збитку як від недовіпуску електроенергії, так і у зв'язку з порушенням або зривом основного технологічного процесу кінцевих споживачів електроенергії.

Природно, що реалізація цих пропозицій можлива тільки при радикальному перегляді перелічених вище нормативних документів, введенні нових норм, що регламентують принципи оцінки кількісних показників надійності для побудови на їх основі оптимальних схем електропостачання.

1.3 Розробка принципової схеми управління рівнем надійності електропостачання

Існуюча система оцінки надійності електропостачання, використовувана енергокомпаніями, не мотивує їх розробляти і впроваджувати заходи і обладнання, сприяючі підвищенню надійності електропостачання споживачів [14]. Відомо, що більшість відмов основного обладнання енергосистеми (суб'єктів ринку електроенергії) пом'якшуються усередині самої системи, не доходячи до споживачів. Проте навіть такі відмови роблять істотний вплив на надійність виконання суб'єктами ринку своїх функцій. Тому усі вони повинні мати ресурси для компенсації як власних збитків, так і збитків, нанесених іншим. Через відсутність економічно вигідних мотивів енергокомпанії вимушені обгрунтовувати витрати, пов'язані з підвищенням надійності електропостачання споживачів, що часто призводить до зниження їх власного прибутку. Тому найбільш ефективним шляхом вирішення проблеми надійності на сьогодні є економічне стимулювання енергокомпаній у вигляді штрафів або додаткових тарифів за забезпечення нормативної або договірної надійності електропостачання споживачів. При цьому очевидно, що будь-яке збільшення рівня надійності може робитися тільки за рахунок засобів споживачів електроенергії.

Для того, щоб рівень надійності електропостачання відповідав вимогам споживачів і перестав знижуватися, потрібно виконання ряду умов :

- 1) простота і ясність оцінки показників надійності електропостачання;
- 2) безумовна і неминуча відповідальність енергокомпаній за зниження рівня надійності споживачів;
- 3) відповідність плати за надійність її фактичному рівню;
- 4) можливість впливу як споживачів, так і організації, що енергозабезпечує, на надійність електропостачання за допомогою плати за відповідний її рівень.

Реалізувати першу умову можна шляхом розробки, твердження і введення прогресивних нормативів надійності для об'єктів електроенергетики і споживачів. Ці нормативи можуть бути представлені не в звичному виді приватних і інтегральних статистичних показників надійності, а у вигляді переліку заходів, що реалізуються енергокомпаніями (рис. 1.1). Контроль за рівнем надійності в цьому випадку істотно спрощується. Відмітимо, що оскільки нормативні документи практично лише на рівні декларацій і рекомендацій заявляють про надійність електропостачання, запропонована система нормативів, на наш погляд, може виявитися непоганим інструментом, що дозволяє регулювати питання надійного електропостачання споживачів [14, 15]. Якщо норматив надійності в натуральному вираженні частково або повністю не відбиває реальну структуру і (чи) режим системи, то норматив надійності має бути встановлений в грошовому вираженні (рис. 1.1).

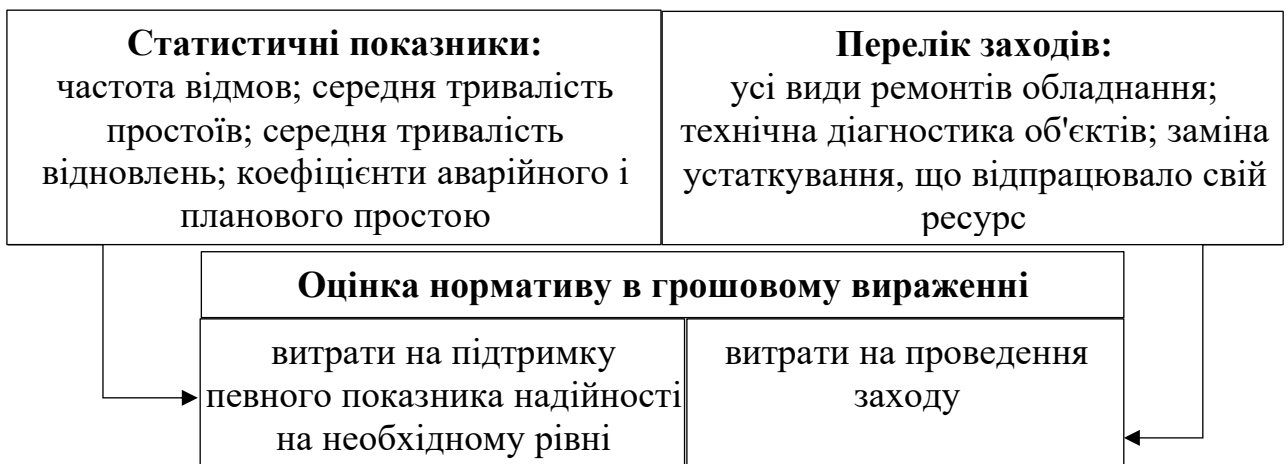


Рисунок 1.1 – Варіанти нормативів надійності електропостачання.

Рішення цієї задачі пов'язане з необхідністю оцінки базового нормативу надійності, який відбиватиме тариф за надійність. Базовий норматив це усереднений найменший рівень надійності електропостачання, який задовольняє вимоги більшості споживачів. В цьому випадку з'являється можливість оцінки її якісного рівня : низький, середній, високий і так далі

Для виконання другої умови необхідно законодавчо встановити чітку відповідальність енергокомпаній за зниження рівня надійності. Невиконання договірних або нормативних вимог до надійності електропостачання повинне

спричинити значні штрафи. При цьому виникає досить складне завдання контролю рівня надійності, що має на увазі величезну роботу по безперервному моніторингу рівнів надійності вузлів навантаження (рис. 1.2).

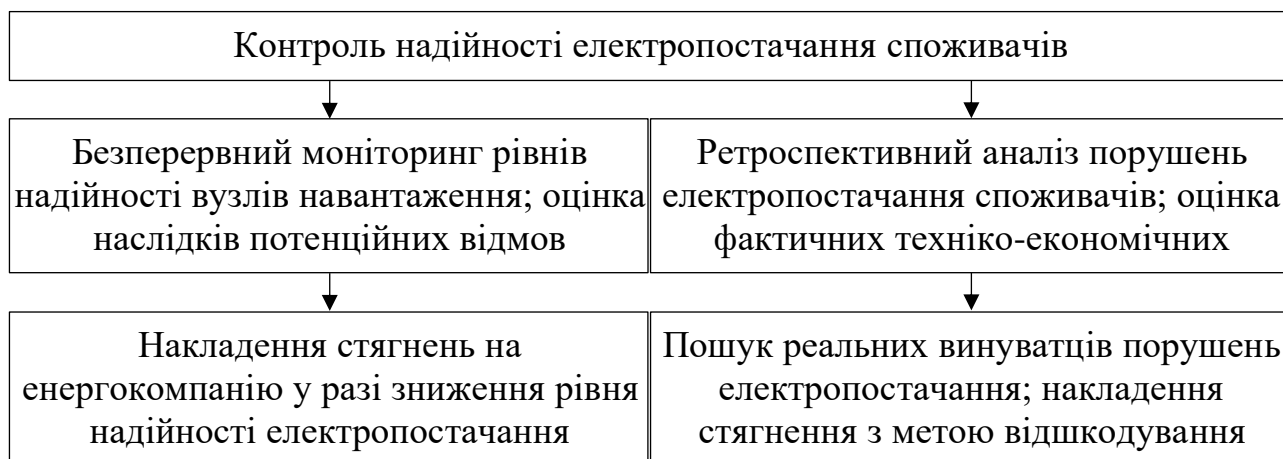


Рисунок 1.2 – Варіанти забезпечення відповідальності енергокомпаній за надійність електропостачання споживачів.

Моніторинг може здійснюватися за допомогою дієвих інструментів теорії ймовірності при управлінні надійністю і ризиками, що вже добре зарекомендували себе в найтехнологічніше розвинених галузях (атомна енергетика). З їх допомогою стає можливим проводити об'єктивну оцінку надійності систем передачі електроенергії і пошуку кількісних значень вкладів елементів і підсистем в підвищення надійності реальної системи виробництва, передачі і розподілу електроенергії. Імовірнісні методи аналізу дозволяють враховувати вплив таких показників, як:

- частота відмов і тривалість відновлення усіх типів устаткування;
- ефективність роботи систем релейного захисту і автоматики;
- режим роботи елементів електричних станцій і підстанцій;
- параметри післяаварійних режимів;
- ймовірність повного/часткового порушення процесу виробництва у споживача; економічні наслідки раптового або умисного, повного або часткового погашення споживача.

Такий аналіз повинен проводитися для різних режимів роботи електричної мережі (при максимальному, середньому або мінімальному навантаженні), що

живить споживача, і різних режимів продуктивності технологічних агрегатів споживача. По його підсумках виявляється і ранжується відносна важливість впливу різних елементів генерації, мережі і устаткування підстанцій на можливий дефіцит потужності або пропускнуєї спроможності мережі. Далі розробляються рекомендації по підвищенню надійності з точки зору оптимізації і плануванню технічного обслуговування, фінансування, внесення змін до порядку і (чи) логіки диспетчерських перемикачів, що проводяться після збурюючої події, а також змін в порядок оперативної взаємодії між персоналом різних структур, що забезпечують працездатність системи.

Споживач, за даними цього аналізу, отримує можливість підвищення показників надійності електропостачання за рахунок ефективного управління електроспоживанням і ходом технологічного процесу виробництва. На основі пропонованого підходу стає можливим порівняння показників надійності об'єктів генерації, живлячій і розподільній мережі до і після можливої реконструкції (модернізації) мережі і вибір найбільш раціонального варіанту договірних умов електропостачання. Хоча завдання оптимізації витрат на підвищення надійності вирішується в умовах визначеності початкової інформації, виникають складнощі, пов'язані з її багатокритерійністю і відносно великий розмірністю.

Інший, менш трудомісткий шлях полягає у встановленні відповідальності енергокомпаній за конкретні, вже такі, що сталися порушення електропостачання споживачів (рис. 1.2). В цьому випадку винуватець оплачує фактичний збиток споживачів від порушення електропостачання. Проте при такому підході мають бути встановлені [16] і затверджені розміри штрафів на користь потерпілих від порушень електропостачання споживачів і терміни їх виплати.

Для виконання третього і четвертого умов необхідно:

- розробити нормативно закріплений базовий тариф за надійність, при якому споживач отримує мінімальний рівень надійності, а енергокомпанія обгрунтоване відшкодування своїх витрат на підтримку цього рівня;

- розробити механізм обліку впливу споживачів на рівень надійності електропостачання; зробити споживача активним суб'єктом, що управляє надійністю [16, 17].

Отже, з наведеного матеріалу можна зробити такі висновки:

1. Потрібний перегляд застарілих принципів і інструментарію, що регулюють надійність електропостачання споживачів; існуючих нормативних документів; введення нових норм, що регламентують принципи оцінки кількісних показників надійності для побудови на їх основі оптимальних систем електропостачання.

2. Запропонована схема управління надійністю вносить ясність в питання відповідальності суб'єктів електроенергетики за надійність, встановлення винуватця виникнення збитку у споживачів; розмірів компенсації збитку; підвищить відповідальність енергокомпаній в питання забезпечення надійності; дозволить зробити «прозорими» витрати енергокомпаній, спростить контроль за складовими тарифу за електроенергію, істотно підвищить загальноекономічну ефективність систем електроенергетики; споживачі зможуть впливати на рівень надійності; станеться природне ділення відповідальних і невідповідальних споживачів.

1.4 Висновки до розділу 1

В даному розділі розглянуто питання забезпечення надійності електропостачання. Доведено, що разом з основними показниками надійності, також повинен виконуватися ряд додаткових умов, серед яких: забезпечення договірних умов попиту на електроенергію у будь-який момент часу; протистояння збуренням, викликаним відмовами елементів енергосистеми, включаючи каскадний розвиток аварій і настання форс-мажорних обставин; по можливості швидке і повне відновлення своїх основних функцій після їх порушення.

Здійснено аналіз підвищення схемної надійності, відповідно до якого, можна зробити висновок, що при проектуванні систем електропостачання варто переходити до вибору схемних рішень на основі розрахунку мінімуму витрат, пов'язаних зі збільшенням надійності і зниженням збитку як від недовіпуску електроенергії, так і у зв'язку з порушенням або зривом основного технологічного процесу кінцевих споживачів електроенергії.

З наведеного матеріалу можна зробити такі висновки, що потрібний перегляд застарілих принципів і інструментарію, що регулюють надійність електропостачання споживачів; існуючих нормативних документів; введення нових норм, що регламентують принципи оцінки кількісних показників надійності для побудови на їх основі оптимальних систем електропостачання.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

Першим етапом проектування системи електропостачання є визначення електричних навантажень. Правильне визначення електричних навантажень є вирішальним чинником для усього подальшого розрахунку і вибору елементів системи електропостачання.

Розрахунок електричних навантажень повинен виконуватися відповідно до «Вказівок по розрахунку електричних навантажень» [9] по формуляру Ф636-92.

У табл. 2.1 приведена дещо видозмінена форма вказаного формуляру, введена для скорочено запису і оформлення.

На стадії проектування виникає необхідність визначити розрахункові навантаження на різних рівнях системи електропостачання:

- навантаження на цеховій розподільній шафі (ШР) або на розподільному шинопроводі – шинозборці (ШС);
- навантаження на шинах 0,4 кВ цеховій підстанції або навантаження цеху, корпусу.

Розрахунок навантажень на цих рівнях дещо розрізняється, тому розглянемо особливості розрахунку на кожному рівні. Розрахунок зручніше вести в табличній формі (табл. 2.1). Розглянемо деякі пояснення до позначень, що представлені табл. 2.1.

В стовпцях 7 і 8 прийнято позначення $P_{c.p.}$ і $Q_{c.p.}$ – середні розрахункові проміжні величини активної і реактивної потужностей, у більше ранніх «Вказівках по визначенню електричних навантажень» 1968 р. і в навчальній літературі вони іменувалися, як середні навантаження за найбільш завантаженої зміну, тобто середньозмінні, в діючих вказівках по розрахунку навантажень вони вважаються проміжними.

В стовпці 9 вказана величина $\sum P_n^2$ є сумою квадратів потужностей електроприймачів (ЕП) тобто:

$$\sum P_n^2 = P_1^2 + P_2^2 + \dots + P_n^2.$$

В стовпцях 12, 13 і 14 записуються розрахункові навантаження.

У табл. 2.1 приведений розрахунок навантаження розподільних панелей П до яких підключені електроприймачі, а далі проводиться розрахунок цеху переробка ріпаку, план якого приведений в графічній частині.

2.1 Розрахунок електричних навантажень

На рівні 2 розглядаються навантаження від електроприймачів (ЕП), приєднаних до розподільних панелей (П). При розподілі було враховано:

- відстань від електроприймача до вузла живлення вибрана, по можливості, мінімальною в цілях економії кольорових металів і зниження втрат напруги;
- при прокладенні живлячих кабелів береться до уваги напрям ходу мостового крану;
- живлення однотипних електроприймачів здійснюється з різних вузлів живлення для забезпечення надійності протікання технологічного процесу.

На плані цеху необхідно вказати номінальні потужності і номери електроприймачів, розрахункові струми пунктів живлення, позначити марку і переріз вибраних живлячих кабелів, а також спосіб їх прокладення в цеху.

Перед початком роботи необхідно по довідниках [10] визначити коефіцієнт використання K_e і коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ для кожного з приєднаних до даного вузла електроприймачів. Потім заносять назви ЕП в стовпець 2. У стовпець 4 вписують номінальні потужності P_n кожного ЕП. Стосовно багаторухових електроприводів, виключаючи кранові установки, під терміном «приймач електроенергії» слід розуміти увесь агрегат в цілому, а під його номінальною потужністю – суму номінальних потужностей усіх його електродвигунів (приведених до $ПВ = 100\%$). Для кранових установок під терміном «приймач електроенергії» слід розуміти електропривід кожного механізму, включаючи механізми, що приводяться двома двигунами.

У електроприймачів з повторно-короткочасним режимом роботи їх номінальні потужності не призводять до $PB = 100\%$, а записують паспортні значення.

В стовпці 7 і 8 заносять характерні K_ϵ і $\cos\varphi$ відповідно. По відомому $\cos\varphi$ визначають відповідний $\operatorname{tg}\varphi$.

Визначають середні розрахункові (проміжні) величини $P_{c.p.}$ і $Q_{c.p.}$, які вписують в стовпці 10 і 11.

$$P_{c.p.} = K_\epsilon \cdot P_n ; \quad (2.1)$$

$$Q_{c.p.} = K_\epsilon \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi . \quad (2.2)$$

У стовпець 12 заносять суму P_n^2 усіх електроприймачів групи.

Визначають ефективне число ЕП n_e по формулі:

$$n_e = \frac{(\sum m)^2}{\sum m^2} . \quad (2.3)$$

При великому числі груп ЕП допускається рахувати n_e рівним n при числі електроприймачів в групі 4 і більше і коли m відношення $P_{n.макс.} / P_{n.мін} \leq 3$.

Знайдене значення n_e округляється до найближчого меншого числа.

Слід пам'ятати, що якщо значення ефективного числа електроприймачів n_e виходить більше фактичного числа n , то n_e приймають рівним n .

При $m > 3$ і $K_\epsilon > 0,2$, n_e можна визначити по спрощеній формулі.

Для знаходження розрахункового коефіцієнта K_p визначають груповий коефіцієнт використання усіх приєднаних до ШР або ШС електроприймачів, який обчислюється за формулою:

$$K_\epsilon = \frac{\sum K_\epsilon \cdot P_n}{\sum P_n} = \frac{\sum P_{p.c.}}{\sum P_n} ; \quad (2.4)$$

де $\sum P_{c.p.}$ – сума середніх розрахункових потужностей усіх груп ЕП, приєднаних до П.

По знайдених значеннях K_ϵ і n_e [10] знаходять K_p .

Розрахункові потужності P_p , Q_p , і S_p по підсумковому рядку для П визначають по формулах:

$$P_p = K_p \cdot \sum K_e \cdot P_n = K_p \cdot \sum P_{c.p.}; \quad (2.5)$$

$$Q_p = 1,1 \cdot K_e \cdot P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1,1 \cdot Q_{c.p.} \text{ при } n_e \leq 10$$

$$Q_p = K_e \cdot P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi = Q_{c.p.} \text{ при } n_e > 10 \quad ; \quad (2.6)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.7)$$

Слід пам'ятати, що розрахункова потужність групи ЕП не має бути меншою потужності найбільшого ЕП. У випадках, коли значення P_p буде меншим $P_{н.макс}$ то необхідно приймати $P_p = P_{н.макс}$.

2.1.1 Розрахунок навантажень по відділеннях

Розрахунок навантажень на 3 рівні (магістральний шинопровід, цехова підстанція, цех, корпус) відрізняється від розрахунку на рівні 2 тим, що при кількості ЕП $n > 20-25$, а також за відсутності повного переліку потужностей ЕП, ефективне число n_e визначають за спрощеним виразом:

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum P_n}{P_{н.макс}} \quad (2.8)$$

Коефіцієнт K_p визначається по відомих K_e і n_e , при $n_e < 25$ одиниць.

Розрахункові потужності визначають по формулах:

$$P_p = K_p \cdot \sum K_e \cdot P_n = K_p \cdot P_{c.p.}; \quad (2.9)$$

$$Q_p = K_p \cdot K_e \cdot P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi = K_p \cdot Q_{c.p.} = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.10)$$

До отриманих розрахункових активних і реактивних потужностей силових ЕП до 1 кВ додаються розрахункові потужності освітлювального навантаження $P_{p.o.}$ і $Q_{p.o.}$. Вони заносяться в стовпці 10, 11 і 15, 16. Детальніше розрахунок освітлювальних навантажень буде розглянутий в наступному розділі.

До отриманих значень додають втрати в цехових трансформаторах.

Втрати в трансформаторах визначаються по кожному цеху, але в деяких випадках по кожному цеху не визначають, а визначають в цілому по заводу по

спрощених формулах.

2.1.2 Розрахунок освітлювального навантаження по відділеннях

Розрахунок освітлювального навантаження виконується по методі питомої потужності і оформляється у вигляді таблиці.

При розрахунку приймаємо, що освітлювальні установки з люмінесцентними лампами (ЛЛ) мають коефіцієнт потужності 0,8, з газорозрядними лампами ДРЛ, ДРИ, ДНаТ – 0,5. Розрахункове навантаження визначається з врахуванням коефіцієнта попиту за формулою:

$$P_y = p_{num.} \cdot F ; \quad (2.11)$$

$$P_{p.o.} = P_{см} = K_n \cdot P_y ; \quad (2.12)$$

$$Q_{p.o.} = Q_{с.м.} = P_{p.o.} \cdot tg\varphi . \quad (2.13)$$

де P_y – установлена потужність, кВт;

F – площа приміщення, м²;

K_n – коефіцієнт попиту, визначається за довідниковими даними;

$p_{num.}$ – питома щільність освітлювального навантаження, кВт/м².

Результати розрахунку зведені в табл. 2.2, отримані значення $P_{p.o.}$ і $Q_{p.o.}$ заносимо у відповідні стовпці таблиці навантажень по відділенні та по цеху. Значення P_y , $P_{p.o.}$ та $Q_{p.o.}$ заносимо також у табл. 2.1 у відповідні стовпці.

Встановлена потужність освітлювальних приймачів визначається по (2.11):

$$P_y = 0,015 \cdot 5700 = 95,76 \text{ кВт.}$$

Активна розрахункова освітлювальна потужність визначається по (2.12):

$$P_{p.o.} = P_{см} = 0,85 \cdot 95,76 = 81,4 \text{ кВт.}$$

Реактивна розрахункова освітлювальна потужність визначається по (2.13):

$$Q_{p.o.} = Q_{с.м.} = 81,4 \cdot 0,48 = 39,07 \text{ кВАр.}$$

Таблиця 2.2 – Освітлювальне навантаження цеху переробки ріпаку

Цех, корпус	F , м ²	ρ_0 , Вт/м ²	Тип джерела світла	$P_{y.o.}$, кВт	K_n	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_{p.o.}$, кВт	$Q_{p.o.}$, кВАр
Відділення пресування	5700	15	ДРЛ	95,76	0,85	0,9	0,48	81,4	39,07
Відділення рафінації	5796	15	ДРЛ	97,37	0,85	0,9	0,48	82,77	39,73

Відділення екстрадуння	1779,36	15	ДРЛ	24,85	0,85	0,9	0,48	21,13	10,14
------------------------	---------	----	-----	-------	------	-----	------	-------	-------

2.2 Розрахунок навантажень цеху переробки ріпаку

Розрахунок електричних навантажень по цеху виконується аналогічно розрахунку навантажень по відділеннях, тільки тепер необхідно користуватися вихідними даними потужності приймачів, розташованих у виробничих корпусах.

Так як на території цеху відсутні високовольтні електроприймачі, то розрахунок навантажень на низькій стороні ГПП проводиться по даних приймачів 0,4 кВ з врахуванням освітлювального навантаження та втрат в цехових трансформаторах. До того ж число приєднань на низькій стороні ГПП і коефіцієнт одночасності визначати непотрібно то тих же причинах.

До отриманих розрахункових активної та реактивної потужностей силових ЕП до 1 кВ додаються установлені та розрахункові потужності освітлювального навантаження P_V , $P_{p.o.}$, $Q_{p.o.}$, які заносяться в стовпці 6, 11, 12, 15 і 16 таблиці.

Втрати в трансформаторах визначаються після вибору трансформаторів і також заносяться в таблицю навантажень по цеху.

Розрахунок ведеться в наступній послідовності.

Сумуються значення $\sum P_n$, $\sum P_{c.m.}$, $\sum Q_{c.m.}$ усіх приєднань до П, ГПП навантажень в стовпцях 6, 11, 12.

Визначаємо груповий коефіцієнт використання і $\operatorname{tg}\varphi$:

$$K_g = \frac{\sum P_{c.m.}}{\sum P_n} = \frac{\sum K_v \cdot P_n}{\sum P_n};$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{\sum Q_{c.p.}}{\sum P_{c.p.}}$$
(2.14)

які заносяться в стовпці 8 і 10 підсумкового рядка.

Результуюче навантаження на стороні ВН по підприємству визначають з врахуванням засобів компенсації реактивної потужності та втрат потужності в цехових трансформаторах.

Розрахунок навантажень по цеху переробки ріпаку зведений в табл. 2.3.

2.3 Вибір числа та потужності трансформаторних цехових підстанцій

Після визначення розрахункових навантажень (до 1 кВ) цехів можна приступити до вибору кількості та потужності трансформаторів цехових підстанцій. Для початку необхідно визначити категорії надійності електропостачання споживачів цехів. Для цього рекомендується виписати із табл. 2.1 розрахункові навантаження P_p , Q_p , S_p , категорії надійності.

Число трансформаторів на підстанціях зазвичай приймається 1 чи 2. Тритрансформаторні підстанції приймають як виключення у випадку живлення значних зосереджених навантажень при $S_{ном.} > 1,0$ кВА/м², і $S \geq 1600$ кВА.

Номінальну потужність $S_{ном}$ або кількість трансформаторів N з врахуванням коефіцієнта завантаження $K_з.$ можна визначити по формулах:

$$S_{ном.т.} = \frac{S_p}{N \cdot K_з}; \quad (2.15)$$

$$N = \frac{S_p}{S_{ном.т.} \cdot K_з}. \quad (2.16)$$

Перевірку вибраної потужності трансформаторів з врахуванням вимог взаємного резервування і допустимого аварійного перевантаження виконують:

$$S_{ном.т.} \geq \frac{S_p \cdot K_{1,2}}{(N-1) \cdot K_{з.а.}} \quad (2.17)$$

де $K_{1,2}$ – частка електроприймачів I та II категорій в розрахунковому навантаженні;

$K_{з.а.}$ – допустимий коефіцієнт завантаження трансформаторів в аварійному режимі, для трансформаторів з масляним охолодженням $K_{з.а.} = 1,4$.

При відсутності даних, в курсових та дипломних проектах. Мона приймати $K_{1,2} = 0,85 \div 0,9$.

Коефіцієнт завантаження $K_з.$ приймається:

- для двохтрансформаторних підстанцій при переважанні навантажень I категорії $0,65 \div 0,75$, при переважанні навантажень II категорії $0,7 \div 0,8$;
- для однострансформаторних підстанцій з врахуванням взаємного

резервування навантажень II категорії $K.з. = 0,7 \div 0,85$, а при навантаженнях III категорії $0,85 \div 0,95$.

Вказані коефіцієнти завантаження повинні знаходитися в цих межах після проведення заходів по компенсації реактивної потужності. Тому вибір кількості і потужності трансформаторів здійснюється в два етапи.

На першому етапі вибирають кількість і потужність трансформаторів на підстанціях згідно з приведеними вище рекомендаціями. Потужності ж трансформаторів для цехів зі значним споживанням реактивної потужності ($Q_{с.р.} \geq 500 \div 700$ кВАр), там де передбачається проведення компенсації реактивної потужності, намічають з розрахунку завищеного проти норми коефіцієнта завантаження $K.з.$.

На другому етапі після проведення розрахунків по компенсації реактивної потужності по відділеннях і цеху та після уточнення навантажень слід повторно визначити $K.з.$ трансформаторів і скоректувати потужності й кількість трансформаторів у відділеннях, де була проведена компенсація.

Для розрахунку потужностей трансформаторів необхідно згрупувати відділення, керуючись їх розташуванням на генеральному плані і даними розрахунку навантажень по корпусах.

1. Пресування+екстрадування:

Потужність трансформаторів по формулі (2.15):

$$S_{ном.т.} = \frac{2272,4}{3 \cdot 0,76} = 996,67 \text{ кВА.}$$

З ряду номінальних потужностей найближче більше значення 1000 кВА.

На першому етапі вибору цехових трансформаторів приймаємо для цієї групи відділень по 1000 кВА.

2. Відділення рафінування:

Потужність трансформаторів по формулі (2.15):

$$S_{ном.т.} = \frac{2097,7}{3 \cdot 0,66} = 1589,17 \text{ кВА.}$$

З ряду номінальних потужностей найближче більше значення 1600 кВА.

На першому етапі вибору цехових трансформаторів приймаємо для цього відділення по 1600 кВ А.

3. Топка рафінувального котла:

Потужність трансформаторів по формулі (2.15):

$$S_{ном.т.} = \frac{8694}{12 \cdot 0,72} = 979,5 \text{ кВА.}$$

З ряду номінальних потужностей найближче більше значення 1000 кВА.

На першому етапі вибору цехових трансформаторів приймаємо для цього відділення по 1000 кВА.

4. Топка випарного котла :

Потужність трансформаторів по формулі (2.15):

$$S_{ном.т.} = \frac{3099,6}{3 \cdot 0,65} = 1589,5 \text{ кВА.}$$

З ряду номінальних потужностей найближче більше значення 1600 кВА.

На першому етапі вибору цехових трансформаторів приймаємо для цього відділення по 1600 кВА.

5. ПСП:

Потужність трансформаторів по формулі (2.15):

$$S_{ном.т.} = \frac{1625,4}{2 \cdot 0,72} = 979,5 \text{ кВА.}$$

З ряду номінальних потужностей найближче більше значення 1000 кВА.

На першому етапі вибору цехових трансформаторів приймаємо для цього відділення по 1000 кВА.

Отже, на першому етапі вибору цехових трансформаторів вийшло 1 трьохтрансформаторна ТП і 1 однострансформаторна ТП, з них 1 по 3×1000 кВА, 1 по 2×1600 кВА, а також на кожну піч йдуть свої трансформатори по 12×1000, 3×1600 кВА та 2×1000 кВА. Результати розрахунку з вказівкою категорійності ЕП приведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір трансформаторів

№	Цех, об'єкт	Розрахункові навантаження			$S_{\text{ном}}$, кВА/м ²	Категорія споживачів	К-сть та потужність тр-рів $N \times S_{\text{тр}}$	К.з.
		P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА				
1	Пресування+ екстрадування	1817,29	1364,28	2272,4	0,3	II – III	3×1000	0,75
2	Відділення рафінації	1715,77	1206,86	2097,7	0,36	II – III	2×1600	0,65
3	Топка рафіновочного котла	8694		8694		II – III	12×1000	0,8
4	Топка випарного котла	3099,6		3099,6		II – III	3×1600	0,65
5	ПСП	1625,4		1625,4		II – III	2×1600	0,5

2.3.1 Компенсація реактивної потужності

Для розрахунку необхідної потужності компенсуючих пристроїв (КУ), необхідно знати повну розрахункову потужність P_p , Q_p , S_p по відділенню. Для визначення потужності КУ, які необхідно встановити в мережах до 1 кВ, групуємо відділення з трансформаторами однакової потужності і для кожної групи цехів визначаємо на першому етапі:

- економічно оптимальне число цехових трансформаторів;
- найбільшу реактивну потужність, яку можна передати через цю групу трансформаторів в мережу напругою до 1 кВ;
- потужність КУ, яку необхідно встановити на напругу до 1 кВ цієї групи трансформаторів.

На другому етапі визначаємо додаткову потужність КУ в цілях оптимального зниження втрат в розподільних мережах.

Робимо розрахунок потужності КУ, які необхідно встановити в мережах до 1 кВ. Розрахунок ведеться за наступною методикою.

Групуємо корпуси з трансформаторами однакової потужності.

Визначаємо мінімальне число трансформаторів для цієї групи цехів:

$$N_{\text{мін}} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N; \quad (2.16)$$

де P_p – сумарна розрахункова активна потужність даної групи корпусів;

$S_{\text{ном.т}}$ – номінальна потужність трансформатора даної групи;

ΔN – різниця, якої не вистачає до цілого числа.

$$N_{\min 1} = \frac{1817,29}{0,8 \cdot 1000} = 3;$$

$$N_{\min 2} = \frac{1715,77}{0,75 \cdot 1600} = 2.$$

Знаходимо оптимальне число трансформаторів по формулі:

$$N_{\text{опт.}} = N_{\text{мін.}} + m; \quad (2.17)$$

де m – число додаткових трансформаторів, визначається по розрахункових кривих [4].

Значення m знаходимо по графіку, $m = 0$, $N_{\text{опт.1}} = 3$.

Значення m знаходимо по графіку, $m = 0$, $N_{\text{опт.}} = 2$.

Найбільше значення реактивної потужності, яку доцільно передавати в мережу до 1 кВ через трансформатори даної групи, визначаємо згідно формули:

$$Q_{\text{макс.т.}} = \sqrt{(N_{\text{опт.}} \cdot K_z \cdot S_{\text{ном.т.}})^2 - P_p^2} \quad (2.18)$$

Значення сумарної потужності батарей на напругу до 1 кВ ($Q_{\text{нк1}}$) складе:

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_{\text{макс.т.}} \quad (2.19)$$

де Q_p – сумарна розрахункова реактивна потужність цієї групи корпусів.

$$Q_{\text{макс.т1}} = \sqrt{(3 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 1817,29^2} = 1567,62;$$

$$Q_{\text{макс.т2}} = \sqrt{(2 \cdot 0,75 \cdot 1600)^2 - 1715,77^2} = 1678,13;$$

$$Q_{\text{нк1.1}} = 1364,28 - 1567,62 = -203,34;$$

$$Q_{\text{нк1.2}} = 1206,86 - 1678,13 = -471,27.$$

З цього можна зробити висновок, що компенсація не доцільна

2.3.2 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах

В цехах з ціллю безпеки рекомендується встановлювати сухі трансформатори. Технічні дані по трансформаторах представлені в табл.2.5.

Таблиця 2.5 – Параметри цехових трансформаторів

Марка трансформатора	$S_{\text{ном.тр.}}$, кВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$P_{\text{хх}}$, Вт	$P_{\text{к.з.}}$, Вт	$u_{\text{к.з.}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
ТСЗ-1000/10	1000	6	0,4	3000	11200	5,5	1,5
ТСЗУ-1600/6-80УХЛ4	1600	6	0,4	3400	17000	5,5	0,7

Визначаємо реактивні втрати в трансформаторі:

- втрати короткого замикання реактивної потужності:

$$\Delta Q_{к.з.} = \frac{u_{к.з.} \%}{100} \cdot S_{ном.тр.}; \quad (2.20)$$

де $u_{к.з.} \%$ – напруга к.з. в %;

$S_{ном.тр.}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

$$\Delta Q_{к.з.} = \frac{5,5}{100} \cdot 1000 = 55 \text{ кВАр.}$$

- втрати холостого ходу реактивної потужності:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_{ном.тр.}; \quad (2.21)$$

де $I_{xx}, \%$ – струми холостого ходу в %.

$$\Delta Q_{xx} = \frac{1,5}{100} \cdot 1000 = 15 \text{ кВАр.}$$

Визначаємо втрати в трансформаторах:

Визначаємо розрахункові втрати активної та реактивної потужностей:

$$\Delta P = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}); \quad (2.22)$$

де n – кількість трансформаторів на ТП;

ΔP_{xx} – втрати активної потужності при холостому ході, Вт;

$\Delta P_{к.з.}$ – Втрати активної потужності при к.з., Вт;

K_3 – коефіцієнт завантаження.

$$\Delta P = 3 \cdot (3 + 0,75^2 \cdot 11,2) = 27,9 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = n \cdot (\Delta Q_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{к.з.}); \quad (2.23)$$

$$\Delta Q = 3 \cdot (15 + 0,75^2 \cdot 55) = 137,81 \text{ кВАр.}$$

Визначаємо проміжну потужність відділення та коефіцієнт завантаження по формулах (2.18) та (2.19).

$$S_{pi} = \sqrt{1628,16^2 + 1240,25^2} = 2046,74 \text{ кВА};$$

$$K_3 = \frac{2046,74}{3 \cdot 1000} = 0,68.$$

Визначаємо проміжні втрати активної та реактивної потужностей по формулах (2.22) і (2.23):

$$\Delta P = 3 \cdot (3 + 0,68^2 \cdot 11,2) = 24,54 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = 3 \cdot (15 + 0,68^2 \cdot 55) = 121,3 \text{ кВАр}.$$

Результати заносимо в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Розрахунок втрат в трансформаторах ТП

$N \times S_{ном.т.}$	Проміжні втрати		Розрахункові втрати	
	ΔP , кВт	ΔQ , кВАр	ΔP , кВт	ΔQ , кВАр
3×1000	27,9	137,81	24,54	121,3
2×1600	21,61	99,1	18,64	83,67

Активні та реактивні втрати в трансформаторах сумуємо зі середньо розрахунковими та розрахунковими навантаженнями по заводу.

2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо розрахункову схему ГПП, яка представлена на рис. 2.1. Згідно розрахункової схеми складемо схема заміщення. Усі елементи схеми заміщення замінимо індуктивними опорами. Схема заміщення показана на рис. 2.2. В розрахунку струмів к.з. вище 0,4 кВ пори представляються у відносних одиницях.

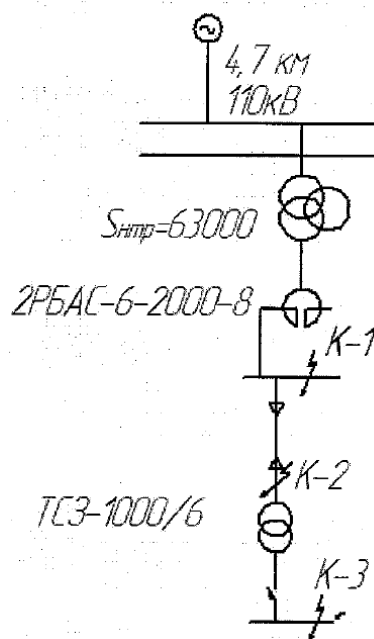


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема вище 1000 В

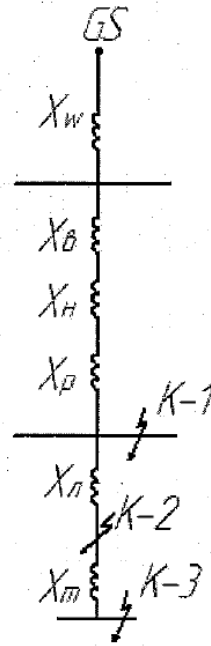


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Задамося базисними величинами.

$S_B = 1000$ МВА – базисна потужність.

Базисна напруга дорівнює середній номінальній напрузі ступені к.з.:

$$U_{B1} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{B2} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$U_{B3} = 0,4 \text{ кВ}.$$

Базисний струм ступеня к.з. визначається по формулі:

$$I_{Bi} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Bi}}; \quad (2.24)$$

$$I_{B1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{B2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}$$

Необхідно перевести опори схеми заміщення у відносні одиниці.

Розрахунок виконується для кожної із намічених точок окремо. Відносно точки к.з. виконуємо перетворення схеми і визначаємо результуючі опори схеми заміщення, визначаємо струми к.з.. В розрахунках опір системи приймемо рівним нулю, потужність к.з. системи рівною нескінченності.

2.4.1 Розрахунок струмів к.з. напругою вище 1000 В

Розглянемо точку К-1.

Схема заміщення в даному випадку представлена на рис. 2.3.

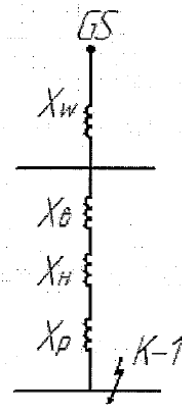


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для точки К-1

Розрахуємо опір схеми заміщення. Опір лінії знаходиться по формулі:

$$X_{л} = X_{нит.} \cdot L \cdot \frac{S_{Б}}{U_{сп}^2}; \quad (2.25)$$

де $X_{нит.}$ – значення питомого індуктивного опору опору повітряної лінії, для одноколових ліній 6-110 кВ $X_{нит.} = 0,4$ Ом/км [5];

L – довжина повітряної лінії, км.

Опір лінії:

$$X_{л} = 4,7 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,14 \text{ в.о.}$$

Опір трансформатора знаходимо за виразом:

$$x_{Т} = \frac{u_{К}\%}{100} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{ном.}}; \quad (2.26)$$

де $u_{К}\%$ – напруга к.з., паспортні дані трансформатора;

$S_{ном.}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА.

$$x_{ТВ} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,67 \text{ в.о.};$$

$$x_{ТН} = \frac{30}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 4,76 \text{ в.о.}$$

Реактора:

$$X_{*P} = X_P \cdot \frac{S_\delta}{U_{cp}^2}; \quad (2.27)$$

де X_P – опір реактора.

$$X_{*P} = 0,14 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 3,53 \text{ в.о.}$$

Результуючий опір для точки К-1:

$$X_{рез.1} = X_L + X_T + X_{*P};$$

$$X_{рез.1} = 0,14 + 1,67 + 4,76 + 3,53 = 10,1 \text{ в.о.}$$

Виконаємо перетворення в схемі, визначимо результуючий опір для точки К-1. Опори з'єднані послідовно. Еквівалентна схема заміщення (рис. 2.4).

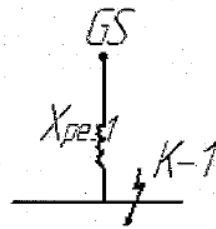


Рисунок 2.4 – Еквівалентна схема заміщення в точці К-1

Початкове значення періодичної складової струму к.з. визначається по (2.28).

$$I_{по} = \frac{I_{Б2}}{x_{РЕЗ2}}; \quad (2.28)$$

$$I_{по} = \frac{91,64}{10,1} = 9,07 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину миттєвого амплітудного значення ударного струму по формулі (2.29).

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{по1}; \quad (2.29)$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,07 = 23,09 \text{ кА.}$$

Діюче значення струму к.з. визначається по (2.30).

$$i_{o1} = I_{по1} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2}; \quad (2.30)$$

$$i_{\text{от}} = 9,07 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 13,7 \text{ кА.}$$

Розглянемо точку короткого замикання К-2.

Схема заміщення при замиканні в точці К-2 представлена на рис. 2.5.

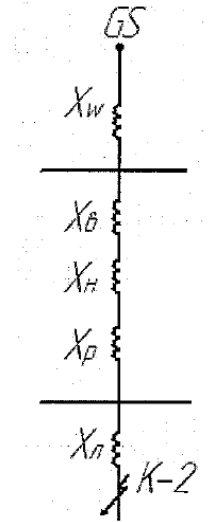


Рисунок 2.5 – Схема заміщення для точки К-2

Індуктивний опір кабельної лінії:

$$X_{\text{КЛ}} = X_{\text{num.}} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{\text{ср.}}^2}; \quad (2.31)$$

де $X_{\text{num.}}$ – значення питомого індуктивного опору КЛ, $X_{\text{num.}} = 0,08 \text{ Ом/км}$;

L – довжина кабельної лінії, км.

Індуктивний опір кабельної лінії:

$$X_{\text{КЛ}} = 0,08 \cdot 0,6 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 1,21 \text{ в.о.}$$

Активний опір кабельної лінії:

$$R_{\text{КЛ}} = r_{\text{num.}} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{\text{ср.}}^2} \quad (2.32)$$

де $r_{\text{num.}}$ – значення питомого активного опору КЛ, $r_{\text{num.}} = 0,33 \text{ Ом/км}$ [6];

L – довжина кабельної лінії, км.

Активний опір кабельної лінії:

$$R_{\text{КЛ}} = 0,33 \cdot 0,6 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 4,99 \text{ в.о.}$$

Виконаємо перетворення в схемі, визначимо результуючий опір для точки К-2. Результуючий індуктивний опір для точки К-2:

$$X_{рез.2} = X_{рез.1} + X_{КЛ} ;$$

$$X_{рез.2} = 10,1 + 1,21 = 11,31 \text{ в.о.}$$

Повний опір кола к.з. в точці К-2 рівний:

$$Z_{рез.2} = \sqrt{X_{рез.2}^2 + R_{КЛ}^2} ; \quad (2.33)$$

$$Z_{рез.2} = \sqrt{11,31^2 + 4,99^2} = 12,36 \text{ в.о.}$$

Еквівалентна схема заміщення представлена на рис. 2.6.

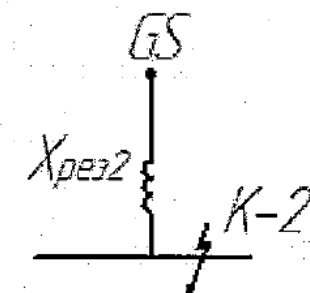


Рисунок 2.6 – Еквівалентна схема заміщення для точки К-2

Початкове значення періодичної складової струму к.з. (2.28):

$$I_{по2} = \frac{91,64}{12,36} = 7,41 \text{ кА.}$$

Величина миттєвого амплітудного значення ударного струму (2.29):

$$i_{v2} = \sqrt{2} \cdot 1,94 \cdot 7,41 = 20,33 \text{ кА.}$$

Діюче значення струму к.з. визначається відповідно до (2.30):

$$i_{o2} = 7,41 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,94 - 1)^2} = 12,33 \text{ кА.}$$

Значення k_y тут і далі прийнято по [4].

2.4.2 Розрахунок струмів к.з. напругою до 1000 В

Далі необхідно розглянути замикання на низькій стороні цехової ТП, що живить проектоване відділення рафінування, що відповідає розрахунку к.з. на

напругу до 1000 В. Тут необхідно брати до уваги ряд особливостей розрахунку струмів к.з. до 1000 В.

Розрахунок струмів к.з. на напругу до 1 кВ виконують в іменованих одиницях. Усі опори системи вище 1 кВ необхідно привести до цього ступеня к.з. і виразити в мОм.

Розглянемо коротке замикання в точці К-3:

Схема заміщення при замиканні в точці К-3 представлена на рис. 2.7.

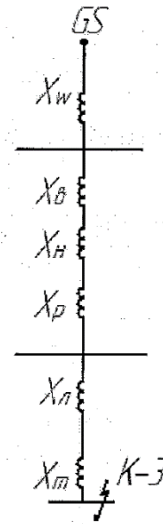


Рисунок 2.7 – Схема заміщення для точки К-3

Індуктивний опір кола к.з. напругою вище 1 кВ:

$$X_{рез.2} = 11,31 \text{ в.о.}$$

Активний опір кола к.з. напругою вище 1 кВ:

$$R_{рез.2} = 4,99 \text{ в.о.}$$

Індуктивний опір кола к.з. напругою вище 1 кВ, приведений до напруги 0,4 кВ:

$$X_{рез.2}^* = X_{рез.2} \cdot \frac{U_{ст.к.з.}^2}{S_B}; \quad (2.34)$$

де $U_{ст.к.з.}$ – напруга ступеня к.з., в даному випадку $U_{ст.к.з.} = 400 \text{ В}$.

$$X_{рез.2}^* = 11,31 \cdot \frac{400^2}{1000} = 1,8 \text{ мОм.}$$

Активний опір кола к.з. напругою вище 1 кВ, приведений до ступеня напруги 0,4 кВ:

$$R_{рез.2}^* = R_{рез.2} \cdot \frac{U_{см.КЗ}^2}{S_B}; \quad (2.35)$$

$$R_{рез.2}^* = 4,99 \cdot \frac{400^2}{1000} = 0,8 \text{ мОм.}$$

Активний опір цехового трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_{КЗ}}{S_{ном.}}; \quad (2.36)$$

де $\Delta P_{КЗ}$ – потужність втрат в трансформаторі при к.з., кВт;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

$$R_T = \frac{5,5}{1600} = 0,0034 \text{ в.о.}$$

Активний опір цехового трансформатора, приведений до напруги 0,4 кВ:

$$R_T^* = R_T \cdot \frac{U_{см.КЗ}^2}{S_B}; \quad (2.37)$$

$$R_T^* = 0,00344 \cdot \frac{400^2}{1000} = 0,00055 \text{ мОм.}$$

Індуктивний опір цехового трансформатора:

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_{К\%}}{100}\right)^2 - R_T^2}; \quad (2.38)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - 0,00344^2} = 0,055 \text{ в.о.}$$

Індуктивний опір цехового трансформатора, приведений до ступеня напруги 0,4 кВ:

$$x_T^* = x_T \cdot \frac{U_{см.КЗ}^2}{S_B}; \quad (2.39)$$

$$x_T^* = 0,055 \cdot \frac{400^2}{1000} = 0,0088 \text{ мОм.}$$

Сумарний активний опір перехідний контактів:

$$r_k = 15 \text{ мОм.}$$

Результуючий активний опір в точці К-4:

$$R_{рез.3} = R_{рез.2}^* + R_T^* + r_k; \quad (2.40)$$

$$R_{рез.3} = 0,8 + 0,00055 + 15 = 15,8 \text{ мОм.}$$

Результуючий індуктивний опір в точці К-3:

$$x_{рез.3} = x_{рез.2}^* + x_T^*; \quad (2.41)$$

$$x_{рез.3} = 1,8 + 0,0088 = 1,809 \text{ мОм.}$$

Повний опір кола к.з. в точці К-3 відповідно до (2.33) рівний:

$$Z_{рез.} = \sqrt{1,809^2 + 15,8^2} = 15,9 \text{ мОм.}$$

Надперехідний струм к.з. в точці К-3 визначається за формулою:

$$I'' = \frac{U_{сп.}}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез.3}}; \quad (2.42)$$

$$I'' = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 15,9} = 14,52 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину миттєвого амплітудного значення ударного струму по формулі (2.43):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I''; \quad (2.43)$$

$$i_{y3} = \sqrt{2} \cdot 1,03 \cdot 14,52 = 21,15 \text{ кА.}$$

Діюче значення струму к.з. визначається відповідно до (2.44):

$$I_\phi = I'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2}; \quad (2.44)$$

$$I_{\phi3} = 14,52 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,03 - 1)^2} = 14,53 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку струмів к.з. у вибраних точках зведемо в табл.2.7 для зручності використання отриманих даних у подальших розрахунках.

Таблица 2.7 – Струми короткого замикання

Точка	$I_{по}$, кА	$i_{um.}$, кА	I_ϕ , кА	k_y	T_a , с
К-1	9,07	23,09	13,7	1,8	0,02
К-2	7,41	20,33	12,33	1,94	0,13
К-3	14,52	21,22	14,53	1,03	0,13

2.5. Висновки до розділу 2

В даному розділі, відповідно до «Вказівок по розрахунку електричних навантажень» формуляр Ф636-92, здійснено розрахунок електричних навантажень, а саме розраховано навантаження на цеховій розподільній шафі, а також навантаження на шинах 0,4 кВ цехової підстанції, враховуючи освітлювальне навантаження.

Враховуючи категорії електропостачання споживачів підприємства, здійснено вибір числа та потужності трансформаторних цехових підстанцій.

Виходячи із отриманих розрахункових значень повної потужності, здійснено розрахунок та вибір пристроїв компенсації реактивної потужності.

Складено розрахункову схему та схему заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір та перевірка високовольтного обладнання та кабельної лінії

Вибір та перевірку живильного кабелю необхідно виконати по нагріву, по економічній густині струму і по втратах напруги.

3.1.1 Вибір та перевірка кабелю по нагріву

Струм у після аварійному режимі визначається як:

$$I_{n.a.} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (3.1)$$

$$I_{n.a.} = \frac{\sqrt{1715,77^2 + 1206,86^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 201 \text{ А.}$$

Номинальний струм КЛ рівний половині струму в після аварійному режимі:

$$I_{ном.} = \frac{I_{n.a.}}{2}; \quad (3.2)$$

$$I_{ном.} = \frac{201}{2} = 100,5 \text{ А.}$$

Допустимий струм кабелю визначається зі співвідношення:

$$I_{доп.} \geq \frac{I_{ном.}}{K_t \cdot K_n \cdot K_{ПВ}}; \quad (3.3)$$

де K_t – температурний коефіцієнт, визначається по формулі:

$$K_t = \sqrt{\frac{t_{доп.} - t'_0}{t_{доп.} - t_0}}; \quad (3.4)$$

$$K_t = \sqrt{\frac{60 - 25}{60 - 15}} = 0,88;$$

де $K_n = 0,75$ – коефіцієнт, що враховує число кабелів, які лежать поряд;

$K_{ПВ}$ – коефіцієнт, що враховує тривалість режимів роботи, $K_{ПВ} = 1$.

Ще однією умовою перевірки кабелю на нагрів є:

$$I_{\text{доп.}} \geq \frac{I_{\text{н.а.}}}{K_* \cdot K_t \cdot K_n \cdot K_{\text{ПВ}}}; \quad (3.3)$$

де K_* – коефіцієнт допустимого короткострокового перевантаження, $K_* = 1,2$ [8].

Допустимий тривалий струм кабелю повинен задовільняти умови:

$$I_{\text{доп.}} \geq \frac{100,5}{0,88 \cdot 0,75 \cdot 1} = 152,27 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп.}} \geq \frac{201}{1,2 \cdot 0,88 \cdot 0,75 \cdot 1} = 253,8 \text{ А}.$$

По таблицях допустимих струмів [8] вибираємо січення кабелю по вище приведених умовах. Вибираємо кабель $\frac{АСБ - 6 - (3 \times 240)}{I_{\text{доп.}} = 290 \text{ А}}$.

Коефіцієнт аварійного перевантаження складе:

$$K_a = \frac{I_{\text{н.а.}}}{I_{\text{доп.}}}; \quad (3.6)$$

$$K_a = \frac{201}{290} = 0,69.$$

Так як $K_a < K_*$ то вибране січення задовольняє умови нагріву і допустимого короткотривалого перевантаження.

3.1.2 Вибір та перевірка кабелю по економічній густині струму

Економічна доцільність перерізу визначається згідно формули:

$$S = \frac{I}{J_{\text{ек.}}}; \quad (3.7)$$

Для кабелів з паперовою ізоляцією і алюмінієвими жилами при $T_m = 4140$ год. $J_{\text{ек.}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$. Тоді рекомендоване січення кабелю складе:

$$S = \frac{100,5}{1,4} = 71,78 < 240 \text{ мм}^2.$$

Виконаємо перевірку кабельної лінії по термічній стійкості до струмів к.з.. Мінімальний переріз кабелю по термічній стійкості визначається по формулі:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{відкл.}} + T_a); \quad (3.8)$$

де $t_{\text{відкл.}}$ – дійсний час к.з.;

$$t_{\text{відкл.}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}};$$

$$t_{\text{відкл.}} = 1,2 + 0,035 = 1,235 \text{ с.}$$

де $t_{\text{р.з.}}$ – час спрацювання МСЗ, $t_{\text{р.з.}} = 1,2 \text{ с}$;

$t_{\text{с.в.}}$ – власний час спрацювання вимикача, $t_{\text{с.в.}} = 0,035 \text{ с.}$ для вимикача ВВ/TEL-10-20-1000У2;

T_a – час затухання аперіодичної складової, $T_a = 0,01 \text{ с.}$

$$B_K = 9,07^2 \cdot (1,223 + 0,01) = 101,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розрахуємо мінімальний допустимий переріз кабелю.

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (3.9)$$

де C – коефіцієнт теплового імпульсу, для кабелів до 10 кВ з мідними жилами $C = 140$, а з алюмінієвими – $C = 90$.

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \text{ мм}^2.$$

Розрахункове значення S_{min} до найближчого стандартного січення кабелю.

По умові термічної стійкості вибираємо кабель $\frac{ACB-6-(3 \times 240)}{I_{\text{доп.}} = 290 \text{ А}}$.

Останнім етапом вибору ввідного кабелю є його перевірка по втраті напруги. Спад напруги на ділянці кабельної траси визначається по формулі:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r + Q_p \cdot x}{U_{\text{ном.}}}; \quad (3.10)$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном.}}} \cdot 100\%; \quad (3.11)$$

де r та x – активний та реактивний опори кабелю, Ом;

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

Опір кабелю визначається з врахуванням погонного (питомого) опору та довжини кабелю по формулах:

$$r = r_0 \cdot l; \quad (3.12)$$

$$x = x_0 \cdot l. \quad (3.13)$$

По довіднику [6] визначаємо питомий активний та реактивний опори вибраного кабелю $r_0 = 0,129$ Ом/км, $x_0 = 0,071$ Ом/км. Тоді активний та реактивний опори кабелю складуть:

$$r = 0,129 \cdot 0,6 = 0,1 \text{ Ом};$$

$$x = 0,071 \cdot 0,6 = 0,043 \text{ Ом}.$$

Отже, втрати напруги на ділянці кабельної лінії ГПП-ТП2 складуть:

$$\Delta U = \frac{1715,77 \cdot 0,1 + 1206,86 \cdot 0,043}{6} = 37,25 \text{ В};$$

$$\Delta U \% = \frac{37,25}{6000} \cdot 100 \% = 0,62 \% .$$

Втрати напруги не повинні перевищити 5 % відповідно, приймаємо кабель $\frac{ACB - 6 - (3 \times 240)}{I_{\text{дон.}} = 290 \text{ А}}$.

Далі необхідно вибрати живлячі кабелі для всіх цехових ТП. Для спрощення введення розрахункових даних, зведемо всі ці значення в табл.3.1.

3.1.3 Вибір вимикачів

Приклад виконаний для напруги $U_n = 10$ кВ.

Напруга установки:

$$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном.}}; \quad (3.14)$$

$$6 \leq 10 \text{ кВ}.$$

Робочий струм:

$$I_{\text{роб.}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (3.15)$$

де S_p – повна розрахункова потужність, кВА;

$U_{\text{ном.}}$ – номінальна напруга, кВ.

$$I_{\text{роб.}} = \frac{2097,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 121 \text{ А}.$$

Максимальний робочий струм:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (3.15)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 2097,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 169 \text{ А.}$$

По довідкових матеріалах [16] вибираємо вакуумний вимикач марки ВВ/TEL-10-20-1000У2.

Технічні характеристики вимикача:

$$I_{\text{ном.}} = 630 \text{ А;}$$

$$I_{\text{відкл.ном.}} = 20 \text{ кА.}$$

Перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{відкл.ном.}} ; \quad (3.17)$$

$$9,07 \leq 20 \text{ кА;}$$

умова виконується.

Перевірка на можливість відключення аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а ном.}} ; \quad (3.18)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} ; \quad (3.19)$$

де $i_{\text{ат}}$ – величина аперіодичної складової струму к.з.;

$i_{\text{а ном.}}$ – величина аперіодичної складової струму к.з., яку може відключити вибраний вимикач, визначається по формулі:

$$i_{\text{а ном.}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{відкл.}}}{100} ; \quad (3.20)$$

де β_n – процентний вміст аперіодичної складової в струмі к.з.;

$I_{\text{відкл.}}$ – номінальний струм відключення вимикача.

Найменший час від початку к.з. до початку розходження контактів:

$$\tau = t_{\text{св.}} \cdot 0,01 ; \quad (3.21)$$

$$\tau = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с. ;}$$

де $t_{\text{св.}}$ – власний час спрацювання вимикача, $t_{\text{св.}} = 0,035 \text{ с.}$

Постійна часу затухання струму к.з. – $T_a = 0,01$ с.

По кривих для визначення затухання складової струму к.з. визначається коефіцієнт $e^{\frac{\tau}{T_a}} = 0,5$ [5].

$$i_{ар} = \sqrt{2} \cdot 9,07 \cdot 0,55 = 7,05 \text{ кА};$$

$$i_{а ном.} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50 \cdot 20}{100} = 14,1 \text{ кА};$$

$$7,05 \leq 14,1 \text{ кА.}$$

умова виконується.

Перевірка на відключаючи спроможність по повному струму короткого замикання виконується по виразу:

$$\left(\sqrt{2} \cdot I_{ПО} + i_{ар} \right) \leq \left(\sqrt{2} \cdot I_{відкл.ном.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100} \right) \right); \quad (3.22)$$

$$\left(\sqrt{2} \cdot 9,07 + 7,05 \right) \leq \left(\sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{50}{100} \right) \right).$$

Умова виконується.

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{уд} \leq i_{дин}; \quad (3.23)$$

$$I_{ПО} \leq I_{дин.}; \quad (3.24)$$

$$23,09 \leq 52 \text{ кА};$$

$$9,07 \leq 20 \text{ кА.}$$

Умови виконуються, по електродинамічній стійкості вимикач підходить.

Перевірка по термічній стійкості:

$$B_{\kappa}^{роз.} \leq B_{\kappa}^{кат.}. \quad (3.25)$$

Розрахунковий тепловий імпульс визначається як:

$$B_{\kappa}^{роз.} = I_{ПО}^2 \cdot (t_{відкл.} + T_a). \quad (3.26)$$

Повний час відключення вимикача є сумою часу спрацювання реле захисту і власного часу відключення вимикача:

$$t_{відкл.} = t_{р.з.} + t_{с.в.}. \quad (3.27)$$

Час спрацювання захисту $t_{p.з.}$ визначається по умові селективності. На ступені напруги 10 кВ приймаємо $t_{p.з.} = 1,2$ с.

$$t_{відкл.} = 1,2 + 0,035 = 1,235 \text{ с};$$

$$B_{\kappa}^{роз.} = 9,07^2 \cdot (1,265 + 0,01) = 102,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальний тепловий імпульс:

$$B_{\kappa}^{кат} = I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.}; \quad (3.28)$$

де $I_{терм.}$ – струм термічної стійкості вимикача, кА;

$t_{терм.}$ – час протікання струму термічної стійкості, с.

$$B_{\kappa}^{кат} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$102,4 \leq 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вимикач задовольняє всі вимоги. Приймаємо до встановлення вимикач DD/TEL-10-20-1000У2.

3.1.4 Вибір роз'єднувачів

Вибір роз'єднувачів проводиться по наступних умовах:

$$U_{уст.} \leq U_{ном.};$$

$$6 \leq 10 \text{ кВ};$$

$$I_{max} \leq I_{ном.};$$

$$169 \leq 630 \text{ А}.$$

Вибираємо роз'єднувач РЛНД-10/630У1 [10].

Технічні характеристики роз'єднувача:

$$I_{ном.} = 630 \text{ А};$$

$$i_{гр.н.} = 35,5 \text{ кА};$$

$$I_{терм.} = 12,5 \text{ кА};$$

$$t_{терм.} = 4 \text{ с}.$$

Виконуємо перевірку по електродинамічній стійкості:

$$i_{уд.} \leq i_{гр.н.}; \quad (3.29)$$

де $i_{гр.н.}$ – амплітуда граничного наскрізного струму.

$$23,09 \leq 35,5 \text{ кА}.$$

умова виконується.

$$I_{ПО} \leq I_{гр.н.}; \quad (3.30)$$

$$I_{гр.н.} = \frac{i_{гр.н.}}{\sqrt{2}}; \quad (3.31)$$

$$I_{гр.н.} = \frac{35,5}{\sqrt{2}} = 25,2 \text{ кА};$$

$$9,07 \leq 25,2 \text{ кА.}$$

Перевірка по термічній стійкості:

$$B_{\kappa}^{роз.} \leq B_{\kappa}^{кат.}. \quad (3.32)$$

Розрахунковий тепловий імпульс визначається по (3.28):

$$B_{\kappa}^{роз.} = 9,07^2 \cdot (1,235 + 0,01) = 102,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Номінальний тепловий імпульс визначається по (3.29):

$$B_{\kappa}^{кат.} = 12,5^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$102,4 \leq 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Відповідно, даний роз'єднувач приймаємо до встановлення. Отримані дані заносимо в звідну таблицю розрахункових та каталожних даних.

Таблиця 3.2 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ВВ/TEL-10-20/1000У3	Роз'єднувач РЛНД-10/630У1
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 169 \text{ А};$ $I_{роб} = 121 \text{ А}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А}$
$I_{ПО} = 9,07 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном.} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{ат} = 7,05 \text{ кА}$	$i_{а ном.} = 14,1 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{ПО} + i_{ат} = 19,88 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{відкл.ном.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) = 42,3 \text{ кА}$	-
$i_{уд} = 23,09 \text{ кА};$ $I_{ПО} = 9,07 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 51 \text{ кА};$ $I_{дин.} = 20 \text{ кА}$	$i_{гр.н.} = 35,5 \text{ кА};$ $I_{гр.н.} = 25,5 \text{ кА}$
$B_{\kappa}^{роз.} = 102,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Аналогічно виконуємо вибір обладнання на $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, всі дані зводимо в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Вибір комірок КРП і вакуумних вимикачів

Умови вибору	Комірка до ВП + екстрагування		Комірка до ТРК (900 кВт)	
	Розрахункові значення	Каталожні дані	Розрахункові значення	Каталожні дані
$U_{ном.} \geq U_{л.}$	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ
$I_{ном.} \geq I_{роб.}$	31,2 А	630 А	86,6 А	630 А
$I_{відкл.} \geq I_{ПО}$	9,07 кА	20 кА	9,07 кА	20 кА
$i_{дин.} \geq i_{уд.}$	23,09 кА	52 кА	23,09 кА	52 кА
$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} \geq B_K$	102,4 кА	1200 кА	102,4 кА	1200 кА
Тип вимикача	ВВ/TEL-10-20/1000У3		ВВ/TEL-10-20/1000У3	
Тип КРП	КВ-1-10-20У3		КВ-1-10-20У3	
Умови вибору	Комірка до ТВК		Комірка до ПСП	
	Каталожні дані	Розрахункові значення	Каталожні дані	Розрахункові значення
$U_{ном.} \geq U_{л.}$	10 кВ	6 кВ	10 кВ	6 кВ
$I_{ном.} \geq I_{роб.}$	630 А	179 А	630 А	86,6 А
$I_{відкл.} \geq I_{ПО}$	20 кА	9,07 кА	20 кА	9,07 кА
$i_{дин.} \geq i_{уд.}$	52 кА	23,09 кА	52 кА	23,09 кА
$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} \geq B_K$	1200 кА	102,4 кА	1200 кА	102,4 кА
Тип вимикача	ВВ/TEL-10-20/1000-У3		ВВ/TEL-10-20/1000-У3	
Тип КРП	КВ-1-10-20У3		КВ-1-10-20У3	

3.2 Вибір вимірювальних трансформаторів

Контроль за режимами роботи обладнання на електростанціях і підстанціях виконується з допомогою контрольно-вимірювальної апаратури. Для живлення обмоток контрольно-вимірювальних приладів використовують кола вимірювання, в яких за допомогою вимірювальних трансформаторів струму та напруги створюються струм 1 А або 5 А та напруга 100 В або $100/\sqrt{3}$ В. Об'єм вимірювань для кожного приєднання встановлюється згідно з ПУЕ.

3.2.1 Вибір трансформаторів струму

Вибір трансформаторів струму буде виконуватися для кола низької напруги трансформатора ПГВ 6 кВ.

По довідкових матеріалах [6] вибираємо трансформатор струму ТЛІМ-6.

Дані по вибору трансформатора струму внесені в зведену табл.3.4.

Таблиця 3.4 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму

Розрахункові дані	Каталожні дані ТЛМ-6
$U_{вст.} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 169 \text{ А}$	$I_{ном1} = 400 \text{ А};$ $I_{ном2} = 5 \text{ А}$
$i_{yd} = 13,44 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 74,5 \text{ кА}$
$B_K = 102,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} = 841 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$Z_{2ном.} = 0,4 \text{ Ом}$ клас точності – 0,5

При визначенні навантаження на вторинній обмотці трансформатора струму необхідно враховувати навантаження від амперметра і струмових обмоток лічильників активної та реактивної енергії.

Перевірка по вторинному навантаженні здійснюється після вибору контрольно-вимірювальних приладів. Користуючись каталожними даними приладів, визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора струму. Кількість контрольно-вимірювальних приладів визначається для кожного приєднання. Дані про цитові електровимірювальні прилади представлені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Навантаження вторинного кола трансформатора струму

Найменування приладу	Тип приладів	Навантаження по фазах, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0.5	0.5	0,5
Лічильник активної та реактивної енергії	ПСЧ-4АР-0.5	0.3	-	0,3
Разом		0.8	0.5	0.8

Вторинне навантаження – опір приладів, з'єднувальних проводів, а також перехідний опір контактів:

$$r_2 = r_{прил.} + r_{пр.} + r_{к.} \quad (3.33)$$

Опір приладів визначається по формулі:

$$r_{\text{прил.}} = \frac{S_{\text{прил.}}}{I_{2\text{ном.}}^2}; \quad (3.34)$$

$$r_{\text{прил.}} = \frac{0,8}{5^2} = 0,032 \text{ Ом.}$$

Опір контактів приймається 0,05 Ом, якщо кількість приладів від 2 до 3. Опір з'єднувальних проводів залежить від сичення та довжини. Щоб ТС працював у певному класі точності необхідно дотриматися таких умов:

$$r_{\text{прил.}} + r_{\text{пр.}} + r_{\text{к}} \leq z_{2\text{ном.}}; \quad (3.35)$$

тоді опір проводів:

$$r_{\text{пр.}} = z_{2\text{ном.}} - r_{\text{прил.}} - r_{\text{к}}; \quad (3.36)$$

$$r_{\text{пр.}} = 0,4 - 0,032 - 0,05 = 0,318 \text{ Ом.}$$

Відповідно до цього, можна визначити їх переріз:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{роз.}}}{r_{\text{пр.}}}; \quad (3.37)$$

де ρ – питомий опір матеріалу провoda ($\rho = 0,0283$ для алюмінію).

Провода з мідними жилами застосовують у вторинних колах основного та додаткового обладнань потужних електростанцій і на підстанціях з ВН 330 кВ та вище, в усіх інших випадках у вторинних колах використовуються провідники з алюмінієвими жилами;

$l_{\text{роз.}}$ – розрахункова довжина провідників від ТС до приладів в один кінець і приймається по [5]. $l_{\text{роз.}} = l$ при з'єднанні в повну зірку, $l = 6$ м.

Для підстанції вказана у довіднику довжина знижується на 15-20 %.

$$l_{\text{роз.}} = 0,85 \cdot l. \quad (3.38)$$

Розрахунковий переріз контрольного кабелю:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 5,1}{0,318} = 0,45 \text{ мм}^2.$$

По умові міцності сичення не повинне бути меншим 4 мм^2 для алюмінієвих жил та $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних [5].

Приймаємо до встановлення контрольний кабель марки АКВРГ – 4 мм^2 .

Аналогічно вибираємо ТС для всіх підходящих приєднань КРП 10 кВ і комплектуємо комірки КРП відповідними трансформаторами струму. Розрахункові дані і дані ТС внесені в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Вибір трансформаторів струму

Умови вибору	До ВП + екстрагування		До ТРК		До ТВК		До ПСП	
	Паспортні	Розрахункові	Паспортні	Розрахункові	Паспортні	Розрахункові	Паспортні	Розрахункові
$U_{уст.} \leq U_{ном.}$ В	6	6	6	6	6	6	6	6
$I_{max} \leq I_{ном.}$ А	200	131.2	100	86.6	250	250.6	100	86.6
$i_{уд.} \leq i_{дин.}$ кА	125	23.09	125	23.09	125	23.09	125	23.09
$B_K \leq I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.}$ кА ² /с	2500	102.4	228	102.4	207	102.4	228	102.4
Марка ТС	ТЛМ-6У3		ТЛМ-6У3		ТЛМ-6У3		ТЛМ-6У3	

3.2.2 Вибір трансформаторів напруги

Трифазні трансформатори напруги застосовуються на напругу до 18 кВ. Трансформатори напруги підключаються тільки до збірних шин. По довідникових матеріалах [6] вибираємо трансформатор напруги типу НТМИ-6-66У3 з класом точності 0,5. Дані для вибору трансформатора напруги в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – розрахункові та каталожні дані трансформатора напруги

Розрахункові дані	Каталожні дані НТМИ-6-66У3
$U_{уст.} = 6$ кВ	$U_{ном.1} = 6$ кВ; $U_{ном.2} = 100$ В; $U_{ном.2доп.} = 100/3$ В;
	$S_{ном} = 50$ ВА; $S_{max} = 1000$ ВА
Схема з'єднання обмоток	Y ₀ /Y ₀ /Δ-0

Навантаження трансформатора напруги кожної секції складається із суми навантажень від двох вольтметрів, двох реле напруги, обмоток напруги, лічильників активної та реактивної енергії, приєднаних до трансформатора двох секцій, тобто підключаються лічильники вводу, підходящі лінії, лічильник активної енергії трансформатора власних потреб, лічильник реактивної енергії

високовольтної конденсаторної батареї (якщо такий є). Прилади вибираємо по довідникових матеріалах [5, 13].

Виконується перевірка по вторинному навантаженні. Дані по контрольно-вимірювальних приладах занесені в табл. 3.8. Для спрощення розрахунку навантаження приладів можна не розділяти по фазах:

$$S_{2\Sigma} = \sum S_{\text{прил.}} \quad (3.39)$$

Умови перевірки по вторинному навантаженні ТН:

$$S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА};$$

$$S_{2\Sigma} = 1000 \text{ ВА};$$

$$S_{\text{ном.}} > S_{2\Sigma}.$$

Умова виконується, відповідно, ТН буде працювати у вибраному класі точності 0,5.

Січення проводів по умовах механічної міцності приймаємо 2,5 мм² для алюмінієвих проводів [5]. Приймаємо до встановлення контрольний кабель АКВРГ – 25 мм².

Таблиця 3.8 – Вторинне навантаження трансформатора напруги.

Прилад	Тип приладу	Потужність однієї обвитки, ВА	Число обмоток	Число приладів	Загальна споживана потужність
					S, ВА
Збірні шини 6 кВ					
Вольтметр з переключенням для вимірювання трьох фазних напруг	Е-350	2	1	1	2
Лічильник активної та реактивної енергії відходящих ліній	ПСЧ-4АР-05,2	2	2	4	16
Разом				5	18

3.3 Вибір збірних шин на напругу 0,4 кВ

Визначаємо гранично допустимий струм:

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{I_p}{K_t \cdot K_n \cdot K_p}, \quad (3.40)$$

де $K_t = 1$ – температурний коефіцієнт [4];

$K_n = 1$ – коефіцієнт, що враховує багатосмуговість шин [4];

$K_p = 0,92$ – коефіцієнт, що враховує розташування шин.

$$\frac{I_p}{K_t \cdot K_n \cdot K_p} = \frac{3027,8}{1 \cdot 1 \cdot 0,92} = 3291 \text{ А.}$$

Вибираємо шину АТ – 3(120×8), $I_{\text{дон}} = 3380 \text{ А.}$

Вибрану шину перевіряємо на динамічну стійкість.

Знаходимо силу взаємодії між шинами:

$$F = 1,76 \cdot K_\phi \cdot (i_y \cdot 10^3)^2 \cdot \frac{L}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (3.41)$$

де $K_\phi = 1$ – коефіцієнт форми;

a – відстань між фазами, $a = 165 \text{ мм.}$

i_y – ударний струм.

$$F = 1,76 \cdot 1 \cdot (21,22 \cdot 10^3)^2 \cdot \frac{1000}{165} \cdot 10^{-7} = 480,3 \text{ Н.}$$

Згинаючий момент:

$$M = \frac{F \cdot L}{10}, \quad (3.42)$$

$$M = \frac{480,3 \cdot 1}{10} = 48,03 \text{ Н·м.}$$

Момент опору:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (3.43)$$

де b і h – розміри вибраної шини.

$$W = \frac{0,8 \cdot 12^2}{6} = 11,52 \text{ см}^2.$$

Напруженість металу:

$$\delta_{\text{роз.}} = \frac{M}{W}, \quad (3.44)$$

$$\delta_{роз.} = \frac{48,03}{11,52} = 4,19 \text{ мПа.}$$

Порівняємо напруженість в металі з допустимою:

$$\sigma_{дон} = 48 \text{ мПа;}$$

$$\sigma_{дон.} \geq \sigma_{роз.};$$

$$48 \geq 4,19 \text{ мПа.}$$

Шина проходить по динамічній стійкості.

Перевіряємо вибрану шину на термічну стійкість:

$$t_{відкл.} = 1,9 + 0,14 = 2,04 \text{ с;}$$

$$B_{\kappa} = I''^2 \cdot (t_{відкл.} + T_a), \quad (3.45)$$

де I'' – над перехідний струм к.з..

$$B_{\kappa} = 14,52^2 \cdot (2,04 + 0,01) = 432,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с;}$$

$$\tau_n = \tau_o + (\tau_{дон} - \tau_o) \cdot \left(\frac{I_{p.}}{I_{дон.}} \right)^2; \quad (3.46)$$

$$\tau_n = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{3027,8}{3380} \right)^2 = 61,11 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

По початковій температурі визначаємо теплоту, що виділяється:

$$A_n = 0,25 \cdot 10^4 = 2500 \text{ А}^2 \cdot \text{ }^{\circ}\text{C/мм}^2.$$

Кількість теплоти, що виділяється при к.з.:

$$A_{\kappa} = A_n + \frac{B_{\kappa}}{S^2}; \quad (3.47)$$

де B_{κ} – тепловий імпульс;

S – січення шин.

$$A_{\kappa} = 0,25 \cdot 10^4 + \frac{432,2 \cdot 10^6}{(120 \cdot 8)^2} = 0,3 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{ }^{\circ}\text{C/мм}^2.$$

Кінцева температура нагріву при к.з. [14]:

$$\tau_{\kappa} = f(A_{\kappa}) = 73 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

Порівнюємо кінцеву температуру з допустимим значенням:

$$\tau_{дон.} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C;}$$

$$\tau_{доп.} \geq \tau_{к.};$$

$$200 \text{ }^\circ\text{C} \geq 73 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Шина проходить по термічній стійкості.

Так як вибрана шина задовольняє всі умови то вибираємо її для встановлення.

3.4 Вибір провідникової продукції та комутаційної апаратури 0,4 кВ

Розрахунок та вибір комутаційних та захисних апаратів і провідникової продукції для обладнання, що встановлюється в розглянутому відділенні екстрагування, виконуємо для однієї з панелей, що встановлюються в даному цеху. Виконаємо розрахунок для електроприймачів, що отримують живлення від П2.

Умови вибору ввідного автоматичного вимикача:

- розрахунковий робочий струм через П2 $I_p = 106 \text{ А}$;
- піковий струм через П2 $I_{пик.} = 951,9 \text{ А}$.

Струм теплового розчеплювача автомата повинен задовольняти умову:

$$I_{m.p.} \geq I_{н.д.} \quad (3.48)$$

Струм електромагнітного розчеплювача автомата повинен задовольняти:

$$I_{ем.р.} \geq 1,25 \cdot I_{пуск.} \quad (3.49)$$

Коефіцієнт 1,25 в формулі враховує неточність у визначенні максимального короткотривалого струму лінії при розкиді електромагнітних характеристик автоматів. Для більшості автоматів цей коефіцієнт виключає хибне відключення лінії при пуску електродвигунів, так як розкид характеристик автоматів не перевищує $\pm 15 \%$.

Таким чином $I_{m.p.} \geq 1,72 \text{ А}$, $I_{ем.р.} \geq 1201,25 \text{ А}$. Вибираємо автоматичний вимикач ВА 57-35.

$$I_{н.} = 250 \text{ А};$$

$$I_{m.p.} = 200 \text{ А};$$

$$I_{ем.р.} = 8 \cdot 200 = 1600 \text{ А}.$$

Кабельні лінії призначені для живлення потужних споживачів, розподільчих щитів та шаф.

Переріз проводів та кабелів напругою до 1000 В по умові нагріву визначається в залежності від розрахункового значення допустимого тривалого навантаження при нормальних умовах прокладки виходячи з умов:

- нагрівання тривалим розрахунковим струмом:

$$I_{\text{доп.}} \geq \frac{I_p}{K_t \cdot K_{II} \cdot K_{ПВ}};$$

$$K_t = \sqrt{\frac{t_{\text{доп.}} - t'_0}{t_{\text{доп.}} - t_0}};$$

$$K_{II} = 1;$$

$$K_{ПВ} = 1;$$

$$K_t = \sqrt{\frac{65 - 30}{65 - 25}} = 0,935;$$

$$I_{\text{доп.}} \geq \frac{106}{1 \cdot 1 \cdot 0,935} = 113,37 \text{ А.}$$

Для трьохжильних кабелів вибираємо по [8] кабель $\frac{АВВГ - (3 \times 70)}{I_{\text{доп.}} = 140 \text{ А}}$.

- відповідність вибраному апарату максимального струмового захисту:

$$I_{\text{доп.}} \geq \frac{k_{\text{зах.}} \cdot I_z}{K_t \cdot K_{II} \cdot K_{ПВ}}, \quad (3.50)$$

де $k_{\text{зах.}}$ – кратність допустимого тривалого струму для проводу чи кабелю по відношенню до номінального струму чи струму спрацювання захисного апарату (для мереж, у яких необхідний захист від перевантажень $k_{\text{зах.}} = 1,0$).

$$I_{\text{доп.}} \geq \frac{1,0 \cdot 200}{1 \cdot 1 \cdot 0,935} = 213,9 \text{ А.}$$

З врахуванням даної умови знову вибираємо кабель $\frac{АВВГ - 2(3 \times 50)}{I_{\text{доп.}} = 220 \text{ А}}$.

Відповідно до ПУЕ, захисту від перевантаження підлягають мережі:

- всередині приміщень, прокладені відкрито незахищеними ізолюваними проводами з горючою оболонкою;
- в середині приміщень, прокладені захищеними провідниками трубах, в негорючих будівельних конструкціях і т.д.;
- освітлювальні _ в жилих, громадських та торгових будівлях, службово-побутових приміщеннях;
- силові – на промислових підприємствах, в житлових та громадській будівлях, в торгових приміщеннях, коли по умовах технологічного процесу чи режиму роботи може виникати тривале перевантаження проводів та кабелів;
- мережі всі видів у вибухонебезпечних приміщеннях та вибухонебезпечних зовнішніх установках незалежно від умов технологічного процесу чи режиму роботи.

Далі виконуємо вибір апаратів і провідників для електроприймачів відділення. Розглянемо детально вибір комутаційного і захисного обладнання та провідників продукції для одного з електроприймачів, наприклад дробилки.

Номинальний струм двигуна визначається як:

$$I_{н.д.} = \frac{P_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta}, \quad (3.51)$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності електродвигуна;

η – ККД електродвигуна.

Пусковий струм двигуна крана:

$$I_{пуск.} = K_{пуск.} \cdot I_{н.д.}, \quad (3.52)$$

де $K_{пуск.}$ – кратність пускового струму двигуна.

Отже, номінальний та пусковий струми двигуна рівні:

$$I_{н.д.} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 0,37 \cdot 0,86 \cdot 0,85} = 76,99 \text{ А};$$

$$I_{пуск.} = 5,5 \cdot 76,99 = 423,46 \text{ А}.$$

Умови вибору автоматичного вимикача представлені в (3.48) та (3.49).

Струм теплового розчеплювача автомата:

$$I_{т.р.} \geq 76,99 \text{ А}.$$

Струм електромагнітного розчеплювача автомата:

$$I_{em.p.} \geq 423,46 \text{ A.}$$

Вибираємо автоматичний вимикач ВА 51-31 з параметрами:

$$I_H = 100 \text{ A};$$

$$I_{m.p.} = 80 \text{ A};$$

$$I_{em.p.} = 7,5 \cdot 80 = 600 \text{ A.}$$

Умова вибору магнітного пускача та реле:

$$I_H \geq I_{H.d.} \quad (3.53)$$

Вибираємо пускач ПМЛ-622 і реле РТЛ-80.

Умови вибору провода по допустимому струму по умовах:

- нагрівання тривалим розрахунковим струмом:

$$I_{доп.} \geq \frac{I_p}{K_t \cdot K_{II} \cdot K_{ПВ}};$$

$$K_t = \sqrt{\frac{t_{доп.} - t'_0}{t_{доп.} - t_0}};$$

$$K_{II} = 1;$$

$$K_{ПВ} = 1;$$

$$K_t = \sqrt{\frac{65 - 30}{65 - 25}} = 0,935;$$

$$I_{доп.} \geq \frac{76,99}{1 \cdot 1 \cdot 0,935} = 82,35 \text{ A.}$$

Для трьох одножильних проводів з ПВХ ізоляцією прокладених в одній трубі приймаємо по [8] провід $\frac{АПВ - (3 \times 35 + 1 \times 25)}{I_{доп.} = 85 \text{ A}}$.

- відповідність вибраному апарату максимального струмового захисту:

$$I_{доп.} \geq \frac{0,33 \cdot 80}{0,935 \cdot 1 \cdot 1} = 28,24 \text{ A.}$$

З врахуванням даної умови повторно вибрати провід більшого січення немає потреби.

Аналогічно виконуємо вибір комутаційних та захисних апаратів і провідникової продукції для інших електроприймачів, що отримують живлення від РП2. Розрахункові та каталожні дані зведемо в табл. 3.9.

Прокладка проводів виконуться в трубах або по кабельних лотках і будівельних конструкціях.

Таблиця 3.10 – Вибір захисного обладнання і провідникової продукції

№	Вузол	I_p	$I_{н.д.}$	$I_{пуск.}$	$I_{нік.}$	$1.25 \cdot I_p$	$1.25 \cdot I_{нік.}$	Автомат	$I_{т.р.}$	$I_{ем.р.}$
1	П-1	57.1	90.1	478	468.9	71.3	586.084	ВА51-31	80	600
2	П-2	106	172	961	951.9	133	1189.88	ВА57-35	160	1280
3	П-3	102	188	999	964.7	127	1205.84	ВА57-35	160	1280
4	П-4	60.7	98.5	522	506	75.9	632.467	ВА51-31	80	800
5	П-5	6.78	11.1	55.3	53.19	7.46	66.491	ВА51-25	8	80
6	П-6	5.79	8.6	43	41.92	6.37	52.4029	ВА51-25	8	56
7	П-7	30.8	44.2	257	275.4	38.5	344.266	ВА13-29	40	480
8	П-8	2.79	6.56	32.8	30.36	3.49	37.9468	ВА51-25	4	40
9	П-9	66.8	110	507	489.8	83.4	612.232	ВА51-31	100	750
10	П-10	158	289	1244	1174	198	1467.23	ВА57-35	200	1600
11	П-11	151	279	1536	1469	189	1836.41	ВА57-35	200	2000

3.5 Розрахунок та перевірка умов спрацювання захистів до однофазних к.з. в мережах з глухо заземленою нейтраллю

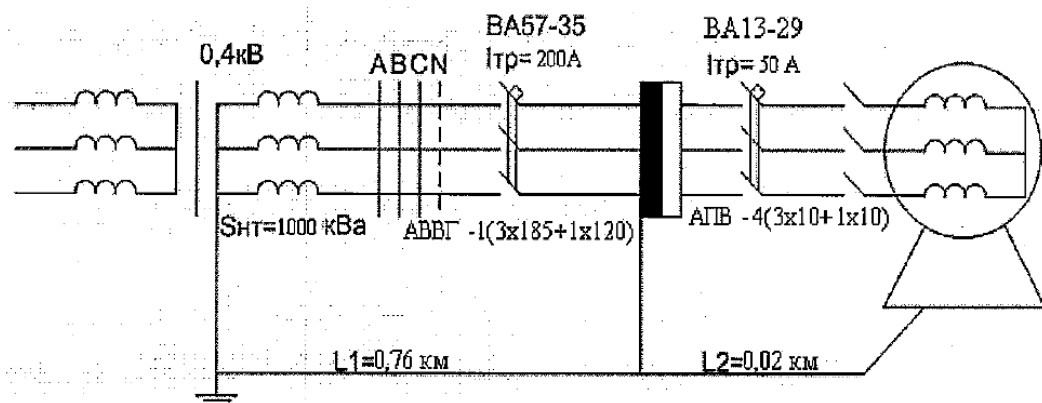


Рисунок 3.1 – Схема живлення віддаленого двигуна від підстанції

В мережах напругою до 1000 В з глухо заземленою нейтраллю для перевірки забезпечення відключення замикання між фазами та нульовим проводом визначається по емпіричній формулі:

$$I_{кз1} = \frac{U}{Z_{нов.тр.} + Z_{нов.}}, \quad (3.54)$$

де U – фазна напруга, В;

$Z_{нов.тр.} = Z_m / 3$ – значення повного опогу понижаючого трансформатора однофазному замиканні на корпус;

$Z_{нов.} = Z_{\phi i} + Z_{Ni}$ – значення повного опору петлі фаза–нуль до найбільш віддаленої точки;

$Z_{\phi i}$ – опір фазової жили;

Z_{Ni} – опір нульової жили.

Даний розрахунок будемо виконувати по цеху для самого віддаленого приймача: насос агітатора, що живиться від РП-4.

Вихідні дані:

П-3	Шнек
ВА57-35	ВА51-25
$I_{м.р.} = 160$ А	$I_{м.р.} = 4$ А
$I_{ем.р.} = 1280$ А	$I_{ем.р.} = 28$ А
	АПВ – (3×2,5+1×2)
	$I_{дон} = 19$ А

Визначаємо повний опір обмоток силового трансформатора:

$$Z_{нов.тр.} = \frac{0,01}{3} = 0,003 \text{ Ом};$$

$$Z_m = \sqrt{0,0096^2 + 0,00128^2} = 0,01 \text{ Ом}.$$

Визначаємо опір петлі «фаза-нуль»:

$$Z_{каб.} = L \cdot Z;$$

де $L = 65$ м – відстань від П-3 до двигуна по якому ведеться розрахунок.

$$Z_{каб.} = 0,065 \cdot 5,2 = 0,34 \text{ Ом}.$$

Опір кабелю до шнека:

$$Z = Z_{\phi} + Z_N;$$

$$Z_{\phi} = Z_N = \frac{\rho}{10} \cdot 1000;$$

$$Z_{\phi} = Z_N = \frac{0,026}{10} \cdot 1000 = 2,6 \text{ Ом/км};$$

$$Z = 2,6 + 2,6 = 5,2 \text{ Ом/км}.$$

Визначаємо струм однофазного короткого замикання по (3.54):

$$I_{кз1} = \frac{220}{0,003} = 7333 \text{ А};$$

$$I_{кз1} = \frac{220}{0,003 + 0,34} = 641,4 \text{ А}.$$

Перевіряємо ефективність захистів:

$$I_{к.з.1} \geq 3 \cdot I_{тр.}$$

$$7333 \text{ А} \geq 3 \cdot 160 \text{ А}$$

$$7333 \text{ А} \geq 480 \text{ А}$$

Умова виконується,
захист ефективний

$$I_{к.з.1} \geq 3 \cdot I_{тр.}$$

$$641,4 \text{ А} \geq 3 \cdot 4 \text{ А}$$

$$641,4 \text{ А} \geq 12 \text{ А}$$

Умова виконується, захист
ефективний

3.6 Релейний захист елементів системи електропостачання

На трансформаторах в якості швидкодіючих захистів від міжфазних к.з. в обмотках і на виводах 6 кВ трансформатора, а також в з'єднаннях його з шинами 6 кВ застосовується струмова відсічка без витримки часу.

Струмова відсічка встановлюється на стороні 6 кВ трансформатора і виконується за допомогою двох реле струму, що ввімкнені на фазні струми. Дворелейна схема у порівнянні з одно релейною схемою, яка застосовувалась раніше, підвищує чутливість струмової відсічки та збільшує процент захищених витків обмоток трансформатора.

На масляних трансформаторах потужністю 630 і 1000 кВА, якщо вони розміщені в камерах в яких є двері, що водять в приміщення, де може знаходитися черговий персонал, у відповідності з ПУЕ повинен бути встановлений газовий захист.

Однак для масляного трансформатора потужністю 1000 кВА, що поставляється комплектно з газовим реле незалежно від місця його встановлення доцільно встановлювати газовий захист для забезпечення надійного та чутливого захисту при пошкодженнях всередині кожуха трансформатора, що супроводжуються виділенням газу.

Для захисту трансформатора від зовнішніх к.з. і резервування струмової відсічки та газового захисту встановлюється максимально-струмовий захист з витримкою часу на стороні 6 кВ трансформатора.

Вибір будемо вести для захисту силового трансформатора, на високій стороні якого встановлений вакуумний вимикач. Розрахунок ведемо для захисту ТП до відділення рафінації.

Вихідні дані:

$$I_p = 201,85 \text{ А};$$

$$I_{n_0(K-4)} = 7,41 \text{ кА};$$

$$I_{n_0(K-5)} = 14,52 \text{ кА}.$$

Визначаємо струм спрацювання максимального струмового захисту:

$$I_{c.z.} = \frac{K_n \cdot K_c \cdot I_p}{K_n}, \quad (3.55)$$

де $K_n = 1,1 \div 1,2$ – коефіцієнт надійності реле;

$K_c = \sqrt{3}$ – коефіцієнт схеми (з включенням реле на різницю двох фаз);

$K_n = 0,85$ – коефіцієнт повернення реле.

$$I_{c.z.} = \frac{1,1 \cdot \sqrt{3} \cdot 201,85}{0,85} = 452,44 \text{ А}.$$

Визначимо струм спрацювання реле:

$$I_{c.p.} = \frac{K_c \cdot I_{c.z.}}{K_{TC}}, \quad (3.56)$$

де $K_{TC} = 100/5 = 20$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 452,44}{20} = 39,18 \text{ А}.$$

Вибираємо струмове реле марки РТ-40/50 з $I_{уст.} = 40 \text{ А}$

Визначаємо над перехідний струм короткого замикання:

$$I''_{0,38(6)} = \frac{I_{n_0(K-5)}}{K_T}, \quad (3.57)$$

де $K_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{6}{0,38} = 15,8$ – коефіцієнт трансформації.

$$I''_{0,38(6)} = \frac{14520}{15} = 968 \text{ А.}$$

Струм спрацювання захисту:

$$I''_{c.з.} = \frac{I_{уст.} \cdot K_{TC}}{K_c}, \quad (3.58)$$

$$I''_{c.з.} = \frac{40 \cdot 20}{\sqrt{3}} = 461,88 \text{ А.}$$

Виконаємо перевірку чутливості захисту:

$$K_q \geq 1,5, \quad (3.59)$$

$$K_q = \frac{0,876 \cdot I''_{0,38(6)}}{I''_{c.з.}}, \quad (3.60)$$

$$K_q = \frac{0,867 \cdot 968}{461,88} = 1,82.$$

$1,82 > 1,5$ – умова виконується, захист ефективний.

Визначаємо струм спрацювання струмової відсічки:

$$I_{c.з.} = K_n \cdot I''_{0,38(6)}, \quad (3.61)$$

$$I_{c.з.} = 1,1 \cdot 968 = 1064,8 \text{ А.}$$

Визначимо струм спрацювання реле по (3.56):

$$I_{c.р.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1064,8}{20} = 92,21 \text{ А.}$$

Вибираємо струмове реле марки РТ-80 з $I_{уст.} = 100 \text{ А.}$

Визначаємо струм спрацювання захисту по (3.58):

$$I''_{c.з.} = \frac{100 \cdot 20}{\sqrt{3}} = 1154,7 \text{ А.}$$

Перевіримо чутливість захисту по (3.59) та (3.60):

$$K_q = \frac{0,867 \cdot 7410}{1154,7} = 5,56.$$

$5,56 > 1,5$ – умова виконується, захист ефективний.

3.7 Висновки до розділу 3

В даному розділі, відповідно до розрахованих струмів короткого замикання для усіх ступенів напруги, здійснено вибір та перевірку усього вибраного обладнання, проводів та кабелів на термічну та електродинамічну стійкість. Вибрані комутаційні апарати – вимикачі та роз'єднувачі. Виконано вибір збірних шин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Для захисту електричного обладнання підприємства, здійснено вибір пристроїв та схем релейного захисту та автоматики. На трансформаторах в якості швидкодіючих захистів від міжфазних к.з. в обмотках і на виводах 6 кВ трансформатора, а також в з'єднаннях його з шинами 6 кВ застосовується струмова відсічка без витримки часу.

Для захисту трансформатора від зовнішніх к.з. і резервування струмової відсічки та газового захисту встановлюється максимально-струмовий захист з витримкою часу на стороні 6 кВ трансформатора.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Безпека і охорона праці при ремонті і обслуговуванні електрообладнання лінії по переробці ріпаку

Для виконання обов'язків електрика по ремонту і обслуговуванню електрообладнання допускаються особи старші 18 років, що пройшли медичний огляд, навчання по спеціальних програмах в професійно-технічних учбових закладах, або на курсах чи в технічних школах, пройшли ввідний інструктаж по техніці безпеки та первинний інструктаж на робочому місці. Окрім цього пройшли навчання за 10-годинною програмою правил безпеки праці та здали екзамен.

Допуск до самостійної роботи в якості електрика здійснюється розпорядженням по службі сервісного обслуговування підприємства після ознайомлення з електрообладнанням, електричними схемами обслуговуваного підрозділу, його вивчення, після отримання практичних навичок в обслуговуванні і ремонті закріпленого електрообладнання, вивчення в необхідному об'ємі для своєї посади «Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів» і «Правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів» (далі по тексту ПТЕ і ПТБ), «Правил улаштування електроустановок», нормативних та експлуатаційних документів. Кожному працівнику, що успішно пройшло перевірку знань, видається посвідчення встановленої форми про перевірку знань з привласненням кваліфікаційної групи (II-V) по електробезпеці. Посвідчення надає право на обслуговування електроустановок в якості оперативно-ремонтного, ремонтного або оперативного персоналу. Під час виконання робіт електрик повинен мати цей документ при собі.

Електрик проходить щорічно медичний профогляд, теоретичне навчання за правилами техніки безпеки в об'ємі 10-годинної програми і

перевірку знань з оформленням протоколу та записом в особистій картці інструктажу.

Повторні інструктажі електромонтер проходить двічі в рік з відміткою в особистій картці інструктажу з розписами працівника і майстра.

Позаплановий інструктаж за правилами ТБ проводиться у випадках:

- введення в дію нових або перероблених в установленому порядку інструкцій;
- порушення працівником правил ТБ;
- переведення на тимчасову роботу, що вимагає додаткових знань по ТБ;
- відсутності на роботі більше 30 днів з певних причин (хвороба, відпустка, відрядження).

Періодична перевірка знань ПТЕ і ПТБ у електромонтера проводиться і оформляється індивідуально в комісії, призначеній наказом по підприємству один раз в рік.

Особи, що допустили порушення ПТЕ і ПТБ піддаються позачерговій перевірці знань.

Позачергова перевірка знань проводиться також в наступних випадках:

- при незадовільній оцінці знань в терміни, встановлені кваліфікаційною комісією, але не раніше чим за два тижні;
- при переведенні на інші роботи;
- при введенні в дію нової редакції ПТЕ і ПТБ;
- на вимогу вищестоячої організації;
- на вимогу органів державного енергетичного нагляду.

Перед допуском до самостійної роботи в якості оперативно-ремонтного персоналу при обслуговуванні електроустановок позмінно, з метою вивчення оперативних електросхем, посадової та експлуатаційної інструкцій, а також особливостей обладнання, електромонтер повинен стажуватися на робочому місці тривалістю не менше двох тижнів під керівництвом досвідченого працівника. Допуск до стажування і до самостійної оперативної роботи оформляються розпорядженням по службі сервісного обслуговування

підприємства. Допуск до роботи позмінно і закріплення за електромонтером електроустановок оформляються розпорядженнями по службі сервісного обслуговування підприємства. При оперативному обслуговуванні електроустановок напругою вище 1000 В в зміні електромонтер повинен мати кваліфікаційну групу по електробезпеці IV, при обслуговуванні електроустановок до 1000 В електромонтер повинен мати групу по електробезпеці не нижче III.

Оперативно-ремонтний електротехнічний персонал повинен працювати по графіку, затвердженому особою, відповідальною за електрогосподарство структурного підрозділу. У разі потреби з дозволу особи, що затверджує графік, допускається заміна одного електромонтера іншим.

Відповідно до ПТЕ і ПТБ, при оперативному обслуговуванні електроустановок позмінно, електромонтер має право здійснювати :

- спостереження за станом і режимом роботи усього електрообладнання;
- періодичний огляд електрообладнання;
- проводити в електроустановках і на обладнанні не передбачених планом невеликих за об'ємом робіт (згідно з переліком робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації);
- виконання оперативних перемикачів;
- підготовку схем і робочих місць для ремонтних бригад, допуск їх до роботи, нагляд за ними під час роботи і відновлення схем після закінчення усіх робіт.

Електромонтер повинен виконувати тільки ту роботу, яка йому доручена і входить в його обов'язки.

Електромонтер працює, дотримуючись правил внутрішнього трудового розпорядку, виконуючи режим праці і відпочинку.

Електромонтер забезпечується спецодягом, спецвзуттям і засобами індивідуального захисту, згідно з галузевими нормами і зобов'язаний використати спецодяг і спецвзуття (костюм, взуття, каску, рукавиці, респіратор), що тільки відповідають технічним умовам.

В цілях забезпечення вимог пожежної безпеки електромонтер проходить двічі в рік інструктаж по пожежній безпеці. Проведення вогневих робіт при ремонті і обслуговуванні електрообладнання оформляється письмовим дозволом з умовою виконання протипожежних заходів.

Електромонтер, що виявив порушення правил ТБ, помітив несправність в обладнанні, повинен негайно повідомити про це безпосередньому керівникові (майстрові служби), а за його відсутності вищестоячому керівникові.

У разі травмування самого працівника або поруч працюючого, необхідно надати першу долікарську допомогу, негайно повідомити майстра служби і звернутися в медпункт.

Електромонтер зобов'язаний виконувати правила особистої гігієни. До роботи приступати в чистому справному спецодязі і спецвзутті. Пам'ятати, що палити і приймати їжу необхідно в спеціально відведеному для цього місці. Пити воду з фонтанчиків з поміткою "питна вода". Перед прийомом їжі ретельно помити руки і прополоскати порожнину рота.

У разі порушення правил ТБ і положень інструкції по безпеці праці, електромонтер несе відповідальність в порядку встановленому законодавством України та нормативними документами підприємства.

4.2 Розрахунок заземлюючих пристроїв цехових підстанцій

Контур заземлення виконується для напруги $U_1=10$ кВ, $U_2=0,4$ кВ

Грунт – суглинок.

Струм замикання на землю – $I_3=28$ А.

Заданося умовами:

- вид заземлювача – сталевий прут діаметром 12 мм;
- $L_{cm} = 5$ м – довжина стержня;
- $a = 5$ м – відстань між стержнями;
- $b \times h = 40 \times 4$ – розміри смуги;
- $t = 10$ см – глибина закладання;

- розташування – в ряд;
- питомий опір ґрунту $\rho = 1 \cdot 10^4$ Ом/см;
- кліматичний коефіцієнт $K_m = 1,2$.

При $U_2=0,4$ кВ приймаємо опір заземлюючого пристрою $R_{3П} \leq 4$ Ом, при $U_1=10$ кВ приймаємо опір заземлюючого пристрою $R_{3П} \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{28} = 4,4$ Ом.

Відповідно до ПУЕ з двох отриманих опорів вибираємо найменший необхідний $R_{3П} = 4$ Ом.

Виконаємо наближений розрахунок.

Визначаємо опір провідника:

$$R_{np} = 0,0027 \cdot \rho \cdot K_m \cdot l \quad (4.1)$$

$$R_{np} = 0,0027 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 1,2 = 27,24 \text{ Ом.}$$

Визначаємо кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_1 = \frac{R_{np}}{R_{3П}}; \quad (4.2)$$

$$n_1 = \frac{27,24}{4} = 6,81 \approx 7 \text{ шт.}$$

Розрахуємо довжину зв'язуючої смуги:

$$L = a \cdot (n - 1); \quad (4.3)$$

$$L = 5 \cdot (7 - 1) = 30 \text{ м.}$$

Знаходимо опір смуги:

$$R_{см} = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot K_m}{\eta_e \cdot L} \cdot \lg \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t}; \quad (4.4)$$

де $\eta_e = 0,6$ – коефіцієнт використання.

$$R_{см} = \frac{0,366 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 1,2}{0,6 \cdot 3000} \cdot \lg \frac{2 \cdot 3000^2}{4 \cdot 70} = 14,64 \text{ Ом.}$$

Опір на заземлювачі:

$$R_{31} = \frac{R_{3П} \cdot R_{см}}{R_{см} + R_{3П}}; \quad (4.5)$$

$$R_{з1} = \frac{4 \cdot 14,64}{14,64 + 4} = 5,5 \text{ Ом.}$$

Виконаємо уточнений розрахунок.

Визначимо дійсну кількість вертикальних заземлювачів:

$$n = \frac{R_{np}}{R_{з1} \cdot \eta_6}; \quad (4.6)$$

$$n = \frac{27,24}{5,5 \cdot 0,6} = 8 \text{ шт.}$$

Визначимо уточнену довжину зв'язуючої смуги:

$$l_{см1} = a \cdot (n - 1); \quad (4.7)$$

$$l_{см1} = 5 \cdot (8 - 1) = 35 \text{ м.}$$

За (6.4) знаходимо уточнений опір смуги:

$$R_{см} = \frac{0,366 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 1,4}{0,6 \cdot 3500} \cdot \lg \frac{2 \cdot 3500^2}{4 \cdot 70} = 12,1 \text{ Ом.}$$

Визначимо опір заземлюючого пристрою:

$$R_{зII} = \frac{R_{cv} \cdot R_{з1}}{R_{см} + R_{з1}}; \quad (4.8)$$

$$R_{зII} = \frac{12,1 \cdot 5,5}{12,1 + 5,5} = 3,7 < 4 \text{ Ом.}$$

При монтажі заземлюючі пристрої розташовуються зі сторони підстанції по найкоротшому шляху з'єднання з нейтраллю трансформатора. З'єднують заземлюючі пристрої з внутрішнім контуром заземлення не менше ніж у двох місцях. Все обладнання заземлено радіально.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі здійснено розробку та впровадження технічних заходів щодо забезпечення надійності роботи системи електропостачання олійноекстракційного заводу, шляхом заміни електричного обладнання

Отримані наступні результати:

- проведено аналіз шляхів забезпечення надійності електропостачання промислових підприємств, відповідно до якого, можна зробити висновок, що при проектуванні систем електропостачання варто переходити до вибору схемних рішень на основі розрахунку мінімуму витрат, пов'язаних зі збільшенням надійності і зниженням збитку як від недовіпуску електроенергії, так і у зв'язку з порушенням або зривом основного технологічного процесу кінцевих споживачів електроенергії

- відповідно до вказівок з розрахунку електричних навантажень здійснено розрахунок електричних навантажень підприємства, відповідно до якого здійснено вибір числа та потужності трансформаторних цехових підстанцій, враховуючи категорії електропостачання споживачів підприємства;

- здійснено розрахунок та вибір пристроїв компенсації реактивної потужності, виходячи із отриманих розрахункових значень повної, активної та реактивної потужностей;

- для схеми електропостачання підприємства складено розрахункову схему та схему заміщення, розраховані струми короткого замикання для усіх ступенів напруги за результатами яких була здійснена перевірка усього вибраного обладнання, проводів та кабелів на термічну та електродинамічну стійкість

- для захисту електричного обладнання підприємства, здійснено розробку схеми, та вибір пристроїв релейного захисту та автоматики;

- для забезпечення необхідного захисту електротехнічного персоналу при аварійних ситуаціях розраховано контур заземлення цехових трансформаторних підстанцій.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.
3. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
4. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. «Основи електропостачання», Національний університет «Львівська політехніка», 2005.
5. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. «Основи електроенергетики та електропостачання». Підручник – Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007.
6. Б.Н. Неклепаєв, И.П. Крючков «Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования», М: «Энергоатомиздат», 1989.
7. Б.А. Князевський, Б.Ю. Липкин «Электроснабжение промышленных предприятий», М: «Энергия» 1986.
8. М.С. Сегеда «Електричні мережі та системи». Підручник - Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007.
9. Вказівки з розрахунку електричних навантажень Розрахунок електричних навантажень РТМ 36.18 32.4 92.
10. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л. Е. Фёдорова, М. Г. Зименкова, А. Г. Смирнова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
11. Дяків, А.Ф. Проблеми надійності і безпеки електропостачання споживачів // Енергетик. 2006. № 2.

12. Малкин, П. А. Нормативи надійності при перспективному проектуванні розвитку енергосистем // Методичні питання дослідження надійності великих систем енергетики. Вип. 57. Завдання надійності систем енергетики для суб'єктів стосунків в енергетичних ринках. - Київ: Знання України, 2007. С. 10-11.

13. Бондаренко, А.Ф. Про трактування критерію надійності N - 1 / А.Ф. Бондаренко, В. П. Герих // Електричні станції. 2005. № 6. Концепція забезпечення надійності в електроенергетиці. -, 2004. Надійність систем енергетики. Збірка рекомендованих термінів. - 2007. - 192 с.

14. Папков, Б.В. Надійність і ефективність електропостачання / Б.В. Папков; НГТУ ім. Р. Е. Алексєєва. - 1996. - 212 с.

15. Папков, Б.В. Питання ринкової електроенергетики / Б.В. Папков, А.Л. Куликів. -: Вид-во ВВАГС, 2005. - 282 с.

16. Папкова, М.Д. Ризики суб'єктів електроенергетичного ринку / М.Д. Папкова, Б.В. Папков., 2007. - 65 с.

17. Фактори, що впливають на надійність електропостачання : Матеріали ІХ Міжн. наук.-техн. конф. молодих учених та студентів ["Актуальні задачі сучасних технологій "], (Тернопіль, 25-26 лист. 2020 р.) / М-во освіти і науки України, Терн. нац. техн. універ.