

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

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

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту (декан факультету)

Завідувач кафедри

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

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

«__» грудня 2024 р.

«__» грудня 2024 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

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

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»
на тему: «Проект реконструкції підстанції в м. Ужгород з метою підвищення надійності електропостачання та задачі оптимального керування якістю електроенергії»

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

Лацанич Артур Михайлович
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

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

(підпис)

Рецензент Василь ЛИЗАНЕЦЬ
(ім'я та прізвище)

(підпис)

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

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2024 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри ЕПЕМ
/Сергій БАЛЮТА/
 « 01 » жовтня 2024 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Лацанича Артура Михайловича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект реконструкції підстанції в м. Ужгород з метою підвищення надійності електропостачання та задачі оптимального керування якістю електроенергії

керівник роботи Балюта Сергій Миколайович, д.т.н., проф.

затверджені наказом закладу вищої освіти від « 01 » жовтня 2024 р. № 860-кс.

2. Строк подання здобувачем роботи 28 листопада 2024 року.

3. Вихідні дані до роботи Генеральний план району з позначенням місця підстанції; схема електричних з'єднань існуючої підстанції та характеристика встановленого електричного електроустаткування на ній; графіки електричних навантажень електроспоживачів, що під'єднані до підстанції; відомості про джерела живлення підстанції та їх характеристика; умови проектування.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Коротка характеристика об'єкту реконструкції; обробка графіків навантажень споживачів і їхній аналіз; вибір числа й потужності силових трансформаторів підстанції; вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції; розрахунок струмів короткого замикання; вибір основного електроустаткування і струмопровідних частин розподільчого пристрою на стороні високої та низької напруги підстанції; власні потреби підстанції; вибір релейного захисту і автоматики; блискавкозахист і заземлення підстанції; розрахунок освітлювальної мережі ВРП; спеціальна частина: задачі оптимального керування якістю електроенергії.

5. Перелік графічного матеріалу

1. Генплан району з позначенням місця підстанції. 2. Головна схема електричних з'єднань підстанції. 3. План і розріз підстанції. 4. Власні потреби підстанції. 5. Релейний захист. 6. Блискавкозахист і заземлення підстанції. 7. Оптимізація керування якістю електроенергії.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 01 жовтня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор №	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	При-мітка
1	Отримання завдання на магістерську роботу	01.10.2024 р	
2	Вступ	04.10.2024 р	
3	Коротка характеристика об'єкту	07.10.2024 р	
4	Обробка графіків навантажень споживачів і їхній аналіз	11.10.2024 р	
5	Вибір числа й потужності силових трансформаторів	15.10.2024 р	
6	Вибір головної схеми підстанції	18.10.2024 р	
7	Розрахунок струмів короткого замикання	22.10.2024 р	
8	Вибір основного електроустаткування й струмопровідних частин	26.10.2024 р	
9	Власні потреби підстанції	30.10.2024 р	
10	Вибір релейного захисту й автоматики	04.11.2024 р	
11	Блискавкозахист підстанції	07.11.2024 р	
12	Заземлення підстанції	09.11.2024 р	
13	Розрахунок освітлювальної мережі ВРП	12.11.2024 р	
14	Спеціальна частина. Задачі оптимального керування якістю електроенергії	18.11.2024 р	
15	Список літератури	22.11.2024 р	
16	Формулювання рекомендацій та висновків	23.11.2024 р	
17	Оформлення пояснювальної записки	25.11.2024 р	
18	Оформлення графічної частини роботи	27.11.2024 р	
19	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	28.11.2024 р	

Здобувач

_____ (підпис)

Лацанич А.М.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Балюта С.М.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Лацанич А.М. Проект реконструкції підстанції в м. Ужгород з метою підвищення надійності електропостачання та задачі оптимального керування якістю електроенергії.

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Національний Університет Харчових Технологій

Київ -2024

Кваліфікаційна робота: 123 с.; 12 рис.; 19 табл.; 22 джерел.

Метою кваліфікаційної роботи є впровадження ефективних заходів при реконструкції підстанції в м. Ужгород для підвищення надійності електропостачання споживачів та оптимальне керування якістю електричної енергії.

До пояснювальної записки надано графічну частину, яка складається із семи креслень: генплан району з позначенням місця підстанції; головна схема електричних з'єднань підстанції; план і розріз підстанції; власні потреби підстанції; релейний захист; блискавкозахист і заземлення підстанції; оптимізація керування якістю електроенергії.

У результаті виконання роботи проведено аналіз встановленого обладнання на діючій підстанції та існуючих і майбутніх споживачів електричної енергії, живлених від даної підстанції; проведено аналіз добового графіку електричних навантажень, для вибору основного обладнання підстанцій: трансформаторів; компенсуючих пристроїв та кабелів; виконано розрахунки струмів короткого замикання, на основі яких здійснено вибір та виконано перевірку всього обладнання по умові електродинамічної та термічної стійкості; розглянуто питання релейного захисту, блискавкозахисту, заземлення освітлення та забезпечення власних потреб підстанції та задачі оптимального керування якістю електроенергії.

Ключові слова: реконструкція, підстанція, трансформатор, високовольтний вимикач, кабель, трансформатор струму, трансформатор напруги, релейний захист, власні потреби, якість електроенергії, симетрувальний пристрій.

ANNOTATION

Latsanych A.M. Substation reconstruction project in Uzhhorod to improve the reliability of electricity supply and the task of optimal power quality management.

141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

National University of Food Technologies

Kyiv - 2024

Qualification work: 123 p.; 12 Fig.; 19 tables; 22 sources.

The purpose of the qualification work is to implement effective measures during the reconstruction of the substation in the city of Uzhhorod to increase the reliability of electricity supply to consumers and optimal management of the quality of electric energy.

The explanatory note is accompanied by a graphic part consisting of seven drawings: a general plan of the district with the location of the substation; the main diagram of electrical connections of the substation; plan and section of the substation; own needs of the substation; relay protection; lightning protection and substation grounding; optimization of power quality management.

As a result of the work, an analysis of the installed equipment at the operating substation and existing and future consumers of electric energy supplied by this substation was carried out; conducting an analysis of the daily schedule of electrical loads, to select the main equipment of substations: transformers; compensation devices and cables; calculations of short-circuit currents were performed, on the basis of which the selection was made and all equipment was checked for electrodynamic and thermal stability; the issues of relay protection, lightning protection, lighting grounding and provision of the substation's own needs and the task of optimal power quality management are considered.

Keywords: reconstruction, substation, transformer, high-voltage switch, cable, current transformer, voltage transformer, relay protection, own needs, power quality, balancing device.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТУ.....	10
2. ОБРОБКА ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕНЬ СПОЖИВАЧІВ І ЇХНІЙ АНАЛІЗ.....	12
3. ВИБІР ЧИСЛА Й ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ..	15
4. ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ПІДСТАНЦІЇ.....	18
5. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	19
5.1. Види, причини й наслідки коротких замикань.....	19
5.2. Призначення й порядок виконання розрахунків.....	20
5.3. Розрахунок струмів короткого замикання.....	21
6. ВИБІР ОСНОВНОГО ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ Й СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН.....	29
6.1. Вибір устаткування розподільчого пристрою високої напруги.....	29
6.2. Вибір устаткування розподільчого пристрою низької напруги.....	42
7. ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ.....	49
7.1. Вибір трансформаторів власних потреб.....	49
7.2. Джерело оперативного струму на підстанції.....	51
8. ВИБІР РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ Й АВТОМАТИКИ.....	52
8.1. Загальні відомості.....	52
8.2. Розрахунок вставок захисту трансформатора із застосуванням пристрою РС 83-ДТ2.....	54
8.3. Розрахунок вставок диференційного захисту трансформатора.....	57
8.4. Розрахунок вставок струмової відсічки (МС31) захисту трансформатора.....	64

8.5.	Розрахунок вставок максимального струмового захисту (МС32) трансформатора.....	66
8.6.	Розрахунок вставок захисту від перевантаження (МС3 3) трансформатори.....	69
8.7.	Газовий захист.....	72
9.	БЛИСКАВКОЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ.....	73
10.	ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ.....	77
11.	РОЗРАХУНОК ОСВІТЛЮВАЛЬНОЇ МЕРЕЖІ ВРП.....	85
12.	СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ЯКІСТЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	89
12.1.	Загальні положення.....	89
12.2.	Огляд способів управління несиметричним режимом.....	90
12.3.	Критерії управління несиметричним режимом електричної мережі..	96
12.4.	Оптимізація керування рівнем несиметрії мережі в динамічних режимах її роботи.....	98
12.5.	Особливості формулювання та розв'язування задач з оптимізації в умовах несиметричних режимів електричних мереж.....	100
12.6.	Математична модель управління під час внутрішнього симетрування навантажень.....	103
12.7.	Математичні моделі для керування за допомогою СП.....	111
	ВИСНОВКИ.....	118
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	122

ВСТУП

Унікальність електроенергетики нашої країни обумовлена, насамперед, тим, що вона створювалася як єдиний технологічний комплекс для одночасного електропостачання всіх регіонів України. Регіональний принцип поділу генеруючих джерел, зв'язаними магістральними лініями електропередачі високої напруги, і єдина система оперативно-диспетчерського керування забезпечили найкращі у світі показники безаварійної роботи електроенергетики країни.

На сучасному етапі у проектуванні підстанцій зайнята величезна кількість інженерно-технічних працівників, що мають значний досвід роботи. Однак бурхливий прогрес у науці й техніці, зокрема в енергетиці, висувають все нові проблеми й питання, які повинні враховуватися при проектуванні й спорудженні сучасних мережевих об'єктів.

Прискорення науково-технічного прогресу диктує необхідність вдосконалення промислової електроенергетики: створення економічних, надійних систем електропостачання промислових підприємств, освітлення, автоматизованих систем керування електроприводами і технологічними процесами; впровадження мікропроцесорної техніки, елегазового і вакуумного електрообладнання, нових комплектних перетворювальних пристроїв.

Головна схема електричних з'єднань підстанції є тим основним елементом, що визначає всі властивості, особливості й технічну характеристику підстанції в цілому.

При виборі головної схеми невід'ємною частиною її побудови є обґрунтування і вибір параметрів обладнання і апаратури та раціональне їх розставлення в схемі, а також принципове вирішення питань захисту, міри автоматизації і експлуатаційного обслуговування підстанції. Останні питання у свою чергу роблять безпосередній вплив на наявність або відсутність експлуатаційного і ремонтного персоналу на головній понижувальній підстанції підприємства.

Надійність вже вибраної головної схеми електричних з'єднань визначається надійністю її складових елементів, до числа яких входять силові трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, збірні шини, а також лінії електропередачі.

В цілях забезпечення безперебійності живлення електроенергією відповідальних споживачів і підвищення стійкості обладнання по відношенню до струмів короткого замикання передбачається автоматизація в системах електропостачання АВР, АПВ, що дозволяє обходитися без чергового персоналу на підстанціях.

Економічна доцільність головної схеми електричних з'єднань підприємства визначається сумарними мінімальними розрахунковими витратами.

Безперервність технологічного процесу, важкі умови роботи електроустановок і електрообладнання створюють особливі вимоги до системи електропостачання. Це надійність і безперебійність живлення.

Основною метою роботи є розробка проекту реконструкції трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Для вирішення питань по реконструкції підстанцій на сучасному етапі, необхідно:

- провести аналіз світових тенденцій модернізації електричних підстанцій на сучасному етапі розвитку;
- провести аналіз характеру існуючих та майбутніх споживачів електричної енергії, заживлених від даної підстанції;
- дослідити характеристику схеми підстанції і прилеглої мережі;
- дослідити стан підстанції і чинників, які визначають необхідність розширення і модернізації підстанції;
- розробити технічні рішення щодо модернізації трансформаторної підстанції;
- проаналізувати та впровадити заходи щодо покращення надійності електричної схеми трансформаторної підстанції.

1. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ

Дана підстанція розташована на заході України і відноситься до ПрАТ «Закарпаттяобленерго».

Підстанція 110/10 кВ однострансформаторна, побудована в 1986 році, обслуговується персоналом районних електричних мереж (РЕМ) без постійного чергування.

Живлення ПС відбувається по двох ПЛ-110 кВ довжиною 23,5 км «Ужгород-1» й 33,1 км «Ужгород-2».

Від підстанції 6 ПЛ-10 кВ для живлення підстанцій 10/0,4 кВ, що забезпечують електропостачання споживачів, що відносяться до II і III категорії по надійності електропостачання. Це – житлово-комунальний сектор, об'єкти навчальні й соціальні, різні сільськогосподарські об'єкти й деревообробний комбінат, що збільшив навантаження підстанції з 2020 року.

Максимальне навантаження на підстанції в зимовий період становить 7000 кВА відповідно до графіка навантаження і транзитне навантаження становить 25000 кВА відповідно з документацією підстанції.

На підстанції 110/10 кВ у цей час встановлено наступне основне устаткування випуску шістдесятих років:

1. ВРП 110 кВ (виконано за схемою «Блок трансформатор - лінія»):

- роз'єднувачі РНДЗ-2-110/1000;
- віддільники ОД-110;
- короткозамикачі КЗ -110;
- розрядники РВС-110;

2. КРУН 10 кВ (виконано за схемою «одна секція шин»):

- шафи К-47;
- вимикачі ВМГ-10-20/630;
- розрядник РВП-10

3. Трансформатор: – Т2: ТМН-6300/110.

На підстанції є заземлюючий пристрій, блискавкозахист і освітлення.

Територія підстанції обгороджена суцільним дерев'яним огородженням, висота якого становить 2,5 м.

За час експлуатації, а також у силу досягнень у науці й техніці, устаткування, що встановлене на підстанції є морально й фізично застарілим, отже, не забезпечує необхідної надійності, оскільки втратило свій ресурс.

Метою магістерської роботи є реконструкція підстанції для підвищення надійності електропостачання споживачів, для яких дана підстанція є єдиним джерелом електроенергії, у тому числі й для електроспоживачів II категорії по надійності електропостачання, що становлять приблизно 30 % від всіх споживачів.

У завдання магістерської роботи входять – проектування установки другого трансформатора, зміна схеми на стороні 110 кВ і застосування в ній сучасних комутаційно-захисних апаратів, вибір двох сучасних КРУН-10 кВ, сучасних пристроїв релейного захисту й автоматики, розрахунок нового заземлюючого пристрою, перевірка розрахунками існуючого блискавкозахисту й розрахунок нового зовнішнього освітлення.

При реконструкції підстанції керувалися директивними й іншими нормативними документами, зокрема Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), Правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж, Міжгалузевими правилами по охороні праці при експлуатації електроустановок, Правилами пожежної безпеки для енергетичних підприємств і Нормативно технічного проектування підстанції (НТПП).

2. ОБРОБКА ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕНЬ СПОЖИВАЧІВ І ЇХНІЙ АНАЛІЗ

Основними вимогами при виборі числа й потужності трансформаторів є: надійність електропостачання споживачів (врахування категорії приймачів електроенергії відносно необхідної надійності), а також мінімум приведених витрат на трансформатори з урахуванням динаміки росту електричних навантажень.

Потужність силових трансформаторів у нормальних умовах повинна забезпечувати живлення всіх приймачів електроенергії даного вузла.

Потужність силових трансформаторів також вибирають із врахуванням економічно доцільного режиму роботи й відповідного забезпечення резервування живлення споживачів при відключенні одного трансформатора і того, що навантаження трансформаторів у нормальних і післяаварійних режимах не має (по нагріванню) викликати скорочення природного строку його служби.

Необхідність забезпечення необхідної якості напруги в споживачів при змінному навантаженні (ГОСТ 13109-97) вимагає застосування на підстанціях 35 кВ і вище трансформаторів з вбудованими пристроями для автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Виходячи з того, що в процесі експлуатації ПС був побудований деревообробний комбінат, що відноситься до II категорії по надійності електропостачання, то для забезпечення необхідної надійності електропостачання на ПС 110/10 повинен бути встановлений другий трансформатор.

Для подальшого дослідження проведемо аналіз добового графіку електричних навантажень.

Графіки електричних навантажень дозволяють правильно підійти до вибору основного устаткування підстанцій – трансформаторів, компенсуючих пристроїв, кабелів і намітити найбільш економічний режим їх роботи.

В умовах діючої підстанції графіки електричних навантажень допомагають виявити основні показники електричних навантажень, які потрібні для проведення реконструкції основного електричного обладнання.

Добові графіки показують зміну навантажень протягом доби. Їх будують за свідченнями лічильників активної і реактивної енергії через кожен годину або щопівгодини (для виявлення півгодинного максимуму навантаження).

У проектуванні використовують типові добові графіки, характерні для цього виду виробництва, в яких максимальне добове навантаження прийняте за одиницю або за 100 %, а інші навантаження виражені в долях одиниці або у відсотках. Для побудови конкретного добового графіку необхідно знати максимальне навантаження і мати типовий добовий графік.

Для добових графіків активної і реактивної навантажень характерні наступні величини: максимум активного (реактивною) навантаження за добу P'_m (Q'_m) *кВт* (*кВАр*), максимум активного навантаження в найбільш завантаженій зміні $P_{зм}$ *кВт*, витрата активної (реактивною) енергії за добу $W_{доб}$ ($V_{доб}$), *кВт·год* (*кВАр·год*), витрата активної (реактивної) енергії за найбільш завантажену зміну $W_{зм}$ ($V_{зм}$), *кВт·год* (*кВАр·год*).

Використовуючи ці характерні величини і знаючи загальну номінальну потужність усіх робочих електроприймачів (P_n , *кВт*), можна визначити наступні характерні для добових графіків показники:

Середнє активне навантаження за добу (кВт):

$$P_{доб} = W_{доб} / 24;$$

Середнє активне навантаження за найбільш завантажену зміну (кВт):

$$P_{зм} = W_{зм} / 8;$$

Коефіцієнт використання номінальної потужності P_n за найбільш завантажену зміну:

$$K_v = P_{зм} / P_n ;$$

Коефіцієнт потужності в період максимуму:

$$\cos\varphi = \frac{P'_M}{\sqrt{(P'_M)^2 + (Q'_M)^2}};$$

Середньозважений коефіцієнт потужності за найбільш завантажену зміну:

$$\cos\varphi_{зМ} = \frac{W_{зМ}}{\sqrt{(W_{зМ})^2 + (V_{зМ})^2}};$$

Коефіцієнт заповнення добового графіку активного і реактивного навантаження:

$$K_{н.а} = \frac{W_{доб}}{P'_M \cdot 24}, \quad K_{н.р} = \frac{V_{доб}}{Q'_M \cdot 24};$$

Коефіцієнт максимуму активного навантаження за найбільш завантажену зміну:

$$K_M = P_M / P_{зМ}.$$

Будуємо добовий графік навантажень трансформаторів на основі зимових вимірювань на ПС, які наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Дані зимових вимірювань на ПС 110/10 кВ

Час t, год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S _{max} , МВ·А	3,98	3,88	3,62	3,51	4,24	4,42	5,51	6,23	7,00	6,23	6,02	5,62

Час t, год	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S _{max} , МВ·А	6,23	6,13	6,08	5,90	6,13	6,08	5,62	5,75	6,13	5,51	4,30	3,7

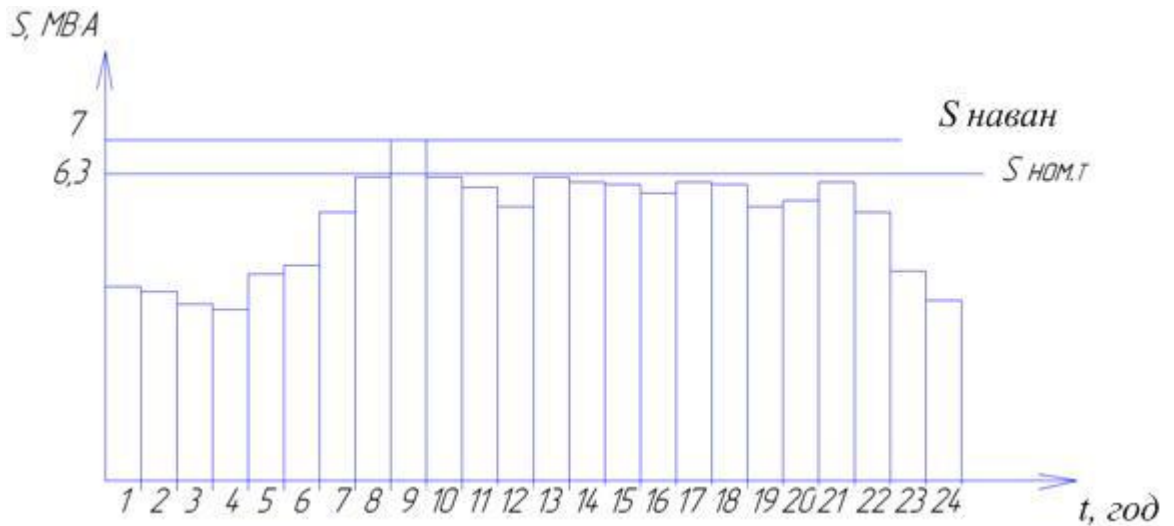


Рис.2.1. Добовий графік навантажень трансформаторів

Таким чином, на протязі доби одну годину трансформатор працює з перевантаженням. Користуючись цим графіком навантаження, можна вибрати необхідну потужність трансформатора.

3. ВИБІР ЧИСЛА Й ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Силові трансформатори є основними елементами систем електропостачання й використовуються у всіх галузях економіки, включаючи промисловість, житлово-комунальне й сільське господарство, окремі установи, організації, фірми. Надійність електропостачання різних споживачів і економічність роботи електроустаткування багато в чому визначаються правильним вибором виду й потужності трансформаторів.

Найбільше поширення одержали трифазні трансформатори, тому що втрати в них на 12-15 % нижче, а витрата активних матеріалів і вартість на 20-25 % менше, ніж у групі трьох однофазних трансформаторів такої ж сумарної потужності.

Правильний вибір числа й потужності силових трансформаторів на підстанції є одним з основних питань раціональної побудови схем електропостачання. У нормальних умовах трансформатори повинні забезпечити живлення всіх електроспоживачів району, що обслуговується.

Вибір потужності трансформаторів виконується виходячи з розрахункового навантаження об'єкту електропостачання, числа годин використання максимуму, темпу росту навантажень, вартості електроенергії, допустимого перевантаження трансформаторів.

Відповідно до НТПП на підстанціях 35-750 кВ завжди слід вибирати трифазні трансформатори (автотрансформатори) і тільки у виняткових випадках можливо використання групи з однофазних або групи із двох трифазних трансформаторів половинної потужності.

На підстанціях 35-750 кВ всіх категорій, як правило, передбачають установку двох трансформаторів, потужність кожного з них вибирається, як правило, не більше 70 % максимального навантаження підстанції.

Для правильного вибору номінальної потужності трансформатора (автотрансформатора) необхідно мати у своєму розпорядженні добовий графік, що відображає як максимальне, так і середньодобове активне навантаження даної підстанції, а також тривалість максимуму навантаження. У цьому випадку використовується добовий графік навантаження, наведений на рис. 2.1. Максимальне навантаження при цьому становить $S_{\text{макс}} = 7\text{МВ} \cdot A$.

Визначаємо орієнтовну потужність одного трансформатора по формулі:

$$S_{\text{т.розр}} \leq (0,65 - 0,7) \cdot S_{\text{макс}} ; \quad (3.1)$$

$$S_{\text{т.розр}} \leq 0,7 \cdot 7 = 4,9\text{МВ} \cdot A .$$

Стандартна найближча менша потужність $S_{\text{т.НОМ}} = 4,0\text{МВ} \cdot A$.

Намічаємо до установки другий трансформатор ТМН-6300/110, $S_{\text{ном.т}} = 6,3\text{МВ} \cdot A$, оскільки на підстанції вже є такий же трансформатор і можливе подальше збільшення навантажень.

При розгляді графіка навантажень, очевидно, що даний трансформатор по систематичному навантаженню проходить, тому що перевантаження

трансформатора склало одну годину, оскільки згідно нормативними документами допускається перевантаження в 2 рази.

Перевіряємо трансформатор на аварійне перевантаження.

Коефіцієнт початкового навантаження K_1 визначається по формулі:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (3.2)$$

де S_1, S_2, \dots, S_m – значення навантаження в інтервалах $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$.

$$K_1 = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{3,98^2 + 3,88^2 + 3,62^2 + 3,51^2 + 4,24^2 + 4,42^2 + 5,51^2 \cdot 2 + 6,23^2 \cdot 3 + 6,02^2}{23}} \times$$

$$\times \sqrt{\frac{5,62^2 \cdot 2 + 6,13^2 \cdot 3 + 6,08^2 \cdot 2 + 5,9^2 + 5,75^2 + 4,3^2 + 3,7^2}{23}} = 0,85.$$

Коефіцієнт перевантаження K_2 визначається по формулі:

$$K_2' = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{(S_1')^2 \cdot \Delta h_1 + (S_2')^2 \cdot \Delta h_2 + \dots + (S_m')^2 \cdot \Delta h_m}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_m}}, \quad (3.3)$$

де S_1', S_2', \dots, S_m' – значення перевантаження в інтервалах $\Delta h_1, \Delta h_2, \dots, \Delta h_m$.

$$K_2' = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{7^2}{1}} = 1,1.$$

Користуючись таблицями, наведеними в нормативних документах, визначаємо допустиму норму аварійних перевантажень K_2 і їх тривалість h . Для трансформаторів із системою охолодження М і середньорічною температурою $t^\circ = 10^\circ \text{C}$, $h' = 24 \text{ год}$.

Оскільки

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{ном.т}}; \quad (3.4)$$

$$K_{\max} = \frac{7}{6,3} = 1,1,$$

і $K_2' = 1,1 > 0,9 \cdot K_{\max} = 0,9 \cdot 1,1 = 0,99$, то приймаємо $K_2 = K_2' = 1,1$.

Отже, даний трансформатор ТМН-6300/110 проходить як по систематичним, так і по аварійних перевантаженнях і приймаємо його до встановлення на підстанції.

Паспортні дані трансформатора ТМН-6300/110 представлені в табл 3.1.

Таблиця 3.1

Паспортні дані трансформатора ТМН-6300/110

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулювання U _{нн}	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , квар
			ВН	НН							
ТМН-6300/110	6,3	±10×1,5%	115	11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Таким чином, був обраний трансформатор ТМН-6300/100, і залишений старий для подальшої роботи на підстанції.

4. ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ПІДСТАНЦІЇ

На підстанції 110/10 кВ силовий трансформатор Т1 з боку високої напруги підключений за спрощеною схемою через віддільник ОД і короткозамикач КЗ. Відгалуження від живильних ліній заведені на підстанцію через лінійні роз'єднувачі.

Наявна схема не задовольняє вимогам по надійності електропостачання споживачів проектованої підстанції, а також не забезпечує надійну роботу всієї мережі при деяких аварійних режимах. Тому в проектному варіанті

планується використання схеми мостика з ремонтною перемичкою. На стороні ВН замість ОД і КЗ встановлюємо елегазові вимикачі ВГБУ-110, роз'єднувачі типу РНДЗ-2-110/1000, ОПН замість розрядників РВС-110, РВП-110 і трансформатор напруги на 2 С.Ш. типу НКФ-110-83У1.

Дана схема відрізняється наочністю, достатньою надійністю, гнучкістю й простотою для технічного обслуговування. А головне, дозволяє забезпечити високий рівень надійності електропостачання споживачів, що живляться від даної підстанції, а також підвищує надійність роботи всієї мережі в цілому.

На стороні 10 кВ додаємо другу секцію шин К2 у складі КРУН-10кВ, секційний вимикач ВВ/TEL-10/630 і секційний роз'єднувач РВЗ. Буде зроблена заміна комірок КРУН серії К-47 на комірки КРУН типу К-59. В комірці КРУН типу К-59 встановлені вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10/630, у відмінності від К-47 у якій встановлені масляні вимикачі, у К-59 є електронагрівач для обігріву механічної частини приводу.

Проектуємо дві лінії, що відходять від секції шин К2-10 кВ трансформатора Т-2, одна з яких призначена для електропостачання сільськогосподарських споживачів, інша лінія – для деревообробного заводу. Вільні комірки, що залишилися, призначені для резервного електропостачання.

5. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

5.1. Види, причини й наслідки коротких замикань

Причинами коротких замикань (КЗ) зазвичай є порушення ізоляції, викликані її механічними пошкодженнями, старінням, накиданням сторонніх предметів на проводи ліній електропередачі, проїздом під лініями негабаритних механізмів (кранів з піднятою стрілою тощо), прямими ударами блискавки, перенапругами, незадовільним наглядом за устаткуванням.

При КЗ струми в пошкоджених фазах збільшуються в кілька разів у порівнянні з їхнім нормальним значенням, а напруги знижуються, особливо поблизу місця пошкодження.

Протікання великих струмів КЗ викликає підвищене нагрівання провідників, а це веде до збільшення втрат електроенергії, прискорює старіння й руйнування ізоляції, може призвести до втрати механічної міцності струмоведучих частин і електричних апаратів.

До заходів, що зменшують небезпеку розвитку аварій, відносяться:

- вибір раціональної схеми мережі;
- правильний вибір апаратів за умовами КЗ;
- застосування струмообмежувальних пристроїв тощо.

Для здійснення зазначених заходів необхідно визначити струми КЗ і враховувати характер їхньої зміни в часі.

5.2. Призначення й порядок виконання розрахунків

Розрахунок струмів КЗ призначений для вирішення наступних завдань:

- для зіставлення, оцінки й вибору головної схеми електричної підстанції;
- вибору й перевірки електричних апаратів і провідників;
- проектування й налаштування пристроїв релейного захисту й автоматики;
- проектування заземлюючих пристроїв;
- аналізу аварій в електроустановках і електричних системах;
- аналізу стійкості роботи енергосистем.

Розрахунок струмів трифазного КЗ виконується в наступному порядку:

1) складаємо розрахункову схему розглянутої електроустановки, намічаємо розрахункові точки КЗ; на підставі розрахункової схеми становлю еквівалентну схему заміщення, всі опори на якій нумеруються;

2) визначаємо величини опорів всіх елементів схеми заміщення в іменованих одиницях і вказуємо на схемі заміщення; позначаємо розрахункові точки КЗ;

3) шляхом поступового перетворення щодо розрахункової точки КЗ приводимо схему заміщення до найбільш простого виду, щоб кожне джерело живлення або група джерел, що характеризується певними значеннями еквівалентної ЕРС $E_{ЕКВ}''$ і ударного коефіцієнта $k_{УД}$, були пов'язані із п'яткою КЗ одним результуючим опором;

4) визначаємо за законом Ома початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ $I_{п0}$, а потім ударний струм $i_{УД}$, періодичні й аперіодичну складові струми КЗ для заданого моменту часу t ($I_{пт}$, $i_{ат}$).

5.3. Розрахунок струмів короткого замикання

Проводимо розрахунок трифазного струму короткого замикання й визначаємо періодичну складову останнього струму для найбільш важкого режиму роботи мережі. Струми розраховуються з боку високої й низької напруги підстанції. При розрахунках струмів КЗ приймаються допущення [10]:

- 1) всі джерела, що беруть участь у живленні розглянутої точки КЗ працюють одночасно з номінальним навантаженням;
- 2) коротке замикання настає в такий момент часу, при якому струм КЗ буде мати найбільше значення;
- 3) ЕРС всіх джерел збігаються по фазі;
- 4) не враховуються ємності, а отже, і ємнісні струми в повітряних і кабельних мережах;
- 5) не враховуються струми намагнічування трансформаторів;
- 6) опір місця КЗ вважається рівним нулю;
- 7) розрахункові напруги кожного ступеню приймаються на 5 % вище номінальної напруги мережі;
- 8) напруга джерел живлення залишаються незмінним;

На рис. 5.1 і 5.2 наведені розрахункова схема й схема заміщення ПС 110/10 кВ.

Вихідні дані для розрахунку:

T1: трансформатор ТМН-6300/110: $S_{\text{ном}}=6,3 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, $u_k = 11\%$.

T2: трансформатор ТМН-6300/110: $S_{\text{ном}}=6,3 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, $u_k = 11\%$.

Л1: одноланцюгова ПЛ із проводом АС-150/24: $x_0=0,420 \text{ Ом/км}$, $L=33,1 \text{ км}$.

Л2: одноланцюгова ПЛ із проводом АС-150/24: $x_0=0,420 \text{ Ом/км}$, $L=23,5 \text{ км}$.

Визначимо параметри схеми заміщення при наближеному приведенні у відносних одиницях.

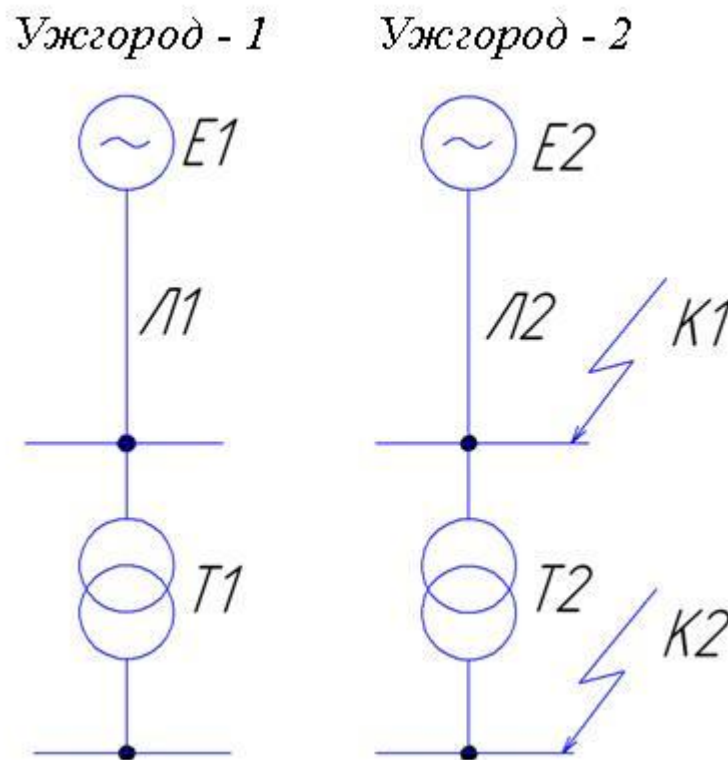


Рис. 5.1. Розрахункова схема ПС 110/10 кВ

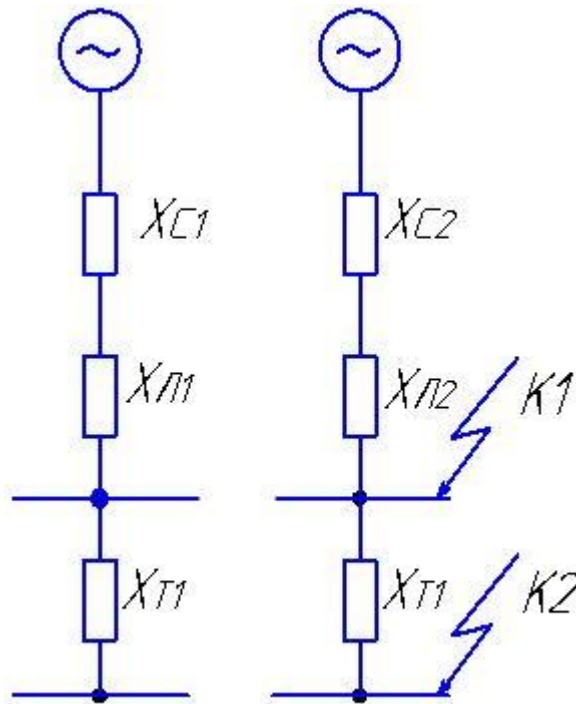


Рис. 5.2. Схема заміщення ПС 110/10 кВ

Визначаємо струми короткого замикання в максимальному режимі.

Струми КЗ у максимальному режимі (узято з документації ПС «Ужгород-2»):

- на шинах ПС «Ужгород-1» $I_{КЗ}^{\max} = 3465 \text{ А}$;
- на шинах ПС «Ужгород-2» $I_{КЗ}^{\max} = 4815 \text{ А}$.

Приймаємо базисну потужність $S_B = 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, за базисну напругу приймаємо середню номінальну напругу $U_B = 115 \text{ кВ}$.

Опір систем у відносних одиницях

$$X_c = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_B}; \quad (5.1)$$

$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,456 \cdot 115} = 1,45 \text{ в.о.};$$

$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 4,815 \cdot 115} = 1,04 \text{ В.О.}$$

Опір повітряних ліній

$$X_{Л} = x_0 \cdot l_{ВЛ} \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (5.2)$$

$$X_{Л1} = 0,42 \cdot 33,1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,05 \text{ В.О.};$$

$$X_{Л2} = 0,42 \cdot 23,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,75 \text{ В.О.}$$

Опір трансформаторів

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{u_{K3} \cdot S_B}{100\% \cdot S_{НОМ.Т}}, \quad (5.3)$$

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 6,3} = 16,67 \text{ В.О.}$$

Еквівалентний опір систем і ліній

$$\frac{1}{X_{ЕКВ.}} = \frac{1}{X_{C1} + X_{Л1}} + \frac{1}{X_{C2} + X_{Л2}}; \quad (5.4)$$

$$\frac{1}{X_{ЕКВ.}} = \frac{1}{1,45 + 1,05} + \frac{1}{1,04 + 0,75} = 0,96;$$

$$X_{ЕКВ.} = \frac{1}{0,96} = 1,04 \text{ В.О.}$$

Базисний струм

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \quad (5.5)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Визначаємо струм короткого замикання в точці К1 (шини 110 кВ).

Струм короткого замикання в точці К1 (періодична складова $I_{Пт}$ приймається незмінною протягом всього процесу замикання й рівною її початковому значенню $I_{П,0}$

$$I_{K1} = I_{П,0} = I_{П,t} = \frac{E_{ЕКВ} \cdot I_B}{X_{ЕКВ}}; \quad (5.6)$$

$$I_{K1} = I_{П,0} = I_{П,t} = \frac{1 \cdot 5020}{1,04} = 4827 \text{ А.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К1

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K1}, \quad (5.7)$$

де $k_y = 1,8$ – ударний коефіцієнт.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4827 = 12288 \text{ А.}$$

Аперіодична складова струму к.з.

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-t/Ta}; \quad (5.8)$$

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot 4827 \cdot e^{-0,06/0,05} = 2048 \text{ А,}$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової, для установок напругою вище 1000 В величина $T_a = 0,05$ с.

Робочий струм в утрудненому режимі

$$I_{\text{роб.ут}} = 1,4 \cdot S_{\text{н.т}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}; \quad (5.9)$$

$$I_{\text{роб.ут}} = 1,4 \cdot 6300 / \sqrt{3} \cdot 115 = 44,28 \text{ А.}$$

Визначаємо струм короткого замикання в точці К2 (шини 10 кВ).

$$I_{\text{К2}} = I_{\text{п.о}} = I_{\text{п.т}} = \frac{E_{\text{ЕКВ}} \cdot I_{\text{Б}}}{X_{\text{ЕКВ}} + X_{\text{Т1}}} \cdot k_{\text{ТР}}; \quad (5.10)$$

$$I_{\text{К2}} = I_{\text{п.о}} = I_{\text{п.т}} = \frac{1 \cdot 5020}{1,04 + 16,67} \cdot \frac{115}{11} = 3105 \text{ А.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{у}} \cdot I_{\text{К2}}; \quad (5.11)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3105 = 7904 \text{ А.}$$

Аперіодична складова струму к.з.

$$i_{\text{ат2}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{К2}} \cdot e^{-t/T_a}; \quad (5.12)$$

$$i_{\text{ат2}} = \sqrt{2} \cdot 3105 \cdot e^{-0,06/0,05} = 1317 \text{ А.}$$

Потужність трифазного к.з.

$$S_{\text{к.з.}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{сп}} \cdot I_{\text{п.о}}; \quad (5.13)$$

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 3,105 = 56,47 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Робочий струм в утрудненому режимі

$$I_{роб.ут} = 1,4 \cdot 6300 / \sqrt{3} \cdot 11 = 485 \text{ А}.$$

Визначимо струми короткого замикання в мінімальному режимі.

Струми КЗ у мінімальному режимі (взято з документації ПС 110/10 кВ):

- на шинах ПС «Ужгород –2» $I_{КЗ}^{\min} = 1715 \text{ А}$;

- на шинах ПС «Ужгород –1» $I_{КЗ}^{\min} = 1335 \text{ А}$.

Приймаємо базисну потужність $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, за базисну напругу приймаємо середню номінальну напругу $U_B = 115 \text{ кВ}$.

Опір систем у відносних одиницях:

$$X_c = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_B}; \quad (5.14)$$

$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 1,715 \cdot 115} = 2,93 \text{ в.о.};$$

$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 1,335 \cdot 115} = 3,76 \text{ в.о.}$$

Еквівалентний опір систем і ліній

$$\frac{1}{X_{ЕКВ.}} = \frac{1}{X_{c1} + X_{Л1}} + \frac{1}{X_{c2} + X_{Л2}}; \quad (5.15)$$

$$\frac{1}{X_{ЕКВ.}} = \frac{1}{2,93 + 1,05} + \frac{1}{3,76 + 0,75} = 0,47;$$

$$X_{ЕКВ.} = \frac{1}{0,47} = 2,13 \text{ в.о.}$$

Визначаємо струм короткого замикання в точці К1 (шини 110 кВ).

Струм короткого замикання в точці К1

$$I_{K1} = \frac{E_{EKB} \cdot I_B}{X_{EKB}}; \quad (5.16)$$

$$I_{K1} = \frac{1 \cdot 5020}{2,13} = 2357 \text{ А.}$$

Визначаємо струм короткого замикання в точці К2 (шини 10 кВ).

Струм короткого замикання в точці К2

$$I_{K2} = \frac{E_{EKB} \cdot I_B}{X_{EKB} + X_{T1}} \cdot k_{TP}; \quad (5.17)$$

$$I_{K2} = \frac{1 \cdot 5020}{2,13 + 16,67} \cdot \frac{115}{11} = 2924 \text{ А.}$$

Результати розрахунків зводимо в табл. 5.1.

Таблиця 5.1

Розрахунок струмів короткого замикання

Параметр	Максимальний режим		Мінімальний режим	
	Точка К1	Точка К2	Точка К1	Точка К2
I_{K3}	4827 А	3105 А	2357 А	2924 А
$i_{уд}$	12288 А	7904 А	-	-
$i_{ат}$	2048 А	1317 А	-	-

Отже, розрахункові струми короткого замикання на шинах ВН і НН підстанції вийшли невеликі, тому, додаткових пристроїв для зниження цих струмів не потрібно. Вимикачі, що випускаються на теперішній час, здатні відключити такий струм без додаткових заходів по зниженню струмів К.З. ($I_{відкл.ном} = 40 \text{ кА}$ для ВН і $I_{відкл.ном} = 12,5 \text{ кА}$ для НН).

6. ВИБІР ОСНОВНОГО ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ Й СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН

6.1. Вибір устаткування розподільчого пристрою високої напруги

6.1.1. Перевірка гнучких шин

Струмопровідні частини з боку напруги 110 кВ виконані гнучкими проводами АС-150/24. Переріз їх перевіряємо по економічній густині струму.

$J_e = 1,1 \text{ A/mm}^2$ при $T_{\max} = 3000-5000 \text{ год}$ для неізолюваних шин і проводів з алюмінію.

$$q_e = \frac{I_n}{J_e}; \quad (6.1)$$

де I_n – струм нормального режиму, без перевантажень;

J_e – нормована густина струму, A/mm^2

$$I_n = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (6.2)$$

$$S_{\max} = S_{\text{наван.}} + S_{\text{транз.}}; \quad (6.3)$$

$S_{\max} = 7000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ (максимальне навантаження на добовому графіку навантажень), $S_{\text{транз.}} = 25000$ (транзитна потужність минаюча через підстанцію, тому що підстанція є прохідною й всі підстанції в цьому районі закольцьовані).

$$I_n = \frac{7000 + 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 160 \text{ А};$$

$$q_e = \frac{160}{1,1} = 145 \text{ мм}^2.$$

Вибраний провід марки АС-150/24, $I_{дон} = 450A$ проходить по економічній густині струму.

Перевіряємо провід по тривало допустимому струму

$$I_{наван. max} < I_{дон}; \quad (6.4)$$

$$I_{наван. max} = 1,5 \cdot I_n$$

$$I_{наван. max} = 1,5 \cdot 160 = 240A;$$

$$240A < 450A.$$

Перевірка на схрещення не виконується, тому що струм трифазного короткого замикання $I_{к.з.}^{(3)} = 4,827кА < 50кА$.

Перевірка на термічну дію струмів короткого замикання не виконується, тому що шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

6.1.2. Вибір високовольтних вимикачів

Вимикач є основним апаратом в електричних установках, він служить для відключення й включення в колах з будь-якими режимами роботи: тривале навантаження, перевантаження, коротке замикання, холостий хід. Найбільш важкою й відповідальною операцією є відключення струмів КЗ і включення на існуюче коротке замикання.

До вимикачів високої напруги висувають наступні вимоги:

- 1) надійне відключення будь-яких струмів (від десятків ампер до номінального струму відключення);
- 2) швидкість дії, тобто найменший час відключення;

- 3) придатність для швидкодіючого автоматичного повторного включення, тобто швидке включення вимикача відразу ж після відключення;
- 4) легкість ревізії елементів конструкції вимикача;
- 5) вибухопожежобезпечність;
- 6) зручність транспортування й експлуатації.

Вимикачі високої напруги повинні тривало витримувати номінальний струм $I_{ном}$ і номінальну напругу $U_{ном}$.

Відповідно до діючої нормативної документації вимикачі характеризуються наступними параметрами:

- 1) номінальний струм відключення $I_{відкл.ном}$ – найбільший струм КЗ (діюче значення), що вимикач здатний відключити при напрузі, рівній найбільшій робочій напрузі при заданих умовах напруги, що відновлюється, і заданому циклі операцій;
- 2) допустимий відносний вміст аперіодичної складової струму в струмі відключення $\beta_{ном}$. Нормоване значення $\beta_{ном}$ визначається для моменту розбіжності контактів $\tau = t_{з.мін} + t_{с.в.} = 0,01 + t_{с.в.}$. Якщо $\tau > 0,09$ с, то приймають $\beta_{ном} = 0$;
- 3) цикл операцій – виконувана вимикачем послідовність комутаційних операцій із заданими інтервалами між ними;
- 4) стійкість при наскрізних струмах характеризується струмами термічної стійкості $I_{тер}$ й електродинамічної стійкості $I_{дин}$ (діюче значення), $i_{дин}$ – найбільший пік (амплітудне значення); ці струми вимикач витримує у включеному положенні без пошкоджень, що перешкоджають подальшій роботі;
- 5) номінальний струм включення – струм КЗ, що вимикач із відповідним приводом здатний включити без приварювання контактів і інших пошкоджень, при $U_{ном}$ й заданому циклі;
- 6) власний час відключення $t_{с.в.}$ – інтервал часу від моменту подачі команди на відключення до моменту припинення зіткнення дугогасильних контактів.

Час відключення $t_{\text{відкл.в}}$ – інтервал часу від подачі команди на відключення до моменту загасання дуги у всіх полюсах.

Час включення $t_{\text{вкл.в}}$ – інтервал часу від моменту подачі команди на включення до виникнення струму в колі.

На підставі параметрів, передбачених нормативними документами, проводимо розрахунок вимикачів високої напруги. Вибираємо елегазовий вимикач марки ВГБУ - 110 - 40/2000.

Каталожні дані вимикачів високої напруги й розрахункові параметри мережі наведені й зіставлені в табл. 6.1.

Таблиця 6.1

Вибір вимикачів на стороні напруги 110 кВ

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача ВГБУ-110-40/2000
1	2	3
$U_{\text{ном}} \geq U_c$	$U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = I_{\text{раб.утруд}} = 35,14 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{відкл.ном}} \geq I_{\text{нт}}$	$I_{\text{нт}} = 4,827 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл.ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$	$i_{\text{ат}} = 3,067 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 20,9 \text{ кА}$
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н0}}$	$I_{\text{н0}} = 4,827 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 12,288 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_k$	$B_k = 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір введених вимикачів проведений виходячи зі струму, що протікає через трансформатор у випадку коли він працює на обидві системи шин низької напруги (аварійний режим):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{наван}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (6.8)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 35,14 \text{ А.}$$

Вибір секційного вимикача зроблений виходячи з того що, через секційний вимикач проходить половина навантаження.

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{наван}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (6.9)$$

$$I_{\max} = \frac{7000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 17,57 \text{ A.}$$

Розрахунок аперіодичної складової струму короткого замикання (за методикою, викладеною в нормативних документах):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (6.10)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4827 \cdot e^{-0,04/0,05} = 3067 \text{ A};$$

$$\tau = 0,01 + t_{c.в.}; \quad (6.11)$$

$$\tau = 0,01 + 0,030 = 0,04 \text{ с.}$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання (для РУ підвищеної напруги підстанції $T_a = 0,05$ с).

Розрахунок інтеграла Джоуля B_k :

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{\text{відкл.}} + T_a); \quad (6.12)$$

$$B_k = 4,827^2 \cdot (0,04 + 0,05) = 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Тут $t_{\text{відкл.}}$ – максимальний час відключення пошкодженої ділянки (включаючи дію релейного захисту).

Визначаємо номінальне допустиме значення аперіодичної складової у струмі, що відключається для часу τ :

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{відкл.ном}}{100}; \quad (6.13)$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 37 \cdot 40}{100} = 20,9 \text{ кА.}$$

де $\beta_{ном}$ визначена із графіку для часу $\tau = 0,05 \text{ с}$ [20].

Таким чином, вибраний вимикач задовольняє всім вимогам наведеним у нормативних документах.

6.1.3. Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачі, що встановлювані на відкритих розподільчих пристроях, повинні мати відповідну ізоляцію й надійно виконувати свої функції в несприятливих умовах навколишнього середовища.

Роз'єднувачами не можна відключати струми навантаження, тому що контактна система їх не має дугогасильних пристроїв і у випадку помилкового відключення струмів навантаження виникає стійка дуга, що може привести до міжфазного КЗ і нещасних випадків з обслуговуючим персоналом. Перед операцією з роз'єднувачем коло повинне бути розімкнуте вимикачем.

Вибір роз'єднувачів виконується за умовами:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по струму: $I_{max} \leq I_{ном}$;
- по конструкції;
- по електродинамічній стійкості: $I_{yd} \leq I_{дин}$;
- по термічній стійкості: $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$.

Вибираємо роз'єднувач РНДЗ-110/630, їхнє позначення в графічній частині проекту – QSG1...QSG10. Параметри роз'єднувача наведені в табл 6.2.

Таблиця 6.2

Вибір роз'єднувачів

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані роз'єднувача РНДЗ-110/630
$U_{ном} \geq U_{мер}$	$U_{мер} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 35,14 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 12,288 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 4 =$ $= 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Порівнюючи розрахункові й каталожні дані (табл. 6.2), бачимо, що роз'єднувачі вибрано правильно.

6.1.4. Вибір трансформаторів струму

Трансформатор струму має замкнутий магнітопровід і дві обмотки: первинну й вторинну. Первинна обмотка включається послідовно в коло вимірювального струму I_1 , до вторинної обмотки приєднуються вимірювальні прилади, що створюють струм I_2 .

Трансформатор струму характеризується номінальним коефіцієнтом трансформації:

$$K_I = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}}, \quad (6.13)$$

де $I_{1ном}$ й $I_{2ном}$ – номінальні значення первинного і вторинного струму відповідно.

Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму не є строго постійною величиною й може відрізнятись від номінального значення внаслідок похибки, обумовленої наявністю струму намагнічування. Струмова похибка визначається по виразу:

$$\Delta I\% = \frac{K_I I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100. \quad (6.14)$$

Похибка трансформатора струму залежить від його конструктивних особливостей: перерізу магнітопроводу, магнітної проникності матеріалу магнітопроводу, середньої довжини магнітного шляху, значення $I_1 \cdot \omega_1$. Залежно від пропонованих вимог випускаються трансформатори струму із класами точності 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Зазначені цифри являють собою струмову похибку у відсотках від номінального струму при навантаженні первинної обмотки струмом 100-120 % для перших трьох класів і 50-120 % для двох останніх. Для трансформаторів струму класів точності 0,2; 0,5 і 1 нормується також кутова похибка.

Похибка трансформатора струму залежить від вторинного навантаження (опір приладів, проводів, контактів) і від кратності первинного струму по відношенню до номінального. Збільшення навантаження й кратності струму приводять до збільшення похибки.

При первинних струмах, значно менших номінального, похибка трансформатора струму також зростає.

Трансформатори струму класу 0,2 застосовуються для приєднання точних лабораторних приладів, класу 0,5 – для приєднання лічильників грошового розрахунку, класу 1 – для всіх технічних вимірювальних приладів, класів 3 і 10 – для релейного захисту.

Трансформатор струму вибираємо за такими умовами:

- 1) по напрузі установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) по струму $I_{\max.роб} \leq I_{1ном}$, $I_{роб} \leq I_{1ном}$;

Номінальний струм повинен бути якнайближче до робочого струму установки, тому що недовантаження первинної обмотки приводить до збільшення похибки;

3) по конструкції й класу точності;

4) по електродинамічній стійкості: $i_{y\delta} \leq \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \cdot k_{e\delta}$; $i_{y\delta} \leq i_{дин}$,

де $i_{y\delta}$ – ударний струм КЗ із розрахунку;

$k_{e\delta}$ – кратність електродинамічної стійкості по каталогу;

$I_{1ном}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму;

$i_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості.

5) по термічній стійкості: $B_k \leq (\kappa_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер}$; $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$,

де B_k – тепловий імпульс із розрахунку;

κ_m – кратність термічної стійкості по каталогу;

б) по вторинному навантаженню $Z_2 \leq Z_{2ном}$,

де Z_2 – вторинне навантаження трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму в обраному класі точності.

Індуктивний опір струмових кіл невеликий, тому $Z_2 \approx r_2$. Вторинне навантаження складається з опору приладів, з'єднувальних проводів і перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{прил} + r_{пров} + r_k. \quad (6.15)$$

Опір приладів визначається по виразу:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2}, \quad (6.16)$$

де $S_{прил}$ – потужність, споживана приладами;

I_2 – вторинний номінальний струм приладу.

Опір контактів приймаємо 0,1 Ом. Опір з'єднувальних проводів залежить від їхньої довжини й перерізу. Щоб трансформатор струму працював в обраному класі точності, необхідно дотриматися умови:

$$r_{\text{прил}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}; \quad (6.17)$$

звідки:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}. \quad (6.18)$$

Переріз з'єднувальних проводів визначаємо по формулі:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (6.19)$$

де $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом}}{\text{мм}^2}$ – питомий опір проводу з алюмінієвими жилами;

$l_{\text{розр}}$ – розрахункова довжина, що залежить від схеми з'єднання трансформатора струму, м.

Таблиця 6.3

Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження по фазах, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	0,5	-	-
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник	ЄвроАльфа	3,6	3,6	3,6
Разом:		4,6	3,6	4,1

Найбільш навантажена фаза «А». Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Для ТФЗМ-110-У1 у класі 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Допустимий опір провідника: $r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$

Для підстанції застосовуємо кабель із алюмінієвими жилами, орієнтовна довжина якого 60 м, трансформатори струму з'єднані в неповну зірку, тому $l_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot l$, тоді:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пров}}}; \quad (6.20)$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Приймаємо контрольний кабель із алюмінієвими жилами перерізом 4 мм².

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Таким чином, вторинне навантаження становить:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

Таблиця 6.4

Розрахунок трансформатора струму на напругу 110 кВ

Розрахункові дані	Дані ТФЗМ-110-У1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 35,14 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 50 - 600 \text{ А}$
$i_{\text{зд}} = 12,288 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 126 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$

Отже, вибрані трансформатори струму ТФЗМ-110-У1 з коефіцієнтом трансформації 100/5А, клас точності 0,5/10Р/10Р.

6.1.5. Вибір трансформатора напруги

Трансформатор напруги призначений для зниження високої напруги до стандартного значення 100 або $100/\sqrt{3}$ В і для відділення кіл вимірювання й релейного захисту від первинних кіл високої напруги. Первинна обмотка трансформатора напруги включена на напругу мережі U_1 , а до вторинної обмотки (напруга U_2) приєднані паралельно котушки вимірювальних приладів і реле. Трансформатор напруги на відміну від трансформатора струму працює в режимі, близькому до холостого ходу, тому що опір паралельних котушок приладів і реле великий, а струм, що споживається ними невеликий.

Номінальний коефіцієнт трансформації визначається наступним виразом:

$$K_U = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}, \quad (6.21)$$

де $U_{1ном}$, $U_{2ном}$ – номінальні первинна й вторинна напруги відповідно.

Розсіювання магнітного потоку й втрати в сердечнику приводять до похибки вимірювання

$$\Delta U\% = \frac{K_U \cdot U_2 - U_1}{U_2} \cdot 100. \quad (6.22)$$

Так само як і в трансформаторах струму, вектор вторинної напруги зсунутий щодо вектора первинної напруги не точно на кут 180° . Це визначає кутову похибку. Залежно від номінальної похибки розрізняють класи точності 0,2; 0,5; 1; 3. Похибка залежить від конструкції магнітопроводу, магнітної проникності сталі й від $\cos\phi$ вторинного навантаження.

Сумарне споживання обмоток вимірювальних приладів і реле, підключених до вторинної обмотки трансформатора напруги, не повинно перевищувати

номінальну потужність трансформатора напруги, тому що в протилежному випадку це приведе до збільшення похибок.

Залежно від призначення можуть застосовуватися трансформатори напруги з різними схемами з'єднання обмоток.

Трансформатори напруги вибираються за такими умовами:

- 1) по напрузі установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) по конструкції й схемі з'єднання обмоток;
- 3) по класу точності;
- 4) по вторинному навантаженню $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$,

де $S_{ном}$ – номінальна потужність в обраному класі точності. При цьому слід мати на увазі, що для однофазних трансформаторів, з'єднаних у зірку, приймається сумарна потужність всіх трьох фаз, а для з'єднаних за схемою відкритого трикутника – подвоєна потужність одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, В·А.

Навантаження приладів визначається по формулі:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{прил} \times \cos \varphi_{прил})^2 + (\sum S_{прил} \times \sin \varphi_{прил})^2} = \sqrt{P^2_{прил} + Q^2_{прил}} . \quad (6.23)$$

Таблиця 6.5

Вторинне навантаження трансформатора напруги 110 кВ

Найменування приладу	Потужність, споживана одною котушкою, В·А	$\cos \varphi$	Споживана потужність		
			Вт	вар	В·А
Вольтметр Э762	9	1	9	0	9
Ватметр Д585	10	1	10	0	10
Лічильник «ЄвроАльфа»	1,5	0,53	0,8	1,27	1,5
Разом по ТН:	-	-	19,8	1,27	19,8

Вторинне навантаження трансформатора напруги $S_{2\Sigma} = 19,8 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Вибираємо трансформатор напруги НКФ-110-58 з наступними параметрами:

- 1) $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$;
 - 2) номінальна напруга обмотки:
 - первинної – $110000/\sqrt{3} \text{ В}$;
 - основної вторинної – $100/\sqrt{3} \text{ В}$;
 - додаткової вторинної – 100 В ;
 - 3) номінальна потужність у класі точності 0,5 $S_{ном} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}$.
 - 4) гранична потужність $2000 \text{ В} \cdot \text{А}$.
- Їхнє позначення на графічному кресленні – TV1, TV2.

6.1.6. Вибір обмежувачів перенапруги і заземлювачів

Для захисту устаткування від різного виду перенапруг на підстанціях використовуються обмежувачі перенапруг. Вони забезпечують необхідний захист усього устаткування й мають досить високу надійність.

Приймаємо до установки в нейтраль силового трансформатора обмежувач перенапруги типу ОПНН-110/ 85-У1.

Для захисту комутаційного й силового устаткування приймаємо до установки обмежувачі перенапруг типу ОПН-110/ 85-У1, їхнє позначення на графічному кресленні – RU3, RU4.

Вибираємо заземлювач типу ЗОН-110 М-У1, їхнє позначення в графічній частині – QSG11, QSG12.

6.2. Вибір устаткування розподільчого пристрою низької напруги

6.2.1. Вибір шин

Оскільки на підстанції передбачається установка комплектного розподільчого пристрою типу КРУН К-59, то перевірка твердих шин не

проводиться, це обумовлено гарантією заводу виробника. Тому вибираємо тільки шинний міст 10 кВ від силового трансформатора до вводу в КРУН.

Шинний міст 10кВ виконуємо гнучкими проводами.

Вибір перерізу шин проводиться по тривало допустимому струму з умови нагрівання для максимальних навантажень утрудненого режиму.

Максимальне значення струму навантаження

$$I_{\max} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 384,9 \text{ А.}$$

Переріз вибираємо по економічній густині струму.

$J_e = 1,1 \text{ А/мм}^2$ при $T_{\max} = 3000-5000 \text{ год}$ для неізолюваних шин і проводів з алюмінію. По формулах (6.2) і (6.1).

$$I_n = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4 \text{ А};$$

$$q_e = \frac{346,4}{1,1} = 314,9 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо провід марки АСО-400/22, $I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}$.

Перевіряємо провід по допустимому струму

$$I_{\text{наван. max}} < I_{\text{дон}};$$

$$384,9 \text{ А} < 830 \text{ А}.$$

Перевірка на схрещення не виконується, тому що струм трифазного короткого замикання $I_{\text{к.з.}}^{(3)} = 2,92 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$.

Перевірка на термічну дію струмів короткого замикання не виконується, тому що шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

6.2.2. Вибір вимикачів на стороні НН

Вимикач у колі силового трансформатора 110/10 кВ на стороні НН вибираємо по утрудненому режиму.

Секційний вимикач вибирається за умови:

$$I_{роб} = \frac{S_{max}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т}} ; \quad (6.24)$$

$$I_{роб} = \frac{7000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 192,5 \text{ A.}$$

Вводний вимикач вибирається за умови:

$$I_{роб.вт} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 384,9 \text{ A.}$$

Методика вибору аналогічна, як для вимикачів на напругу 110 кВ.

Приймаємо до установки вимикач марки ВВ/TEL-10-12,5/ 630-У2. Їхнє позначення на графічному кресленні – Q3...Q10. Вибір вимикачів представлений у табл. 6.6.

Таблиця 6.6

Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача ВВ/TEL-10-12,5/ 630-У2
$U_{ном} \geq U_m$	$U_m = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = I_{роб.утруд} = 384,9 \text{ A}$	$I_{ном} = 630 \text{ A}$
$I_{відкл.ном} \geq I_{нт}$	$I_{нт} = 3,105 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 0,901 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 7,07 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 7,904 \text{ кА}$	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 1,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 12,5^2 \cdot 3 =$ $= 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Розрахунок аперіодичної складової струму короткого замикання (за методикою, викладеною в нормативних документах):

Розрахунок ведеться по формулах (6.9), (6.10), (6.11), (6.12).

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3105 \cdot e^{-0,095/0,06} = 901 \text{ A};$$

$$\tau = 0,01 + 0,085 = 0,095 \text{ с.}$$

Розрахунок інтегралу Джоуля B_k :

$$B_k = 3,105^2 \cdot (0,095 + 0,06) = 1,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Визначаємо номінальне допустиме значення аперіодичної складової у відключаємому струму для $\beta_{\text{норм}} = 40\%$ (з каталожних даних вимикача):

$$i_{a,\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 12,5}{100} = 7,07 \text{ кА.}$$

Таким чином, видно що вибраний вимикач задовольняє всім вимогам.

6.2.3. Вибір запобіжників

У колі напруги 10 кВ трансформаторів власних потреб ТСКС-40/ 10-У3 установлюємо запобіжники типу ПКТ 103-10-100-12, 5-У3.

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{НОМ}} = 100 \text{ А}; I_{\text{ном.відкл}} = 12,5 \text{ кА.}$$

У колі напруги 10 кВ трансформаторів напруги вибираємо запобіжник типу ПКН 001-10-У3.

$$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}; I_{\text{ном.відкл}} = 50 \text{ кА.}$$

6.2.4. Вибір трансформаторів струму напругою 10 кВ

Вибираються аналогічно ТС для ВН.

Визначаємо максимальний робочий струм, що протікає по вводних вимикачах напругою 10 кВ (при відключенні одного із трансформаторів і включеному секційному вимикачі):

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (6.25)$$

$$I_{\max} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 385 \text{ A};$$

$$i_{\text{зд}} = 7,904 \text{ A};$$

$$B_{\kappa} = 1,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вибираємо трансформатор струму типу ТПЛ-10-М У2 $I_{\text{НОМ}}=400\text{A}$, клас точності вторинної обмотки 0,5/10Р. Дані розрахунків зведені в табл. 6.7. Їхнє позначення на графічній частині роботи – ТА7...ТА15.

Таблиця 6.7

Вибір трансформаторів струму 10кВ

Розрахункові дані	Дані ТПЛ-10-М У2
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 192,5 \text{ A}$	$I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ A}$
$i_{\text{зд}} = 7,904 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 200 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 1,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 3468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,314 \text{ Ом}$	$r_2 = 0,4 \text{ Ом}$

Таблиця 6.8

Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження по фазах, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	0,5	-	-
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник	Євро Альфа	3,6	3,6	3,6
Разом:		4,6	3,6	4,1

Найбільш завантажена фаза «А». Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Для ТПЛ-10-М У2 у класі точності 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом.}$

Допустимий опір проводу: $r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,184 - 0,1 = 0,116 \text{ Ом.}$

Для підстанції застосовуємо кабель із алюмінієвими жилами, орієнтовна довжина якого 4 м.

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пров}}}; \quad (6.26)$$

$$F = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,116} = 0,98 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо контрольний кабель із алюмінієвими жилами перерізом 4 мм².

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{4} = 0,03 \text{ Ом.}$$

Таким чином, вторинне навантаження становить:

$$r_2 = 0,03 + 0,184 + 0,1 = 0,314 \text{ Ом.}$$

6.2.5. Вибір трансформатора напруги

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведені в табл. 6.9.

Таблиця 6.9

Вторинне навантаження трансформатора напруги 10 кВ

Найменування приладу	Потужність, споживана однією катушкою, В·А	$\cos\varphi$	Споживана потужність		
			<i>Вт</i>	<i>вар</i>	<i>В·А</i>
Вольтметр Э762	9	1	9	0	9
Ватметр Д585	10	1	10	0	10
Лічильник «ЄвроАльфа»	1,5	0,53	0,8	1,27	1,5
Разом по ТН:	-	-	19,8	1,27	19,8

Вторинне навантаження трансформатора

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (6.27)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{19,8^2 + 1,27^2} = 19,8 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вибираємо трансформатор напруги НТМИ-10-66 з наступними параметрами:

- 1) $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$;
- 2) номінальна напруга обмотки:
 - первинної – 10000 В;
 - основний вторинної – 100 В;
 - додаткової вторинної – 100/3В;
- 3) номінальна потужність у класі точності 0,5 $S_{ном} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}$.
- 4) гранична потужність 960 В·А.

Вибір усього електричного устаткування, його технічні характеристики, прийняті по довідниках.

Отже, вибраний трансформатор напруги НТМИ-10-66 задовольняє всім умовам, значить вибір зроблено вірно.

7. ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ

7.1. Вибір трансформаторів власних потреб

Склад споживачів власних потреб підстанції (ВП) залежить від потужності трансформаторів, конструктивного виконання підстанції, наявності синхронних компенсаторів, типу електроустаткування, способу обслуговування й виду оперативного струму.

Найменша кількість споживачів ВП на підстанціях, виконаних по спрощених схемах, без синхронних компенсаторів – це електродвигуни обдуву трансформаторів, обігріву приводів шаф КРУН, а також освітлення підстанції.

Найбільш відповідальними споживачами ВП підстанції є оперативні кола, система зв'язку, телемеханіки, система охолодження трансформаторів.

Потужність споживачів ВП невелика, тому вони приєднуються до мережі напругою 380/220 В, що одержує живлення від понижувальних трансформаторів.

Потужність трансформаторів ВП вибирається по навантаженнях ВП із урахуванням коефіцієнту завантаження й одночасності, при цьому окремо враховуються літнє й зимове навантаження, а також навантаження в період ремонтних робіт на підстанції.

Навантаження ВП підстанції визначається як по встановленій потужності із застосуванням $\cos\varphi = 0,85$ і підраховують по формулі:

$$S_{розр} = k_n \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (7.1)$$

де k_n – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності й завантаження. В орієнтовних розрахунках можна прийняти $k_n = 0,8$.

Потужність трансформаторів вибирається з умови:

$$S_m \geq \frac{S_{розр}}{k_\delta}, \quad (7.2)$$

k_δ – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження, його можна прийняти рівним 1,4.

Схема підключення ТВП вибирається з умови надійного забезпечення живлення відповідальних споживачів. Вибираємо схему живлення ВП із випрямленим змінним оперативним струмом. Трансформатори ВП приєднуються відпайкою до вводів головних трансформаторів. Таке включення забезпечує можливість пуску ПС незалежно від напруги в мережі 10 кВ.

Таблиця 7.1

Навантаження власних потреб підстанції

Вид споживача	Встановлена потужність		$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Навантаження	
	Одиниці, кВт·кіл-сть	Всього, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, квар
Охолодження ТМН-6300/110	2,5x2	5	0,85	0,62	5	3,1
Підігрів вимикачів і приводів	0,6x3	1,8	1	0	1,8	
Підігрів шаф КРУН	0,6x14	8,4	1	0	7,2	
Підігрів приводів роз'єднувачів	0,6x10	6,0	1	0	6,0	
Опалення, освітлення, ЗРУ з ОПУ		20	1	0	20	
Освітлення ВРП - 110 кВ		5	1	0	5	
Інше		2	1		2	
Разом					48,7	3,1

Розрахункове навантаження при $k_n = 0,8$:

$$S_{розр} = 0,8 \cdot \sqrt{48,7^2 + 3,1^2} = 48,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Оскільки, до установки передбачається два трансформатори власних потреб:

$$S_m \geq \frac{S_{розр}}{k_o} = \frac{48,8}{1,4} = 37,9 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Приймаємо два трансформатори ТСКС-40/10 УЗ. Потужність кожного 40 кВ А.

Вибір виконаний відповідно до методики викладеної в навчальній літературі.

7.2. Джерело оперативного струму на підстанції

Для живлення кіл керування комутаційних апаратів, релейного захисту, автоматики й сигналізації застосовуємо оперативний струм. Основною вимогою, що ставиться до джерел оперативного струму, є готовність їх до дії в будь-яких умовах, у тому числі й під час КЗ, коли напруга на шинах підстанції може знизитися до нуля. На даній ПС використаємо змінний оперативний струм.

Як джерело оперативного струму для живлення захистів застосовуємо комбіноване живлення від трансформатора струму (ТА) і напруги (ТВ) одночасно (рис. 7.1), тобто використовуємо випрямлений струм.

Блоки живлення, що випускаються заводами серій БПТ і БПН підключаються до трансформаторів струму й напруги відповідно. Встановлені в блоці випрямлячі живлять оперативні кола сумарним оперативним струмом. Напруга 100 В до блоків живлення БПН-1 приходять від TV1-110 кВ, до блоку живлення БПН-2 від TV2-110 кВ, блоки живлення БПТ-1002 №1 і №2 заживлені від комплектів виносних трансформаторів струму ТФЗМ-110 кВ.

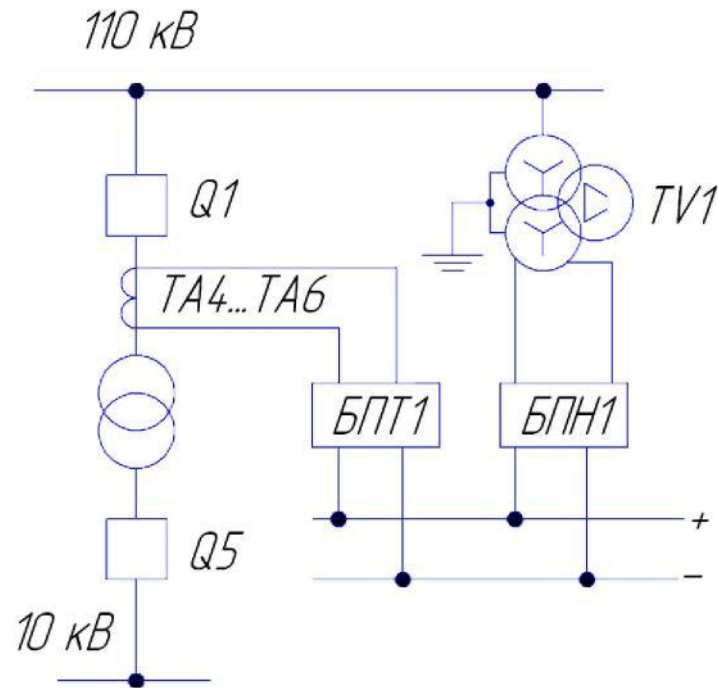


Рис. 7.1. Принципова схема комбінованого живлення оперативних кіл

8. ВИБІР РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ Й АВТОМАТИКИ

8.1. Загальні відомості

У процесі експлуатації електричних мереж і електроустановок виникають пошкодження й ненормальні режими роботи, що призводять до різкого збільшення струмів й зниженню напруги в елементах системи електропостачання. Особливо небезпечні короткі замикання.

У більшості випадків при КЗ виникає електрична дуга з високою температурою, що приводить до руйнування електричних апаратів, ізоляторів і струмопровідних частин. Оскільки, при КЗ, до місця пошкодження протікають великі струми, то можливий перегрів неушкоджених струмоведучих частин, що викликає розвиток аварії.

Для забезпечення надійного електропостачання, запобігання руйнування обладнання електроустановок і збереження усталеної роботи елементів системи необхідно якнайшвидше відключення пошкодженої ділянки або елемента, а

також ліквідація небезпечного ненормального режиму. В основному для цих цілей використовують спеціальні автоматичні пристрої у вигляді релейного захисту, що відключають вимикачі.

При відключенні вимикачів електрична дуга в місці пошкодження гасне, проходження струму КЗ припиняється й відновлюється напруга на неушкодженій частині мережі.

При порушенні нормального режиму роботи іноді немає необхідності у відключенні електроустаткування, а досить дати попереджувальний сигнал обслуговуючому персоналу на підстанції; при його відсутності – устаткування автоматично відключається, але обов'язково з витримкою часу.

Одним з основних видів ненормальних режимів є перевантаження, що представляють серйозну небезпеку для ізоляції електродвигунів, трансформаторів і генераторів. Захист від перевантажень здійснюється з витримкою часу більшою, ніж у захистів від КЗ. Захист від перевантажень у мережах не передбачається, тому що в правильно спроектованій мережі перевантаження малоімовірні.

Таким чином, релейним захистом називають захист електричних установок від можливих пошкоджень і ненормальних режимів роботи, що здійснюється за допомогою автоматичних пристроїв. Основним призначенням РЗ є виявлення місця пошкодження й швидке автоматичне відключення вимикачем пошкодженої ділянки або обладнання, а також виявлення порушення нормального режиму роботи з наступною подачею попереджувального сигналу обслуговуючому персоналу або відключенням устаткування з витримкою часу.

Основні вимоги, що ставляться до релейного захисту:

1) Селективність

Селективністю або вибірковістю захисту називається здатність захисту відключати при КЗ тільки пошкоджену ділянку мережі;

2) Швидкість дії

Відключення КЗ повинне відбуватися з найбільшою швидкістю для обмеження розмірів руйнування устаткування, підвищення ефективності

автоматичного повторного включення ліній і збірних шин, зменшення тривалості зниження напруги в споживачах і збереження стійкості паралельної роботи генераторів, електростанцій і енергосистеми в цілому. Останнє з перерахованих умов є головним;

3) Чутливість

Для того щоб захист реагував на відхилення від нормального режиму, які виникають при КЗ (збільшення струму, зниження напруги тощо), він має мати певну чутливість у межах встановленої зони його дії.

Чутливість захисту прийнято характеризувати коефіцієнтом чутливості $k_{\text{ч}}$. Для захистів, що реагують на струм КЗ,

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (8.1)$$

де $I_{\text{к.мін}}$ – мінімальний струм КЗ;

$I_{\text{с.з}}$ – найменший струм, при якому захист починає працювати (струм спрацьовування захисту);

4) Надійність

Вимога надійності полягає в тому, що захист має безвідмовно працювати при КЗ, у межах встановленої для неї зони й не повинен працювати неправильно в режимах, при яких його робота не передбачається.

8.2. Розрахунок вставок захисту трансформатора із застосуванням пристрою РС 83-ДТ2

Необхідно вибрати параметри налаштування пристрою РС 83-ДТ2 для захисту трансформатора ТМН-6300/110, зі схемою з'єднання обмоток Y/Δ - 11:

- на стороні високої напруги – зірка;
- на стороні низької напруги – трикутник.

Паспортні дані трансформатора:

- номінальна потужність трансформатора – 6,3 МВ·А.

- номінальна напруга – 115 кВ/11 кВ.
- діапазон регулювання пристрою РПН $\pm 9 \cdot 1,78\%$.

Максимальне навантаження трансформатора – $S_{\text{наван.мак}} = 7000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$.
(максимальне навантаження згідно добового графіку навантаження).

Максимальний час захистів ліній, що відходять від шин НН трансформатора, $t_{\text{мак}} = 1,7 \text{ с}$ (взято на переддипломній практиці).

Струми короткого замикання в максимальному й мінімальному режимі роботи енергосистеми на стороні 110 кВ (точка К1) і шинах 10 кВ (точка К2) приведені в табл. 8.1.

Таблиця 8.1

Струми короткого замикання для розрахунку вставок захистів трансформатора

Розрахунок струмів КЗ	Режим енергосистеми	Струм КЗ
на стороні 110 кВ (К1)	Максимальний	$I_{K1MAX}^{(3)BH} = 4827A$
	Мінімальний	$I_{K1MIN}^{(3)BH} = 2357A$
на стороні 10 кВ (К2)	Максимальний	$I_{K2MAX}^{(3)HH} = 3105A$
	Мінімальний	$I_{K2MIN}^{(3)HH} = 2924A$

На рис. 8.1 показане місце установки захисту трансформатора й точки пошкодження, у яких необхідно знати струми КЗ для розрахунку вставок захисту.

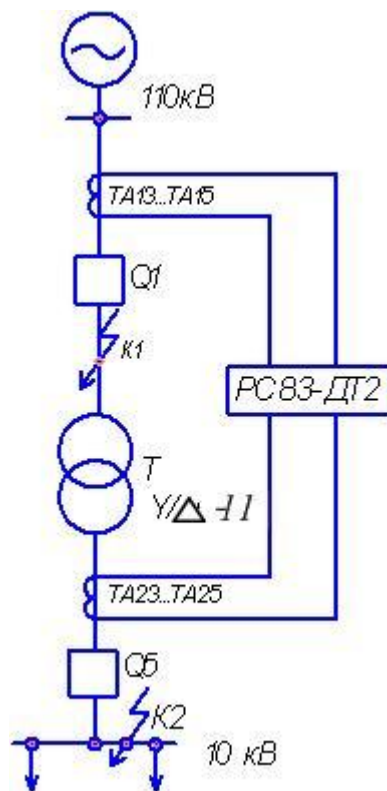


Рис. 8.1. Розташування точок КЗ для розрахунку вставок захистів трансформатора

Оскільки захисти трансформатора підключені до трансформаторів струму, що встановлені на стороні високої напруги трансформатора, тому необхідно знати, які струми протікають по них при пошкодженні на шинах низької напруги.

Приведення струмів КЗ у точці К2 до сторони ВН трансформатора здійснюється по формулі:

$$I_{K2}^{(3)ВН} = \frac{I_{K2}^{(3)НН}}{k_T}, \quad (8.2)$$

де $I_{K2}^{(3)НН}$ — струм трифазного короткого замикання на шинах 10 кВ (у точці К2);

k_T – коефіцієнт трансформації силового трансформатора рівний відношенню номінальних напруг – 115/11 кВ. Він приводить значення струму короткого замикання, знайденого на ступені напруги 10 кВ, до ступені напруги 110 кВ.

По формулі (8.2) струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ (точка К2), приведений до сторони ВН трансформатора, дорівнює:

$$I_{K2MAX}^{(3)BH} = \frac{3105}{115/11} = 297A.$$

По формулі (8.2) струм трифазного короткого замикання в мінімальному режимі на шинах 10 кВ (точка К2), приведений до сторони ВН трансформатора, дорівнює:

$$I_{K2MIN}^{(3)BH} = \frac{2924}{115/11} = 280A.$$

8.3. Розрахунок вставок диференційного захисту трансформатора

Диференційний захист трансформатора виконаний із застосуванням пристрою РС 83-ДТ2. Для вибору його параметрів, спочатку необхідно вибрати коефіцієнти трансформації трансформаторів струму, встановлюваних на всіх сторонах трансформатора, що захищається. Методика цього вибору наведена в табл. 8.2.

Таблиця 8.2

Вибір трансформаторів струму на сторонах трансформатора, що захищається

Найменування величини	Чисельне значення для сторін	
	ВН/115 кВ	НН/11кВ
Номінальний струм трансформатора ТМН-6300/110, А	$I_{НОМ}^{ВН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ1}}$ $I_{НОМ}^{ВН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,6 А$	$I_{НОМ}^{НН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ2}}$ $I_{НОМ}^{НН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,7 А$
Схема з'єднання обмоток силового трансформатора	Y	Δ
Схема з'єднання трансформаторів струму	Δ	Y
Коефіцієнт схеми (K_{cx})	$\sqrt{3}$	1
Розрахунковий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$K_{\Delta} = \frac{K_{cx} \cdot I_{НОМ}^{ВН}}{5}$ $K_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 31,6}{5} = \frac{54,7}{5}$	$K_Y = \frac{K_{cx} \cdot I_{НОМ}^{НН}}{5}$ $K_Y = \frac{1 \cdot 330,7}{5} = \frac{330,7}{5}$
Прийнятий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$K_{ТТ.ВН} = \frac{100}{5}$	$K_{ТТ.НН} = \frac{400}{5}$

При виборі струму спрацьовування захисту необхідно забезпечити не дію захисту у двох режимах роботи трансформатора, що захищається:

- при включенні трансформатора тільки з боку джерела живлення, коли в момент включення в живильній обмотці трансформатора з'являються значні кидки струму намагнічування.

Для відлаштування від кидка струму намагнічування при включенні трансформатора пристрій обладнаний фільтрами струму по другій і по п'ятій гармоніках. Рекомендується виробником вставка спрацьовування – 20 % від складової першої гармоніки диференційного струму.

- при трифазних КЗ поза зоною дії захисту (пошкодження на шинах низької напруги), коли через трансформатор проходить максимальний

наскрізний струм зовнішнього короткого замикання. Це забезпечується використанням гальмової характеристики в реле РС 83-ДТ2.

Гальмова характеристика має постійний коефіцієнт гальмування.

Він обраний виходячи з умови відлаштування від струмів небалансу при зовнішньому КЗ і граничних умовах:

- похибка трансформаторів струму: 10%;
- діапазон регулювання РПН трансформатором: 16,02%;
- похибка за рахунок не точного вирівнювання струмів у плечах захисту: 5%.

Разом: $K_T = 1,5 \cdot (0,10 + 0,1602 + 0,05) = 0,465$.

Гальмова характеристика чутливого ступеню диференційного захисту пристрою РС 83-ДТ2 має постійний коефіцієнт гальмування, рівний 0,5.

Струм початку гальмування вибирається з міркувань не дії гальмування при номінальному струму навантаження трансформатора. Оскільки, трансформатори струму сторони НН вибираються по номінальному струму силового трансформатора, тому при струмах навантаження, менших за номінальних, у реле буде протікати вторинний струм менше ніж 5 А. Для забезпечення недії гальмування від струмів навантаження можна прийняти струм початку гальмування рівний $I_{\text{гальм.}} = 5,0$ А.

Розраховуються вставки:

- визначаються коефіцієнти вирівнювання по струму для кожної із сторін.
- Для сторони ВН, де трансформатори струму збираються в трикутник, коефіцієнт вирівнювання визначається по формулі:

$$K_{B1} = \frac{I_{\text{НОМ.ТС.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ.ТР.ВН}}} \quad (8.3)$$

де $I_{\text{НОМ.ТС.ВН}}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму, встановленого з боку ВН трансформатора;

$I_{\text{НОМ.ТР.ВН}}$ – номінальний струм сторони ВН силового трансформатора.

$$K_{B1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 31,6} = 1,827, \text{ приймаємо } K_{B1} = 1,83.$$

Для сторони НН, де трансформатори струму зібрані в зірку, коефіцієнт вирівнювання визначається по формулі:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТС.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}}; \quad (8.4)$$

де $I_{НОМ.ТС.НН}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму встановленого з боку НН трансформатора;

$I_{НОМ.ТР.НН}$ – номінальний струм сторони НН силового трансформатора.

$$K_{B2} = \frac{400}{330,7} = 1,209, \text{ приймаємо } K_{B2} = 1,21.$$

- вибирається струм спрацьовування дифзахисту й дифвідсічки.

Вибирається вставка чутливого ступеню дифзахисту в частках від номінального струму трансформатора:

$$I_{\bullet CP}^{DT} = 0,5-1,0 \text{ (у частках від номінального струму трансформатора).}$$

Для трансформатора потужністю 6,3 МВ·А вставку чутливого ступеню дифзахисту в частках від номінального струму трансформатора приймемо

$$I_{\bullet CP}^{DT} = 1,0.$$

Після вибору коефіцієнтів вирівнювання, вставки по струму визначаються по формулах:

$$I_{УСТ} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{DT}}{K_{B1}}, \quad (8.5)$$

де 5 – номінальний вторинний струм трансформатора струму;

$I_{\bullet CP}^{DT}$ – вставка дифзахисту в частках від номінального струму трансформатора (приймається рівним $0,5 \div 1,0$);

K_{B1} – коефіцієнт вирівнювання по струму для ВН.

$$I_{уст} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{DT}}{K_{B2}}, \quad (8.6)$$

де K_{B1} – коефіцієнт вирівнювання по струму для ВН.

$$I_{уст.ВН}^{DT} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,83} = 2,73 \text{ А.}$$

Для забезпечення дійсної вставки спрацьовування захисту не менш вибраної раніше вставки необхідно прийняти найближчу більшу вставку яку можна виставити в пристрої РС 83-ДТ2. Тому вставка струму спрацьовування захисту по стороні ВН приймається $I_{уст.ВН}^{DT} = 2,8 \text{ А.}$

$$I_{уст.НН}^{DT} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,21} = 4,13 \text{ А.}$$

З міркувань, зазначених раніше, вставка струму спрацьовування захисту по стороні НН приймається $I_{уст.НН}^{DT} = 4,2 \text{ А.}$

Дійсний струм спрацьовування чутливого щабля дифзахисту буде дорівнювати:

$$I_{СЗ.ВН}^{DT} = \frac{I_{уст.ВН}^{DT} \cdot K_{ТС.ВН}}{K_{СХ.ВН}}, \quad (8.7)$$

де $I_{уст.ВН}^{DT}$ – струм вставки спрацьовування захисту на стороні ВН;

$K_{ТС.ВН}$ – коефіцієнт трансформатора струму на стороні ВН;

$K_{СХ.ВН}$ – коефіцієнт схеми на стороні ВН.

$$I_{C3.BH}^{ДТ} = \frac{2,8 \cdot 100 / 5}{\sqrt{3}} = 32,3 A.$$

Перевіримо коефіцієнт чутливості захисту при КЗ на стороні НН (у точці К2) при відсутності гальмування по формулі:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.min}^{(2)}}{I_{CР.ТО}}, \quad (8.8)$$

де $I_{K3.min}^{(2)}$ – мінімальний струм двофазного КЗ у точці К1;

$I_{CР.ТО}$ – струм спрацьовування реле струмової відсчки.

За відомим значенням струму трифазного КЗ у мінімальному режимі в точці К2 знайдемо струм двофазного КЗ по формулі:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (8.9)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 280 = 242 A.$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{242}{32,3} = 7,49 > 2$$

Звідси випливає, що чутливий ступінь диференційного захисту пристрою РС 83-ДГ2 задовольняє вимогам за коефіцієнтом чутливості.

Груба ступінь дифвідсчки відлаштовується від кидка струму намагнічування по величині вставки струму спрацьовування. Для середніх умов її струм спрацьовування має бути $(5 \div 6) \cdot I_{\text{ном. т-ра}}$.

Груба ступінь диференційної відсчки не відлаштовується за часом від кидка струму намагнічування трансформатора й повинна бути відлаштована по струму. Можна прийняти вставку по струму рівну $5 \cdot I_{\text{ном. т-ра}}$ при напрузі 35 кВ або $6 \cdot I_{\text{ном. т-ра}}$ – при напрузі 110 кВ.

Тому вставка грубого ступеню дифвідсічки в частках від номінального струму трансформатора вибирається рівна: $I_{\bullet CP}^{DT} = 6,0$.

Вторинний струм спрацьовування визначається по раніше наведеній формулі:

$$I_{уст.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{ДО}}{K_{B_1}}; \quad (8.10)$$

$$I_{уст.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,83} = 16,39A.$$

По стороні ВН приймаємо найближчу більшу вставку, яку можна виставити в пристрої РС 83-ДТ2 – $I_{уст.ВН}^{ДО} = 17A$.

$$I_{уст.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{ДО}}{K_{B_2}}; \quad (8.11)$$

$$I_{уст.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,21} = 24,79A.$$

По стороні НН приймаємо найближчу більшу вставку, що можна виставити в пристрої РС 83-ДТ2 – $I_{уст.НН}^{ДО} = 25A$.

Дійсний струм спрацьовування грубого ступеню дифвідсічки буде рівний:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДО} = \frac{17 \cdot 100/5}{\sqrt{3}} = 196,3A.$$

Перевіримо коефіцієнт чутливості дифвідсічки при КЗ на стороні ВН (у точці К1) по формулі (8.8).

За відомим значенням струму трифазного КЗ у мінімальному режимі в точці К1 знайдемо струм двофазного КЗ по формулі (8.9):

$$I_{K_1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ A.}$$

$$k_q = \frac{2041}{196,3} = 10,4.$$

Звідси випливає, що груба ступінь дифвідсічки пристрою РС 83-ДТ2 задовольняє вимогам за коефіцієнтом чутливості.

Вибір часу спрацьовування дифзахисту й дифвідсічки.

У першому наближенні можна вважати, що при струмі спрацьовування, рівному 0,5 від номінального струму трансформатора, витримку часу необхідно встановити порядку 0,20 с, а при струмі спрацьовування, рівному номінальному – порядку 0,10 с.

Тому вставку витримки часу спрацьовування дифзахисту й дифвідсічки приймемо, рівну 0,10 с.

8.4. Розрахунок вставок струмової відсічки (МС31) захисту трансформатора

Струмова відсічка в трифазному виконанні від всіх видів коротких замикань. Вона відлаштовується від максимального струму зовнішнього короткого замикання по формулі:

$$I_{TO} \geq k_{ВДЛ} \cdot I_{K3.max}^{(3)}, \quad (8.12)$$

де $k_{ВДЛ}$ – коефіцієнт відлаштування, враховує помилку у визначенні струмів, і необхідний запас, приймаємо $k_{ВДЛ} = 1,3$.

$I_{K3.max}^{(3)}$ – максимальне значення періодичної складової струму в місці установки захисту при трифазному КЗ на стороні низької напруги.

Струм зовнішнього короткого замикання – це струм КЗ у точці К2, приведений до сторони високої напруги, у нашому випадку він дорівнює:

$$I_{K2.min}^{(3)} = 297A.$$

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 297 = 386A.$$

Струмова відсічка виконується по трирелейній схемі із з'єднанням трансформаторів струму в трикутник. Струм спрацьовування реле струмової відсічки (МС31) дорівнює:

$$I_{CP.TO} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{CX}}{K_{TC.BH}}, \quad (8.13)$$

де I_{TO} – струм струмової відсічки;

$K_{TC.BH}$ – коефіцієнт трансформатора струму на стороні ВН;

K_{CX} – коефіцієнт схеми трансформатора струму на стороні ВН.

$$I_{CP.TO} \geq \frac{386 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 33,43A.$$

Струм спрацьовування реле струмової відсічки може змінюватися від 2,0 до 60,0 А з кроком 0,1 тому за струм вставки струмової відсічки приймаємо найближчий більший струм, який можна виставити в пристрої РС 83-ДТ2.

Приймаємо $I_{CP.TO} = 33,4A$.

Далі необхідно розрахувати дійсний струм спрацьовування струмової відсічки по формулі:

$$I_{TO} = \frac{I_{CP.TO} \cdot K_{TC.BH}}{K_{CX}}; \quad (8.14)$$

$$I_{TO} = \frac{33,4 \cdot 100/5}{\sqrt{3}} = 385,7A.$$

Для перевірки чутливості необхідно знати двофазний струм короткого замикання на виводах 110 кВ трансформатора в мінімальному режимі роботи енергосистеми.

За відомим значенням струму трифазного КЗ у мінімальному режимі в точці К1 знайдемо струм двофазного КЗ по формулі (8.9):

$$I_{K1\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041,2 \text{ A.}$$

Перевіримо коефіцієнт чутливості струмової відсічки при КЗ на стороні ВН (у точці К1) по формулі (8.8):

$$k_q = \frac{2041,2}{385,7} = 5,3 > 1,2.$$

Таким чином, виконуємо резервний захист трансформатора струмовою відсічкою (МС31) з використанням пристрою РС 83-ДТ2.

- вибирається час спрацьовування струмової відсічки.

Оскільки, вставка струмової відсічки вибрана по формулі (8.12), то струмова відсічка буде діяти тільки при пошкодженнях у трансформаторі, і тому витримка часу її приймається $t_{T0} = 0,1$ с.

8.5. Розрахунок вставок максимального струмового захисту (МС32) трансформатора

При розрахунку максимально-струмового захисту слід приймати наступні параметри: коефіцієнт повернення реле – $k_B = 0,95$; коефіцієнт запасу для відлаштування струму навантаження – $k_{ВДП} = 1,2$; коефіцієнт узгодження із захистами попередніх ліній – $k_{y3} = 1,1$.

МС3 захищає від всіх видів міжфазних коротких замикань, для резервування основних захистів трансформатор встановлюється на стороні

високої напруги й збирається за схемою трикутника. МСЗ відлаштовується від максимального струму навантаження у максимальному режимі. Тому обчислюємо максимальний струм навантаження трансформатора по формулі:

$$I_{НАВ.ВН}^{\max} = \frac{S_{НАВ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}}, \quad (8.15)$$

де $S_{НАВ.ВН}$ – максимальне навантаження трансформатора, кВ·А;
 $U_{НОМ.ВН}$ – номінальна напруга сторони ВН трансформатора, кВ.

$$I_{НАВ.ВН}^{\max} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 36,7 \text{ А.}$$

Тоді струм спрацьовування МСЗ визначається по формулі:

$$I_{МСЗ} \geq \frac{k_{ВДП} \cdot k_{ЗАП}}{k_B} \cdot I_{НАВ.МАХ}, \quad (8.16)$$

де $k_{ВДП}$ – коефіцієнт відлаштування захисту (1,1-1,2);

$k_{ЗАП}$ – коефіцієнт самозапуску двигуна;

k_B – коефіцієнт повернення МСЗ блоку захистів РС 83-ДТ2 $k_B = 0,95$;

$I_{НАВ.МАХ}$ – найбільше значення струму навантаження трансформатора.

Струм спрацьовування МСЗ2 дорівнює:

$$I_{МСЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 36,7 = 69,54 \text{ А.}$$

Максимально-струмовий захист підключений до тих же трансформаторів струму, що й струмова відсічка зі схемою з'єднання в трикутник. Струм спрацьовування реле максимального струмового захисту (МСЗ2) дорівнює:

$$I_{CP.MC3} \geq \frac{I_{MC3} \cdot K_{CX}}{K_{TC.BH}}, \quad (8.17)$$

$$I_{CP.MC3} \geq \frac{69,54 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 6,02 A.$$

Струм спрацьовування реле МСЗ 2 може змінюватися від 2,0 до 60,0 А, із кроком 0,1, тому за струм вставки МСЗ 2 приймаємо найближчий більший струм, який можна виставити в пристрої РС 83-ДТ2.

Приймаємо $I_{CP.MC3} = 6,1 A$.

Далі необхідно розрахувати дійсний струм спрацьовування МСЗ2 по формулі:

$$I_{MC3} = \frac{I_{CP.MC3} \cdot K_{TC.BH}}{K_{CX}}, \quad (8.18)$$

де $I_{CP.MC3}$ – струм спрацьовування реле максимально-струмового захисту (МТЗ2)

$$I_{MC3} = \frac{6,1 \cdot 100/5}{\sqrt{3}} = 70,4 A.$$

Необхідно перевірити коефіцієнт чутливості МСЗ2 при КЗ на стороні НН (у точці К2) по формулі (8.8).

$$k_{\eta} = \frac{242}{70,4} = 3,44 > 1,2.$$

Звідси випливає, що максимально-струмовий захист (МСЗ 2) пристрою РС 83-ДТ2 задовольняє вимогам чутливості до МТЗ3.

- вибирається час спрацьовування максимально-струмового захисту (МСЗ 2) пристрою РС 83-ДТ2 по наступній формулі:

$$t_{MT3} = t_{\max} + \Delta t, \quad (8.19)$$

де t_{\max} – максимальний час захистів ліній, що відходять від шин НН трансформатора;

Δt – ступінь селективності, для навчальних розрахунків дорівнює 0,5 с.

Час спрацьовування МСЗ2 дорівнює:

$$t_{МСЗ} = 1,7 + 0,5 = 2,2 \text{ с.}$$

Використовуємо витримку часу в МСЗ2 пристрої РС 83-ДТ2.

8.6. Розрахунок вставок захисту від перевантаження (МСЗ 3) трансформатори

Захист від перевантаження встановлюється на живильній стороні трансформатора й діє на сигнали.

Струм спрацьовування захисту від перевантаження на стороні ВН визначається по формулі:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{ВДЛ}}{k_B} \cdot I_{Т.ном}, \quad (8.20)$$

де $k_{ВДЛ}$ – коефіцієнт відлаштування захисту від перевантаження дорівнює 1,05;

k_B – коефіцієнт повернення струмового реле блоку захистів РС 83-ДТ2 дорівнює 0.95;

$I_{Т.ном}$ – номінальний струм трансформатора в місці установки захисту від перевантаження.

Струм спрацьовування захисту від перевантаження дорівнює:

$$I_{ПЕР} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 31,6 = 34,9 A;$$

Захист від перевантаження включений на ті ж трансформатори струму, що й струмова відсічка й максимально-струмовий захист зі схемою з'єднання в трикутник. Тому струм спрацьовування реле захисту від перевантаження (МСЗЗ) дорівнює:

$$I_{СР.ПЕР} \geq \frac{I_{ПЕР} \cdot K_{СХ}}{K_{ТС.ВН}}, \quad (8.21)$$

$$I_{СР.ПЕР} \geq \frac{34,9 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 3,02 A.$$

Струм спрацьовування реле МСЗЗ може змінюватися від 2,0 до 60,0 А, із кроком 0,1, тому за струм вставки МСЗЗ приймаємо найближчий струм, який можна виставити в пристрої РС 83-ДТ2.

Приймаємо $I_{СР.ПЕР} = 3,0 A$.

- час дії захисту від перевантажень вибирається більше, ніж час дій всіх захистів по формулі (8.19).

Час спрацьовування захисту від перевантажень МСЗ 3 дорівнює:

$$t_{МТЗ} = 2,2 + 0,5 = 2,7 c.$$

Використовуємо витримку часу в МСЗ 3 пристрої РС 83-ДТ2.

У табл. 8.3 наведені вибрані параметри настроювання (вставки) захистів трансформатора виконаних із застосуванням пристрою РС 83-ДТ2.

Таблиця 8.3

*Параметри настроювання захистів трансформатора пристрою
РС 83-ДТ2*

Найменування параметра	Діапазон регулювання	Параметр
1	2	3
Диференційний захист		
Коефіцієнт вирівнювання по струму для сторони ВН, K_{B1} :	0,1÷5,0 через 0,01	1,83
Коефіцієнт вирівнювання по струму для сторони НН, K_{B2} :	0,1÷5,0 через 0,01	1,21
Чутливий ступінь диференційного захисту (ДТ)		
Вставка чутливості ступеню ДТ на стороні ВН, $I_d >$:	(0,5÷10,0) А, крок 0,1 А	2,8
Вставка чутливості ступеню ДТ на стороні НН, $I_d >$:	(0,5÷10,0) А, крок 0,1 А	4,2
Вставка витримки часу спрацьовування ДТ, t:	(0,01÷1,0) з, крок 0,01з	0,10
Діапазон вставок по струму початку гальмування:	(0,5÷10,0) А, крок 0,1 А	5,0
Коефіцієнт гальмування	0,5	0,5
Вставка фільтру струму по другій гармоніці від складової першої гармоніки диференційного струму	(10÷30) %, крок 1 %	20%
Вставка фільтру струму по п'ятій гармоніці від складової першої гармоніки диференційного струму	(10÷30) %, крок 1 %	20%
Груба ступінь диференційного захисту (ДО)		
Вставка грубого ступеню ДО по стороні ВН, $I_d \gg$:	(5÷60,0) А, крок 1 А	17

Продовження табл. 8.3

1	2	3
Вставка грубого ступеню ДО по стороні НН, $I_d \gg$	(5÷60,0) А, крок 1 А	25
Вставка часу спрацьовування ДО, t:	10-1000 мс, крок 1 мс	100
Максимально-струмовий захист		
Вставка струмової відсічки (МСЗ 1), $I >$:	(2,0÷60,0) А, крок 0,1 А	33,4
Вставка витримки часу (МСЗ 1) при $I/I_{уст} > 1$, t:	(0,1÷25,0) з, крок 0,1 з	0,1
Вставка максимально-струмового захисту (МСЗ 2), $I >>$:	(2,0÷60,0) А, крок 0,1 А	6,1
Вставка витримки часу (МСЗ 2) при $I/I_{уст} > 1$, t:	(0,1÷25,0) з, крок 0,1 з	2,2
Вставка захисту від перевантаження (МСЗ 3), $I >>>$:	(2,0÷60,0) А, крок 0,1 А	3,0
Вставка витримки часу (МСЗ 3) при $I/I_{уст} > 1$, t:	(0,1÷25,0) з, крок 0,1 з	2,7

8.7. Газовий захист

Газовий захист встановлюється на трансформаторах, автотрансформаторах, перетворювальних агрегатах і реакторах з масляним охолодженням, що має розширювачі. У даному випадку він застосовується для захисту трансформатора.

Газовий захист набув широкого застосування в якості чутливого при виникненні внутрішніх пошкоджень (міжвиткових замиканнях), супроводжуваних електричною дугою або нагріванням деталей, що приводить до розкладання масла, ізоляційних матеріалів і утворенню летучих газів.

Інтенсивність газоутворення й хімічний склад газу залежать від характеру й розмірів пошкодження. Тому захист виконується так, щоб при повільному газоутворенні подавався попереджувальний сигнал, а при бурхливому газовиділенні, що відбувається при КЗ, – сигнал на відключення трансформатора. Крім цього, газовий захист реагує на зниження рівня масла в баку трансформатора.

Небезпечним внутрішнім пошкодженням є «пожежа в сталі» магнітопроводу, що виникає при порушенні ізоляції між листами сталі сердечника, що веде до збільшення втрат на гістерезис і вихрові струми.

Як реагуючий орган ставиться газове реле типу ВФ-80/Q виробництва Німеччини (ЗАТ "Санар"). Вставка швидкісного елемента приймається 0,65 м/с. Він діє на відключення трансформатора через вихідне реле РП-255, обладнане утримуючою котушкою по струму відключення. Відбір газу з корпусу реле здійснюється через кран, розміщений на рівні наземного обслуговування.

9. БЛИСКАВКОЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ

Відповідно до вимог нормативних документів, для ряду об'єктів очікувана кількість ураження блискавкою є показником, що визначає необхідність виконання блискавкозахисту і його надійність.

Підрахунок очікуваної кількості N уражень блискавкою в рік проводиться по формулі:

для будинків і споруд прямокутної форми

$$N = [(S + 6h)(L + 6h) - 7,7h^2] n \cdot 10^{-6}, \quad (9.1)$$

де h – найбільша висота будинку або споруди, м;

S, L – відповідно ширина й довжина будинку або споруди, м;

n – середньорічне число ударів блискавки в 1 км земної поверхні (питома густина ударів блискавки в землю) у місці знаходження будинку або споруди.

Для будинків і споруд складної конфігурації в якості S й L розглядаються ширина й довжина найменшого прямокутника, у який може бути вписані будинок або споруда в плані.

Для довільного пункту на території України питома густина ударів блискавки в землю n визначається виходячи із середньорічної тривалості грози у годинах. Для Закарпатської області вона становить 55 год/рік, тоді $n = 4$ і

$$N = [(43 + 6 \cdot 11,5) \cdot (59 + 6 \cdot 11,5) - 7,7 \cdot 11,5^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 0,05$$

Розрахунок і побудова зон захисту блискавковідводів

Трансформаторна підстанція згідно ПУЕ створює зону класу В-I (захист від прямих ударів блискавки). Відповідно до таблиць довідникових даних тип зони захисту – зона А; категорія блискавкозахисту II.

Захист підстанції від прямих ударів блискавки здійснюється стержневими блискавковідводами M_1 , M_2 , і M_3 . Зона захисту трьох стержневих блискавковідводів M_1 , M_2 і M_3 представлена на рис. 9.1. Заземлювачі блискавкозахисту – природні (залізобетонні підстави блискавкоприймачів).

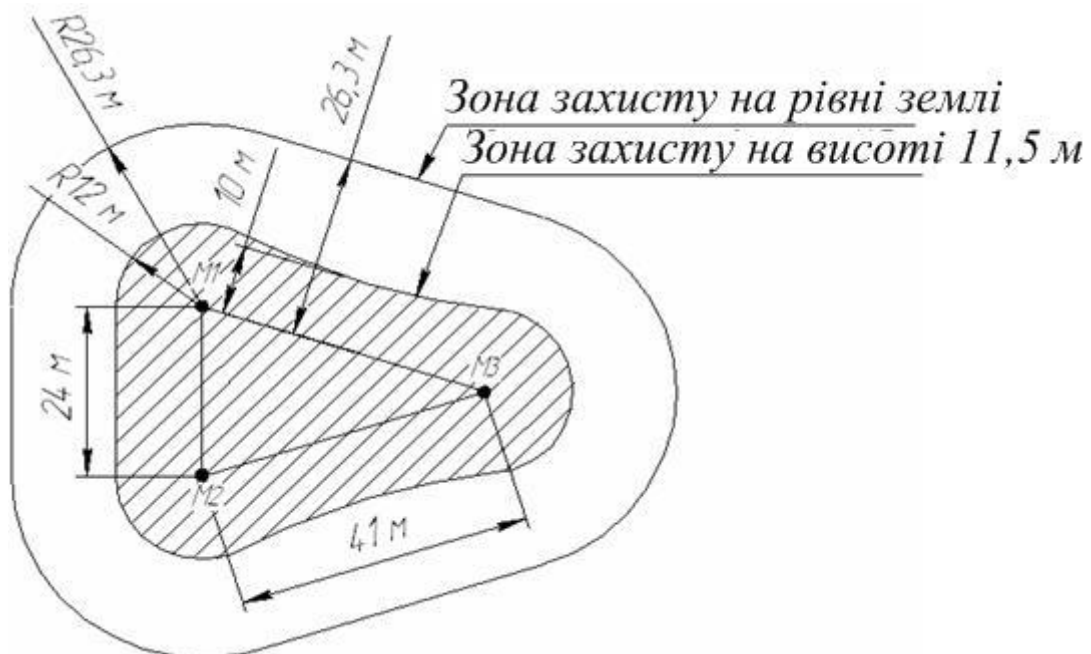


Рис. 9.1. Зона захисту трьох стержневих блискавковідводів

Згідно з довідниковими даними, розрахунок блискавковідводів подібної конфігурації проводиться для кожного блискавковідводу окремо, а визначення r_{cx} попарно для блискавковідводів залежно від конфігурації.

Проводимо розрахунок блискавковідводів:

$h_1 = 25\text{ м}$; $h_2 = 25\text{ м}$; $h_3 = 25\text{ м}$; висота зон, що захищаються $h_{x1} = 5\text{ м}$ – висота основного комутаційного устаткування ВРП 110 кВ; $h_{x2} = 6\text{ м}$ – висота основного струмопровідного устаткування ВРП 110 кВ; $h_{x3} = 11,5\text{ м}$ – висота введних порталів ПЛ 110 кВ і введних порталів силових трансформаторів; відстань між блискавковідводами М1 і М2 становить $L = 24\text{ м}$, а між М1 і М3 (М2 і М3 $L = 41\text{ м}$).

Для першого блискавковідводу й, відповідно, для другого й третього:

Габаритні розміри торцевих областей зон захисту на рівні землі:

$$h_{01} = 0,85 \cdot h_1; \quad (9.2)$$

$$h_{01} = 0,85 \cdot 25 = 21,3 \text{ м};$$

$$h_{02} = 0,85 \cdot 21,3 = 18,1 \text{ м};$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1; \quad (9.3)$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,3 \text{ м};$$

$$r_{02} = (1,1 - 0,002 \cdot 21,3) \cdot 21,3 = 22,5 \text{ м};$$

Габаритні розміри торцевих областей зон захисту на рівні h_{xj} :

$$r_{xi} = (1,1 - 0,002 \cdot h_i) \cdot (h_i - h_{xj} / 0,85); \quad (9.4)$$

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot (25 - 5 / 0,85) = 20,1 \text{ м};$$

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot (25 - 6/0,85) = 18,8 \text{ м};$$

$$r_{x3} = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot (25 - 11,5/0,85) = 12,0 \text{ м}.$$

Для блискавковідводів М1 і М2 Визначаємо h_c й r_{cx} . Для випадку, коли $L \leq h$:

$$h_c = h_0; \quad (9.5)$$

$$h_c = h_0 = 21,3 \text{ м};$$

$$r_{cx} = r_x; \quad (9.6)$$

$$r_{cx1} = r_{x1} = 20,1 \text{ м};$$

$$r_{cx2} = r_{x2} = 18,8 \text{ м};$$

$$r_{cx3} = r_{x3} = 12,0 \text{ м}.$$

Для блискавковідводів М1 і М3 (М2 і М3) визначаємо h_c й r_{cx} . Цей випадок характеризується як $h < L \leq 2h$. Тоді параметри зони захисту визначаються як:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 0,0003 \cdot h_1) \cdot (L - h_1); \quad (9.7)$$

$$h_c = 21,3 - (0,17 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (41 - 25) = 18,5 \text{ м};$$

$$h_{c1} = 18,1 - (0,17 + 0,0003 \cdot 18,1) \cdot (39,2 - 18,1) = 14,4 \text{ м};$$

$$r_{cx} = (h_c - h_x) \cdot \frac{r_0}{h_c}; \quad (9.8)$$

$$r_{cx1} = (h_c - h_{x1}) \cdot \frac{r_{01}}{h_c} = (18,5 - 5) \cdot \frac{26,3}{18,5} = 19,2 \text{ м};$$

$$r_{cx2} = (h_c - h_{x2}) \cdot \frac{r_{01}}{h_c} = (18,5 - 6) \cdot \frac{26,3}{18,5} = 17,8 \text{ м};$$

$$r_{cx3} = (h_c - h_{x3}) \cdot \frac{r_{01}}{h_c} = (18,5 - 11,5) \cdot \frac{26,3}{18,5} = 10,0 \text{ м}.$$

Технічні характеристики блискавкозахисту:

- 1) Категорія блискавкозахисту II;
- 2) зона захисту типу А;
- 3) висота блискавковідводів $M_1 = M_2 = M_3 = 25 \text{ м}$;
- 4) матеріал блискавкоприймачів – сталь, підстави блискавкоприймачів залізобетонні.

10. ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ

Згідно ПУЕ, для безпечного проведення робіт на території підстанції, необхідно забезпечити захист обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом, і одним з найефективніших методів по забезпеченню даних заходів є застосування захисного заземлення.

Заземлюючі пристрої в електроустановках 110 кВ і вище повинні проектуватися так, щоб у будь-який час року на всій території підстанції напруга дотику, під яку може потрапити людина, не перевищувала допустимої напруги $U_{\text{дот}} \leq U_{\text{дот.доп}}$. Безпечна величина $U_{\text{дот.доп}}$ залежить від часу її впливу на людину. Величини, що $U_{\text{дот.доп}}$ рекомендуються, наведені в табл. 10.1.

Таблиця 10.1

Допустима напруга дотику

Тривалість впливу τ_B , с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	1	Від 1 до 3
$U_{\text{дог. доп}}$, В	500	400	200	130	100	65

У зв'язку з великим строком експлуатації існуючого заземлюючого пристрою (ЗП) і недопустимості зниження рівня безпеки обслуговуючого персоналу необхідно спроектувати новий ЗП.

Заземлюючий пристрій для установок 110 кВ і вище виконується з вертикальних заземлювачів, з'єднувальних смуг, смуг, покладених уздовж рядів устаткування, і вирівнювальних смуг, покладених у поперечному напрямку й утворюючих заземлюючу сітку зі змінним кроком. Відстань між смугами повинна бути не більше 30 м.

Напруга на заземлюючому пристрої при зтіканні з нього струму замикання на землю не повинна, як правило, перевищувати 10 кВ, у противному випадку виникає небезпека пробоя ізоляції кабелів низької напруги.

Вихідні дані:

- 1) площа підстанції: $S = 59 \times 43 \text{ м}^2$, $S = 2537 \text{ м}^2$
- 2) питомий опір верхнього шару ґрунту: $\rho_1 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- 3) питомий опір нижнього шару ґрунту: $\rho_2 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- 4) глибина промерзання ґрунту: $h_1 = 1,95 \text{ м}$;
- 5) глибина закладання заземлювача: $t = 0,7 \text{ м}$;
- 6) довжина вертикального заземлювача: $l = 4 \text{ м}$;
- 7) відстань між вертикальними заземлювачами: $a = 3 \text{ м}$.

Розрахунок виконується в наступному порядку:

Намічається схема заземлюючого пристрою.

Заземлюючий пристрій для установок 110 кВ і вище виконується з вертикальних заземлювачів, з'єднувальних смуг, смуг, покладених уздовж рядів устаткування, і вирівнювальних смуг, покладених у поперечному напрямку й утворюючих заземлюючу сітціку зі змінним кроком. Відстань між смугами

повинна бути не більше 30 м. Складний заземлювач замінюється розрахунковою квадратною моделлю (рис. 10.1) за умови рівності їхніх площ S , загальної довжини горизонтальних провідників, глибини їхнього закладання t , числа й довжини вертикальних заземлювачів l і глибини їхнього закладання. При проведенні розрахунку багат шаровий ґрунт замінюється двошаровим: верхній товщиною h_1 з питомим опором ρ_1 (шар сезонних змін), нижній – з питомим опором ρ_2 .

У заміні дерев'яному забору огорожу ПС виконаємо металевою сіткою, стійки огорожі електрично з'єднані з металевою сіткою. Для виключення електричного зв'язку зовнішньої огорожі із заземлюючим пристроєм відстань від огорожі до елементів заземлюючого пристрою, розташованих уздовж неї із внутрішньої сторони не менше 2 м.

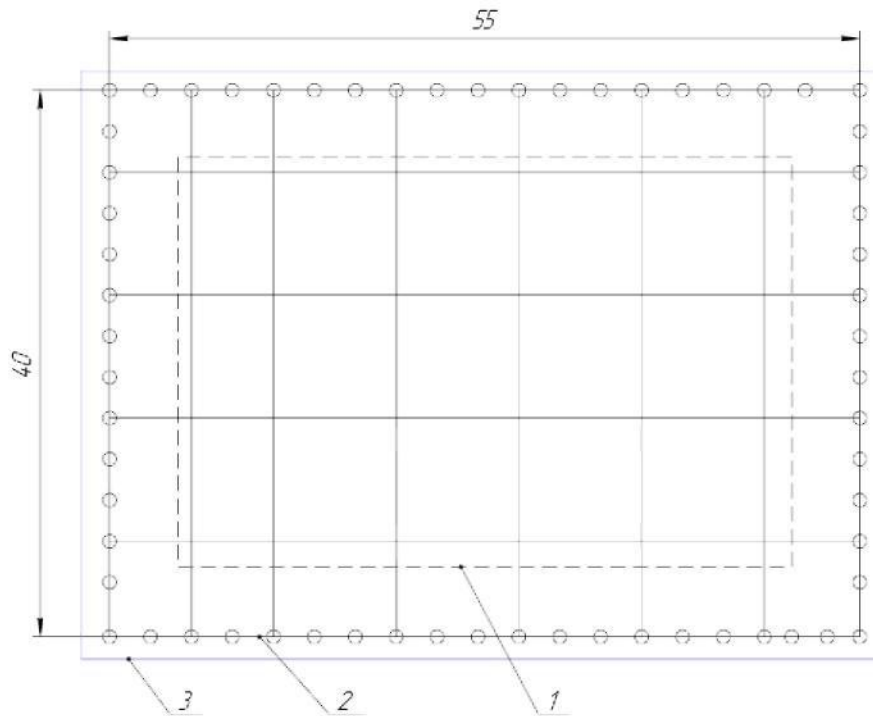


Рис. 10.1. Розташування заземлюючого пристрою:

1 – площа, зайнята устаткуванням; 2 – заземлюючий контур; 3 – огороження підстанції

Загальна довжина горизонтальних смуг становить $L_2 = 650$ м.

1) визначається час τ_b і знаходиться допустима напруга дотику.

$$\tau_B = t_{P,3} + t_{O,B}. \quad (10.1)$$

$$\tau_B = 0,1 + 0,05 = 0,15c$$

Допустима напруга дотику (табл. 10.1):

$$U_{\text{дот.доп}} = 450B;$$

2) визначається коефіцієнт напруги дотику по формулі:

$$k_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_G}{a\sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (10.2)$$

де M – параметр, що залежить від ρ_1 / ρ_2 ;

β – коефіцієнт, що враховує опір зтікання струму зі ступнею на землю;

l_B – довжина вертикального заземлювача;

L_G – сумарна довжина горизонтальних заземлювачів;

a – відстань між вертикальними заземлювачами;

S – площа заземлюючого пристрою.

$$\beta = \frac{R_{II}}{R_{II} + R_C}, \quad (10.3)$$

де R_{II} – опір тіла людини, при розрахунках приймають рівним $R_{II} = 1000\text{Ом}$;

R_C – опір розтіканню струму від ступень у землю, приймають $R_C = 1,5\rho_{BC}$;

ρ_{BC} – питомий опір верхнього шару землі Ом·м.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 150} = 0,816.$$

Величина параметра M :

$$\rho_1 / \rho_2 = 150 / 40 = 3,75;$$

$$M = 0,72.$$

Для контуру вибираємо вертикальні заземлювачі довжиною 4 м. Сумарна довжина горизонтальних заземлювачів 650 м. Відстань між вертикальними заземлювачів 3 м.

$$k_{II} = \frac{0,72 \cdot 0,816}{\left(\frac{4 \cdot 650}{3 \cdot \sqrt{40 \cdot 55}} \right)^{0,45}} = 0,159;$$

3) напруга на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_{\text{дог. доп}}}{k_{II}}. \quad (10.4)$$

$$U_3 = \frac{450}{0,159} = 2830 \text{ В}, \text{ що в межах допустимого (менше 10 кВ);}$$

4) допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{3.\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (10.5)$$

де I_3 – струм, що зтікає із заземлювача проєктованого заземлюючого пристрою при однофазному короткому замиканні (з деяким запасом може бути прийнятий рівним струму трифазного КЗ, $I_{\text{ПО}}^{(3)} = 3105 \text{ А}$).

$$R_{3.\text{доп}} = \frac{2830}{3105} = 0,91 \text{ Ом}.$$

5) заземлюючий пристрій перетвориться в розрахункову модель квадратної форми, площа якої й сумарна довжина горизонтальних заземлювачів такі ж, як у

реальній моделі рис. 10.1.

Сторона квадратної моделі $\sqrt{S} = \sqrt{40 \cdot 55} = 46,9 \text{ м}$.

Число комірок по стороні моделі:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1, \text{шт}; \quad (10.6)$$

$$m = \frac{650}{2 \cdot 46,9} - 1 = 5,9 \text{шт},$$

приймаємо $m = 6 \text{шт}$ (приймається найближче ціле).

Довжина сторони комірки:

$$e = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (10.7)$$

$$e = \frac{46,9}{6} = 7,8 \text{ м};$$

Число вертикальних заземлювачів по периметру контуру:

$$n_{\text{в}} = \frac{4\sqrt{S}}{a}; \quad (10.8)$$

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot 46,9}{3} = 63 \text{шт}$$

приймаємо $n_{\text{в}} = 63 \text{шт}$.

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_B = l_B \cdot n_B; \quad (10.9)$$

$$L_B = 3 \cdot 63 = 252 \text{ м}.$$

По розрахунковій моделі визначається опір реального заземлюючого пристрою, для чого розраховується відносна глибина закладання заземлювача:

$$\text{Відносна глибина: } \frac{l_B + t_\Gamma}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,7}{46,9} = 0,096 < 0,1,$$

де t_Γ – глибина закладання заземлювача.

Знаходимо значення параметра A , необхідного для уточненого значення опору заземлюючого пристрою:

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t_\Gamma}{\sqrt{S}} \right); \quad (10.10)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,096 = 0,37;$$

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = 0,31.$$

Визначаємо відносний еквівалентний питомий опір ґрунту розрахункової моделі $\frac{\rho_E}{\rho_2}$. Відносний еквівалентний питомий опір для сіток з вертикальними

заземлювачами $\frac{\rho_E}{\rho_2} = 1,344$, тоді

$$\rho_E = 1,344 \cdot \rho_2, \quad (10.11)$$

$$\rho_E = 1,344 \cdot 40 = 53,8 \text{ Ом} \cdot \text{ м}.$$

Потім:

$$R_3 = A \frac{\rho_E}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_E}{L_{\Gamma} + L_B}; \quad (10.12)$$

$$R_3 = 0,37 \cdot \frac{53,8}{46,9} + \frac{53,8}{650 + 252} = 0,48 \text{ Ом},$$

що менше допустимого $R = 0,5 \text{ Ом}$.

Знаходимо напругу дотику:

$$U_{\text{дот}} = k_{\Pi} \cdot I_3 \cdot R_3; \quad (10.13)$$

$$U_{\text{дот}} = 0,159 \cdot 3105 \cdot 0,48 = 237 \text{ В},$$

що менше допустимого значення 450 В.

Визначаємо найбільший струм, що зтікає із заземлювачів підстанції при однофазному короткому замиканні:

$$I_{3,\text{max}} = \frac{U_{\text{дот.доп}}}{k_{\Pi} R_3}; \quad (10.14)$$

$$I_{3,\text{max}} = \frac{450}{0,159 \cdot 0,48} = 5896 \text{ А}.$$

Перевіряємо термічну стійкість смуги $50 \times 5 \text{ мм}^2$. Мінімальний переріз смуги за умовами термічної стійкості при замиканні на землю при наведеному часі проходження струму замикання $t_{\Pi} = 2 \text{ с}$

$$F = I_{\text{розр}} \cdot \frac{\sqrt{t_n}}{C}, \quad (10.15)$$

де $C = 74$ – коефіцієнт шин, постійний для сталі.

$$F = 3105 \cdot \frac{\sqrt{2}}{74} = 59,3 \text{ мм}^2.$$

Таким чином, смуга 50x5 мм² задовольняє умові термічної стійкості.

Остаточно приймаємо число вертикальних заземлювачів – 63 шт. Відстань між вертикальними заземлювачами – 3 м. У якості вертикальних заземлювачів застосовуємо круглі сталеві стержні діаметром 20 мм, у якості горизонтальних заземлювачів – сталеві смуги 50x5 мм.

Напруга на заземлюючому пристрої менше 10 кВ, тому додаткові заходи по захисту ізоляції кабелів, що відходять, зв'язку й телемеханіки не передбачаються.

З розрахунків видно, що спроектований контур заземлення задовольняє всім необхідним вимогам по забезпеченню електробезпеки. Отже, може бути використаний на спроектованій підстанції разом з існуючим контуром заземлення, що використовується як штучний або повторний заземлювач.

11. РОЗРАХУНОК ОСВІТЛЮВАЛЬНОЇ МЕРЕЖІ ВРП

Для освітлення ВРП спроектуємо прожекторне освітлення.

Перевагами прожекторного освітлення є:

- полегшення експлуатації за рахунок різкого скорочення числа місць, що вимагають обслуговування;
- сприятливі умови освітлення вертикальних поверхонь.

Недоліками прожекторного освітлення є:

- необхідність кваліфікованого догляду за прожекторами;
- більша сліпуча дія в порівнянні зі світильниками.

Висота установки вибирається з урахуванням вимог обмеження сліпучої дії й економічних міркувань, що виправдають збільшення висоти.

Установлена потужність прожекторного освітлення визначається по формулі:

$$P_{\text{уст}} = m \cdot E_n \cdot K_z \cdot A, \quad (11.1)$$

де m – коефіцієнт, рівний 0,5 Вт/лм;

E_n – норма освітленості, приймаємо рівною 5 лк;

K_z – коефіцієнт запасу, рівний 1,3;

A – освітлювана площа, рівна 2537 м²;

Визначимо встановлену потужність прожекторного освітлення по формулі (11.1):

$$P_{\text{уст}} = 0,5 \cdot 5 \cdot 1,3 \cdot 2537 = 8245,25 \text{ Вт}.$$

Для освітлення підстанції вибираємо вісім прожекторів типу ИО 04- 1000 -001 з галогеновими лампами КГ-1000-5 по два прожектори на опору. Ступінь захисту даних прожекторів IP54.

Осьова сила світла з лампою КГ-1000-5 визначається по формулі:

$$I_o = \frac{100 \cdot \Phi_1}{\Phi_2}, \quad (11.2)$$

де Φ_1 – світловий потік лампи КГ-1000, рівний 22000 лм згідно [35];

Φ_2 – світловий потік лампи КГ-1500, рівний 33000 лм.

Тоді по формулі (11.2) одержимо:

$$I_o = \frac{100 \cdot 22000}{33000} = 66,67 \text{ ккд}.$$

Мінімальна висота установки прожектора визначається по формулі:

$$H_{\text{min}} = \sqrt{I_o / 400} \quad (11.3)$$

Тоді по формулі (11.3) одержимо:

$$H_{\text{min}} = \sqrt{66670 / 400} = 12,9 \text{ м}.$$

Приймаємо висоту $h=13$ м.

Кут нахилу у вертикальній площині:

$$\Theta = 1 + \arcsin \sqrt{\frac{n \cdot \sin(4 \cdot \vartheta_{\text{вм}}) \cdot \text{tg}(2 \cdot \vartheta_{\text{гм}})}{2 \cdot \Phi_{\text{л}} \cdot n}} \cdot E_{\text{н}} \cdot K_3 \cdot h, \quad (11.4)$$

де $\Phi_{\text{л}}$ – світловий потік лампи КГ-1000, рівний 22000 лм;

n – ККД прожектора, рівний 0,44;

$\vartheta_{\text{вм}}$ – половинний максимальний кут розсіювання у вертикальній площині, рівний 13° ;

$\vartheta_{\text{гм}}$ – половинний максимальний кут розсіювання в горизонтальній площині, рівний 15° .

Світлорозподіл прожектора моделюється формулою:

$$I_{\text{в}} = I_0 \cdot [(1 + \cos n \cdot \text{в})/2]^M, \quad (11.5)$$

де M, n – довідкові коефіцієнти.

Освітлення в будь-якій точці:

$$E = \frac{I_{\text{в}} \cdot \sin^3(I + \vartheta)}{K_3 \cdot h^2}, \quad (11.6)$$

де в – кут розсіювання.

Визначимо кут розсіювання по формулі:

$$\text{в} = \arctg h/l - \Theta \quad (11.7)$$

Освітленість найближчої до прожектора точки Еб по формулі (11.6):

$$E_{1\sigma} = \frac{66670 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 64,25) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 64,25)}{1,3 \cdot 13^2} \approx 0.$$

$$E_{2\sigma} = \frac{66670 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 6,93) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 6,93)}{1,3 \cdot 13^2} \cdot 2 = 2,85 \text{ лк},$$

де $v = \arctg 13/52,5 - 21,93 = 6,6$.

$$E_{3\sigma} = \frac{66670 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 10) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 10)}{1,3 \cdot 13^2} \cdot 2 = 4,86 \text{ лк}.$$

Сумарна освітленість у найближчій до прожектора точці:

$$E_{4\sigma} = \frac{66670 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 3,86) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 3,86)}{1,3 \cdot 13^2} \cdot 2 = 1,21 \text{ лк}.$$

$$E_{\sigma} = E_{1\sigma} + E_{2\sigma} + E_{3\sigma} + E_{4\sigma} = 0 + 2,85 + 4,86 + 1,21 = 8,92 \text{ лк}.$$

Освітленість середини E_c :

$$E_{c1} = \frac{66670 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 4,9) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 4,9)}{1,3 \cdot 13^2} \cdot 2 = 1,82 \text{ лк}$$

Освітленості від чотирьох точок установки прожекторів рівні:

$$E_{c1} = E_{c1} = E_{c1} = E_{c1} = 1,82 \text{ лк}.$$

Сумарна освітленість точки середини:

$$E_c = E_{c1} \cdot 4 = 1,82 \cdot 4 = 7,28 \text{ лк}.$$

Отже, для необхідної освітленості ВРП буде потрібно 8 прожекторів, які необхідно розташувати на двох блискавковододах і двох спеціальних опорах.

12. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ЯКІСТЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

12.1. Загальні положення

Стандарт ГОСТ 13109-97 регламентує показники якості електроенергії, але на загальнодержавному рівні вони залишаються незадовільними. Це зумовлено тим, що сучасна електроенергетика стикається зі збільшенням кількості і потужності енергоємних споживачів електроенергії, які значно погіршують параметри якості електроенергії. До таких пристроїв належать електроприймачі з раптовими змінами потужності та нелінійною вольт-амперною характеристикою.

Для ілюстрації розглянемо завдання щодо керування несиметричними режимами в електромережі з ізольованою нейтраллю, де джерелом несиметрії є саме такі приймачі. У таких випадках несиметрія проявляється через системи струмів і напруг зворотної послідовності. Завдання з управління несиметрією передбачає кілька ключових етапів: аналіз об'єкта керування, визначення критеріїв, постановку завдання оптимального керування, математичне моделювання й вибір методу аналізу.

Під керуванням у цьому контексті мається на увазі вплив на систему живлення для усунення несиметрії. Симетрування струмів зазвичай проводять у вузлах, де підключено несиметричні навантаження, тоді як вирівнювання напруг здійснюють у різних точках мережі, наприклад, у вузлі, що з'єднує мережу енергопостачальної компанії з індивідуальним споживачем.

Несиметрію струмів і напруг можна знизити за допомогою спеціальних пристроїв, однак у певних випадках рівень несиметрії також зменшується завдяки рівномірному розподілу технологічного обладнання з несиметричними характеристиками між фазами трифазної мережі. Використання цього підходу є доцільним при керуванні несиметрією незалежно від того, чи повністю він відповідає нормативам, оскільки:

- його впровадження потребує або зовсім незначних, або нульових інвестицій;

- підвищується ефективність експлуатації наявного обладнання;
- для досягнення повної симетрії буде потрібно встановити меншу потужність спеціальних пристроїв.

Несиметричні режими в системах електропостачання є динамічними (рис. 12.1), що потребує постійного коригування керування для досягнення необхідних результатів, і цей процес може виконуватися автоматично за допомогою ЕОМ. Використання ЕОМ дає можливість оптимально керувати несиметрією режиму, застосовуючи методи дослідження операцій. Це дозволяє не тільки прогнозувати вплив кожного рішення на роботу електропостачальної системи, але й моделювати розвиток процесу в часі, якщо це необхідно. Методи дослідження операцій дозволяють враховувати якісні та кількісні взаємозв'язки як усередині об'єкта керування, так і зовнішні впливи, що дає змогу ухвалювати рішення з урахуванням цих взаємозв'язків.

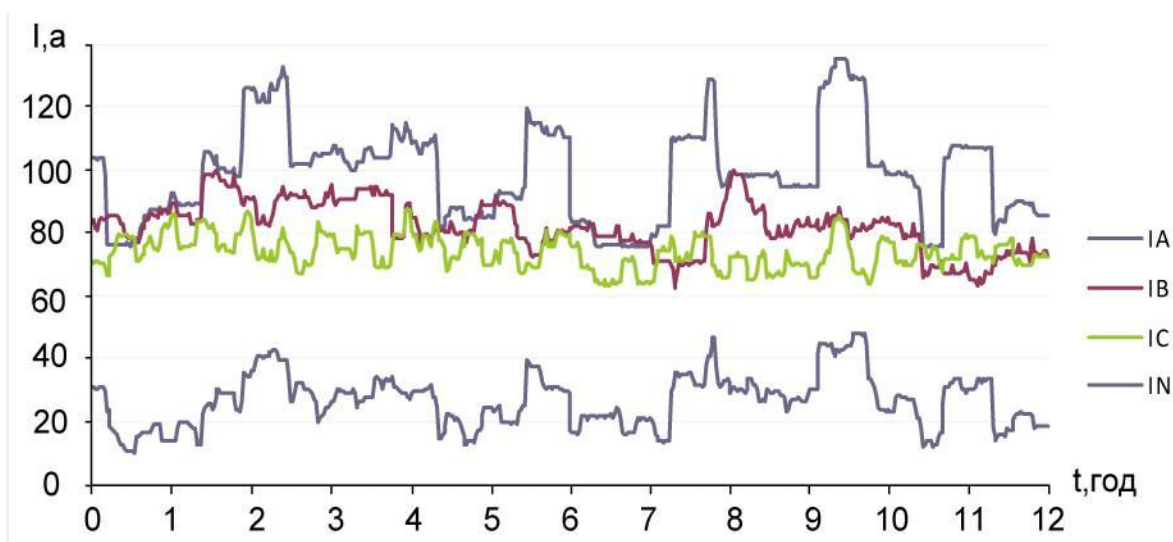


Рис. 12.1. Динаміка фазних струмів та струму в нульовому проводі у мережі 0,4 кВ енергопостачальної компанії

12.2. Огляд способів управління несиметричним режимом

Перед тим як розробити та впровадити будь-яку автоматизовану систему управління (АСУ), необхідно провести ретельний аналіз, спрямований на визначення способів впливу на об'єкт керування, вивчення факторів впливу, розгляд можливих підходів та оцінку результатів.

Один із найбільш розповсюджених методів управління несиметрією є підключення до вузла живлення симетрувального пристрою (СП). Цей метод відомий як спосіб зовнішнього симетрування. На режим зворотної послідовності впливають за рахунок вирівнювання навантаження між фазами при підключенні однофазних споживачів, що називається способом внутрішнього симетрування. Можливе також комбіноване управління, як через зовнішнє та внутрішнє симетрування. СП виконує роль керуючого пристрою яким можна впливати на електропостачальну систему. У випадку внутрішнього симетрування спеціальний керуючий пристрій не потрібен, управління реалізується через раціональну організацію роботи технологічного обладнання. Детальніше розглянемо методи симетрування струмів за допомогою СП та вирівнювання навантаження в межах внутрішнього симетрування.

Регулювання несиметричного режиму за допомогою симетрувального пристрою

Несиметрію струму можна зменшити, підключивши до системи джерело додаткового струму зворотної послідовності $i_2^{\text{СП}}$. Щоб досягти мінімального рівня сумарного струму $i_2^{\text{К}}$, модуль та аргумент цього додаткового струму обирається таким чином, щоб його складання зі струмом зворотної послідовності в лінії живлення $i_2^{\text{Н}}$ призвело до компенсації: $i_2^{\text{К}} = i_2^{\text{Н}} + i_2^{\text{СП}}$. У цьому випадку під струмом зворотної послідовності мається на увазі його значення для фази А.

Додатковий струм зворотної послідовності можна створити за допомогою несиметричної батареї конденсаторів (рис. 12.2). Такий симетрувальний пристрій має низку переваг в порівнянні з іншими варіантами схеми, що пояснює його широке використання.

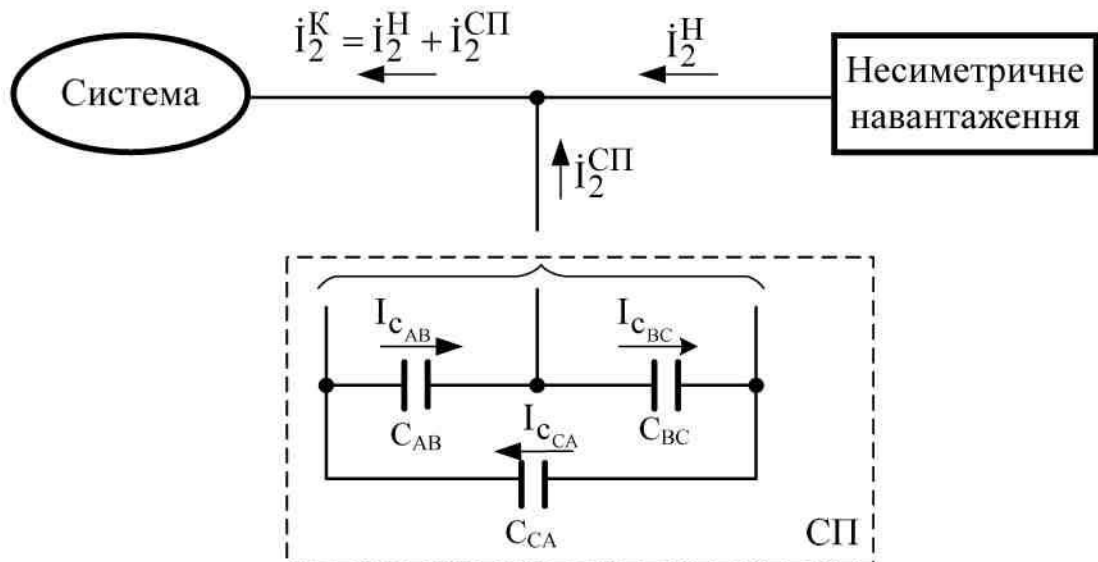


Рис. 12.2. Схема симетрувального пристрою і принцип симетрування струмів

Струм зворотної послідовності в таких пристроях за умов симетричної напруги у вузлі його підключення (що наближено відповідає реальним умовам) обчислюється за співвідношенням:

$$\begin{aligned} i_2^{\text{СП}} &= -\frac{j}{3}(a^2 I_{c_{AB}} + I_{c_{BC}} + a I_{c_{CA}}) = \\ &= \frac{1}{3} \left[-1,5 I_{c_{AB}} + 1,5 I_{c_{CA}} + j \left(\frac{\sqrt{3}}{2} I_{c_{AB}} - \sqrt{3} I_{c_{BC}} + \frac{\sqrt{3}}{2} I_{c_{CA}} \right) \right], \end{aligned} \quad (12.1)$$

де a – оператор обертання трифазної системи;

$I_{c_{AB}}$, $I_{c_{BC}}$, $I_{c_{CA}}$ – струми симетрувального пристрою в плечах А-В, В-С та С-А, відповідно.

Вираз (12.1) показує, що зміна струмів $I_{c_{AB}}$, $I_{c_{BC}}$, $I_{c_{CA}}$ призводить до зміни як модуля, так і фази струму $i_2^{\text{СП}}$.

Це підтверджує принципову можливість впливу на систему електропостачання, задаючи необхідний струм з будь-якими значеннями модуля та фази $i_2^{\text{СП}}$. Глибший аналіз показує, що для забезпечення симетрії в будь-якому режимі достатньо мати конденсатори максимум у двох плечах симетричного пристрою (СП).

Струм прямої послідовності в СП (див. рис. 12.2) можна описати наступним виразом:

$$\dot{I}_1^{\text{СП}} = \frac{j}{\sqrt{3}} (I_{c_{AB}} + I_{c_{BC}} + I_{c_{CA}}), \quad (12.2)$$

а його потужність:

$$\tilde{S}_1^{\text{СП}} = -jQ_1^{\text{СП}} = -j(Q_{c_{AB}} + Q_{c_{BC}} + Q_{c_{CA}}), \quad (12.3)$$

де $\tilde{S}_1^{\text{СП}}$ – комплексне значення повної потужності прямої його послідовності;

$Q_1^{\text{СП}}$ – реактивна складова потужності;

$Q_{c_{AB}}, Q_{c_{BC}}, Q_{c_{CA}}$ – потужність підключених батарей конденсаторів до напруги $\dot{U}_{AB}, \dot{U}_{BC}, \dot{U}_{CA}$.

Співвідношення (2.2) і (2.3) дають можливість зробити висновок про те, що струм прямої послідовності симетрувального пристрою, рис. 12.2, є ємнісним, а сам пристрій – джерело реактивної потужності.

Внутрішнє симетрування навантажень

Рациональний розподіл приймачів електроенергії між фазами дає змогу знизити несиметрію струмів в мережі живлення. У лінії живлення n однофазних приймачів \dot{I}_2^{H} , сума струмів зворотної послідовності буде їх вектором,

$$\dot{I}_2^{\text{H}} = \sum_{n=1}^m \dot{I}_{2_{ni}}, \quad (12.4)$$

де $i = 1; 2; 3$ – код напруги, до якої підключається n -ий електроспоживач; якщо $i = 1$, то він під'єднаний до напруги U_{AB} , якщо $i = 2$ – напруги U_{BC} , а якщо $i = 3$ – напруги U_{CA} .

Кожна складова цього виразу, в залежності до якої напруги приєднується навантаження n , можна описати однією з наступних математичних залежностей:

$$\dot{I}_{2_{ni}} = \frac{P_n}{3U_{\text{H}} \cos \varphi_n} \left[\exp j(30^\circ - \varphi_n) + \exp j(90^\circ - \varphi_n) \right]; \quad (12.5)$$

$$\dot{I}_{2_{n2}} = \frac{P_n}{3U_H \cos \varphi_n} \left[\exp j(-210^\circ - \varphi_n) + \exp j(210^\circ - \varphi_n) \right]; \quad (12.6)$$

$$\dot{I}_{2_{n3}} = \frac{P_n}{3U_H \cos \varphi_n} \left[\exp j(-30^\circ - \varphi_n) + \exp j(-90^\circ - \varphi_n) \right], \quad (12.7)$$

де P_n – активна складова потужності n -го однофазного приймача;

U_H – номінальна його напруга;

$\cos \varphi_n$ – коефіцієнт потужності цього однофазного споживача.

Звідси випливає, що модуль і фаза \dot{I}_2^H визначається за напругами до яких підключаються несиметричні приймачі енергії.

При різних варіантах підключення однофазного навантаження до мережі, струми зворотної послідовності є однаковими за модулями та зсунутими на кут 120° , що видно із виразу:

$$\dot{I}_{2_{n1}} + \dot{I}_{2_{n2}} + \dot{I}_{2_{n3}} = 0.$$

Ці струми не залежить від того, до якої напруги під'єднане навантаження і визначається як:

$$\dot{I}_{1_{n1}} = \dot{I}_{1_{n2}} = \dot{I}_{1_{n3}} = \frac{P_n}{3U_H \cos \varphi_n} \left[\exp j(30^\circ - \varphi_n) + \exp j(-30^\circ - \varphi_n) \right].$$

Поширивши цей висновок на кілька споживачів, можна сказати, що будь-яка зміна фазування несиметричних навантажень не вплине на режим прямої послідовності.

Підключення двох однофазних навантажень до різних фаз не завжди є оптимальним, особливо якщо ці навантаження мають різні характеристики. Тому навіть при $m=2$ простого правила про їх підключення до різних фаз недостатньо для повного внутрішнього симетрування.

Отже, знайти найкращий спосіб внутрішнього симетрування складно. Можливі їх варіанти ввімкнення m приймачів електричної енергії до мережі визначаються як 3^m і математичними методами можна знайти їх оптимальне значення.

На підставі вищевикладеного про сутність задачі керування несиметрією струмів, впливає, що:

- об'єктом керування є група несиметричних приймачів в лінії живлення;
- керованим параметром стану – струм зворотної послідовності в цій лінії;
- пристроєм керування – симетрувальний пристрій, а при керуванні шляхом внутрішнього симетрування навантажень – спеціальний пристрій керування, який при цьому встановлюється, відсутній.

Процес керування несиметрією режиму має виконуватися системно. Використання тільки локальних рішень, направлених лише на компенсацію складових зворотної послідовності режиму мережі, отриманих на основі невеликої кількості важливих факторів, можуть виявитися неекономічними і технічно неприйнятними. Тому обмежимося переліком взаємопов'язаних завдань керування нормальними режимами, що можуть виникнути при несиметричних режимах електропостачання.

1. Симетрувальні пристрої, побудовані за схемою, наведеною на рис. 12.2, здатні генерувати реактивну потужність. Тому задачі управління несиметрією режиму і реактивною потужністю слід вирішувати одночасно. Нехтування цим може призвести до неекономічних рішень або до перетоків реактивної потужності з системи електроспоживання в мережу енергозабезпечуючої компанії, що є недопустимим.

2. СП є джерелами додаткової напруги, яка здатна чинити вплив на рівень напруги системи прямої послідовності. Зміни параметрів СП, що є неконтрольованими, можуть спричинити недопустимі відхилення напруги або перенапруги в мережі живлення, особливо при мінімальних навантаженнях.

3. У чотирипровідних мережах існують невірноважені режими, характерні наявністю складових зворотної та нульової послідовностей. Компенсація струмів зворотної послідовності часто призводить до збільшення струмів і напруг нульової.

4. У своїй схемі СП мають батареї статичних конденсаторів, що призводить деколи до порушень статичної стійкості в цих вузлах.

Взаємозв'язки між задачами оптимального управління нормальними режимами в системі електропостачання можуть проявлятися як окремо, так і в різних поєднаннях.

12.3. Критерії управління несиметричним режимом електричної мережі

З точки зору задач дослідження операцій, оптимальне керування можна сприймати як набір наступних завдань, спрямованих на створення математичної моделі з чітко обґрунтованим критерієм оптимальності. При постановці завдання контролю розглядається можливість впливу на об'єкт через вибір серед доступних альтернативних рішень. Для того, щоб цей вибір був науково обґрунтованим, необхідно мати критерії оптимальності. Варіант, що найбільше відповідає прийнятому критерію буде оптимальним. У випадку керування нормальними режимами електромереж цей критерій має переважно технічний характер, відповідає меті завдання та пов'язаний з вектором керування. Критерієм оптимальності при керуванні несиметричним режимом електромережі можна використовувати показник сумарних втрат від несиметричного режиму – Z_{Σ} (від складових зворотної послідовності режиму) [20].

Хоча цей критерій і відображає мету організації автоматизованої системи управління (АСУ) для контролю несиметрії режиму, має досить складну функцію вектора керування:

- електроспоживальні системи промислових підприємств мають велику кількість електрообладнання, що ускладнює оцінку можливих збитків;
- значення рівнів коефіцієнтів несиметрії напруги у різних точках системи відрізняються і змінюються з часом;
- у процесі експлуатації параметри електромережі можуть змінюватися, що може впливати на співвідношення коефіцієнтів несиметрії напруги в окремих вузлах системи;
- відсутність аналітичних функцій технологічних збитків для деяких електроспоживачів від несиметричного режиму.

При формулюванні критерію оптимальності важливо, щоб він залишився простим і вимірюваним та забезпечив можливість оцінки впливу різноманітних факторів на ефективність системи. Втрати від режиму несиметрії включають кілька компонентів, кожен з яких має квадратичну або змішану лінійно-квадратичну залежність від коефіцієнта несиметрії напруг – α_U . Існує лінійна залежність між коефіцієнтом несиметрії напруги, модулем вектора напруги (U_2) і струму (I_2) зворотної послідовності:

$$\alpha_U = \frac{U_2}{U_H} = \frac{I_2 Z_2}{U_H},$$

де Z_2 – повне значення опору для струму зворотної послідовності й величина номінальної напруги – U_H .

При однаковому рівні несиметрії струм I_2 має більші значення порівняно з U_2 , що дозволяє точніше визначити його за допомогою загальнодоступних пристроїв телевимірювання у системах електроживлення. Критерієм оптимальності вибирають модуль струму I_2 . Його зменшення в живильній лінії групи несиметричних навантажень, пропорційно призведе до зменшення струмів зворотної послідовності в усіх лініях схеми і знижує рівень α_U в усіх його вузлах і незалежить від параметрів і конструктивного виконання схеми (при умові, коли в системі електрозабезпечення є один вузол з несиметричними навантаженнями). Коли в результаті певного впливу виявиться, що $I_2=0$ (режим симетричний), тоді $Z_\Sigma = 0$. У випадку, якщо не впливати на I_2 , Z_Σ залишиться незмінним.

У діючих мережах, струм I_2 є функцією часу, що зумовлює необхідність оцінювати вплив симетрування на певному часовому інтервалі та кількісного визначення ефективності оптимального управління несиметричним режимом загалом. На проміжку часу $t_1 \div t_2$, мінімальних збитків від несиметричного режиму можна досягти за умови:

$$\int_{t_1}^{t_2} I_2^K(X, t) dt \rightarrow \min, \quad (12.8)$$

де I_2^K –компенсований для групи несиметричних споживачів струм зворотної послідовності в лінії у випадку коли реалізується вектор управління;

\mathbf{X} –керувальний вектор.

Значення показника за (12.8) з фізичної точки зору полягає в тому, що він прямо пропорційний додатковим втратам активної енергії, які виникають внаслідок струму зворотної послідовності та іншими складовими Z_Σ , які мають квадратичну залежність від I_2 .

12.4. Оптимізація керування рівнем несиметрії мережі в динамічних режимах її роботи

Несиметрія в мережі з часом описується функцією, що має вигляд:

$$|i_2^K| = f(\mathbf{X}, t),$$

де i_2^K – складова струму зворотної послідовності вектора стану системи на ввіді;

f – функція нелінійного характеру.

Сутність задачі оптимізаційного керування несиметричним режимом зводяться до визначення вектора $\mathbf{X}(t)$, $t_0 \leq t \leq t_n$ серед множини альтернативно допустимих значень, який забезпечує таку траєкторію цього змінюваного процесу $|i_2^K(\mathbf{X}, t)|$, для якої критерій управління \mathbf{J} буде мінімальне значення,

$$\mathbf{J} = \int_{t_0}^{t_N} I_2^{K^2}(\mathbf{X}, t) dt, \quad (12.9)$$

де t_0 – час початковий;

t_N – час кінцевий (нефіксований).

У реальних умовах на зміну керувального вектора може накладатися додаткове обмеження різного характеру. Система нерівностей і рівностей ці обмеження задає у такій формі:

$$\begin{aligned} \mathbf{G}(\mathbf{X}) &\geq 0; \\ \mathbf{H}(\mathbf{X}) &= 0, \end{aligned}$$

де $\mathbf{G}(\mathbf{X})$ та $\mathbf{H}(\mathbf{X})$ – функції деяких векторних величин.

Система керування для забезпечення нормальних режимів роботи силових мереж охоплює як безперервне, так і дискретне регулювання. Неперервне керування забезпечується симетрувальними пристроями (СП) з теристорним регулюванням, що автоматично коригують параметри відповідно до змін у несиметричному навантаженні. Дискретне керування реалізується за допомогою СП з дискретним регулюванням, коли керуючі дії застосовуються у визначених моментах часу, що залежать від швидкості змін процесу та необхідної точності управління. У такому випадку вибір компонент вектора керування відбувається з дискретного набору параметрів оптимізаційного пристрою. Це потребує формулювання задачі оптимального керування для несиметричних режимів у дискретній формі з використанням цілочислових математичних моделей. Траєкторію процесу розіб'ємо на часові інтервали Δt , позначивши дискретні моменти часу як $t_0, t_1, t_2, \dots, t_N$. Струм зворотної послідовності вважаємо сталим для кожного інтервалу, і тоді задача в дискретній формі матиме вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{n=0}^N I_{2_n}^{K^2}(\mathbf{X}) \Delta t \rightarrow \min \\ \mathbf{G}[\mathbf{X}(t_n)] \geq 0, \quad n = 0, 1, 2, \dots, N \\ \mathbf{H}[\mathbf{X}(t_n)] = 0, \quad n = 0, 1, 2, \dots, N, \end{array} \right. \quad (12.10)$$

де N – кількість загальних часових інтервалів, на які розділено період від t_0 до t_N . За умов повільних змін характеристик електричного режиму, управління можна реалізувати, за допомогою алгоритму багатокрокового детермінованого регулювання, де на кожному етапі вектор керування розраховується на базі математичної моделі, що враховує найбільш значущі фактори для моменту прийняття рішення.

12.5. Особливості формулювання та розв'язування задач з оптимізації в умовах несиметричних режимів електричних мереж

У класичній математиці розв'язання оптимізаційних задач зводиться до пошуку екстремального значення функції цільового призначення $f(\mathbf{X})$ або цільового функціоналу $J(\mathbf{X}) = \int_a^b X(t)dt$, де $f(\mathbf{X})$ та $\mathbf{X}(t)$ – функції, обчислені на інтервалі $[a,b]$. Функції $f(\mathbf{X})$ і $J(\mathbf{X})$ є скалярними, приймають дійсні значення, які можна зобразити як точки на числовій осі. Екстремумом функції $f(\mathbf{X})$ характеризується її найбільшим або найменшим значенням на заданому інтервалі.

Якщо значення змінних обмежені певною допустимою областю, оптимізаційна задача вирішується методами дослідження операцій, де під оптимумом розуміється максимальне або мінімальне значення функції в межах допустимих значень змінних. Такий підхід можливий за умови, що математичні моделі використовують скалярні функції дійсних змінних.

Максимум чи мінімум цільового функціонала $J(\mathbf{X})$, знаходять користуючись методами варіаційного числення чи оптимального керування. У цьому випадку функціонал представляє собою набір скалярних функцій дійсного змінного і є дійсним числом, що залежить від вибраної функції.

Підсумовуючи, можна відзначити, що класичні методи оптимізації передбачають роботу зі скалярними функціями дійсного змінного. Але оптимізаційні задачі електричних мереж інколи потребують опису в комплексному вигляді. Наприклад, для задач оптимізації несиметричних режимів критеріями оптимальності є векторні параметри режиму $\dot{I}_2, \dot{U}_2, \tilde{N}$ – величини векторні, де \tilde{N} – комплекс пульсуючої потужності. Їх цільові функції в цих задачах можна записати так:

$$\dot{F}(\mathbf{X}) = f(\mathbf{X}) + j\phi(\mathbf{X}), \quad (12.11)$$

де \mathbf{X} – вектор змінних, складові якого є дійсним числом;

f та φ – скалярні функції;

j – уявна одиниця комплексного числа.

Формула (12.11) є нескалярна функцією дійсного змінного й кожному її значенню \mathbf{X} відповідає певне комплексне значення функції $F(\mathbf{X})$, яке можна зобразити точкою на комплексній площині. Класичні методи оптимізації не застосовуються до таких задач, а саме поняття «оптимуму» залишається не визначеним.

У рамках економіко-математичних підходів термін «оптимум» означає найкращий з можливих станів системи. У цьому розумінні оптимальним вважають стан електричної мережі, описуваний (комплексами) I_2 , U_2 , \tilde{N} , з найменшими можливими модулями.

Для вирішення оптимізаційних задач з цільовою функцією, що має вигляд (12.11), часто виникає потреба спростити її або трансформувати, щоб мати можливість застосувати один із класичних методів аналізу.

Прикладами такого підходу до пошуку оптимуму є:

1. Ігнорування $f(\mathbf{X})$ або $\varphi(\mathbf{X})$ в цільовій функції виразу (12.11). Наприклад, у задачах регулювання напруги в мережах від 0,4 до 10 кВ зазвичай нехтують поперечною складовою вектора спаду напруги, оскільки вона завжди значно менша за повздовжню. Однак у задачах симетрування електричних режимів неможливо ігнорувати жодну зі складових $f(\mathbf{X})$ і $\varphi(\mathbf{X})$.

2. Складаючи математичну модель управління можливий перехід до скалярних величин, використовуючи модулі векторів режимних параметрів $F(\mathbf{X}) = \sqrt{f(\mathbf{X})^2 + j\varphi(\mathbf{X})^2}$. Дослідження показують, що такі моделі симетрування електричних режимів належать до класу нелінійних, і в певних випадках їх можна інтепретувати як моделі квадратичного програмування. Після такого переходу, використовуються вже відомі алгоритми обчислення, а самі розв'язки містяться в неперервних змінних.

Як було зазначено раніше, для управління, зокрема, несиметричним режимом, в реальному часі потрібні рішення, знайдені в цілочислових змінних,

оскільки вони пов'язані з параметри СП, які мають дискретні значення, або з відповідним фазуванням несиметричних навантажень.

Вирішення задач квадратичного програмування з цілочисловими змінними стикається з рядом ускладнень. Ці задачі можуть бути спочатку розглянуті в неперервних змінних (без урахування цілочисловості), і якщо знайдений розв'язок задовольняє умови цілочисловості, він вважається оптимальним для початкової цілочислової задачі. Якщо умова цілочисловості не виконується, виникає необхідність округлити компоненти оптимального плану звичайної моделі квадратичного програмування до цілих чисел. Це, в свою чергу, може призвести до отримання рішень, які не відповідають умовам задачі або є не оптимальними.

Вельми цікавою є задача симетрування режиму електричної мережі, що має функцію мети у формі (12.11). Таку задачу можна охарактеризувати як задачу не скалярної оптимізації. Нескалярна оптимізація передбачає пошук розв'язку, який мінімізує модуль обраного критеріального показника. При формулюванні задачі симетрування режиму у контексті не скалярної оптимізації виникає можливість застосування, наприклад, алгоритму, заснованого на принципах симплекс-методу лінійного програмування, оскільки перші два доданки виразу (12.11) є лінійними функціями змінних вектора керування. Такий підхід дозволяє:

- знизити порядок цільової функції вдвічі та використовувати алгоритми з простішими обчислювальними процедурами для її розв'язання;
- отримувати розв'язки в цілочислових змінних, оскільки для цілочислових задач лінійного програмування існує добре розроблена обчислювальна методологія.

Отже, на етапі формулювання математичної моделі необхідно забезпечити її адекватність до об'єкта управління, враховуючи специфіку моделюваних процесів та можливості їх управління. Водночас важливо дотримуватися вимог обраних математичних методів, які будуть використовуватись для знаходження розв'язку задачі. У деяких випадках виникають труднощі, як це спостерігається в

поточному випадку. Для вирішення задачі можливо вдаватись до певних припущень, обґрунтовуючи, що вони не матимуть суттєвого впливу на отримані результати. Якщо ж це неможливо, то доводиться адаптувати відомі математичні методи аналізу або розробити нові підходи, спираючись на відповідні дослідження. Зокрема, для аналізу математичних моделей не скалярної оптимізації, які розглядатимуться далі, було адаптовано класичний симплекс-метод лінійного програмування.

12.6. Математична модель управління під час внутрішнього симетрування навантажень

Параметри режиму більшості електроприймачів варіюються з часом, а також змінюється їх кількість, що експлуатується, тому оптимальне під'єднання до мережі, яке забезпечує мінімальний рівень несиметрії, також буде змінюватися. Оптимальне управління несиметрією режиму в цьому випадку полягає в тому, що для певних дискретних моментів часу визначається найбільш ефективно (з точки зору рівномірного навантаження фаз) під'єднання несиметричних навантажень. Якщо воно відрізняється від фактичного під'єднання, проводиться відповідне коригування. Фазування споживачів, що під'єднані до трифазної мережі, формує вектор керування.

З огляду на це, як критерій ефективності математичної моделі внутрішнього симетрування навантажень обирається величина модуля струму зворотної послідовності у живильній лінії.

Необхідно також врахувати додаткові умови для виключення технічно недопустимих рішень:

- кожне навантаження має бути під'єднано виключно до однієї з лінійних напруг;

- всі m навантажень повинні бути під'єднані до мережі (пропуск будь-якого навантаження задля симетрування режиму не допускається). Хоча ці умови є очевидними, у математичній моделі їх необхідно чітко сформулювати як обмеження.

Задачу внутрішнього симетрування можна представити через булеві змінні. Якщо змінна x_{ni} дорівнює одиниці, це означає, що n -не навантаження підключається до i -ї лінійної напруги. У випадку, коли x_{ni} дорівнює нулю – його відключенням.

Щоб створити математичну модель, необхідно визначити аналітичні залежності, які встановлюють взаємозв'язок між критерієм ефективності і технічними обмеженнями викликані зміною керованих величин.

Для формулювання функції цільового призначення цієї моделі, яким аналітично описується критерій ефективності, потрібні такі дані про параметри стану системи: активної потужності (P_n) або струму (I_n) і коефіцієнта потужності ($\cos\varphi_n$) n -го навантаження. З урахуванням цих даних створюється платіжна матриця, де стовпці представляють струми зворотної послідовності, що виникають від кожного навантаження при підключенні його до відповідної лінійної напруги. Інформація про споживачів, що подана в платіжній матриці, є прикладом вторинної інформації, що полегшує оцінювання варіантів підключення навантажень до електричної мережі.

У платіжній матриці (12.12) a_{ni} і b_{ni} позначають дійсну та уявну складову вектора струму зворотної послідовності, який виникає при підключенні n -го навантаження до i -ї лінійної напруги; $n = 1, 2, 3, \dots, m$; $i = 1, 2, 3$. Розрахунок параметрів a_{ni} і b_{ni} здійснюється за допомогою формул (12.5) - (12.7).

Функція цільового призначення математичної моделі має виразити залежність між струмом зворотної послідовності у ввідній лінії живлення – i_2^H (що було обгрунтовано раніше) та змінними, які контролюються. Формуючи її, потрібно врахувати, що i_2^H відповідає сумі векторів струмів від кожного навантаження. Наприклад, при $m = 2$, функціональна залежність для $\text{Re}i_2^H$ формується як сума $a_{11}x_{11} + a_{12}x_{12} + a_{13}x_{13} + a_{21}x_{21} + a_{22}x_{22} + a_{23}x_{23}$. Важливо, щоб лише одна змінна в групах $\{x_{11}; x_{12}; x_{13}\}$ та $\{x_{21}; x_{22}; x_{23}\}$ могла дорівнювати одиниці, а решта – нулю. Це забезпечує підключення кожного навантаження до однієї з напруг, і це обмеження необхідно відобразити в моделі.

Розширивши це на випадок m споживачів і застосувавши загальну математичну символіку, можна представити $\text{Re } i_2^H$ як функцію x_{ni} :

$$\text{Re } i_2^H = \sum_{n=1}^m \sum_{i=1}^3 a_{ni} x_{ni} .$$

Це є справедливим також і для уявної частини вектора i_2^H :

$$\text{Im } i_2^H = \sum_{n=1}^m \sum_{i=1}^3 b_{ni} x_{ni} .$$

Математична модель внутрішнього симетрування у вигляді цільової функції виглядає так:

$$\left| \sum_{n=1}^m \sum_{i=1}^3 a_{ni} + j \sum_{n=1}^m \sum_{i=1}^3 b_{ni} \right| \rightarrow \min . \quad (12.13)$$

При аналізі цієї функції стає зрозумілим, що необхідно ввести обмеження, що забезпечують обов'язкове підключення всіх однофазних споживачів електричної енергії до трифазної мережі. Без цього аналітичного обмеження мінімум функції (12.13) виникав би при умові, що всі $x_{ni}=0$, $n = 1,2,\dots,m$, $n = 1,2,3$, тобто при відключених електроприймачах, що, звісно, є допустимим.

Зазначені технічні обмеження для першого електроприймача, враховуючи, що x_{ni} є булевими змінними, можуть бути представлені одним співвідношенням:

$$x_{11} + x_{12} + x_{13} = 1 .$$

Поширивши це твердження на всі електроприймачі, запишемо

$$\sum_{n=1}^m x_{ni} = 1, \quad i = 1, 2, \dots, m .$$

Позначенням $x_{ni} \in \{1,0\}$ вказується, що керовані змінні є булевими, тобто вони можуть набувати значень тільки 1 або 0. Загалом математичну модель внутрішнього симетрування можна подати у такій формі:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left| \sum_{n=1}^m \sum_{i=1}^3 a_{ni} x_{ni} + j \sum_{n=1}^m \sum_{i=1}^3 b_{ni} x_{ni} \right| \rightarrow \min \\ \sum_{i=1}^3 x_{ni} = 1, n = 1, 2, 3, \dots, m \\ x_{ni} \in \{1, 0\}. \end{array} \right. \quad (12.14)$$

Дана модель має на меті мінімізувати струм зворотної послідовності, оптимально під'єднуючи до мережі однофазні електричні споживачі.

Система подвійного індексування для керованих змінних була введена для наочності встановлення необхідних аналітичних залежностей і полегшення інтерпретації результатів, що при цьому отримуються. Можна пере позначити змінні так $x_{11} = x_1$; $x_{12} = x_2$; $x_{13} = x_3$; $x_{21} = x_4$ і так далі, записуючи вектор керування як одномірну стовпцеву матрицю:

$$\mathbf{X}^T = (x_1 \ x_2 \ x_3 \ \dots).$$

Аналіз моделі внутрішнього симетрування можна здійснити, використовуючи основні принципи симплекс-методу лінійного програмування, відповідно до алгоритму, представленою на рис. 12.3. Для глибшого розуміння алгоритму аналізу математичної моделі доцільно розглянути числовий приклад [20], який буде наведений далі. У цьому прикладі ми проведемо внутрішнє симетрування однофазних навантажень з відповідними параметрами режиму.

$$I_1 = 0,3\text{A}; \cos\varphi_1 = 0,954;$$

$$I_2 = 0,42\text{A}; \cos\varphi_2 = 0,879;$$

$$I_3 = 0,565\text{A}; \cos\varphi_3 = 0,783;$$

$$I_4 = 0,63\text{A}; \cos\varphi_4 = 0,737;$$

$$I_5 = 0,65; \cos\varphi_5 = 0,7.$$

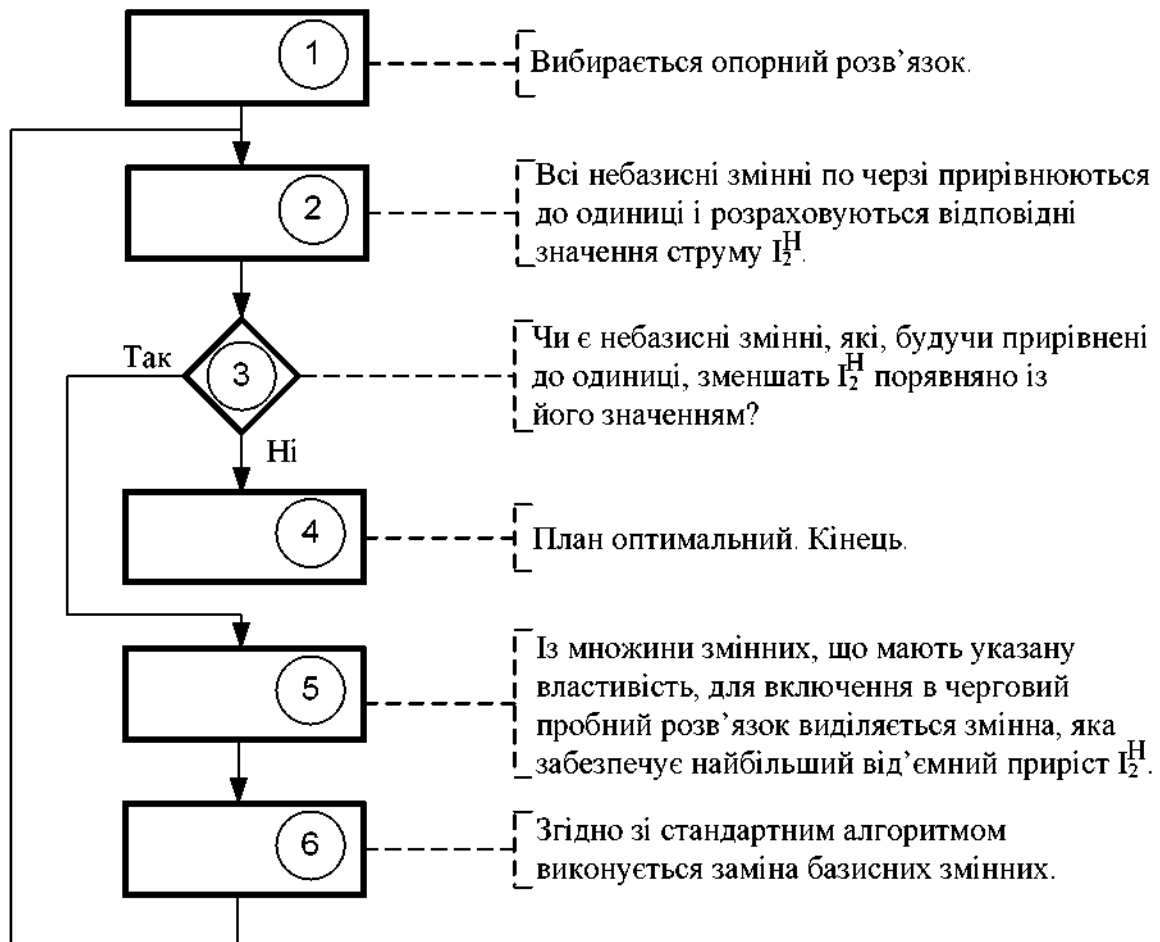


Рис. 12.3. Схема логічного розв'язування задачі внутрішнього симетрування (нескалярної оптимізації)

Попередньо обчислюємо платіжну матрицю (12.12), того щоб скласти математичну модель. На основі такого обчислення модель для даної задачі матиме вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 (0.129 \quad -0.164 \quad 0.035 \quad 0.207 \quad -0.213 \quad 0.006 \quad 0.303 \quad -0.255 \\
 -0.048 \quad 0.347 \quad -0.268 \quad -0.078 \quad 0.363 \quad -0.263 \quad -0.1) \mathbf{X} + \rightarrow \\
 + \quad j(0.155 \quad 0.054 \quad -0.169 \quad 0.127 \quad 0.115 \quad -0.242 \quad 0.12 \quad 0.207 \\
 -0.322 \quad 0.109 \quad 0.245 \quad -0.353 \quad 0.093 \quad 0.268 \quad -0.361) \mathbf{X} \mid \rightarrow \min \\
 \left(\begin{array}{cccccccccccccccc}
 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0
 \end{array} \right) \mathbf{X} = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \\
 x_{ni} \in \{1, 0\}
 \end{array} \right. \quad (12.15)$$

У числовому вигляді, математична модель (12.15) записується,

$$\mathbf{X}^T = (x_{11} \ x_{12} \ x_{13} \ x_{21} \ x_{22} \ x_{23} \ x_{31} \ x_{32} \ x_{33} \ x_{41} \ x_{42} \ x_{43} \ x_{51} \ x_{52} \ x_{53}).$$

Покажемо, як відбувається зміна опорного плану, розглянувши один з етапів ітерації табличного алгоритму Є. С. Вентцеля (рис. 12.3).

Крок 1. За опорний розв'язок приймаємо довільний варіант підключення споживачів до електричної мережі, наприклад, всі вони під'єднані до напруги U_{AB} :

$$\mathbf{X}^T = (1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0),$$

буде відповідати струм $I_2^H = 1,349 + j0,564 = 1,462e^{j22,8}$ А.

Опорний розв'язок у цій задачі вибирається лише на основі розуміння її суті. На відміну від класичного симплекс-методу, нема необхідності виконувати розрахунки для отримання опорного, що значно спрощує процес вирішення задачі.

Відповідно до цього розв'язку, ми можемо представити математичну модель у стандартному вигляді:

$$\left\{ \begin{array}{l} |1,349 - (0,293 + 0,094 + 0,42 + 0,201 + 0,558 + 0,351 + 0,615 + 0,425 + 0,626 + 0,46)X + \\ + j[0,564 - (0,061 + 0,284 + 0,012 + 0,369 - 0,09 + 0,442 - 0,14 + 0,462 - 0,18 + \\ + 0,45)X] \rightarrow \min \\ x_{11} = 1 - (x_{12} + x_{13}) \\ x_{21} = 1 - (x_{22} + x_{23}) \\ x_{31} = 1 - (x_{32} + x_{33}) \\ x_{41} = 1 - (x_{42} + x_{43}) \\ x_{51} = 1 - (x_{52} + x_{53}) \\ x_{ni} \in \{1, 0\} \end{array} \right.$$

Крок 2. Визначимо, яка з небазисних змінних дозволяє максимально поліпшити розв'язок, поступово надаючи кожній з них значення одиниці та обчислюючи відповідні значення I_2 . Як видно з табл. 12.1, такою змінною є x_{53} .

Отже, вибір змінної для включення до базису в наступному пробному розв'язку відрізняється від класичного підходу до задачі лінійного програмування.

Таблиця 12.1

Обчислення змінної для включення в базис

Небазисні змінні	Відповідні значення струмів		
	$\text{Re } \dot{I}_2$	$\text{Im } \dot{I}_2$	I_2
$x_{12} = 1$	1,056	0,503	1,170
$x_{13} = 1$	1,255	0,280	1,285
$x_{22} = 1$	0,929	0,553	1,081
$x_{23} = 1$	1,148	0,195	1,165
$x_{32} = 1$	0,790	0,652	1,024
$x_{33} = 1$	0,988	0,122	1,005
$x_{42} = 1$	0,734	0,700	1,014
$x_{43} = 1$	0,924	0,101	0,930
$x_{52} = 1$	0,723	0,738	1,033
$x_{53} = 1$	0,886	0,109	0,892

Крок 3. Визначаємо змінну, яка має бути виключена із базису. Такою є x_{51} .

Крок 4. Проводиться заміна базисних змінних, наприклад, способом перетворення стандартної таблиці, табл. 12.2.

Таблиця 12.2.

Таблиця заміни базисних змінних

	Вільний член	x_{12}	x_{13}	x_{22}	x_{23}	x_{32}	x_{33}	x_{42}	x_{43}	x_{52}	x_{53}
$\text{Re } \dot{I}_2$	0,866	0,293	0,094	0,420	0,201	0,558	0,351	0,615	0,425	0,163	$[-0,46]$
	1,349	0,293	0,094	0,420	0,201	0,558	0,351	0,615	0,425	0,626	0,46
$\text{Im } \dot{I}_2$	0,109	0,061	0,284	0,012	0,369	-0,09	0,442	-0,14	0,462	-0,63	$[-0,45]$
	0,564	0,061	0,284	0,012	0,369	-0,09	0,442	-0,14	0,462	-0,18	0,45
x_{11}	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	$[0]$
	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
x_{21}	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	$[0]$
	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
x_{31}	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	$[0]$
	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
x_{41}	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	$[0]$
	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
x_{51}	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
	$[1]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	$[0]$	1

Третій і четвертий кроки виконуються за класичним симплекс методом.

Крок 5. Повертаються до кроку 2.

Для першої ітерації розрахунки закінчуються. За їх результатами ми отримали вектор керування:

$$\mathbf{X}^T = (1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1),$$

якому струм в живильній лінії відповідає значенню –
 $I_2^H = 0,886 + j0,0109 = 0,89e^{j5,73}$ А.

Для розв'язку цієї задачі необхідно виконати три ітерації.

З кінцевого розв'язку задачі вектор керування має такий вигляд:

$$\mathbf{X}^T = (1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1).$$

На практиці, реалізується це так: навантаження 1 і 3 підключається до напруги U_{AB} , 2 і 5 – до U_{CA} , а 4 – до U_{BC} . По лінії живлення протікатиме струм величиною $I_2^H = 0,142$ А.

Завдання оптимального режиму керування несиметрією через внутрішнє симетрування було реалізовано на підприємстві електродної промисловості, де працюють потужні однофазні електропечіні установки змінного струму з потужністю до 18 МВт [20]. Ефективність цього керування відображена на графіках (рис. 12.4), що демонструють результат експерименту, проведеного протягом доби, з динамікою зміни струму I_2^H , приведеного до напруги 35 кВ.

Кількість працюючих електричних установок на протязі доби змінювалася від одного до чотирьох, а керування виконувалося в такій послідовності:

- щогодини збиралася необхідна інформація про потужність і коефіцієнт потужності (P_n та $\cos\varphi_n$);
- інформація вводилася в комп'ютер у діалоговому режимі для розрахунку вектора керування;
- результати оцінювалися оператором, який приймав рішення щодо реалізації керуючих дій;
- процес повторювався щогодини.

Таким чином, система керування виконувала роль радника, залишаючи остаточне рішення за людиною.

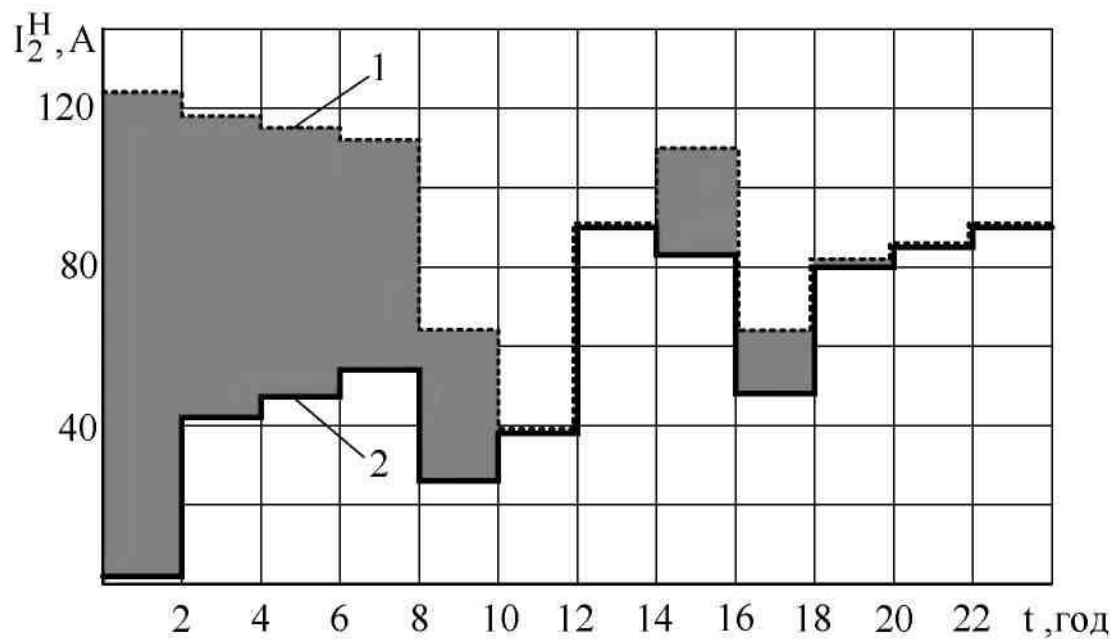


Рис. 12.4. Динаміка зміни $I_2^H(t)$ у вихідному режимі (1) та при оптимальному керуванні завдяки внутрішньому симетруванню навантажень (2):

Величина показника якості керування (12.9) для добового інтервалу зменшується у оптимізованому режимі до $J^* = 0,51$ на відміну від $J^* = 1$ – у вихідному, де J^* – відносна його величина.

12.7. Математичні моделі для керування за допомогою СП

Щоб ефективно керувати несиметричним режимом електричної мережі, де вектор струму I_2^H значно змінюється як за модулем, так і за фазою, рекомендується застосовувати керований СП. Одним із найпростіших варіантів є пристрій дискретного управління, що використовує батареї статичних конденсаторів (рис. 12.5).

Ця задача управління дозволяє продемонструвати процес ухвалення технічних рішень з урахуванням усіх потенційних наслідків їх впровадження.

Оцінити вплив СП на несиметричний режим можна, використовуючи такі показники, як струм чи напругу зворотної послідовності; для оцінки реактивних

навантажень – реактивну потужність у живильній лінії або втрату активної потужності на передачу реактивної; для оцінки відхилень напруги – напругу у вузлі підключення СП. Відповідно, результати керування повинні оцінюватися за комплексом критеріїв.

У термінах операційного аналізу така задача є багатокритеріальною. Один із науково обґрунтованих підходів для вирішення подібних завдань – це метод субоптимізації. Він вибирає вибір критерію, для якого формується аналітичний опис, який служить цільовою функцією математичної моделі. Інші критерії мають встановлені допустимі значення та контролюються обмеженнями моделей.

В якості критерію оптимальності в цій задачі візьмемо модуль струму зворотної послідовності у живильній лінії – I_2^K .

Обмеження в математичній моделі мають бути такими:

– виключення реактивної потужності СП, що виключає можливість утворення потоків реактивних навантажень з мереж споживача у мережу енергопостачальної компанії;

– значення напруги у вузлі підключення СП має бути таке, що дасть змогу контролювати її відхилення;

– обмеження, якими описуються можливі стани (ввімкнено, вимкнено) кожного ступеня СП.

Вихідна інформація про стан об'єкта керування є вектор I_2^H , що може бути обчислений за результатами необхідних вимірювань. Відомості про параметри СП описуються платіжною матрицею, в якій вказується у відповідних стовпцях відомості про характеристики СП: потужність ΔQ_{p1} та струми оберненої послідовності $I_2^{СП}$ та добавки напруги прямої послідовності при вмиканні кожного його ступеня – ΔU_{p1} .

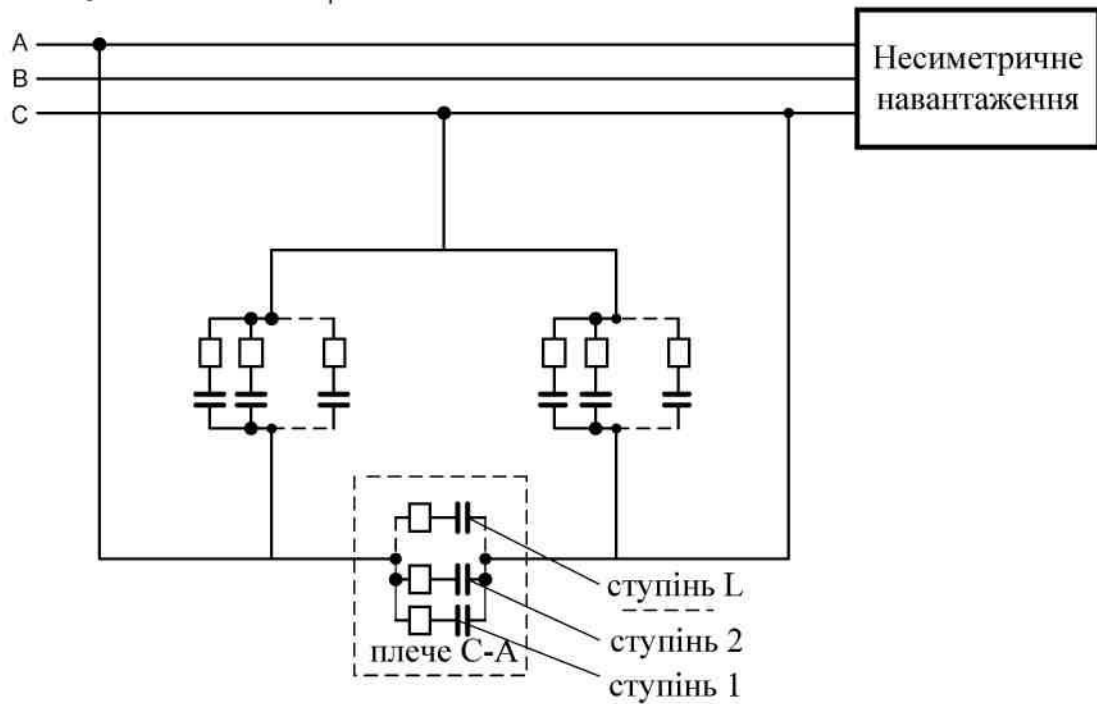


Рис. 12.5. Схема СП дискретного керування на базі батарей статичних конденсаторів

У платіжній матриці (12.16) a_{p1} , b_{p1} є дійсною та уявною складовою вектора $i_2^{СП}$, що створюється при вмиканні 1-го ступеня p -го плеча СП; ΔQ_{p1} – потужність 1-го ступеня p -го плеча; ΔU_{p1} – добавка напруги при вмиканні 1-го ступеня p -го плеча; $p = 1, 2, 3$; $l = 1, 2, \dots, L$.

Всі елементи матриці (12.16) є постійними величинами.

Вводимо керовані змінні, $x_{p1} = 1$ – це включення в плечі p СП секції 1, а $x_{p1} = 0$, то навпаки. Керовані змінні утворюють вектор керування розміром $3L$.

	ΔQ_{pl}	Струм, $i_2^{СП}$	ΔU_{pl}	
Плече А–В; ступінь 1	ΔQ_{11}	$a_{11} + jb_{11}$	ΔU_{11}	(12.16)
ступінь 2	ΔQ_{12}	$a_{12} + jb_{12}$	ΔU_{12}	

ступінь L	ΔQ_{1L}	$a_{1L} + jb_{1L}$	ΔU_{1L}	
Плече В–С; ступінь 1	ΔQ_{21}	$a_{21} + jb_{21}$	ΔU_{21}	
ступінь 2	ΔQ_{22}	$a_{22} + jb_{22}$	ΔU_{22}	

ступінь L	ΔQ_{2L}	$a_{2L} + jb_{2L}$	ΔU_{2L}	
Плече С–А; ступінь 1	ΔQ_{31}	$a_{31} + jb_{31}$	ΔU_{31}	
ступінь 2	ΔQ_{32}	$a_{32} + jb_{32}$	ΔU_{32}	

ступінь L	ΔQ_{3L}	$a_{3L} + jb_{3L}$	ΔU_{3L}	

Наприклад, при включенні в плечі А-В СП ступеня 1 маємо вплив на керований параметр стану об'єкта управління та за результатами його отримуємо:

$$i_2^K = \operatorname{Re} i_2^H + a_{11} + j(\operatorname{Im} i_2^H + b_{11}).$$

Маючи інформацію про суть впливу на об'єкт управління записуємо цільову функцію:

$$\left| \operatorname{Re} i_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} = j \left(\operatorname{Im} i_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 b_{pl} x_{pl} \right) \right| \rightarrow \min.$$

З урахуванням обмеження на контроль реактивної потужності при значній несиметрії і високому $\cos\varphi$, можемо записати:

$$\sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 \Delta Q_{pl} x_{pl} \leq Q_{\text{доп}},$$

де $Q_{\text{доп}}$ – реактивна потужність СП (сумарна потужність увімкнутих секцій СП), яка, наприклад, виключає можливість появи зворотних потоків реактивних навантажень з мереж споживача в мережі енергопостачальної компанії.

З урахуванням обмеження на виключення можливості перевищити допустиме значення напруги у вузлі підключення СП:

$$U_1 + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 \Delta U_{pl} x_{pl} \leq U_{\text{max доп}},$$

де $U_{\text{max доп}}$ – максимально допустиме відхилення напруги.

У разі коли вихідне значення напруги близьке до $U_{\text{max доп}}$ слід враховувати обмеження на його допустиме значення.

Можливі стани («вимкнено» або «увімкнено») секції 1 плеча p СП описуються таким аналітичним співвідношенням:

$$x_{pl} + \bar{x}_{pl} = 1,$$

де \bar{x}_{pl} – фіктивна змінна, що змісту фізичного не має, коли $x_{pl} = 1$, то $\bar{x}_{pl} = 0$ та навпаки.

Кожна секція СП в моделі має містити аналогічний опис.

Варто зазначити, що кожне додаткове обмеження здатне звужувати область можливих розв'язків, що може знизити ефективність оптимального результату. Іноді навіть може статися так, що множина допустимих розв'язків зникає, а можливості покращення режиму вже немає. Крім цього, додаткові обмеження викликають складність розрахунків, що у свою чергу, може забезпечити технічну реалізацію системи управління, наприклад у вигляді мікропроцесорного пристрою, дорожчою. Отже, кожне обмеження в моделі управління має бути виправданим.

Математична модель, яка враховує всі перераховані та зазначені умови для прийняття рішення щодо симетрування електричного режиму в системі електропостачання за допомогою СП (див. рис. 12.5), має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left| \operatorname{Re} \dot{I}_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} + j \left(\operatorname{Im} \dot{I}_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} \right) \right| \rightarrow \min \\ \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 \Delta Q_{pl} \leq Q_{\text{доп}} \\ U_1 + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 \Delta U_{pl} x_{pl} \leq U_{\text{макс доп}} \\ x_{11} + \bar{x}_{11} = 1 \\ x_{12} + \bar{x}_{12} = 1 \\ \text{---} \\ x_{1L} + \bar{x}_{1L} = 1 \\ \text{---} \\ x_{3L} + \bar{x}_{3L} = 1 \\ x_{pl}; \bar{x}_{pl} \in \{1, 0\}. \end{array} \right.$$

Для прийняття локальних рішень та здійснення керування щодо впливу тільки на струм зворотної послідовності вводу електричного живлення, можна використовувати таку математичну модель:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left| \operatorname{Re} \dot{I}_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} + j \left(\operatorname{Im} \dot{I}_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} \right) \right| \rightarrow \min \\ x_{11} + \bar{x}_{11} = 1 \\ x_{12} + \bar{x}_{12} = 1 \\ \text{---} \\ x_{1L} + \bar{x}_{1L} = 1 \\ \text{---} \\ x_{3L} + \bar{x}_{3L} = 1 \\ x_{pl}; \bar{x}_{pl} \in \{1, 0\}. \end{array} \right. \quad (12.17)$$

Розв'язок, отриманий за допомогою математичної моделі (12.17), дозволяє мінімізувати несиметричний режим, використовуючи всі доступні засоби у даному випадку. Дискретно-керовані СП, побудовані за іншими схемами, також можуть генерувати набір струмів $\dot{I}_2^{\text{СП}}$. Відтак, характеристики такого пристрою

можуть бути представлені у вигляді платіжної матриці (12.16), а вектор керування визначений у відповідності з наведеними математичними моделями.

Нескалярну математичну модель (12.17) можна можна проаналізувати за допомогою розглянутого модифікованого симплекс-методу лінійного програмування.

Процедуру отримання вектора керування для несиметричного режиму електричної мережі розглянемо на конкретному чисельному прикладі.

В живильній лінії несиметричного навантаження, встановлюється режим, симетрична складова струму зворотної послідовності якого дорівнює $I_2^H = 4,036 + j1,725 = 4,39e^{j23,1}$ А. До цього вузла живлення підключений СП на базі силових конденсаторних батарей з параметри вираженими через струми I_c :

Плече А-В (1):

ступінь 1, $I_c = 1,8$ А;

ступінь 2, $I_c = 1,2$ А;

ступінь 3, $I_c = 0,6$ А.

Для плеча В-С (2) і С-А (3) кількість ступенів і їх параметри такі ж.

Для симетрування режиму модель керування виглядає так:

$$\begin{cases} |4.036 + (-0.9 - 0.6 - 0.3 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0.9 \ 0.6 \ 0.3)\mathbf{X} + \\ + j[1.725 + (0.52 \ 0.346 \ 0.173 \ -1.04 \ -0.693 - \\ - 0.346 \ 0.52 \ 0.346 \ 0.173)\mathbf{X}] \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ x_{pl}; \bar{x}_{pl} \in \{1, 0\}, \end{cases}$$

$$\text{де } \mathbf{X}^T = (x_{11} \ x_{12} \ x_{13} \ x_{21} \ x_{22} \ x_{23} \ x_{31} \ x_{32} \ x_{33}); \ \bar{\mathbf{X}}^T = (\bar{x}_{11} \ \bar{x}_{12} \ \bar{x}_{13} \ \bar{x}_{21} \ \bar{x}_{22} \ \bar{x}_{23} \ \bar{x}_{31} \ \bar{x}_{32} \ \bar{x}_{33})$$

– вектори керування;

\mathbf{n} – одинична матриця вимірністю 9×1 .

Розв'язавши систему рівнянь, отримаємо вектор: $\mathbf{X}^T = (111111000)$. Для його реалізації необхідно включити усі ступені СП у плечах А-В і В-С, в результаті чого по живильній лінії протікатиме струм – $I_2^K = 2,236 + j0,686 = 2,34e^{j16,3}$ А.

Кращий результат отримаємо, якщо в схемі СП збільшується число ступенів, підключенням додаткових конденсаторних потужностей або перерозподілом секцій в цій схемі, відключенням невикористаних від напруги U_{CA} та підключенням їх до напруги U_{AB} і U_{BC} .

ВИСНОВКИ

За результатами виконання магістерської роботи щодо реконструкції підстанції у м. Ужгород для підвищення надійності електропостачання споживачів, на основі проведеного аналізу та розрахунків прийняті такі нижче наведені рішення.

1. Відповідно до проведеного аналізу встановленого обладнання на діючій підстанції та існуючих і майбутніх споживачів електричної енергії, заживлених від даної підстанції, розроблено ряд заходів для покращення надійності схеми електропостачання.

2. При проведенні аналізу встановленого обладнання на підстанції та її схеми встановлено, що на підстанції 110/10 кВ силовий трансформатор Т1 з боку високої напруги підключений за спрощеною схемою через віддільник ОД і короткозамикач КЗ. Відгалуження від живильних ліній заведені на підстанцію через лінійні роз'єднувачі. Наявна схема не задовольняє вимогам по надійності електропостачання споживачів проектованої підстанції, а також не забезпечує надійну роботу всієї мережі при деяких аварійних режимах. Тому в проектному варіанті запропоновано використання схеми мостика з ремонтною перемичкою. На стороні ВН замість ОД і КЗ встановити елегазові вимикачі ВГБУ-110, роз'єднувачі типу РНДЗ-2-110/1000, ОПН замість розрядників РВС-110, РВП-110 і трансформатор напруги на 2 С.Ш. типу НКФ-110-83У1.

Дана схема відрізняється наочністю, достатньою надійністю, гнучкістю й простотою для технічного обслуговування. А головне, дозволяє забезпечити

високий рівень надійності електропостачання споживачів, що живляться від даної підстанції, а також підвищує надійність роботи всієї мережі в цілому.

На стороні 10 кВ додаємо другу секцію шин К2 у складі КРУН-10кВ, секційний вимикач ВВ/TEL-10/630 і секційний роз'єднувач РВЗ. Буде зроблена заміна комірок КРУН серії К-47 на комірці КРУН типу К-59. В комірці КРУН типу К-59 встановлені вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10/630, у відмінності від К-47 у якій встановлені масляні вимикачі, у К-59 є електронагрівач для обігріву механічної частини приводу.

Проектуємо дві лінії, що відходять від секції шин К2-10 кВ трансформатора Т-2, одна з яких призначена для електропостачання сільськогосподарських споживачів, інша лінія – для деревообробного заводу. Вільні комірці, що залишилися, призначені для резервного електропостачання.

У зв'язку з великим строком експлуатації існуючого заземлюючого пристрою (ЗП) і недопустимості зниження рівня безпеки обслуговуючого персоналу спроектуємо новий ЗП.

3. Здійснено аналіз добового графіку електричних навантажень трансформаторної підстанції, який дозволив правильно підійти до вибору основного обладнання підстанцій: трансформаторів; компенсуючих пристроїв; кабелів і намітити найбільш економічний режим їх роботи.

4. Проведено розрахунки струмів короткого замикання, на основі яких здійснено вибір та виконано перевірку всього обладнання по умові електродинамічної та термічної стійкості. Розрахунки показали, що використання додаткового струмообмежувального обладнання на підстанції не потрібне.

5. На основі отриманих даних було розраховано та побудовано схему релейного захисту трансформатора. Для захисту трансформатора було встановлено диференціальний струмовий захист, газовий захист та максимально струмовий захист з витримкою часу від перевантаження та короткого замикання в якості резервного захисту на стороні 110 кВ.

6. Для забезпечення автоматичного комерційного обліку на підстанції було прийнято рішення встановити лічильники Євроальфа, що дозволяють вимірювати як активну так і реактивну складову потужності.

7. Для захисту підстанції від прямих попадань блискавки в роботі було розглянуто питання блискавкозахисту та заземлення, а також виконано розрахунок освітлювальної мережі відкритого розподільчого пристрою.

8. Для забезпечення власних потреб підстанції передбачаємо встановлення на ній трансформаторів власних потреб. На даній ПС використаємо змінний оперативний струм. Як джерело оперативного струму для живлення захистів застосовуємо комбіноване живлення від трансформатора струму (ТА) і напруги (TV) одночасно, тобто використовуємо випрямлений струм.

9. В спеціальній частині магістерської роботи розглянуто питання щодо задач оптимального керування якістю електроенергії.

Для прикладу, в роботі детально розглянуті деякі задачі керування несиметричними режимами в електромережі з ізольованою нейтраллю, що спричиняються приймачами несиметричного виконання. В таких випадках несиметричний режим характеризується лише системами струмів і напруг зворотної послідовності. Для задач керування несиметрією режиму детально акцентовано увагу на всіх етапах їх розробки: вивчення об'єкта керування; обґрунтування критерію; постановка задачі оптимального керування; математичне моделювання задачі; вибір алгоритму аналізу математичної моделі.

Несиметричні режими в системах електропостачання динамічні, і тому для отримання задовільних результатів потрібне постійне коригування керування, а його пошук може виконувати ЕОМ. Використання ЕОМ дозволить здійснити оптимальне керування несиметрією режиму на основі методів дослідження операцій, що дає можливість ще до прийняття рішення визначити його вплив на систему електропостачання, а також прогнозувати (якщо це потрібно) розвиток процесу в часі. Методи дослідження операцій дозволяють характеризувати якісні та кількісні взаємозв'язки всередині об'єкта керування та поза ним і, таким чином, приймати рішення з урахуванням цих взаємозв'язків.

Задача оптимального керування несиметрією режиму шляхом внутрішнього симетрування, що впроваджена на одному із підприємств електродної промисловості, де експлуатуються потужні (до 18 МВт) однофазні електропічні установки змінного струму. Ефективність такого керування видно із наведених графіків, які демонструють результати експерименту, проведеного на підприємстві протягом доби і на яких наведена динаміка струму зворотної послідовності несиметричного навантаження, приведеного до напруги 35 кВ. Керування виконувалось з часом дискретизації 1 година. Для отримання наведених результатів протягом доби необхідно було провести коригування вектора керування 3 рази.

Протягом доби змінювалась кількість працюючих електропічних установок від однієї до чотирьох. Саме керування виконувалось так:

- щогодини людина збирає необхідну інформацію (P_n та $\cos\varphi_n$);
- у діалоговому режимі здійснюється введення інформації в комп'ютер і розраховується вектор керування;
- людина оцінює отримані результати і приймає рішення щодо їх реалізації;
- наступної години все повторюється.

Таким чином, система керування працює в режимі радника, в якій остаточне рішення залишається за людиною.

Отже, впровадження запропонованих заходів дозволить підвищити надійність роботи електричного обладнання підстанції у м. Ужгород та відповідатиме всім вимогам ПУЕ, ПТЕ, ДБН і іншим чинним нормативно-технічним документам України. Крім того, керування несиметрією режиму, дасть змогу значно покращити якість електричної енергії.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: Навч. Посібник /О.М.Сірий, В.Є.Шестеренко. – К.: ІСДО, 1993. – 592 с.
2. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: навч. посіб. /О.М.Сірий; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. ун-т харч. технол. – К.: НУХТ, 2011. – 319 с.
3. Електрична частина станцій і підстанцій: Навч. посібник /А.О.Омельчук. – К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. – 479 с.
4. Циценков Д. В., Красовский П. Ю. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання //Електротехніка і електроенергетика. 2015. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodi-ta-zasobi-znizhennya-tehnichnih-vtratelektroenergiyi-v-elementah-sistem-elektropostachannya>.
5. Life-cycle assessment of high-voltage as-sets using statistical tool/ L. Chmura. – PhD thesis Technical University Delft: ISBN 978-94-6182-396-0 - 2014.
6. Statistical Failure Analysis of European Substation Transformers [Electronic resource] /Farzaneh Vahidi, Stefan Tenbohlen //Conference: 6. ETGFachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel. – 2014.
7. Попадченко, С. А. "Аналіз світових тенденцій модернізації електричних підстанцій на сучасному етапі розвитку." Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка 175 (2016): 30-32.
8. Жилінський, А. С. (2020). Підвищення ефективності електропостачання шляхом модернізації розподільчих станцій та підстанцій (Master's thesis, КПІ ім. Ігоря Сікорського).
9. Цветков, Г. Є. (2018). Обґрунтування варіанту модернізації трансформаторної підстанції та вибору апаратури.
10. Розрахунок струмів коротких замикань. Навчальний посібник /Н.В. Букович, Г.М. Лисяк, Г.Н. Міркевич, А.Я. Яцейко. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2018. – 236 с.

11. Електричні апарати: конспект лекцій: у 3 ч. Ч. 2. Електричні апарати низької напруги /укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков. – Суми: Сумський державний університет, 2020. – 66 с.
12. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів: [затв. Наказом М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] /М-во палива та енергетики України. – Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. – 318 с.
13. Ципленков Д. В. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання /Д.В. Ципленков, П.Ю. Красовський //Електротехніка та електроенергетика. – 2015. – № 1. – С. 77–82. – Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/etee_2015_1_15.
14. Красовський, П. Ю. Складові втрат електроенергії в елементах систем електропостачання. Вісник Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту ім. академіка В. Лазаряна.–Вип, 2009, 27:77-80. – Режим доступу: <http://stp.diit.edu.ua/article/viewFile/14228/12050>.
15. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Харків: Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
16. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
17. ДСТУ Б В.2.5-38:2008. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд.
18. Завадський Б., Семенчук І., Ярчення М. Модернізація обладнання підстанцій //Зб. наук. праць /Терн. нац. тех. універ. ім. І.Пулюя. – Т.:, 2021. С. 56.
19. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник Ч.2 /укл. Д.П.Козярьський, Е.В.Майструк, І.П.Козярьський. – Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. – 130 с.
20. АСУ в електроспоживанні: навчальний посібник /Л.Б. Терешкевич. – Вінниця: ВНТУ, 2016. – 136 с.
21. Особливі режими електричних мереж / [Півняк Г. Г., Шидловський А. К, Кітель Г. А. та ін.]. – Д.: Національний гірничий університет, 2009. – 376 с.
22. Милосердов В. О. Алгоритмізація оптимізаційних задач енергетики /Милосердов В.О., Терешкевич Л.Б. – Вінниця: ВНТУ. 2004. – 122 с.