

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ПОГОДЖЕНО
Директор ІНІ енергетики,
автоматики і енергозбереження

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри
інженерії енергосистем

_____ /Каплун В.В./
(підпис)

« _____ » _____ 2025 р.

_____ /Антипов Є.О./
(підпис)

« _____ » _____ 2025 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Розробка проекту реконструкції електричної мережі 10 кВ із підвищенням якості електропостачання»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

С.М. Усенко
(ПІБ)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

К.Т.Н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

Н.Д. Пруднікова
(ПІБ)

К.Т.Н., ст. викладач
(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

В.В. Ликтей
(ПІБ)

Виконав

_____ (підпис)

Р.В. Юрченко
(ПІБ)

КИЇВ – 2025

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
інженерії енергосистем
к.т.н доцент Антипов Є.О.
(ступінь, звання) (підпис) (ПІБ)
«18» листопада 2024 р.

**ЗАВДАННЯ
ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ**

Юрченку Роману Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи «Розробка проекту реконструкції електричної мережі 10 кВ із підвищенням якості електропостачання» затверджена наказом ректора Національного університету біоресурсів і природокористування України від 18.11.2024р. № 2061 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру 14.11.2025р.
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи: схема існуючої електричної мережі 10 кВ, дані про навантаження споживачів; нормативні документи: ПУЕ, ДСТУ EN 50160:2014, ДСТУ ІЕС 60038:2020, ДБН В.2.5-23:2010, НТП для проектування електричних мереж 6–10 кВ; кліматичні, географічні та експлуатаційні умови району; економічні показники вартості матеріалів і робіт; вимоги щодо охорони праці та безпечної експлуатації електроустановок.

Перелік питань, що підлягають дослідженню: 1. Аналіз існуючої системи електропостачання; 2. Реконструкція електричної мережі та підвищення надійності електропостачання; 3. Оцінка та забезпечення показників якості електропостачання в схемі реконструкції; 4. Технічно-економічні розрахунки та охорона праці.

Перелік графічного матеріалу: презентація в програмному забезпеченні MS Power Point

Дата видачі завдання «18» листопада 2024 р.

Керівник магістерської роботи

к.т.н., доцент Н.Д. Пруднікова
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

к.т.н., ст. викладач В.В. Ликтей
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

Завдання прийняв до виконання Р.В. Юрченко
(підпис) (ПІБ)

РЕФЕРАТ

Магістерська кваліфікаційна робота складається з чотирьох розділів, висновку та списку використаних джерел. Робота містить 80 сторінок, налічує 19 рисунки, 11 таблиць, а також перелік використаних джерел.

У даній роботі розроблено проект реконструкції електричної мережі 10 кВ підстанції «ЛБ-2» з метою підвищення надійності та якості електропостачання. Проаналізовано існуючу тупикову схему живлення, яка має недостатню надійність для споживачів II категорії (агропідприємств). Проведено техніко-економічне порівняння двох варіантів резервування: мережевого (встановлення другого трансформатора та АВР) та автономного (газопоршнева станція). На основі розрахунку наведених витрат обрано варіант мережевого резервування. Для обраного варіанту розраховано струми короткого замикання, обрано силове обладнання (вимикачі, трансформатори струму та напруги) та розраховано уставки релейного захисту. Спроектовано схему автоматичного введення резерву (АВР) для забезпечення безперебійності живлення. Додатково проаналізовано проблему низької якості електроенергії, зокрема значну несиметрію напруг в мережі 0,4 кВ. Для її вирішення запропоновано встановлення симетруючих автотрансформаторів (АТС-С), що, згідно з розрахунками, дозволяє знизити втрати потужності в лінії на 36% та стабілізувати напругу. Розрахунковий термін окупності додаткових капіталовкладень у проект складає 2,6 роки. Чистий дисконтований прибуток становить 5820,6 тис. грн. У висновку наведено основні результати, отримані в ході виконання магістерської роботи.

Ключові слова та поняття: реконструкція, електрична мережа 10 кВ, надійність електропостачання, якість електроенергії, автоматичне введення резерву (АВР), симетруючий автотрансформатор, економічна ефективність.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ.....	06
ВСТУП.....	07
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ...	09
1.1. Аналіз існуючої системи електропостачання та постановка задач до проектування.....	09
1.2. Аналіз схеми електричної мережі.....	11
Висновок до розділу 1.....	11
РОЗДІЛ 2. РЕКОНСТРУКЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	13
2.1. Вибір та розрахунок найкращого варіанту схеми електричної мережі.....	13
2.2. Розрахунок наведених затрат по різних варіантам схем електричної мережі.....	15
2.3. Розрахунок струмів короткого замикання.....	18
2.4. Вибір обладнання живлення ТП.....	22
2.5. Розрахунок струмових захистів лінії 10 кВ.....	31
2.6. Підвищення надійності шляхом введення мережевого АВР та розрахунок установок АВР.....	38
Висновок до розділу 2.....	43
РОЗДІЛ 3. ОЦІНКА ТА ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В СХЕМІ РЕКОНСТРУКЦІЇ.....	45
3.1. Стандарти та ключові показники якості електроенергії.....	45
3.2. Вплив низької якості електроенергії на споживачів II категорії... ..	50
3.3. Аналіз несиметрії напруг та вищих гармонік в мережі 0,4 кВ.....	52
3.4. Покращення якості електропостачання шляхом застосування симетруючого автотрансформатора.....	54

3.5. Оцінка показників якості електроенергії після проведення реконструкції.....	62
Висновок до розділу 3.....	64
РОЗДІЛ 4. ТЕХНІЧНО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ.....	66
4.1. Розрахунок додаткових капітальних вкладень в електропостачання.....	66
4.2. Визначення річних експлуатаційних витрат по змінним статтям..	67
4.3. Визначення вірогідності збитків від перерв у електропостачанні.	68
4.4. Техніко–економічна оцінка проєктованої електричної мережі....	69
4.5. Розрахунок захисного заземлення ТП.....	73
Висновок до розділу 4.....	75
ВИСНОВКИ.....	77
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	79

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ
І ТЕРМІНІВ

- ПЛ – повітряна лінія;
- РП – розподільний пристрій;
- ТП – трансформаторна підстанція;
- ШР – шафа розподільча;
- ТС – трансформатор струму;
- КЗ – коротке замикання;
- ВН – вища напруга;
- ТВП - трансформатор власних потреб;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТО – технічне обслуговування;
- ЯЕ – якість електропостачання
- АВР – автоматичний ввід резерву

ВСТУП

Актуальність цієї роботи зумовлена тим, що існуючі повітряні лінії електропередач напругою 10 кВ стикаються з проблемою поступового зростання навантажень. Оскільки сучасне виробництво та споживання постійно збільшують попит на електроенергію, виникає нагальна потреба в реконструкції електричних ліній та уточненні розподілу навантажень на окремих ділянках мережі.

Практична значущість роботи полягає у розробці конкретного плану реконструкції електричної мережі, спрямованого на підвищення якості електропостачання. Крім того, важливим аспектом є визначення економічної доцільності запропонованого проекту.

Об'єктом дослідження є загальний район електропостачання, який отримує живлення від підстанції 500 кВ через мережі 110 кВ та 220 кВ.

Предметом дослідження виступають безпосередньо лінії електропостачання напругою 10 кВ, а також обладнання суміжних підстанцій, що до них належить.

Ціль дослідження — розробити детальний проект реконструкції електричної мережі 10 кВ, ключовою задачею якого є підвищення надійності електропостачання споживачів.

Для досягнення цієї мети були визначені наступні завдання дослідження:

Проаналізувати наявні вихідні дані для проведення реконструкції.

Розрахувати актуальні силові навантаження, які припадають на дану електричну мережу.

Розглянути можливі варіанти реконструкції та обрати найкращий з них, базуючись на економічних розрахунках та міркуваннях.

Вибрати та обґрунтувати встановлення нового обладнання на підстанціях, включаючи розробку необхідних захисних та комутаційних апаратів.

Розробити комплекс організаційно-технічних заходів, покликаних підвищити надійність електричної мережі, що реконструюється.

Здійснити повний економічний розрахунок запропонованого плану реконструкції.

Розглянути питання, пов'язані з електробезпекою під час проведення монтажних та налагоджувальних робіт.

Результатом виконання даної роботи має стати готовий план реконструкції електричної схеми мережі 10 кВ. Цей план повинен включати перевірку обраної схеми за умовами спрацьовування захисних апаратів, розробку специфіс пристрою для підвищення надійності електропостачання, а також повне техніко-економічне обґрунтування проекту.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. Аналіз існуючої системи електропостачання та постановка задач до проектування

Електропостачання району здійснюється від підстанції «Південна ГЗК» 500 кВ по мережі 110 і 220 кВ. Мережа 110 кВ цього району включає дві підстанції (ПС): «Придністровська», «Вузлова», мережа 220 кВ представлена ПС «КПО». Мережа 35 кВ забезпечує надійне постачання споживачів електроенергією, але частина підстанцій 35/10 кВ є однострансформаторними та мають резерв як за 35 кВ, так і по 10 кВ. Підстанція «ЛБ-2» не забезпечується резервним живленням за 10 кВ.

Розглянутий район електропостачання характеризується такими кліматичними умовами:

- нормативна товщина стінки ожеледиці 20 мм – IV район;
- нормативний швидкісний напір вітру 650 Н/м² – IV район.
- швидкісний напір вітру при ожеледиці 160 Н/м².
- середня річна тривалість гроз 67,4 год.
- максимальна глибина промерзання ґрунтів за даними спостереження становить 0,8 м-коду.

- температура:
 - середньорічна + 10 °С;
 - максимальна + 40 °С;
 - мінімальна - 30 °С;
 - при ожеледиці - 5 °С;
 - середня найбільш холодної п'ятиденки - 23 °С.

Підстанція «ЛБ-2» розташована у південній частині Дніпровського району. Ця підстанція отримує живлення по лінії напругою 35 кВ, що підходить від підстанції «Мар'янська», є тупиковою і передає енергію 45 розподільним

пунктам 10/0,4 кВ. Підстанція "ЛБ-2" забезпечує електропостачання населеного пункту із загальною чисельністю населення близько 8000 осіб. В аварійному режимі передбачено подачу електричної енергії від підстанції «Сурська» 35/10 кВ ДТЕК Дніпровські електромережі.

У зоні, охопленій мережею 10 кВ, підстанція живить споживачів II та III категорій, серед яких свинотоварна (підстанція № 415), молочнотоварні (підстанція № 301, №267, №259) ферми, причому у споживачів підстанцій відсутні джерела автономного резервного живлення. Також у цій зоні заплановано на найближчі три роки будівництво ще двох споживачів II категорії: свинотоварної ферми (підстанція № 241) та пташника (підстанція №257), електропостачання яких не повинно перериватись на час понад 0,5 години.

Отже, надійність існуючої системи електропостачання споживачів є недостатньою і в результаті проектування її необхідно підвищити.

Оскільки конфігурація мережі, що реконструюється, може бути різною, до розгляду прийнято два можливі варіанти розвитку електропостачання підстанції «ЛБ-2»:

Варіант перший (Мережеве резервування): Для підвищення надійності електропостачання споживачів Дніпровського району пропонується до існуючої підстанції «ЛБ-2» додати другий резервний трансформатор, що підключається на резервне живлення від підстанції «Сурська».

Варіант другий (Автономне резервування): Другим варіантом передбачається зробити резервування автономним. Цей шлях полягає у будівництві та облаштуванні аварійної газопоршневої станції (ГПС) достатньої потужності. Ця станція буде підключена до шин 10 кВ підстанції «ЛБ-2» і призначена для автоматичного запуску (через пристрій АВР) для живлення споживачів II категорії під час зникнення напруги в основній мережі, забезпечуючи їх повну енергетичну незалежність від стану зовнішніх мереж.

1.2. Аналіз схеми електричної мережі

У вихідному варіанті схеми електричної мережі підстанція «ЛБ-2» забезпечує електропостачання населеного пункту. При аварійному режимі електроенергія подається від ПС «Сурська» 35/10 кВ. Мережа 10 кВ живить споживачів II та III категорій.

Ця схема не забезпечена належним рівнем надійності електропостачання, так як для даної підстанції передбачено резервування за допомогою лінії, що проходить від іншої підстанції, на самій підстанції «ЛБ-2» встановлено лише 1 трансформатор, який у разі відмови не дозволить жити споживачів II категорії, для яких тривалі перерви в електропостачанні є найбільш критичними.

Більше того, існуюча тупикова схема живлення не гарантує належної якості електроенергії (стабільності напруги, симетрії), що є критичним для чутливого сучасного обладнання агропромислових споживачів (ферм). Це ставить під сумнів ефективність простого мережевого резервування (Варіант перший) та вимагає детального аналізу автономного джерела (Варіант другий) як засобу забезпечення не лише надійності, але й якості живлення в аварійних режимах.

Висновок до розділу 1

У цьому розділі було проведено аналіз існуючої системи електропостачання, зосереджений на підстанції «ЛБ-2». Аналіз виявив, що ПС «ЛБ-2» є тупиковою та однострансформаторною, що створює значні ризики для електропостачання.

Ключові проблеми, ідентифіковані в розділі:

Недостатня надійність: Підстанція живить споживачів II категорії (зокрема, молочні та свинотоварні ферми), які не мають власних джерел резервного живлення. Існуюча схема з одним трансформатором не забезпечує

необхідного рівня надійності, особливо з урахуванням планового будівництва нових споживачів II категорії.

Незадовільна якість електроенергії: Існуюча тупикова схема живлення не гарантує належної якості електроенергії, зокрема стабільності та симетрії напруги. Це є критичним фактором для чутливого сучасного обладнання, що використовується на агропромислових підприємствах.

Для вирішення цих проблем було визначено два можливі варіанти реконструкції: мережеве резервування (встановлення другого резервного трансформатора, що живиться від ПС «Сурська») та автономне резервування (будівництво аварійної газопоршневої станції (ГПС) з підключенням до шин 10 кВ).

Аналіз показав, що просте мережеве резервування (Варіант 1) може бути недостатнім через проблеми з якістю електроенергії. Тому в наступних розділах необхідно провести детальне техніко-економічне порівняння обох варіантів для вибору оптимального рішення, що забезпечить як надійність, так і якість живлення.

РОЗДІЛ 2

РЕКОНСТРУКЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**2.1 Вибір та розрахунок найкращого варіанту схеми електричної мережі**Варіант 1

У варіанті під номером один приймається мережеве резервування споживачів за допомогою ПС 35/10 кВ «ЛБ-2» такого ж трансформатора ТМН-2500/35 кВА з такими технічними характеристиками:

$U_{\text{вн}}=35$ кВ; $U_{\text{нн}}=10$ кВ; $\Delta p_{\text{рх}}=6,8$ кВт; $\Delta p_{\text{кз}}=25$ кВт; $u_{\text{к}}=6,5\%$; $I_{\text{хх}}=1,1\%$; Y/Δ.

Схема електричної мережі, яка була обрана показано рис. 2.1.

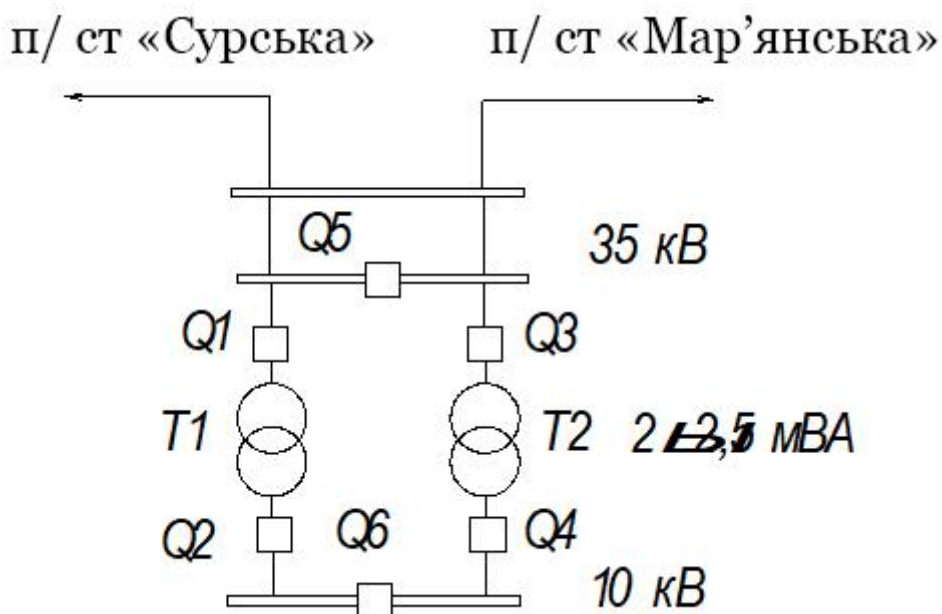


Рис 2.1. Схема електричної мережі за варіантом 1

Варіант 2

У другому варіанті резервування споживачів пропонується шляхом побудови та облаштування аварійної газопоршневої станції (ГПС). Станція підключається до секцій шин 10 кВ підстанції «ЛБ-2» і призначена для

автоматичного запуску при зникненні напруги в основній мережі, забезпечуючи живлення споживачів II категорії.

Проектується встановлення сучасної контейнерної ГПС з автоматичним введенням резерву (АВР). Схема отриманої електричної мережі показана на рисунку 2.2.

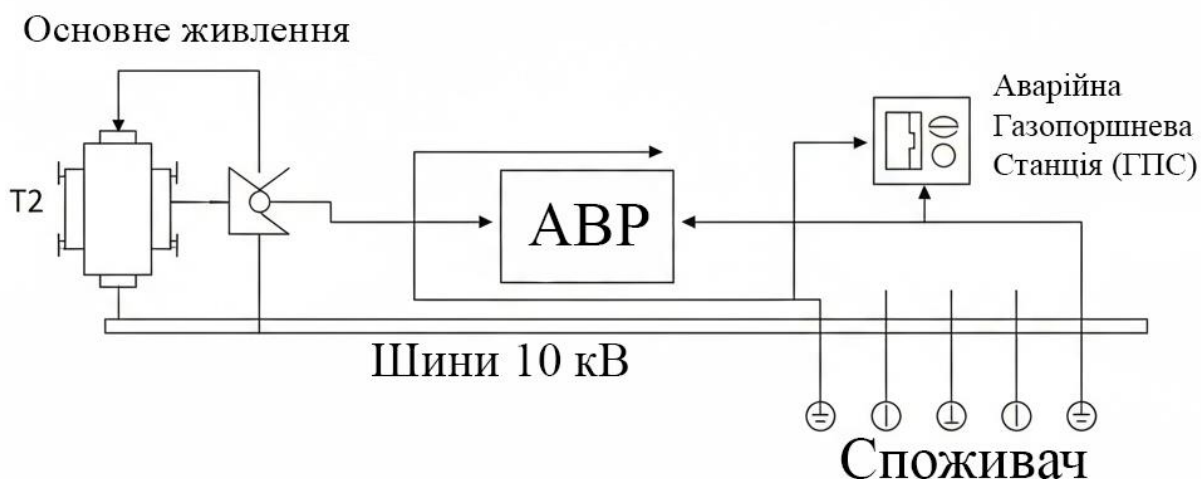


Рис. 2.2. Схема електричної мережі за варіантом 2

Принципом резервування є автоматичний запуск власного джерела (ГПС) при зникненні основного живлення. На відміну від першого варіанту цей є повністю енергетично незалежна. Повна незалежність критичних споживачів від стану зовнішніх мереж в аварійному режимі.

Вплив на втрати в нормальному режимі відсутні. ГПС знаходиться в режимі очікування і не споживає енергію (окрім власних потреб).

Варіант 2 забезпечує найвищий рівень надійності та якості електропостачання для критичних споживачів II категорії (ферм), оскільки створює для них повністю автономний "острівний" режим роботи. Це вирішальним фактором для сучасного обладнання, чутливого до параметрів живлення (відхилень напруги, гармонік, несиметрії).

При проектуванні сільських електричних мереж 10 кВ як метод розрахунку використовується метод розрахунку за умовою мінімуму наведених витрат з перевіркою на обмеження.

Розрахункове навантаження $S_p = 1039$ кВА.

За знайденими значеннями еквівалентної потужності $S_{екв} = 0,7 \cdot S_p$ вибирається економічно доцільний переріз

$$S_{екв} = 0,7 \cdot 1039 = 727,3 \text{ кВА.}$$

Визначається еквівалентний струм у лінії

$$I_{екв} = \frac{S_{екв}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (2.1)$$

де $S_{екв}$ – еквівалентна потужність, кВА;

U_H – номінальна напруга мережі, кВ.

$$I_{екв} = \frac{727,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 41,99 \text{ А.}$$

Критерієм вибору найкращого технічного варіанту є мінімум сумарних наведених витрат, що визначаються за виразом

$$Z_i = \sum_{i=1}^n K_i E_H + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m I_{ij}, \quad (2.2)$$

де K_i – капітальні вкладення в i елемент мережі, тис. грн.;

E_H – коефіцієнт порівняльної ефективності, рівний 0,1;

n – кількість елементів мережі;

m – кількість видів витрат виробництва;

$$I_{ij} = I_a + I_{обс} + I_{ЛЕП}, \quad (2.3)$$

де I_{ij} – витрати виробництва, тис. грн.

I_a – амортизаційні відрахування;

$I_{обс}$ – витрати обслуговування електричних мереж;

$I_{ГПС}$ – витрати на втрати електроенергії під час транспортування її.

2.2 Розрахунок наведених затрат по різним варіантам схем електричної мережі

Розрахунок наведених витрат за першим варіантом

Капітальні витрати на трансформатор ТМ-2500/35 беруться згідно з даними від енергопостачального підприємства.

$$K_{TP} = K_{зак} + K_{б\ddot{y}д}, \quad (2.4)$$

де $K_{зак}$ – вартість трансформатора ТМ-2500/35, тис. грн.;

$K_{б\ddot{y}д}$ – вартість будівництва, тис. грн.

$$K_{TP} = 2500 + 200 = 2700 \text{ тис. грн.};$$

$$\sum_{i=1}^n K_i E_H = 2700 \cdot 0,1 = 270 \text{ тис. грн.};$$

Амортизаційні відрахування згідно варіанту 1

$$\sum_{i=1}^n I_{ai} = K_{TP} \frac{P_{aT}}{100}, \quad (2.5)$$

де P_{aT} – норма амортизаційних відрахувань силового електротехнічного обладнання та розподільчих пристроїв підстанцій.

$$\sum_{i=1}^n I_{ai} = 2700 \frac{6,4}{100} = 172,8 \text{ тис. грн.}$$

Витрати обслуговування мереж за варіантом 1 будуть визначатися за такою формулою

$$I_{обс} = \gamma_c \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (2.6)$$

де γ_c – вартість експлуатаційних робіт, відповідна 1 у.о. (орієнтовно $\gamma_c = 560$ грн./у.о.);

Q_i – обсяг робіт з обслуговування i -го елемента мережі у у.о. (Для силового трансформатора 35 кВ $Q_i = 19,3$ у.о.)

$$I_{обс} = 0,56 \cdot 19,3 = 10,8 \text{ тис. грн.}$$

Річні витрати (у тисячах гривень) на компенсацію втрат електроенергії в трансформаторах розраховують наступним чином:

$$\sum_{i=1}^n I_{TP} = \left[\left(\frac{S_p}{S_H} \right)^2 \cdot p_k \cdot \tau \cdot c_k + p_x \cdot t_b \cdot c_x \right] \cdot 10^{-5}, \quad (2.7)$$

де S_p та S_H – розрахункова та номінальна потужності трансформатора, кВА.;

p_k та p_x – втрати короткого замикання та холостого ходу трансформатора, кВт;

c_k та c_x – вартість втрат короткого замикання та холостого ходу,

$$c_x = c_k = 2500 \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч};$$

де t_b – час увімкненого стану трансформатора, $t_b=12$ ч.

τ – час втрат, $\tau=1900$ ч.

$$\sum_{i=1}^n I_{TP} = \left[\left(\frac{1039}{2500} \right)^2 \cdot 25 \cdot 1900 \cdot 2500 + 6,8 \cdot 12 \cdot 2500 \right] \cdot 10^{-5} = 207,14$$

тис. грн.

$$Z_i = 270 + 172,8 + 10,8 + 207,14 = 660,74 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок наведених витрат за другим варіантом

Розрахунок повністю замінює оригінальні дані. Капітальні вкладення (K_2) включають вартість газопоршневої станції (ГПС) контейнерного типу з системою АВР, її доставку, монтаж та підключення до шин 10 кВ ПС «ЛБ-2».

Капітальні вкладення (K_2): Вартість облаштування ГПС необхідної потужності (наприклад, 2,0-2,5 МВА) з урахуванням проектних та будівельно-монтажних робіт. $K_2 = 10\,000$ тис. грн.

Річні витрати:

Амортизаційні відрахування:

$$\sum_{i=1}^n I_{ai} = K_2 \frac{P_{aT}}{100}, \quad (2.8)$$

де P_{aT} – норма амортизації для енергетичних машин та обладнання (ГПС) на рівні 8%

$$\sum_{i=1}^n I_{ai} = 10000 \frac{8}{100} = 800 \text{ тис. грн.}$$

Витрати обслуговування (І_{обс}): Включають планове технічне обслуговування, регламентні тестові запуски та вартість палива для цих запусків.

$$I_{обс} = 150 \text{ тис. грн.}$$

Оскільки ГПС є резервним джерелом і в нормальному режимі не працює, втрати електроенергії в мережі, пов'язані з цим варіантом, дорівнюють нулю. (Витрати палива під час реальних аварій враховуються при розрахунку збитків у наступних розділах).

$$I_{II} = 0 \text{ тис. грн.}$$

Річні витрати:

$$I_2 = 800 + 150 + 0 = 950 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні наведені витрати (Z_2):

$$Z_2 = (10000 \cdot 0.1) + 950 = 1950,0 \text{ тис. грн.}$$

Результати розрахунку за проєктованими варіантами зводяться до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Результати розрахунку наведених витрат

№ варіанту	$\Sigma K_i E_n,$ тис.грн.	$\Sigma I_a,$ тис.грн.	$\Sigma I_{обс},$ тис.грн.	$\Sigma I_{п},$ тис.грн.	$Z_i,$ тис.грн.
1	270	172,8	10,80	207,14	660,74
2	-	800	150	1866,03	1950,0

З таблиці 2.1 випливає, що наведені витрати на електричну мережу варіанта 1 найменші, тому для подальших розрахунків вибирається електрична мережа, схема якої наведена малюнку 2.1.

2.3. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок стартує з вибору базисної напруги, за неї приймають напругу того ступеня, для якого виконується розрахунок. Далі визначають параметри схеми заміщення.

Приймається базова напруга $U_6=10$ кВ. ВЛ 35 кВ виконана дротом АС-70 довжиною 11,8 км.

Опір ЛЕП розраховується за формулами

$$r_{1ВЛ35} = \Sigma r_{01} \cdot l, \quad (2.9)$$

$$x_{1ВЛ35} = \Sigma x_{01} \cdot l, \quad (2.10)$$

де r_{01} , x_{01} – питомий опір прямої послідовності для даного перерізу провідника з довжиною 1 км;

l – довжина лінії 35 кВ.

$r_{1ВЛ35}$, $x_{1ВЛ35}$ – сумарні активний та реактивний опір лінії електропередачі, Ом.

Опір трансформаторів визначається з виразів

$$\overset{\circ}{r}_{TP} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\delta}^2}{S_H^2} \cdot 10^3, \quad (2.11)$$

$$\overset{\circ}{x}_{TP} = \frac{10 \cdot U_{K\%} \cdot U_{\delta}^2}{S_H}, \quad (2.12)$$

де $\overset{\circ}{r}_{TP}$, $\overset{\circ}{x}_{TP}$ – активний та реактивний опір обмоток силового трансформатора, наведені до базисної напруги, Ом;

U_{δ} – базисна напруга трансформатора, кВ.

Також опори всіх елементів схеми заміщення призводять до базисної напруги.

$$\overset{\circ}{r}_{1ВЛ35} = r_{1ВЛ35} \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_H}\right)^2, \quad (2.13)$$

$$\overset{\circ}{x}_{1ВЛ35} = x_{1ВЛ35} \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_H}\right)^2, \quad (2.14)$$

де $\overset{\circ}{r}_{1ВЛ35}$, $\overset{\circ}{x}_{1ВЛ35}$ – сумарні активний та реактивний опір лінії електропередачі, наведені до базисної напруги, Ом.

Потім розраховується опір до точки короткого замикання за формулою

$$r_{1ВЛ35} = \Sigma r_{01} \cdot l, \quad (2.15)$$

$$\overset{\circ}{x}_{ЕКВК1} = \overset{\circ}{x}_{1ВЛ35} + \overset{\circ}{x}_{TP} + \overset{\circ}{x}_C, \quad (2.16)$$

де $\overset{\circ}{r}_{ЕКВК1}$, $\overset{\circ}{x}_{ЕКВК1}$ – еквівалентний приведенний активний та реактивний опір до точки КЗ від джерела живлення, Ом;

$\overset{\circ}{x}_C$ – опір системи, $\overset{\circ}{x}_C = 0$, тому що система отримує живлення від мережі з нескінченною потужністю, Ом;

Струм трифазного КЗ. у точці К1 дорівнює

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\overset{\circ}{r}_{ЕКВК1}^2 + \overset{\circ}{x}_{ЕКВК1}^2}}, \quad (2.17)$$

де $I_{K1}^{(3)}$ - струм трифазного короткого замикання у точці К1, кА.

$$\overset{\circ}{Z} = \sqrt{\left(\overset{\circ}{r}_{\text{ЕКВК1}}\right)^2 + \left(\overset{\circ}{x}_{\text{ЕКВК1}}\right)^2}, \quad (2.18)$$

де $\overset{\circ}{Z}$ - повний опір то точки КЗ.

Знаходиться ударний струм трифазного короткого замикання у точці К1

$$i_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{К1}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}}, \quad (2.19)$$

де $i_{\text{удК1}}$ – ударний струм трифазного короткого замикання у точці К1, кА;

$K_{\text{уд}}$ – ударний коефіцієнт.

Ударний коефіцієнт визначається з виразу

$$K_{\text{уд}} = 1 + \sin \varphi_k \cdot e^{-\frac{t_{\text{уд1}}}{T_A}}, \quad (2.20)$$

де T_A – постійна часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання, с.

$$t_{\text{уд1}} = 0,01 \cdot \left(\frac{\varphi_k + 90^\circ}{180^\circ} \right), \quad (2.21)$$

$$\varphi_{k1} = \arctg \frac{\overset{\circ}{x}_{\text{ЕКВК1}}}{\overset{\circ}{r}_{\text{ЕКВК1}}}. \quad (2.22)$$

Постійна часу загасання розраховується за формулою

$$T_A = \frac{\overset{\circ}{x}_{\text{ЕКВК1}}}{\omega_c \cdot \overset{\circ}{r}_{\text{ЕКВК1}}}, \quad (2.23)$$

де ω_c – синхронна кутова частота мережі, рад/с.

$$r_{1\text{ВЛ35}} = 0,425 \cdot 11,8 = 5,06 \text{ Ом},$$

$$x_{1\text{ВЛ35}} = 0,283 \cdot 11,8 = 3,34 \text{ Ом},$$

$$\overset{\circ}{r}_{\text{ЦП}} = \frac{25 \cdot 10^2}{2500^2} \cdot 10^3 = 0,4 \text{ Ом},$$

$$\overset{\circ}{X}_{\text{ЦП}} = \frac{10 \cdot 6,5 \cdot 10^2}{2500} = 2,6 \text{ Ом},$$

$$\overset{\circ}{r}_{1\text{ВЛ35}} = 5,06 \cdot \left(\frac{10}{35} \right)^2 = 0,41 \text{ Ом},$$

$$\overset{\circ}{x}_{1\text{ВЛ35}} = 3,34 \cdot \left(\frac{10}{35} \right)^2 = 0,27 \text{ Ом}.$$

Опір до точки К1

$$r_{\text{ЕКВК1}}^{\circ} = 0,41 + 0,4 = 0,81 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{ЕКВК1}}^{\circ} = 0,27 + 2,6 = 2,87 \text{ Ом}.$$

Визначаємо струми трифазного КЗ у точці К1

$$I_{\text{К1}}^{(3)} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,81^2 + 2,87^2}} = 1,936 \text{ кА},$$

$$\varphi_{\text{к1}} = \arctg \frac{2,87}{0,81} = 74,24^{\circ},$$

$$T_A = \frac{2,857}{314 \cdot 0,81} = 0,01128 \text{ с},$$

$$t_{\text{уд1}} = 0,01 \cdot \left(\frac{74,24 + 90}{180} \right) = 0,0091 \text{ с},$$

$$K_{\text{уд1}} = 1 + \sin 74,24 \cdot e^{-\frac{0,0091}{0,01128}} = 1,428,$$

$$i_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot 1,936 \cdot 1,428 = 3,91 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів короткого замикання інших точках розрахункової схеми виконано аналогічно, а результати представлені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Результати розрахунку струму короткого замикання у мережі 35 та 10 кВ

Розрахункова точка	U, кВ	Опір до точки, Ом			I _к ⁽³⁾ , кА	t _{уд} , с	φ _к , град.	T _А , с	K _{уд}	i _{уд,к} , кА
		r _{ЕКВК1} ^о , Ом	x _{ЕКВК1} ^о , Ом	Z, Ом						
К1	1	0,8	2,8	2,9	1,93	0,009	74,	0,011	1,4	3,9
	0	1	7	8	6	1	24	3	28	10
К2	3	5,0	3,3	6,0	3,33	0,006	3,4	0,002	1,0	4,8
	5	6	4	6	3	8	3	1	22	08

2.4. Вибір обладнання живлення ТП

Через те, що 10 кВ розподільний пристрій є КТП з осередками викочування, вибирають вимикач і трансформатори струму (ТС) на вступний та лінійний осередки, а також трансформатор напруги (ТН) і трансформатор власних потреб (ТВП).

Вибір високовольтних вимикачів

Підбір високовольтних вимикачів здійснюється за такими критеріями:

1. Призначення, кліматичне виконання, категорія розміщення та ступінь захисту.

2. По напрузі

$$U_{HA} \geq U_{HC}, \quad (2.24)$$

де U_{HA} – номінальна напруга апарату,

U_{HC} – номінальна напруга мережі.

3. По робочому струму

$$I_{HA} \geq I_{Pmax} = \frac{S_{Pmax}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (2.25)$$

де I_{HA} – номінальний струм апарату,

I_{Pmax} – номінальна напруга мережі.

Вибраний вимикач перевіряється згідно таким критеріям:

4. На здатність відключати

$$I_{Нвідкл} \geq I_{Kmax}^{(3)}, \quad (2.26)$$

де $I_{Нвідкл}$ – номінальний струм відключення апарату,

$I_{Kmax}^{(3)}$ – максимальний струм КЗ.

5. На граничну динамічну стійкість

$$i_{Ндин(скв)} \geq i_{уд}, I_{Ндин(скв)} \geq I_{Kmax}^{(3)}, \quad (2.27)$$

де $i_{Ндин(скв)}$ – амплітудне значення наскрізного струму КЗ;

$I_{Ндин(скв)}$ – номінальний динамічний струм.

6. По термічній стійкості

$$B_{\text{Кроз}} \leq B_{\text{КН}}, \quad (2.28)$$

де $B_{\text{Кроз}}$ – розрахунковий тепловий імпульс, $\text{кА}^2\text{с}$;

$B_{\text{КН}}$ – номінальний тепловий імпульс, $\text{кА}^2\text{с}$.

$$B_{\text{КН}} = I_{\text{Нтерм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \quad (2.29)$$

де $I_{\text{Нтерм}}$ – граничний струм термічної стійкості при часі термічної стійкості

$t_{\text{терм}}$.

$$B_{\text{Кроз}} = B_{\text{КП}} + B_{\text{КА}}, \quad (2.30)$$

де $B_{\text{КП}}$ – тепловий імпульс, спричинений періодичною складовою струму

КЗ.

$B_{\text{КА}}$ – тепловий імпульс, викликаний аперіодичною складовою струму КЗ.

$$B_{\text{КП}} = \left(I_{\text{Кmax}}^{(3)} \right)^2 \cdot t_{\text{max}}, \quad (2.31)$$

де t_{max} – максимальний час дії резервних релейних захистів

$$B_{\text{КА}} = \left(I_{\text{Кmax}}^{(3)} \right)^2 \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{\text{max}}}{T_a}} \right), \quad (2.32)$$

де T_a – постійна часу ланцюга КЗ.

Вибирається вакуумний вимикач на вступному осередку ВВТЕ-10-40/630

У2.

$$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}, \quad I_{\text{Н}} = 630 \text{ А}, \quad I_{\text{Нвідкл}} = 10 \text{ кА}, \quad I_{\text{Ндин(скв)}} = 25 \text{ кА}, \quad i_{\text{Ндин(скв)}} = 10 \text{ кА},$$

$$I_{\text{Нтерм}} = 10 \text{ кА}, \quad t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}, \quad t_{\text{відкл}} = 0,05 \text{ с}.$$

1. Так як на ТП комплектний розподільний пристрій, то кліматичне виконання У2 є задовільним.

$$U_{\text{НА}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{НС}} = 10 \text{ кВ}.$$

$$2. \quad I_{\text{НА}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{Pmax}} = \frac{1039}{\sqrt{3} \cdot 10} = 60 \text{ А}.$$

Вибраний вимикач перевіряємо за такими умовами:

$$3. \quad I_{\text{Нвідкл}} = 10 \text{ кА} > I_{\text{К1max}}^{(3)} = 1,936 \text{ кА}$$

$$4. i_{Hдин(скв)} = 10 \text{ кА} > i_{yд} = 3,910 \text{ кА}, I_{Hдин(скв)} = 25 \text{ кА} > I_{K1max}^{(3)} = 1,936$$

кА

5. По термічній стійкості:

$$B_{KH} = I_{Hтерм}^2 \cdot t_{терм} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{KП} = (I_{Kmax}^{(3)})^2 \cdot t_{max} = 1,936^2 \cdot 3 = 11,244 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{KA} = (I_{Kmax}^{(3)})^2 \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{max}}{T_a}}\right) = 1,936^2 \cdot 0,01128 \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 3}{0,01128}}\right) = 0,042 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{Kроз} = B_{KП} + B_{KA} = 11,244 + 0,042 = 11,286 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{Kроз} = 11,286 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < B_{KH} = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Отже, вимикач задовольняє всі умови.

За таким самим принципом обираються та перевіряються високовольтні вимикачі для сторони 35 кВ. Підсумки вибору представлені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Результати вибору високовольтних вимикачів

Тип	Місце встановлення	U _н , кВ	Технічні дані						Розрахункові дані			
			I _н , А	I _{нвіюкл} , кА	I _{ндин} , кА	i _{ндин} , кА	I _{нтер} , кА	t _{терм} , с	I _{рmax} , А	I _к ⁽³⁾ , кА	i _{yд} , кА	B _{кроз} , кА ² с
ВБНК-35-25/1600У1	ШЗ5	35	1600	25	64	30	25,0	3	17,1	3,333	4,80	33,4
ВБНК-35-25/1600У1	Т1	35	1600	25	64	30	25,0	3	17,1	3,333	4,80	33,4
ВБНК-35-25/1600У1	Т2	35	1600	25	64	30	25,0	3	17,1	3,333	4,80	33,4
ВВТЕ-10-10/630У2	комірка Т1	10	630	10	25	10	10	3	60	1,936	3,91	11,3
ВВТЕ-10-10/630У2	комірка Т2	10	630	10	25	10	10	3	60	1,936	3,91	1,3
ВВТЕ-10-10/630У2	комірка У-1	10	630	10	25	10	10	3	20	1,936	3,91	11,3

Продовження табл. 2.3

ВВТЕ-10-10/630У2	комірка У-11	10	630	10	25	10	10	3	15	1,936	3,91	11,3
ВВТЕ-10-10/630У2	комірка У-5	10	630	10	25	10	10	3	2	1,936	3,91	11,3
ВВТЕ-10-10/630У2	комірка У-9	10	630	10	25	10	10	3	20	1,936	3,91	11,3
ВВТЕ-10-10/630У2	комірка У-3	10	630	10	25	10	10	3	2	1,936	3,91	11,3
ВВТЕ-10-10/630У2	комірка У-7	10	630	10	25	10	10	3	10	1,936	3,91	11,3

Вибір роз'єднувачів

Оскільки в шафах розподільного пристрою 10 кВ застосовуються викочувані елементи, вибір та перевірку роз'єднувачів проводять для сторони 35 кВ підстанції. Підбір роз'єднувачів здійснюється за умовами 1, 2, та 3, які аналогічні до умов вибору вимикача.

Приймається роз'єднувач РНД(З)-35/1000У1.

$$U_H = 35 \text{ кВ}, I_H = 1000 \text{ А}, I_{\text{Нюн(скв)}} = 63 \text{ кА}, I_{\text{Терм}} = 25 \text{ кА}, t_{\text{терм}} = 4 \text{ с.}$$

Перевірка роз'єднувача:

$$1. U_{HA} = 10 \text{ кВ} = U_{HC} = 10 \text{ кВ.}$$

$$2. I_{HA} = 1000 \text{ А} \geq I_{P\text{max}} = \frac{1039}{\sqrt{3} \cdot 35} = 17,14 \text{ А.}$$

$$3. I_{\text{Нюн(скв)}} = 25 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 4,808 \text{ кА}, I_{\text{Нюн(скв)}} = 25 \text{ кА} > I_{K\text{max}}^{(3)} = 3,333 \text{ кА.}$$

4. По термічній стійкості:

$$B_{KH} = I_{\text{Терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{KP} = \left(I_{K\text{max}}^{(3)} \right)^2 \cdot t_{\text{max}} = 3,333^2 \cdot 3 = 33,326 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{KA} = \left(I_{K\text{max}}^{(3)} \right)^2 \cdot T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{\text{max}}}{T_a}} \right) = 3,333^2 \cdot 0,0021 \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 3}{0,0021}} \right) = 0,023 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{K\text{роз}} = B_{KP} + B_{KA} = 33,326 + 0,023 = 33,349 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{кроз}} = 33,349 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < B_{\text{кн}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

таким чином, роз'єднувач відповідає усім вимогам. Решту роз'єднувачів приймають такими ж, адже робочий струм для них однаковий.

Тип приводу для головних та заземлюючих ножів ПР-У1.

Вибір розрядників

Відповідно до методичних посібників приймаються розрядники РВС-35У1.

Вибір ТС

ТС вибираємо згідно факторів 1, 2, 3 вибору вимикача, а також перевіряємо:

4. Перевірка з динамічної стійкості

$$i_{\text{Ндин(скв)}} \geq i_{\text{уд}}, i_{\text{Ндин(скв)}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{ед}} \cdot I_{\text{Н1}}, \quad (2.38)$$

де $K_{\text{ед}}$ – коефіцієнт електродинамічної стійкості,

$I_{\text{Н1}}$ – номінальний струм первинної обмотки.

5. Перевірка по термічній стійкості виконуємо аналогічно вимикачу.

6. Перевірка роботи у заданому класі точності.

Похибка ТС залежить від опору у вторинній обмотці

$$Z_{2\text{Н}} \geq Z_{2\text{роз}}, \quad (2.33)$$

де $Z_{2\text{Н}}$ – опір навантаження вторинної обмотки для заданого класу точності (0,5 необхідний для приладів обліку);

$Z_{2\text{роз}}$ - розрахунковий опір навантаження вторинної обмотки $Z_{2\text{роз}} = r_{2\text{р}}$

$$r_{2\text{р}} = r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} + r_{2\text{п}}, \quad (2.34)$$

де $r_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{I_{2\text{Н}}^2}$ – сумарний опір приладів, підключених до ТС;

$P_{\text{пр}}$ – сумарна потужність приладів;

$I_{2\text{Н}}$ – номінальний струм вторинного ланцюга, 5 А;

$r_{\text{к}}$ – перехідний опір контактних з'єднань у вторинному ланцюзі ($r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$

- при 3-х і більше приладів, $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ - при менш ніж 3-х приладів);

$$r_{2\text{п}} = \rho \cdot \frac{l}{g} \text{ – опір приладів}; \quad (2.35)$$

Вимоги до механічної міцності встановлюють мінімальний переріз з'єднувальних проводів: 4 мм² для алюмінію та 2,5 мм² для міді. При цьому, з огляду на умови монтажу, максимальний допустимий переріз обмежений 6 мм².

Оскільки переріз проводів не був визначений на етапі проектування, умова перевірки зводиться до того, щоб визначити цей переріз за допомогою формули:

$$g \geq \rho \cdot \frac{l}{r_{2H} - r_{np} - r_{2к}}, \quad r_{2H} = Z_{2H}, \quad (2.36)$$

Вибирається ТС у водному осередку РУ 10 кВ (два ТС) ТПЛ-10 УЗ.

$U_H = 10$ кВ, $I_{H1} = 75$ А, $I_{H2} = 5$ А, $K_{ЕД} = 250$, $K_{ТБР} = 45$, $t_{мерм} = 3$ с, $S_{2НОМ} = 10$ ВА.

1. Так як у нас комплектний розподільний пристрій, то кліматичне виконання УЗ є задовільним. $U_{HA} = 10$ кВ = $U_{HC} = 10$ кВ.

$$2. \quad I_{H1} = 75 \text{ А} \geq I_{P_{\max}} = \frac{1039}{\sqrt{3} \cdot 10} = 60 \text{ А.}$$

$$3. \quad i_{\text{Юин(скв)}} = \sqrt{2} \cdot K_{ЭД} \cdot I_{H1} = \sqrt{2} \cdot 250 \cdot 75 = 26,500 \text{ кА} \geq i_{yo} = 3,910 \text{ кА.}$$

$$4. \quad B_{Kроз} = 11,286 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad I_{\text{мерм}} = K_{мер} \cdot I_{H1} = 45 \cdot 75 = 3,375 \text{ кА},$$

$$B_{KH} = 3,375^2 \cdot 3 = 34,170 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{Kроз} = 11,286 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < B_{KH} = 34,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$5. \quad r_{2H} = Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Приймається амперметр Е-350 (клас точності 1,0, $P_A = 0,5$ ВА)

Приймається лічильник активної енергії СА4У-І672М (клас точності 2,0, $P_{\text{Тобм1}} = 2,5$ ВА, $P_{\text{Нобм1}} = 2,5$ ВА).

До одного ТС підключається потужність, що дорівнює $S_{1TT} = P_A + 2P_{\text{Тобм1}} = 0,5 + 2 \cdot 2,5 = 5,5$ Вт.

До другого ТС

$$S_{2TT} = 2P_{\text{Нобм1}} = 2 \cdot 2,5 = 5 \text{ Вт.}$$

І тоді приймається

$$P_{np} = S_{1TT} = 5,5 \text{ Вт},$$

$$r_{np} = \frac{5 \cdot 5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Довжину з'єднувальних проводів

$$l = 6 \text{ м, } \rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} \text{ – для алюмінієвих проводів}$$

$$g = 0,0283 \cdot \frac{6}{0,4 - 0,22 - 0,1} = 2,12 \text{ мм}^2,$$

Приймаємо $g = 4 \text{ мм}^2$.

$$r_{2n} = \rho \frac{l}{g} = 0,0283 \cdot \frac{6}{4} = 0,04245$$

$$r_{2p} = 0,04245 + 0,22 + 0,1 = 0,36$$

$$r_{2n} = 0,4 \geq r_{2p} = 0,36 \text{ Ом.}$$

За аналогічним принципом здійснюється вибір та перевірка трансформаторів струму для лінійних осередків на стороні 10 кВ. Результати цього вибору наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Результати вибору трансформаторів струму

Тип	Місце встановлення	Ун, кВ	Технічні дані					Розрахункові дані				
			I_{H1} , А	I_{H2} , кА	$K_{ед}$	$K_{тер}$	$S_{2НОМ}$, ВА	I_{Pmax} , А	g , мм ²	$i_{Ндин}$, кА	$i_{уд}$, кА	$V_{кроз}$, кА ² с
ТПЛ - 10/У3	Комірка Т1	10	75	5	250	45	10	60	4	26,5	3,91	17,40
ТПЛ - 10/У3	Комірка Т2	10	75	5	250	45	10	60	4	26,5	3,91	17,40
ТПЛ - 10/У3	Комірка У-1	10	30	5	250	45	10	20	4	4	7,00	17,40
ТПЛ - 10/У3	Комірка У-11	10	30	5	250	45	10	15	4	4	7,00	17,40

ТПЛ-10/УЗ	Комірка У-3	10	30	5	250	45	10	2	4	4	7,00	17,40
ТПЛ-10/УЗ	Комірка У-5	10	30	5	250	45	10	2	4	4	7,00	17,40

Трансформатор струму з високої сторони вибирається ТФЗМ-35А-У1.

$$U_H = 35 \text{ кВ}, I_{H1} = 100 \text{ А}, I_{H2} = 5 \text{ А}, i_{\text{ЕД}} = 21 \text{ кА}, i_{\text{мер}} = 3,5 \text{ кА}, t_{\text{мерм}} = 3 \text{ с.}$$

$$1. \quad U_{HA} = 35 \text{ кВ} = U_{HC} = 35 \text{ кВ.}$$

$$2. \quad I_{H1} = 100 \text{ А} \geq I_{p\text{max}} = \frac{1039}{\sqrt{3} \cdot 35} = 17,14 \text{ А.}$$

$$3. \quad i_{\text{Ндин(СКВ)}} = 21 \text{ кА} \geq i_{\text{yo}} = 4,80 \text{ кА.}$$

$$4. \quad B_{\text{Кроз}} = 33,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, B_{\text{KH}} = 3,5^2 \cdot 3 = 36,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$5. \quad B_{\text{Кроз}} = 33,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < B_{\text{KH}} = 36,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Вибір вимірювального трансформатора напруги (ТН)

1. Вибирається трансформатор із двома вторинними обмотками

$$2. U_{HA} \geq U_{HC}$$

3. Напруга вторинної обмотки повинна відповідати напрузі застосовуваних приладів 100 В

4. Перевірка навантаження у заданому класі точності

Приймається НТМИ-10-66 УЗ.

$$U_H = 10 \text{ кВ}, U_{H1} = 10000 \text{ В}, U_{\text{очн2}} = 100 \text{ В}, U_{\text{дон2}} = 100 \pm 3 \text{ В}, S_{2H} = 120 \text{ ВА.}$$

група з'єднань $Y_H/Y_H/\Delta-0$

Перевіряється за навантаженням у заданому класі точності

$$S_{2H} \geq S_{2\text{роз}}, \quad (2.37)$$

де S_{2H} – номінальне навантаження ТН у заданому класі точності, ВА;

$S_{2\text{роз}}$ – розрахункове навантаження вторинної обмотки,

$$S_{2p} \geq S_{2\text{роз}} \sqrt{P_{\Sigma np}^2 + Q_{\Sigma np}^2}; \quad (2.38)$$

$P_{\Sigma np}^2$ – активна сумарна потужність приладів, Вт;

$Q_{\Sigma np}^2$ – реактивна сумарна потужність приладів, Вар.

Приймається, що від ТН отримують живлення: вольтметр, ВМ-1 Digitop (клас точності 1,5), $S_{кн} = P_{кн} = 3$ Вар.

Перелік приладів, підключених до ТН зведемо таблицю 2.5.

Таблиця 2.5

Перелік приладів, підключених до ТН

Прилад	Тип	$S_{обм}$, ВА	Кількість приладів	Загальна споживана потужність	
				P , Вт	Q , Вар
Вольтметр	ВМ-1 Digitop	2	1	2	-
Лічильник активної енергії	НИК 2307	8(2)	3	$3 \cdot 2,0 = 6$	$3 \cdot 7,75 = 23,35$
Лічильник реактивної енергії	НИК 2307	8(2)	3	$3 \cdot 2,0 = 6$	$3 \cdot 7,75 = 23,35$
Всього				14	46,5

$$S_{роз} = \sqrt{14^2 + 46,5^2} = 48,56 \text{ ВА.}$$

Так як $S_{2н} = 120 \text{ ВА} > S_{2роз} = 48,56 \text{ ВА}$, то ТН працюватиме у заданому класі точності 0,5.

Вибір трансформатора власних потреб (ТВП)

1. За кліматичним виконанням

Вибирається трансформатор ТМ 25/10 У1

$$U_{на1} = 10 \text{ кВ}, U_{на2} = 0,4 \text{ кВ}, S_{2н} = 25 \text{ ВА.}$$

$$U_{на} = 10 \text{ кВ} = U_{нс} = 10 \text{ кВ}, U_{на2} = 0,4 \text{ кВ} = U_{нс2} = 0,4 \text{ кВ.}$$

$$S_{2H} \geq S_{2роз}, \quad (2.39)$$

$$S_{2роз} = K_C \cdot \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (2.40)$$

де P_{Σ} , Q_{Σ} – сумарне активне та реактивне навантаження підстанції,

K_C – коефіцієнт попиту, $K_C = 0,8$.

Перелік споживачів власних потреб:

- підігрів шаф КРУ-10 кВ (9 шаф) – 0,6 кВт на 1 комірку;
- підігрів приводу роз'єднувача – 0,6 кВт;
- підігрів релейної шафи (9 шаф) – 0,5 кВт;
- Освітлення ОРУ 35 кВ - 2 кВт;
- Підігрів приводу вимикача – 1,15 кВт.

$$P_{\Sigma} = 5,4 + 1,8 + 4,5 + 2 + 3,45 = 17,15 \text{ кВт},$$

$$S_{2роз} = 0,8 \cdot 17,15 = 12,05 \text{ кВА},$$

$$S_{2H} = 25 \text{ кВА} > S_{2роз} = 12,05 \text{ кВА}.$$

Отже, обраний трансформатор відповідає вимогам.

2.5. Розрахунок струмових захистів лінії 10 кВ

Найбільш поширеним методом захисту сільських радіальних ліній 6-10 кВ є двоступінчастий струмовий захист. Він складається з першого ступеня — миттєвого струмового відсікання, та другого — максимального струмового захисту.

Уставку струму першого ступеня I_{TO} обирають так, щоб вона була вищою за струм короткого замикання при пошкодженні в кінці лінії, що захищається, або в іншій визначеній точці, де ця відсічка не повинна спрацьовувати.

$$I_{TO} \geq \frac{k_n \cdot k_{cx}}{k_m} \cdot I_k^{(3)}, \quad (2.41)$$

де I_{TO} – струм спрацьовування струмового відсічення;

k_n – коефіцієнт надійності реле;

k_{cx} – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму та реле;

k_m – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$I_k^{(3)}$ – максимальний струм трифазного КЗ.

На коефіцієнт схеми k_{cx} впливає характер розподілу струму та спосіб, у який трансформатори струму з'єднані з обмотками реле. Для найпоширенішого випадку, коли трансформатори струму з'єднані за схемою "неповна зірка", цей коефіцієнт при трифазному $k_{cx} = 1$.

Оскільки перший ступінь є швидкодіючим захистом, його уставку також необхідно встановлювати вище за можливі кидки струму намагнічування $\sum I_{HT}$, які виникають при одночасному ввімкненні силових трансформаторів на лінії, що захищається.

$$I_{TO} \geq \frac{(4 \dots 5) \cdot \sum I_{HT}}{k_m}, \quad (2.42)$$

де $\sum I_{HT}$ – струм намагнічування;

k_m – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму

Чутливість струмового відсікання миттєвої дії можна оцінити не лише за довжиною захищеної зони, але й за допомогою коефіцієнта чутливості (k_u), що визначається з умови

$$k_u = \frac{I_{K3 \min}}{I_{TO}}, \quad (2.43)$$

де $I_{K3 \min}$ – струм КЗ у мінімальному режимі.

Для мереж з ізольованою нейтраллю $I_{K3 \min}$ розрахунковим струмом є струм двофазного КЗ у місці встановлення захисту. Коефіцієнт чутливості при цьому має бути $k_u \geq 2$.

Як правило, другий ступінь захисту лінії комбінують із першим ступенем (струмовим відсіканням), створюючи таким чином захист зі ступінчастою характеристикою.

Ключовою умовою при виборі другого ступеня струмового захисту для ПЛ 6-10 кВ є налаштування уставки по струму так, щоб вона була вищою за максимальний робочий струм лінії

$$I_{cз} = I_{p\max} \cdot \frac{k_n \cdot k_{cx}}{k_m \cdot k_g} \cdot k_{зан}, \quad (2.44)$$

де $I_{p\max}$ – максимальний робочий струм навантаження, А;

k_n – коефіцієнт надійності реле;

k_g – коефіцієнт повернення реле;

k_{cx} – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму та реле;

k_m – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$k_{зан}$ – коефіцієнт самозапуску двигунів після автоматичного повторного вмикання (АПВ) лінії. При витримці часу максимального струмового захисту вище 0,5 с. $k_{зан} = 1 \dots 1,1$, при менших витримках $k_{зан} = 2$.

Окрім уставки по струму, для другого ступеня струмового захисту лінії напругою 6-10 кВ також визначають уставку за часом спрацьовування (витримку часу).

Якщо в кінці ділянки, яку захищає МТЗ, встановлено понижуючий трансформатор (наприклад, лінія 10 кВ та ТП 10/0,4 кВ з автоматом і тепловим розчіпувачем на стороні 0,4 кВ), то витримку часу МТЗ потрібно збільшити до 0,5...0,7 с. Ступінь селективності для всіх захистів із залежною характеристикою, що розташовані ближче до джерела живлення, необхідно розраховувати за відповідним виразом

$$\Delta t = t_g + \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_U + \Delta t_3, \quad (2.45)$$

Чутливість максимального струмового захисту оцінюють згідно з вимогами ПУЕ, використовуючи коефіцієнт чутливості, який визначається як

$$k_u \geq \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{cз}}, \quad (2.46)$$

де $I_{\kappa}^{(2)}$ – мінімальний струм двофазного КЗ на лінії, що захищається, А;

$I_{cз}$ – струм спрацьовування захисту, А.

Коефіцієнт чутливості основного максимального струмового захисту повинен складати щонайменше 1,5.

Розраховується струмове відсічення для лінії УЗ.

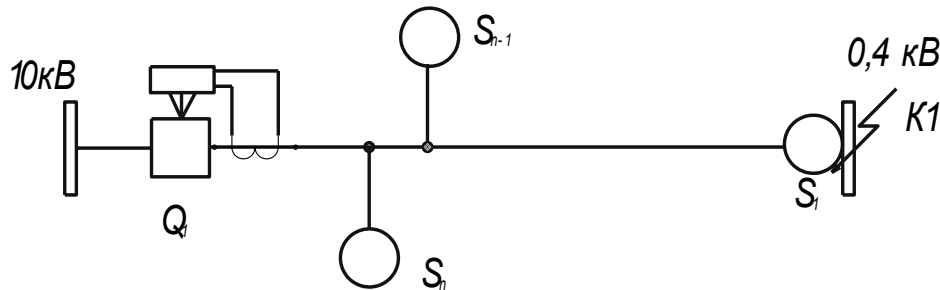


Рис 2.3. Схема розрахунку струмових захистів лінії УЗ

Визначається уставка струму спрацьовування, яку слід виставити на реле.

Для цього розраховується струм трифазного КЗ у точці К1

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{нс}}{\sqrt{3} \cdot (Z_T + Z_L)}, \quad (2.47)$$

де Z_L – опір лінії до точки КЗ, Ом;

Z_T – опір трансформатора в кінці лінії Ом.

$$Z_T \approx \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{нс}^2}{S_H}, \quad (2.48)$$

де u_k – напруга короткого замикання, %;

S_H – номінальна потужність трансформатора, кВА.

$$Z_T \approx \frac{4,5}{100} \cdot \frac{10^2}{0,16} = 28,13 \text{ Ом},$$

$$Z_L = l_l \cdot \sqrt{r_0^2 + x_0^2}, \quad (2.49)$$

де l_l – довжина лінії, км;

r_0 та x_0 – питомі активний та індуктивний опір, Ом/км.

Лінія виконана проводами: А70/3,22, АС50/2,03.

$$Z_L = 3,22 \cdot \sqrt{0,42^2 + 0,309^2} + 2,03 \cdot \sqrt{0,603^2 + 0,325^2} = 3,06 \text{ Ом},$$

Тоді

$$I_k^{(3)} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot (3,06 + 28,13)} = 185 \text{ А.}$$

Щоб визначити сумарний струм намагнічування трансформаторів на головних ділянках лінії, спершу за розрахунковими навантаженнями знаходять їхні номінальні потужності. Після цього, на основі сумарної номінальної потужності всіх трансформаторів, проводиться обчислення $\sum I_{HT}$.

На головній ділянці лінії струм дорівнює

$$\sum I_{HT} = \frac{\sum S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_{nc}}, \quad (2.50)$$

де $\sum S_{HT}$ – сумарна номінальна потужність усіх трансформаторів, кВА.

$$\sum I_{HT} = \frac{40 + 160 + 160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 20,78 \text{ А.}$$

Для захисту головної ділянки лінії вибирається струм уставки за найбільшою з умов

$$I_{TO} \geq \frac{1,5 \cdot 1}{6} \cdot 185 = 46,25 \text{ А,}$$

$$I_{TO} \geq \frac{(4 \dots 5) \cdot 20,78}{6} = 13,85 \dots 17,31 \text{ А.}$$

Приймається вторинний струм уставки для першого ступеня захисту 46,25 А.

Розраховується чутливість першого ступеня захисту вимикача Q1 до двофазних КЗ наприкінці зони

$$k_u = \frac{0,87 \cdot 185}{6 \cdot 46,25} = 0,58,$$

Це значення менше 2, отже, чутливість струмового відсічення наприкінці зони є недостатньою.

Далі, перевіряється чутливість першого ступеня захисту на відповідність вимогам ПУЕ. Якщо зона дії струмового відсічення охоплює принаймні 15-20% всієї лінії, його дозволяється використовувати як додатковий захист

$$k_u = \frac{I_{K3 \min}}{I_{TO} \cdot 0,2}, \quad (2.51)$$

$$k_u = \frac{0,87 \cdot 185}{6 \cdot 46,25 \cdot 0,2} = 2,9 > 2,$$

Отже, струмове відсікання захищає п'яту частину лінії, що примикає до вимикача Q1, тому його можна використовувати як додатковий захист.

Розрахунок струмового відсікання для решти ліній виконується за аналогічною методикою, а отримані результати зведено до таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

Результати розрахунку СВ ліній 10 кВ

№ Ділянки	$Z_T, \text{Ом}$	$Z_L, \text{Ом}$	$I_k^{(3)}, \text{А}$	$\sum I_{HI}, \text{А}$	$I_{TO}, \text{А}$	k_u	$k_{u20\%}$
У3	28,13	3,06	185	20,78	46,25	0,58	2,9
У5	28,13	3,36	183	18,47	45,75	0,58	2,9
У11	28,13	17,89	125	57,67	38,45-48,06	0,47-0,37	2,35-1,85
У9	45	13,93	97,9	99,47	26,52-3,15	0,21-0,17	1,07-0,85
У1	45	23,45	84,3	149,07	99,38-124,22	0,12-0,098	0,62-0,49
У7	28,13	20,46	118,8	27,3	29,7	0,58	2,9

Ділянка 1 від шин 10кВ до точки К1 – А70/0,25, А50/1,89, А95/0,2.

Ділянка 2 від К1 до точки К2 –А50/2,97.

Ділянка 3 від К2 до крапки К3 –ПС 25.

$$Z_1 = 0,25 \cdot \sqrt{0,42^2 + 0,309^2} + 1,89 \cdot \sqrt{0,588^2 + 0,325^2} + 0,2 \cdot \sqrt{0,306^2 + 0,3^2} = 1,48 \text{ Ом},$$

$$Z_2 = 2,97 \cdot \sqrt{0,306^2 + 0,3^2} = 1,98 \text{ Ом},$$

$$Z_3 = 3,79 \cdot \sqrt{5,25^2 + 0,55^2} = 20 \text{ Ом}.$$

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 1,48} = 3901 \text{ А},$$

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot (1,48 + 1,98)} = 1668 \text{ А},$$

$$I_{k3}^{(3)} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot (1,48 + 1,98 + 20)} = 246 \text{ A.}$$

$$I_{T0} = 124 \text{ A.}$$

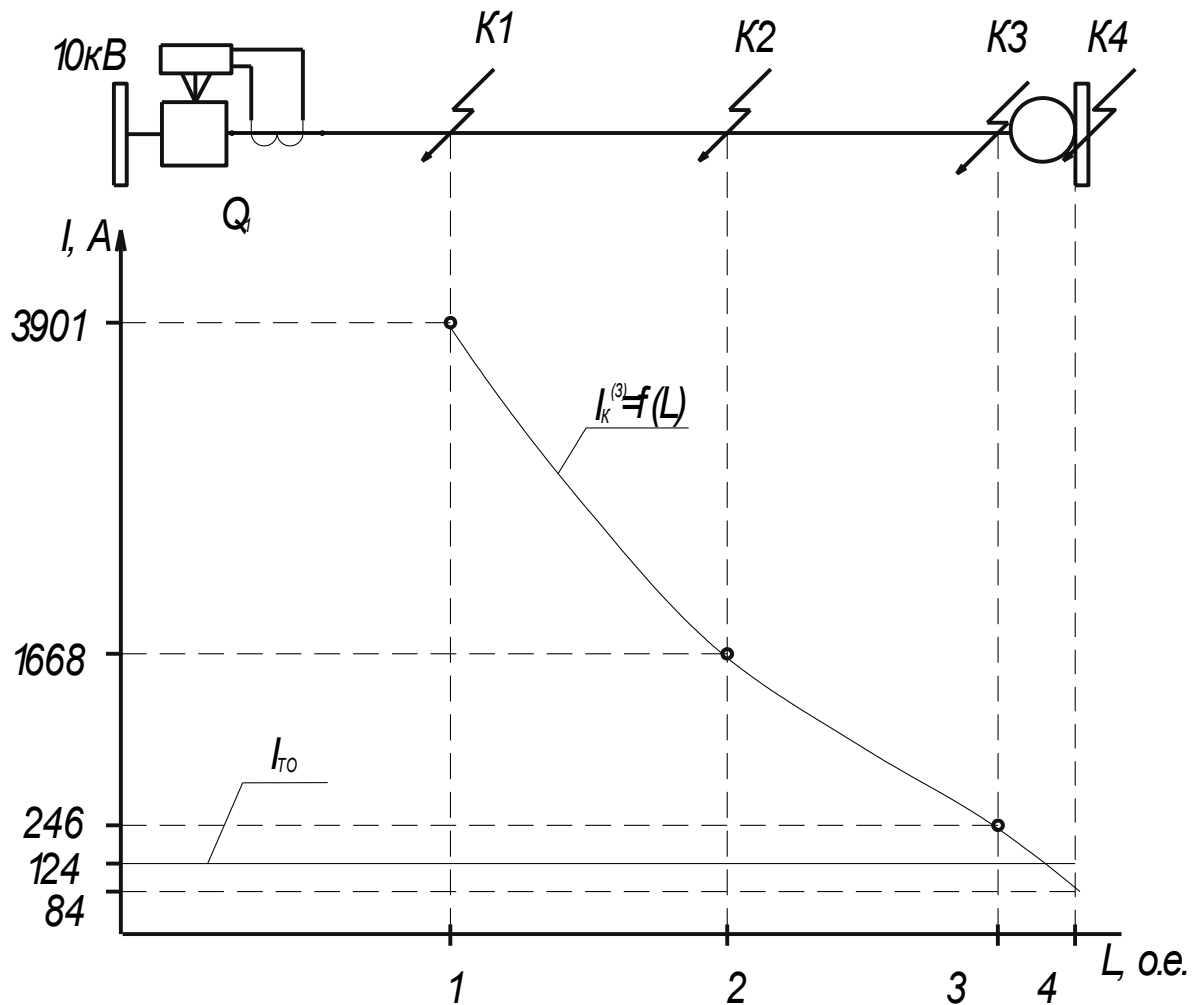


Рис 2.4. Оцінка зони дії струмової відсічки

Графік показує, що зона дії струмового відсікання завершується перед трансформатором. Відключення двофазних КЗ на цих лініях буде здійснювати максимальний струмовий захист (МТЗ).

Для реалізації другого ступеня (МТЗ) використовуються реле серії РТ-80.

Уставка струму спрацьовування МТЗ для лінії УЗ розраховується за допомогою формули

$$k_n = 1,2, k_\epsilon = 0,8, k_m = 30/5, k_{зан} = 1, k_{cx} = 1.$$

$$I_{сз} \geq 2 \cdot \frac{1,2 \cdot 1}{6 \cdot 0,8} \cdot 1 = 0,5 \text{ А},$$

Приймається реле РТ-81 зі струмом уставки $I_y=2 \text{ А}$.

Перевіряється чутливість максимального струмового захисту наприкінці зони до струму двофазного КЗ.

$$k_u = \frac{0,87 \cdot 185}{6 \cdot 2} = 13,41 > 1,5 \text{ А},$$

таким чином, чутливість максимального струмового захисту вимикача Q1 в його основній зоні є забезпеченою.

Для інших ліній максимальний струмовий захист розраховується за аналогічною методикою, а результати зводяться до таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

Результати розрахунку максимального струмового захисту

№ Ділянки	$I_{p \max}$, А	$I_{сз}$, А	I_y , А	$I_k^{(3)}$, А	k_u
У3	2	0,5	2	185	13,41
У7	10	2,5	2,5	118,8	6,89
У5	2	0,5	2	183	13,26
У11	15	3,75	4	125	4,5
У9	20	5	5	97,9	2,84
У1	20	5	5	84,3	2,44

За рекомендаціями приймається уставка за часом спрацьовування всім максимальний струмовий захист ліній $t = 0,5 \text{ с}$.

2.6. Підвищення надійності шляхом введення мережевого АВР та розрахунок установок АВР

Якщо система електропостачання має два або більше джерел живлення, часто виявляється доцільним використовувати розімкнуту схему роботи. У

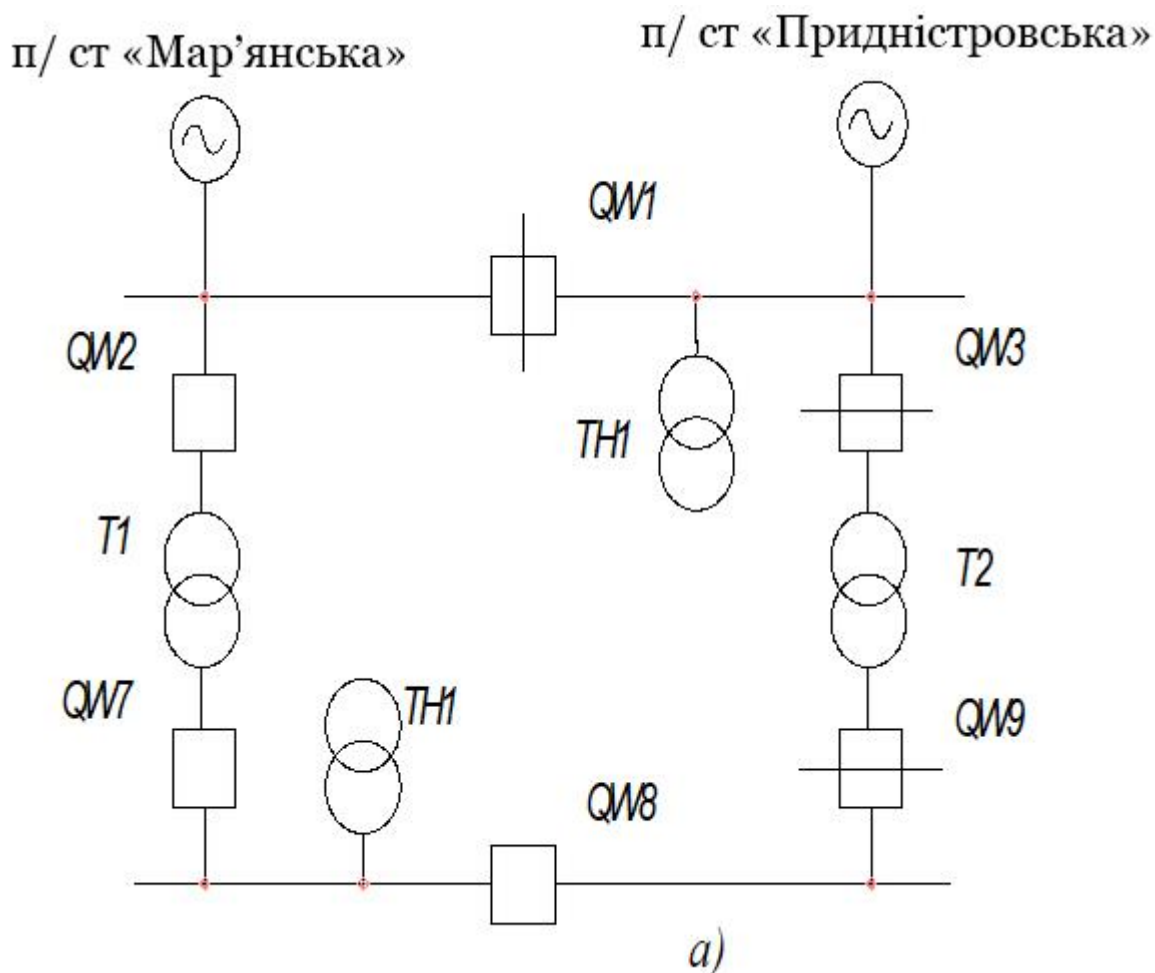
такому режимі всі джерела працюють, але не з'єднані між собою, і кожне живить свою окрему групу споживачів. Вибір такого режиму обґрунтований потребою знизити струми короткого замикання (КЗ), спростити релейний захист, підтримувати необхідні параметри напруги, зменшити втрати електроенергії та іншим.

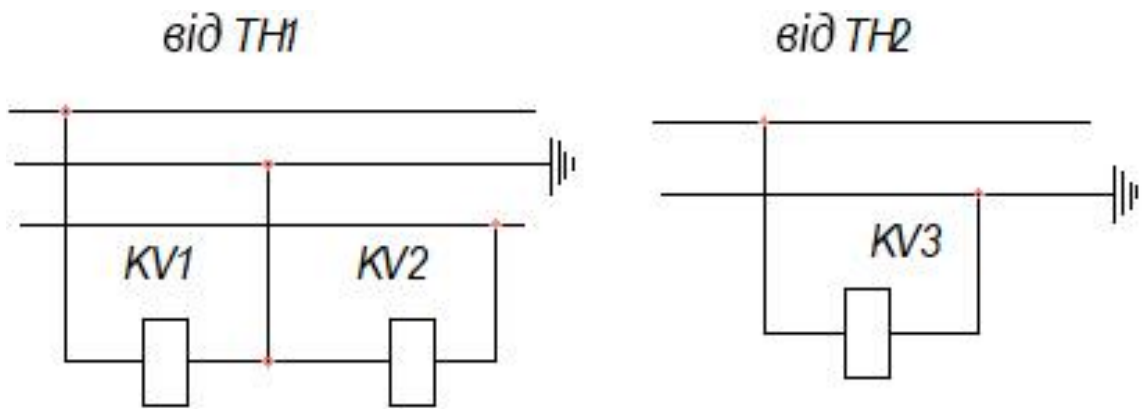
У нормальному режимі споживачі отримують живлення від робочого трансформатора Т1. При цьому резервний трансформатор Т2 вимкнений, але перебуває в стані автоматичного резерву.

Коли вимикач QW7 трансформатора Т1 з будь-якої причини відключається, його допоміжний контакт KQC1.2 розмикає ланцюг обмотки проміжного реле KL1. Унаслідок цього якор реле KL1, який до цього був підтягнутий (поки вимикач був увімкнений), знімається з живлення і з певною витримкою часу відпадає, розмикаючи свої контакти.

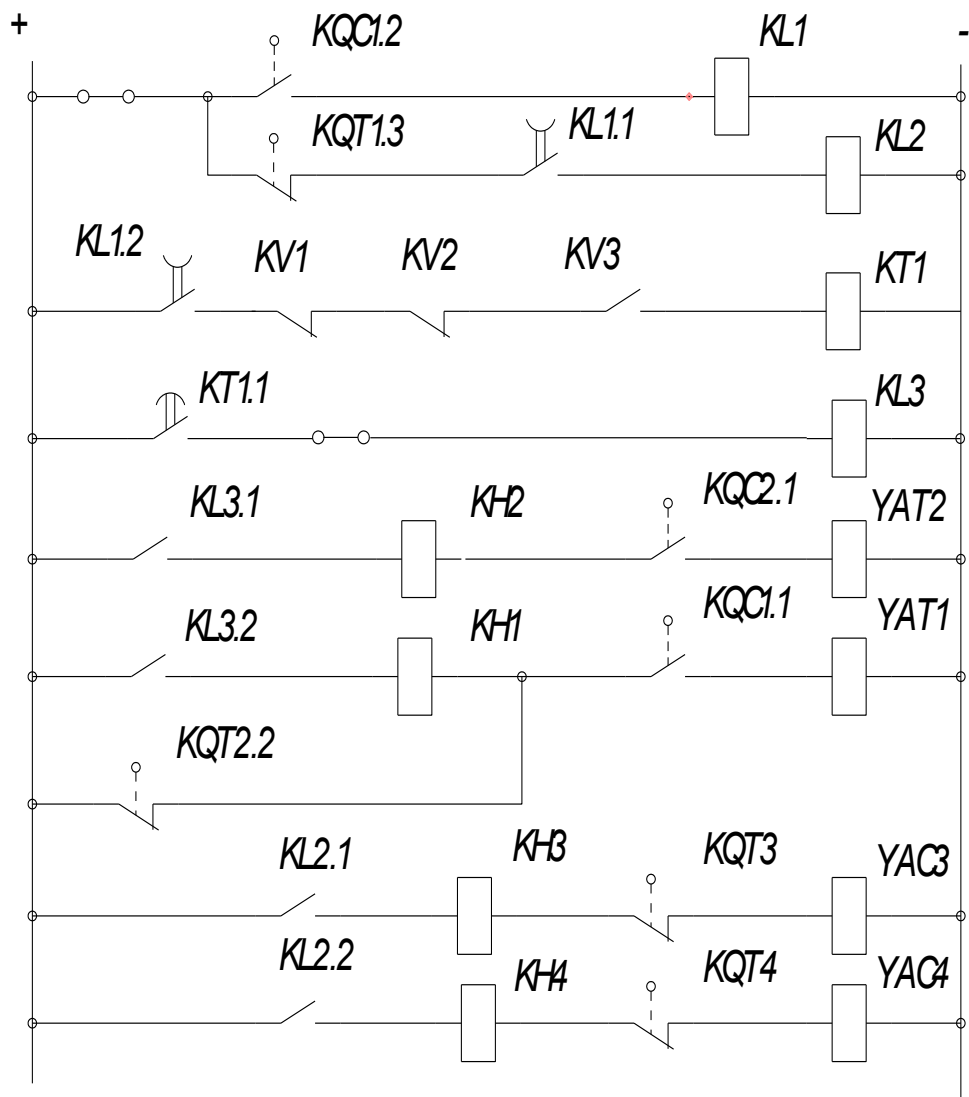
Якщо резервний трансформатор увімкнеться на неліквідоване КЗ і буде відключений захистом, його повторного увімкнення не відбудеться. Таким чином, реле KL1 забезпечує одноразову дію АВР, за що й отримало назву "реле однократності включення". Схема АВР (і реле KL1) повернеться в готовий стан лише після відновлення нормальної схеми живлення та увімкнення вимикача QW7. Важливо, щоб витримка часу KL1 на розмикання була довшою за час увімкнення вимикачів QW9 і QW3, аби вони встигли надійно замкнутися. Крім того, необхідно враховувати можливість відключення вимикача QW2 на стороні вищої напруги Т1. У цьому випадку споживачі "ЛБ-2" також втратять живлення. Щоб АВР спрацював і в цій ситуації, при відключенні QW2 його допоміжний контакт KQT2.2 подає імпульс на котушку відключення YAT1 вимикача QW1. Після відключення QW1 запускається стандартний алгоритм АВР, описаний вище.

Окрім цих випадків (відключення QW7 або QW2), споживачі також втраять живлення, якщо з будь-якої причини зникне напруга на шинах вищої напруги, що живляться від підстанції «Мар'янська». Щоб АВР спрацював і за таких умов, використовується спеціальний пусковий орган мінімальної напруги, до складу якого входять реле KV1, KV2, KV3, КТ1 та КЛ3. Для того щоб забезпечити дію АВР і в цьому випадку, передбачений спеціальний пусковий орган мінімальної напруги, який входить реле KV1, KV2, KV3, КТ1 і КЛ3. Коли зникає напруга на шинах, що живляться від підстанції «Мар'янська» (і, відповідно, на шинах нижчої напруги «ЛБ-2»), реле мінімальної напруги, що підключені до ТН1, замикають свої контакти. Це подає "плюс" оперативного струму на обмотку реле часу КТ1 (через контакт реле KV3).





б)



в)

а) – схема первинних з'єднань; б) - ланцюги змінної напруги; в) – кола оперативного струму.

Рис 2.5. Принципова схема АВР п/ст «ЛБ-2»

Час ($t_{o,v}$), який проходить від моменту зняття напруги з обмотки проміжного реле однократності до розмикання його контактів, повинен з певним запасом перевищувати час, необхідний для увімкнення вимикача резервного джерела живлення

$$t_{o,v} = t_{вкл} + t_{зан}, \quad (2.55)$$

де $t_{вкл}$ – час увімкнення вимикача резервного джерела живлення;

$t_{зан}$ – час запасу, що приймається рівним 0,3 ... 0,5 с.

$$t_{o,v} = t_{вкл} + t_{зах} + t_{відкл}, \quad (2.56)$$

де $t_{зах}$ – витримка часу захисту резервного джерела живлення.

Перевіряється витримка часу проміжного реле.

$$t_{вкл} = 0,34 \text{ с}, \quad t_{відкл} = 0,08 \text{ с},$$

тоді витримка часу реле одноразовості включення дорівнює

$$t_{o,v} = 0,34 + 0,3 = 0,64 \text{ с}.$$

Сума часів увімкнення та відключення вимикача складає

$$t_{вкл} + t_{відкл} = 0,34 + 0,08 = 0,42 \text{ с}.$$

Отже, умова (2.44) буде виконана, якщо витримка часу захисту перевищує

$$t_{зах} = 0,64 - 0,42 = 0,22 \text{ с}.$$

В якості проміжного реле обирається РП-252.

Уставку напруги спрацьовування для реле мінімальної напруги обирають таким чином, щоб пусковий орган активувався лише при повній втраті напруги. Він не повинен спрацьовувати при тимчасових зниженнях напруги (просіданнях), що спричинені короткими замиканнями або процесом самозапуску електродвигунів. Щоб виконати цю вимогу, напруга спрацьовування реле мінімальної напруги має дорівнювати

$$U_{с.р} = \frac{U_{зал.к}}{k_n \cdot K_U}, \quad (2.57)$$

де $U_{зал.к}$ – найменше розрахункове значення залишкової напруги при КЗ;

$U_{зап}$ – найменша напруга при самозапуску електродвигунів;

k_n – коефіцієнт надійності, що приймається рівним 1,1–1,2;

K_U – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги

Напруга спрацьовування, що дорівнює рівнянню, у більшості випадків задовольняє обидві ці умови

$$U_{c.p} = \frac{(0,25...0,4) \cdot U_{ном}}{K_U}, \quad (2.58)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга електроустановки;

K_U – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги

$$U_{c.p} = \frac{(0,25...0,4) \cdot 10}{100} = \frac{0,3 \cdot 10}{100} = 30 \text{ В.}$$

Вибирається реле мінімальної напруги РН-54/100: $U_{c.p.}=40-80 \text{ В}$,

$U_{ном}=100 \text{ В}$.

Напругу спрацьовування для реле, що контролює наявність напруги на резервному джерелі, розраховують за формулою, забезпечуючи при цьому відбудову (відлаштування) від мінімальної робочої напруги

$$U_{c.p} = \frac{U_{роб,min}}{k_H \cdot k_B \cdot K_U}, \quad (2.59)$$

де $U_{роб,min}$ – мінімальна робоча напруга;

k_H – коефіцієнт надійності, що приймається рівним 1,2;

k_B – коефіцієнт повернення реле, $k_B = 1,2$.

$$U_{роб,min} \quad U_{роб,min} = (0,9...0,85) \cdot U_H$$

$$U_{c.p} = \frac{0,85 \cdot 35}{1,2 \cdot 1,2 \cdot 35 / 0,1} = 5,903 \text{ кВ.}$$

Приймається трансформатор напруги ЗНОМ–35–65У1

$U_H = 35 \text{ кВ}$, $U_{H1} = 35000 \text{ В}$, $U_{оч2} = 100 \text{ В}$.

Вибирається реле мінімальної напруги РН-54/100: $U_{c.p.}=40-80 \text{ В}$,

$U_{ном}=100 \text{ В}$.

Висновок до розділу 2

У другому розділі було виконано технічну розробку та обґрунтування проекту реконструкції підстанції «ЛБ-2».

На першому етапі було проведено техніко-економічне порівняння двох варіантів підвищення надійності: мережевого резервування (встановлення другого трансформатора) та автономного резервування (встановлення газопоршневої станції). На основі розрахунку наведених витрат було обрано Варіант 1 (мережеве резервування) як значно більш економічно доцільний, з витратами 660,74 тис. грн проти 1950,0 тис. грн для другого варіанту.

Для обраної двотрансформаторної схеми [153] було виконано всі необхідні інженерні розрахунки:

Розраховано струми короткого замикання для ключових точок мережі 10 кВ та 35 кВ, що стали основою для подальших розрахунків.

Проведено вибір основного силового обладнання, включаючи високовольтні вимикачі (ВБНК-35, ВВТЕ-10), роз'єднувачі, а також вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН). Все обладнання було успішно перевірено на відповідність умовам термічної та динамічної стійкості.

Розраховано уставки двоступеневого струмового захисту для ліній 10 кВ, що складається з миттєвого струмового відсікання (перший ступінь) та максимального струмового захисту (МТЗ) з витримкою часу (другий ступінь). Було перевірено чутливість обох ступенів захисту.

Розроблено та розраховано принципову схему мережевого автоматичного введення резерву (АВР). Ця схема є ключовим елементом для забезпечення надійності живлення споживачів II категорії. Вона забезпечує автоматичне відключення основного трансформатора (Т1) та ввімкнення резервного (Т2) у разі зникнення напруги на основному джерелі. Було розраховано уставки для реле мінімальної напруги (РН-54/100) та реле одноразовості включення (РП-252).

Таким чином, у цьому розділі було повністю розроблено технічне рішення для реалізації обраного варіанту реконструкції, що вирішує поставлену задачу підвищення надійності електропостачання підстанції.

РОЗДІЛ 3

ОЦІНКА ТА ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В СХЕМІ РЕКОНСТРУКЦІЇ

3.1. Стандарти та ключові показники якості електроенергії

У сучасному електропостачанні поняття «якість» стало не менш важливим, ніж поняття «надійність». Якщо надійність характеризує здатність системи забезпечувати безперервне живлення споживача (що було вирішено в Розділі 2 шляхом впровадження АВР), то якість характеризує відповідність параметрів самої електроенергії (форми і величини напруги) тим нормам, при яких підключене обладнання може коректно функціонувати.

Актуальність цього питання для даного дипломного проекту є надзвичайно високою. Споживачі, що живляться від ПС «ЛБ-2», зокрема агропромислові підприємства (свинотоварні та молочні ферми), відносяться до II категорії надійності. Їхні технологічні процеси (вентиляція, доїння, охолодження, кормолінії) спираються на сучасне обладнання: електродвигуни, електронні контролери, частотно-регульовані приводи та системи освітлення. Це обладнання є вкрай чутливим до відхилень параметрів напруги від ідеальних.

Низька якість електроенергії призводить до прямих та опосередкованих збитків:

- Прямі збитки: Вихід обладнання з ладу через перегрів або пробій ізоляції, аварійні зупинки технологічних ліній.
- Опосередковані збитки: Зниження продуктивності обладнання, скорочення терміну його служби, нераціональне використання електроенергії (додаткові втрати в мережах та самому обладнанні).

Саме тому реконструкція ПС «ЛБ-2» не може обмежуватися лише встановленням другого трансформатора. Вона має включати аналіз та заходи щодо забезпечення належної ЯЕ.

В Україні основним нормативним документом, що встановлює вимоги до якості електроенергії в мережах загального користування, є ДСТУ EN 50160:2014 "Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності". Цей стандарт гармонізований з європейським стандартом EN 50160, що є важливим в контексті інтеграції української енергосистеми до ENTSO-E.

Він описує велику кількість показників, однак для умов експлуатації ПС «ЛБ-2» (тупикова сільська мережа з агропромисловими та комунально-побутовими споживачами), найбільш критичними для аналізу є:

1. Відхилення частоти (Δf):

Зміна частоти напруги в енергосистемі відносно номінального значення (50 Гц). Стандарт (ДСТУ EN 50160): Для синхронних мереж (до яких належить Україна) частота має перебувати в межах:

50 Гц \pm 1% (від 49,5 до 50,5 Гц) протягом 99,5% часу року.

50 Гц +4% / -6% (від 47 до 52 Гц) протягом 100% часу.

Це є глобальним показником балансу між генерованою потужністю та загальним споживанням в об'єднаній енергосистемі. Локальна підстанція (ПС «ЛБ-2») чи споживачі на неї не впливають.

Впливає на швидкість обертання асинхронних та синхронних двигунів. Однак, в рамках даного проекту, цей показник не є проблемою, що потребує локального вирішення, і приймається як контрольований центральним диспетчерським управлінням.

2. Повільні відхилення напруги (ΔU):

Тривалі (понад 1 хвилину) відхилення діючого значення напруги від номінального.

Стандарт (ДСТУ EN 50160): Протягом 95% часу кожного тижня усереднене за 10 хвилин значення напруги має перебувати в межах $U_n \pm 10\%$. Тобто, для мережі 10 кВ це діапазон 9 – 11 кВ, а для мережі 0,4 кВ – 360 – 440 В (лінійна) або 207 – 253 В (фазна). Це одна з головних проблем тупикових та

протяжних сільських мереж, до яких належить лінія, що живить ПС «ЛБ-2».

Причини:

Падіння напруги: На довгій лінії при збільшенні навантаження (в години пік) напруга у споживачів суттєво знижується.

Підвищення напруги: В години мінімального навантаження (вночі), напруга наприкінці лінії може, навпаки, зростати (ефект Ферранті, хоча більш характерний для вищих напруг) або бути завищеною через налаштування регуляторів на підстанції-джерелі.

Невідповідне регулювання на трансформаторах (ПБЗ – перемикання без збудження).

Підвищена напруга: Призводить до пробою ізоляції, виходу з ладу блоків живлення, перегорання ламп розжарювання. Знижена напруга: Призводить до некоректної роботи електроніки, збільшення струмів в асинхронних двигунах (викликаючи їх перегрів та ризик зупинки), зниження ефективності освітлення.

3. Коливання напруги та флікер (Pst, Plt):

Швидкі, повторювані зміни амплітуди напруги. Якщо ці коливання спричиняють помітне мерехтіння джерел світла, явище називається "флікером".

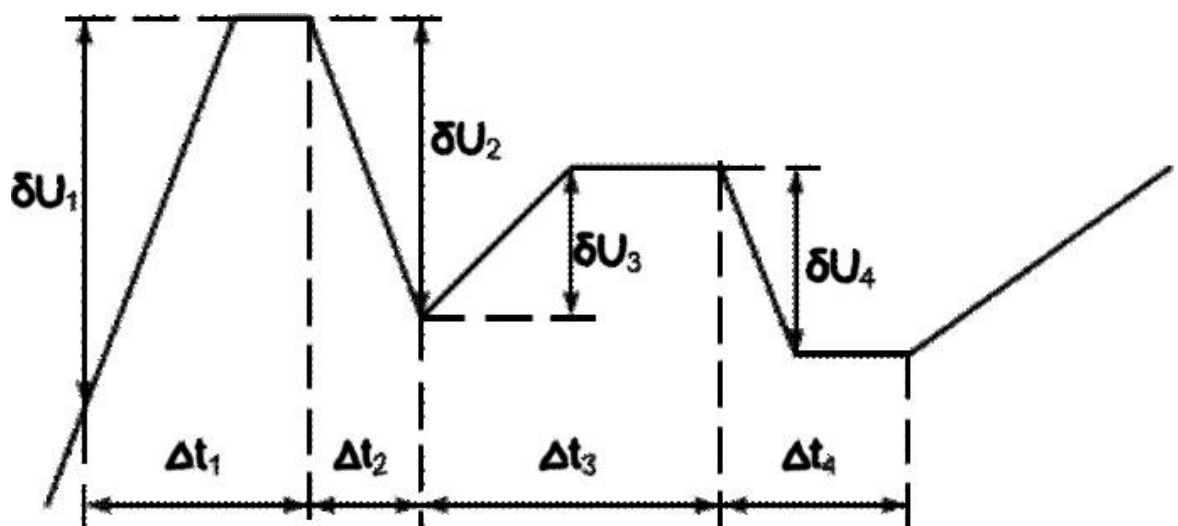


Рис 3.1. Коливання напруги

Стандарт (ДСТУ EN 50160): Рівень флікера не повинен перевищувати допустимий. Довготривалий показник дози флікера (Plt) не повинен бути більшим за 1 для 95% часу. Різкі "накиди" навантаження великої потужності. У

контексті ПС «ЛБ-2» це, в першу чергу, пускові струми потужних асинхронних двигунів (вентиляція, насоси, подрібнювачі на фермах), а також робота зварювального обладнання. Окрім візуального дискомфорту для персоналу, флікер негативно впливає на чутливу електроніку.

Мікропроцесорні контролери (які керують мікрокліматом та годуванням) можуть сприймати глибокі провали напруги під час пуску двигунів як збій живлення, що призводить до перезавантажень або "зависання" програм.

4. Несиметрія напруг (K_2U):

Стан трифазної системи, при якому амплітуди фазних напруг та/або кути зсуву фаз між ними не є однаковими.

Стандарт (ДСТУ EN 50160): Коефіцієнт несиметрії за зворотною послідовністю (K_2U) не повинен перевищувати 2% (для 95% часу тижня). Це ключова проблема для мереж 0,4 кВ ПС «ЛБ-2». Як вказано в аналізі, вона виникає через нерівномірний розподіл однофазних навантажень (побутові споживачі села, освітлення) між трьома фазами. Одна фаза виявляється перевантаженою, інша – недовантаженою.

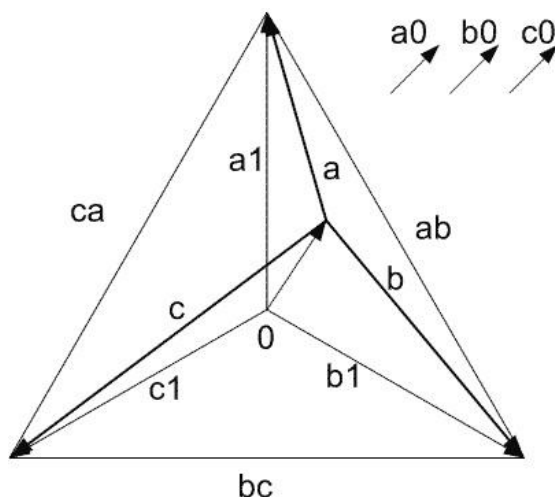


Рис. 3.2. Векторна діаграма напруг прямої та нульової послідовності

Наслідки несиметрії є вкрай руйнівними:

Для трифазних двигунів (основне обладнання ферм) несиметрія напруг призводить до виникнення магнітного поля, що обертається у зворотний бік. Це викликає появу струмів зворотної послідовності, які призводять до

катастрофічного перегріву обмоток статора та ротора. Невеликий дисбаланс напруги в 2-3% може призвести до 20-30% додаткового нагріву двигуна, що різко скорочує термін його служби.

Для мережі 0,4 кВ: Нерівномірні фазні струми не компенсують один одного і, геометрично складаючись, створюють значний струм у нульовому проводі. Це призводить до додаткових втрат потужності (I^2R) в цьому проводі та його перегріву, що є небезпечним.

5. Несинусоїдальність напруги (THD та гармоніки):

Спотворення ідеальної синусоїдальної форми напруги 50 Гц. Це спотворення є сумою синусоїд вищих частот, кратних основній (100 Гц, 150 Гц, 250 Гц тощо).

Стандарт (ДСТУ EN 50160): Сумарний коефіцієнт гармонійних спотворень (THD) для мереж 10 кВ не повинен перевищувати 8%. Також існують обмеження на окремі гармоніки.

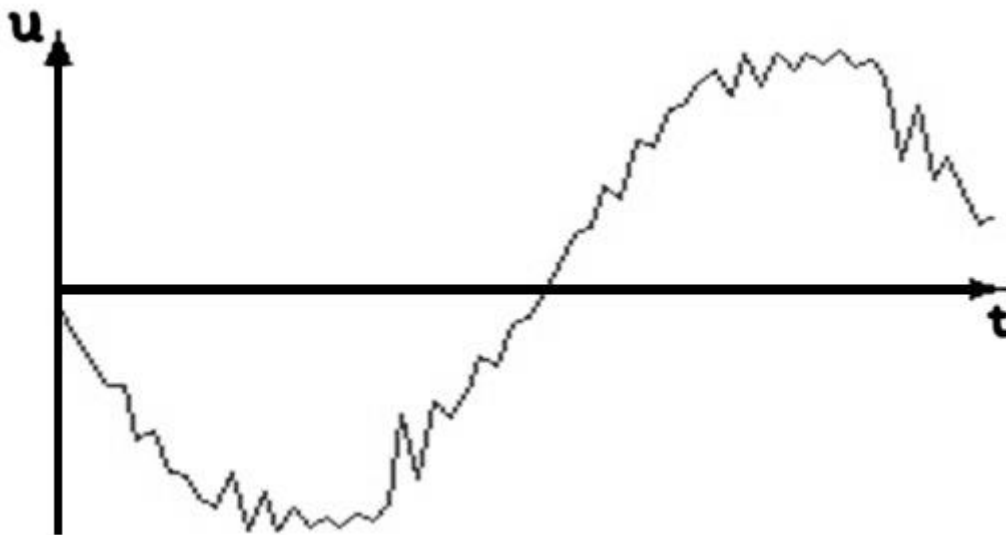


Рис. 3.3. Несинусоїдальність напруги

Причиною є нелінійні навантаження, які споживають струм не синусоїдально. До них відносяться: Імпульсні блоки живлення комп'ютерів, телевізорів. Електронні баласты люмінесцентних та світлодіодних ламп.

Частотно-регульовані приводи (ЧРП) для плавного керування швидкістю двигунів (наприклад, вентиляторів на фермах), випрямлячі, зварювальні апарати.

Гармоніки, кратні трьом (3, 9, 15...): Це найбільш небезпечні гармоніки для трифазних мереж 0,4 кВ. Вони не компенсуються у нульовій точці, а арифметично додаються у нульовому проводі. Це може призвести до того, що струм у "нулі" стає навіть більшим за фазний, викликаючи його перегрів та створюючи пожежну небезпеку (особливо враховуючи, що нульовий провід часто має менший переріз). Гармоніки викликають додаткові втрати в трансформаторах та лініях, збої в роботі мікропроцесорної техніки (контролери не можуть коректно визначити "перехід через нуль") та знижують загальну ефективність системи електропостачання.

Такі критичні проблеми, як несиметрія напруг (через нерівномірність навантажень 0,4 кВ) та несинусоїдальність (через сучасне обладнання ферм), залишаються невирішеними. Вони продовжуватимуть завдавати економічних збитків через додаткові втрати та вихід обладнання з ладу. Тому подальші пункти цього розділу будуть присвячені аналізу цих конкретних проблем (як того вимагає ваш вихідний текст) та розробці додаткових технічних заходів для їх компенсації в рамках обраної схеми реконструкції.

3.2. Вплив низької якості електроенергії на споживачів II категорії

Обрана схема реконструкції вирішує проблему надійності, але не вирішує автоматично проблем якості електроенергії, які є вкрай актуальними для мережі ПС «ЛБ-2». Дві найбільші проблеми – це несиметрія напруг та вищі гармоніки струму.

1. Несиметрія напруг (Перекис фаз). У розподільчих мережах 0,4 кВ, що живлять комунально-побутових споживачів та агропідприємства, існує постійна проблема, пов'язана зі значними перекосами напруги по фазах. Це викликано нерівномірним розподілом однофазних навантажень.

Ці перекося напруги сильно позначаються на роботі обладнання споживачів II категорії (ферм) асинхронні двигуни. Навіть невелика асиметрія напруги (2-4%) на затискачах асинхронного двигуна (системи вентиляції, насоси) призводить до значного збільшення втрат потужності (до 33% у статорі) та критичного перегріву. При перекося фаз на одних фазах напруга падає (до 200...208 В), а на інших, через зміщення «нуля», може зростати (до 240 В і більше). Підвищена напруга на 5% скорочує термін служби ламп розжарювання вдвічі.

При цьому в нульовому проводі чотирипровідної лінії з'являється струм, що дорівнює геометричній сумі фазних струмів, що призводить до додаткових втрат.

Розрахунок втрат від несиметрії:

Лінії електропередач довжиною 300м, що відходить від ПС "ЛБ-2"

Алюмінієвий кабель (3x25+1x16)мм². Опір фазних проводів (R_{ϕ}): 0,34 Ом. Опір нульового проводу ($R_{\text{н}}$): 0,54 Ом. Активне навантаження по фазах: $I_A = 40$ А, $I_B = 30$ А, $I_C = 10$ А, $I_0 = 26,5$ А.

Розрахунок втрат потужності в лінії (ДО заходів):

$$P = I^2 \cdot R \quad (3.1)$$

Сумарні втрати в лінії складають:

$$P_{\text{сум}} = P_A + P_B + P_C + P_0 \quad (3.2)$$

$$P_A = (40)^2 \cdot 0,34 = 544 \text{ Вт}$$

$$P_B = (30)^2 \cdot 0,34 = 306 \text{ Вт}$$

$$P_C = (10)^2 \cdot 0,34 = 34 \text{ Вт}$$

$$P_0 = (26,5)^2 \cdot 0,54 = 379 \text{ Вт}$$

$$P_{\text{сум}} = 544 + 306 + 34 + 379 = 1263 \text{ Вт}$$

Через перекося навантаження, втрати в одному лише нульовому проводі (379 Вт) є більшими, ніж у фазах В і С разом узятих (340 Вт). Це свідчить про вкрай неефективне використання мережі.

2. Несинусоїдальність (Вищі гармоніки струму). Окрім несиметрії, серйозною проблемою для ЯЕ є гармоніки струму, що створюються нелінійними

навантаженнями. До них відносяться імпульсні блоки живлення, електронні баласты газорозрядних ламп та частотно-регульовані приводи, які активно використовуються на сучасних фермах.

3.3. Аналіз несиметрії напруг та вищих гармонік в мережі 0,4 кВ

У розподільчих мережах 0,4 кВ існує проблема, пов'язана зі значними перекосами напруги по фазах: на навантажених фазах напруга падає до 200...208 В, а на менш навантажених за рахунок зміщення «нуля» може зростати до 240 В і більше. Підвищена напруга може призвести до виходу з експлуатації електричних приладів обладнання споживачів. Асиметрія напруг виникає через різне падіння напруги у проводах лінії при перекосах фазних струмів, викликаних нерівномірним розподілом однофазних навантажень. При цьому в нульовому дроті чотирипровідної лінії з'являється струм, що дорівнює геометричній сумі фазних струмів. У деяких випадках (наприклад, при відключенні навантаження однієї або двох фаз) по нульовому дроту може протікати струм, що дорівнює фазному струму навантаження. Це призводить до додаткових втрат у ЛЕП (лінії електропередач) 0,4 кВ, розподільних трансформаторах 10/0,4 кВ і, відповідно, високовольтних мережах. Подібна ситуація характерна для багатьох сільських районів і може виникнути в житлових багатоквартирних будинках, де практично не реально рівномірно розподілити навантаження по фазах живлення, внаслідок чого в нульовому дроті з'являються досить великі струми, що призводить до додаткових втрат у провідниках групових і живильних ліній і викликає необхідність збільшення переріз нульового робочого дроту рівня фазних.

У разі збільшення напруги на лампах розжарювання до 5% світловий потік збільшується на 20%, а термін служби скорочується вдвічі.

На трансформаторних підстанціях 10/0,4 кВ зазвичай встановлені трансформатори зі схемою з'єднань. Y/Y_n . Зменшити втрати та симетрувати напругу в ЛЕП 10 кВ можливо, застосувавши трансформатор зі схемою з'єднань Y/Z_n або Δ/Z_n , або симетруючий трансформатор ТМГ-СУ, але така заміна

пов'язана з великими фінансовими витратами та не компенсує додаткових втрат у ЛЕП 0,4 кВ.

Для компенсації перекосу напруг доцільно перерозподілити струми навантаження фазами, вирівнявши їх значення.

Необхідність обмеження струму нульового дроту викликана ще й тим, що в розподільчих мережах 0,4 кВ, виконаних кабелем, переріз нульового дроту зазвичай приймається на щабель менше перерізу фазного дроту. З метою зменшення втрат електроенергії в мережах 0,4 кВ за рахунок перерозподілу струмів по фазах, обмеження струму в нульовому дроті та зниження перекосів напруги, пропонується використовувати трифазний симетруючий автотрансформатор, встановлюючи його в кінці ЛЕП, у вузлах навантаження.

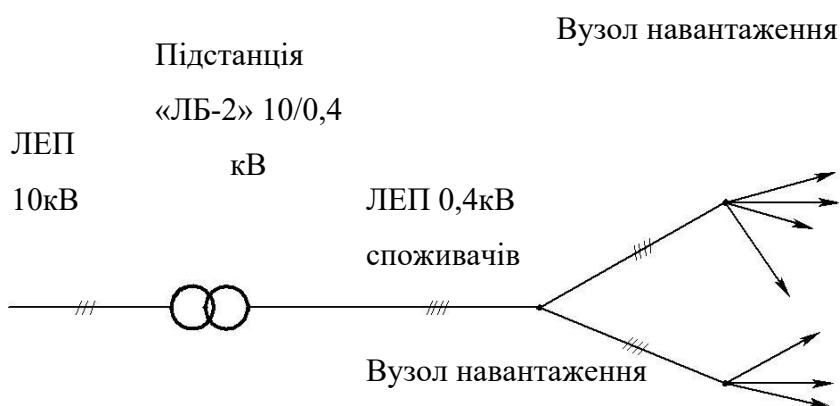


Рис. 3.4. Схема мережі 10 і 0.4 кВ

При цьому якщо на лінії 0,4 кВ до вузла навантаження відбудеться коротке замикання однієї з фаз на нульовий провід (що на жаль не рідко буває на повітряних ЛЕП у сільських районах), споживачі за встановленим автотрансформатором будуть захищені від великих перенапруг.

Автотрансформатор трифазний, сухий, симетруючий (скорочено - АТС-С) містить тристержневий магнітопровід, первинні обмотки W_1 розміщені на всіх трьох стрижнях, з'єднані в зірку з нейтраллю і підключаються до напруги мережі, компенсаційна обмотка W_k виконана у вигляді відкритого трикутника (деякі автори називають його розімкненим) та включена послідовно з навантаженням.

Максимальна компенсація струму в нульовому дроті виконується за рівності ампервітків (магніторушійної сили) робочої. $I_{01} \cdot W_1$ та компенсаційною $I_{02} \cdot W_k$ обмоток.

$$I_{01} \cdot W_1 = 3 \cdot I_{02} \cdot W_k, \quad (3.3)$$

або

$$W_k = W_1/3. \quad (3.4)$$

При цьому габаритна потужність автотрансформатора $P_{ат}$, в залежності від схеми підключення компенсаційних обмоток, може бути в 3 рази менше споживаної потужності навантаження P_n .

Для обмеження струму нульового проводу до рівня допустимого для ЛЕП число витків компенсаційної обмотки може бути відповідно зменшено: наприклад, для обмеження струму нульового проводу на рівні $1/3$ фазного, повинно бути скомпенсовано $2/3$ його величини, отже,

$$W_k = W_1/4,5. \quad (3.5)$$

При цьому габаритна потужність автотрансформатора може бути в 4,5 рази менше споживаної потужності навантаження.

Перекося фазних струмів призводять до додаткових втрат ЛЕП 0,4кВ і далі по всьому ланцюгу транспортування електроенергії.

3.4. Покращення якості електропостачання шляхом застосування симетруючого автотрансформатора

Гармоніки, що накладаються на основну частоту, призводять до спотворення форми струму, що викликає додатковий перегрів обладнання та збої в роботі електроніки. Найбільш небезпечними є гармоніки, кратні трьом (3-тя, 9-та тощо). На відміну від інших, вони збігаються по фазі і арифметично складаються в нульовому дроті трифазної мережі. Це призводить до того, що струм у нульовому проводі може значно перевищувати номінальний, навіть при симетричному навантаженні, що створює пожежну небезпеку. Для вирішення

обох проблем (несиметрії та гармонік) в рамках обраного Варіанту 1 (схема з АВР) пропонується додатковий захід – встановлення у вузлах навантаження 0,4 кВ трифазного симетруючого автотрансформатора (АТС-С).

АТС-С (схеми на рис. 3.5 та рис. 3.6) перерозподіляє потужність між фазами. Він автоматично "відбирає" частину струму з найбільш навантажених фаз і "додає" його до менш навантаженої фази, вирівнюючи таким чином струми. При асиметрії струмів навантаження і, відповідно, струмів компенсаційних обмоток, магнітні потоки, створювані цими обмотками в магнітопроводі автотрансформатора, будуть геометрично складатися. У стрижнях магнітопроводу виникатимуть спрямовані в одну сторону у всіх фазах автотрансформатора потоки нульової послідовності. Ці магнітні потоки створюють е.р.с. нульової послідовності і, відповідно, струми I_{01} у первинній обмотці пропорційно коефіцієнту трансформації $k_{тр}$ (назад пропорційно співвідношенню числа витків W_1/W_k).



Рис. 3.5 -
Автотрансформатор з
компенсаційною
обмоткою за схемою
«трикутник»



Рис. 3.6 -
Автотрансформатор з
компенсаційною
обмоткою у вигляді витків

Підключення обмотки W_k вибрано таким чином, щоб фазні струми автотрансформатора векторно віднімали з фазного струму лінії найбільш навантаженої фази і додавалися до струмів менш навантажених фаз. Такий перерозподіл призводить до більш симетричного розподілу струмів по фазах у

ЛЕП, вирівнюванню падінь напруги у провадах лінії і, отже, до симетрування напруги на навантаженні, а також до зменшення струму нульового дроту та втрат

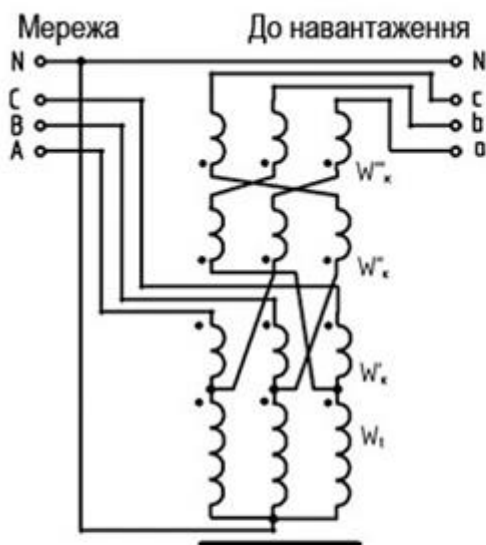


Рис. 3.7 -
Автотрансформатор з
компенсаційною обмоткою у
вигляді фазних обмоток

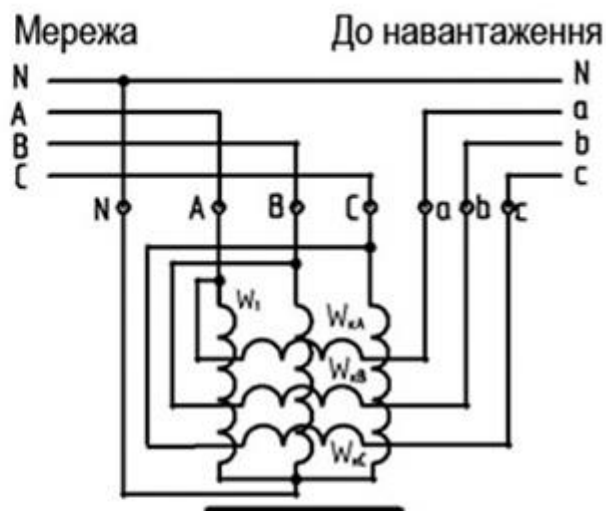


Рис. 3.8 -
Автотрансформатор з
компенсаційною обмоткою
поверх обмоток 3-х фаз

у лінії електропередач, і силових розподільчих трансформаторах, забезпечуючи економію електроенергії.

Розрахунок втрат потужності (ПІСЛЯ встановлення АТС-С):

Струм у фазі А: $I_A' = 33,8$ А;

Струм у фазі В: $I_B' = 29,6$ А;

Струм у фазі С: $I_C' = 18,6$ А;

Струм у нулі: $I_0' = 2,7$ А (замість 26,5 А)

Сумарні втрати в лінії:

$$P_c = (I_A'^2 + I_B'^2 + I_C'^2) \cdot R_{\phi} + I_0'^2 \cdot R_H \quad (3.6)$$

$$P_c = (33,8^2 + 29,6^2 + 18,6^2) \cdot 0,34 + (2,7)^2 \cdot 0,54 = 804,0 + 3,9 = 807,9 \text{ Вт}$$

Як результат ми отримали втрати потужності до встановлення симетруючого автотрансформатора дорівнювали 1263 Вт, а після його встановлення втрати дорівнюють 807,9 Вт. Встановлення симетруючого автотрансформатора дозволяє знизити втрати в ЛЕП-0,4 кВ на 36%. Окрім

симетрування, АТС-С має здатність фільтрації струмів вищих гармонік, кратних трьом.

Застосування АТС-С дозволить перерозподілити струми лінії. При коефіцієнті трансформації $1/3$ одна третина струму нульового проводу векторно віднімається від струмів навантажених фаз і додається до струму менш навантаженої фази. Струм, відповідно, стануть рівними 33,8, 29,6 і 18,6 А, при цьому струм нульового дроту (враховуючи деяку асиметрію магнітної системи автотрансформатора) може становити до 10% середнього фазного струму, тобто 2,7 А.

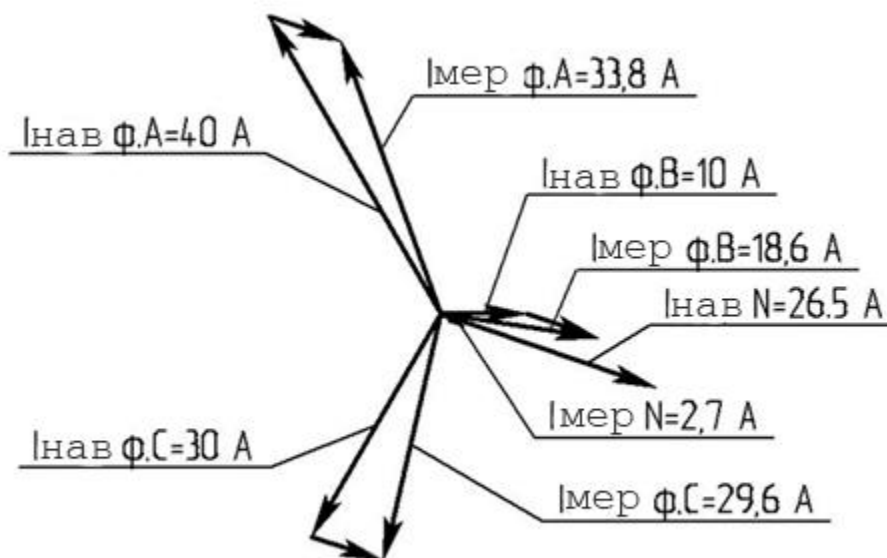


Рис 3.9. Векторна діаграма струмів при трифазному навантаженні та $k_{тр}=1/3$

При такому перерозподілі струмів сумарні втрати в лінії становитимуть:

$$P = (33,82+29,62+18,62) \cdot 0,34 + 2,72 \cdot 0,54 = 805 \text{ Вт.}$$

Таким чином, установка автотрансформатора АТС-С дозволяє знизити втрати в ЛЕП-0,4 кВ на 36%.

Очевидно, що зменшення падіння напруги у проводах лінії пропорційно зміні струму по фазах, що суттєво вирівнює напругу у вузлі навантаження, в першу чергу за рахунок зміщення «нуля».

Збільшення коефіцієнта трансформації вище $1/3$ для трифазних навантажень не доцільно і, незважаючи на більш рівномірний перерозподіл струмів по фазах, призводить до збільшення втрат у ЛЕП за рахунок більш істотного збільшення струму нульового дроту, а також вимагатиме великих витрат на матеріали.

Відносне значення потужності автотрансформатора АТС-С становитиме

$$S_{am} = k \cdot S_n, \quad (3.7)$$

де S_n – потужність навантаження;

k – коефіцієнт залежно від схеми автотрансформатора та коефіцієнта трансформації ($k_{тр}$), поданий у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Значення коефіцієнта k

Схема, рис.	1	2	3	4
$k_{тр} = 1/3$	0,58	0,33	0,90	0,55
$k_{тр} = 1/4,5$	0,38	0,22	0,66	0,33

Якщо гарантовано відомий максимальний струм, що протікає в нульовому дроті навантаження, то габаритна потужність автотрансформатора може бути розрахована, виходячи з цього струму

$$S_{am} = \frac{I_{02} \cdot U_{Л}}{\sqrt{3}}. \quad (3.8)$$

і для наведеного вище прикладу трифазного несиметричного навантаження складе, відповідно, 8,3 і 4,8 кВА.

В даний час все більшого застосування знаходять статичні перетворювачі (випрямлячі, тиристорні регулятори, високочастотні перетворювачі), газорозрядні освітлювальні пристрої з електромагнітними та електронними баластами, електродвигуни змінного струму з регульованою швидкістю обертання і т.д. Зазначені пристрої, а також зварювальні трансформатори,

спеціальні медичні та інші прилади можуть генерувати найвищі гармоніки струму в системі електроживлення. Наприклад, однофазні випрямлячі можуть генерувати всі непарні гармоніки, а трифазні всі, не кратні трьом, що відображено на рисунку 3.10.

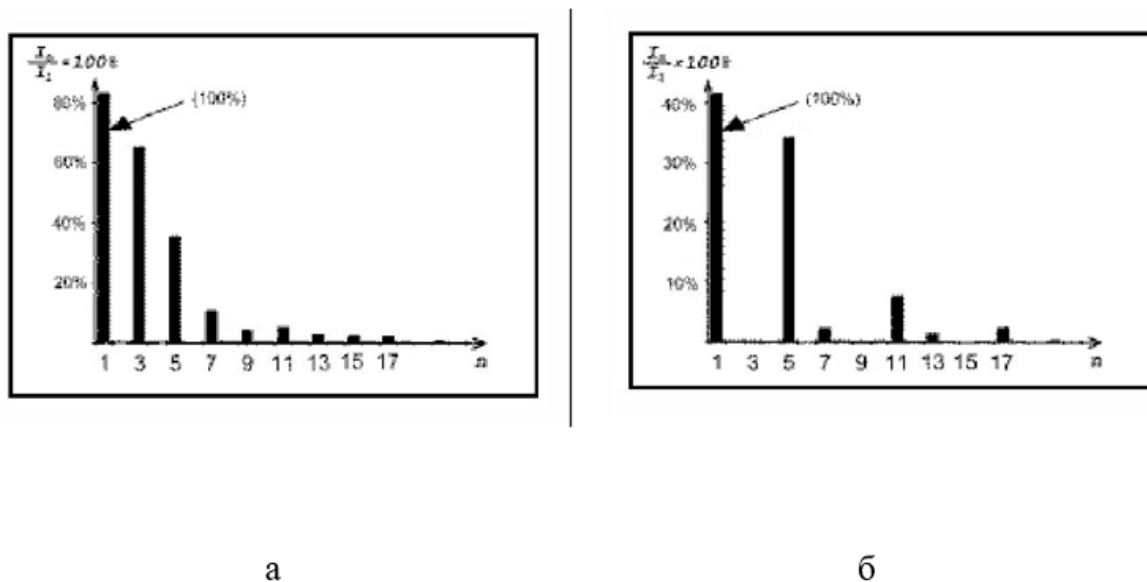


Рис. 3.10. Спектри вхідних струмів випрямлячів: а) однофазного; б) трифазного.

При несинусоїдальних струмах зростають втрати в трансформаторах, головним чином за рахунок втрат на вихрові струми, що вимагає збільшення їхньої установчої потужності.

У цій ситуації застосування АТС-С дозволяє зменшити переріз нульових провідників, як мінімум, вдвічі і вирішити три завдання: компенсувати втрати від третьої гармоніки, забезпечити переведення системи освітлення на «нічний режим» (одна або дві фази розподільчої мережі відключаються вночі), перерозподіляючи навантаження на три фази; і вийти на енергозберігаючий режим, виконавши відводи на автотрансформаторі зниження напруги. Для вирішення лише першого завдання можна застосувати автотрансформатор мінімальної потужності, розрахований на струм нульового дроту (сумарний струм третьої гармоніки).

При необхідності компенсувати 5, 7 чи 11 гармоніки можна скористатися схемами рис. 3.4 чи 3.5. І тут витрати на мережеві реактори може бути зменшено, т.к. компенсаційні обмотки, володіючи підвищеним індуктивним опором високочастотних гармонік, можуть виконувати роль мережевого реактора і, разом з конденсаторами, утворювати фільтр вищих гармонік. Конденсатори підключаються між точками з'єднання у відкриті трикутники секцій компенсаційних обмоток та нульовим проводом, і можуть утворювати один, двох або триступінчастий фільтр для різних частот. Величину індуктивності секції компенсаційної обмотки з достатньою достовірністю можна визначити з номінальних параметрів – номінального струму та коефіцієнта трансформації. Наприклад, при номінальному струмі $I_H=25\text{A}$ та коефіцієнт трансформації $k_{tr}=1/3$ напруга секції буде

$$U_{сек} = U_{\phi} / k_{tr} . \quad (2.67)$$

$$U_{сек} = 220/3 = 73\text{В}.$$

Опір

$$Z_{сек} = U_{сек} / I_H . \quad (2.68)$$

$$Z_{сек} = 73/25 = 2,9 \text{ Ом}.$$

Нехтуючи малим активним опором обмотки, вважаємо опір індуктивним, і тоді індуктивність секції

$$L_{сек} = Z_{сек} / \omega . \quad (2.69)$$

$$L_{сек} = 2,9 / 314 \cdot 10^3 = 9,2 \text{ мГн}.$$

У цьому треба враховувати нелінійний характер опору: зі зменшенням навантаження опір зростає.

При виборі автотрансформатора можливість підключення конденсаторів має бути обрано заздалегідь.

Приватним випадком є автотрансформатор, що симетрує, цілеспрямовано призначений для живлення однофазного навантаження (див. рис. 3.11 і 3.12). Для більшої симетрії струмів по фаз коефіцієнт трансформації можна зробити більше, ніж $1/3$, з деяким збільшенням струму нульового дроту.

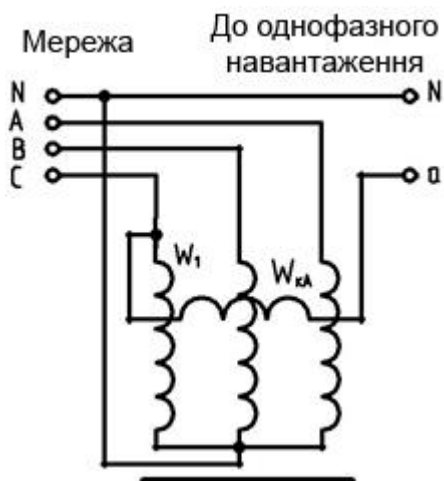


Рис 3.11 – Симетруючий автотрансформатор з єдиною обмоткою

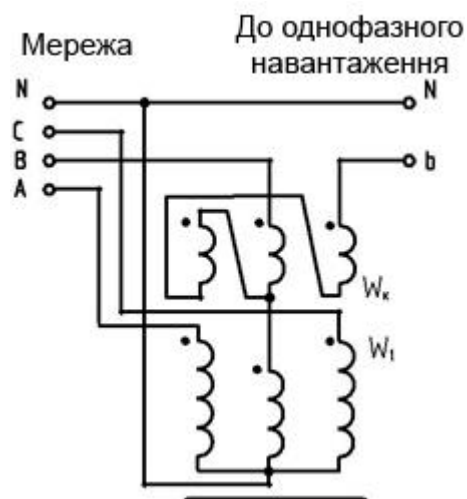


Рис 3.12 – Симетруючий автотрансформатор із розділеною обмоткою

Розглянемо це з прикладу. На введенні трифазної мережі встановлений автоматичний вимикач, розрахований на тривалий допустимий струм 25 А. Потрібно підключити зварювальний трансформатор потужністю 10 кВА

(напруга мережі 220 В, струм зварювання 160 А, напруга холостого ходу 60 В, ПВ 60%). Струм, що споживається зварювальним трансформатором, складе:

$$I = 10 \cdot 1000 / 220 = 45,5 \text{ А,}$$

$$I = 45,5 \cdot \sqrt{0,6} = 35,2 \text{ А,}$$

З урахуванням ПВ еквівалентний струм буде що у 1,4 разу перевищує допустимий. Звичайно, можна застосувати звичайний автотрансформатор 380/220, виконаний на базі трансформатора ОСМР-6,3 (потужністю 6,3 кВ·А), в цьому випадку навантаження буде перерозподілено тільки на дві фази (лінійний струм - 20,3 А), але можна застосувати симетруючий автотрансформатор (див. схему рис. 2.13) з коефіцієнтом трансформації 1/2, що перетворює однофазне навантаження на трифазне і вирівняти навантаження по всіх фазах, знизивши струм у мережі до 17,6 А, при цьому струм у нейтралі за відсутності інших також

буде 17,6 А. У цьому випадку автотрансформатор можна виготовити на базі трансформатора ТСП-6,3.

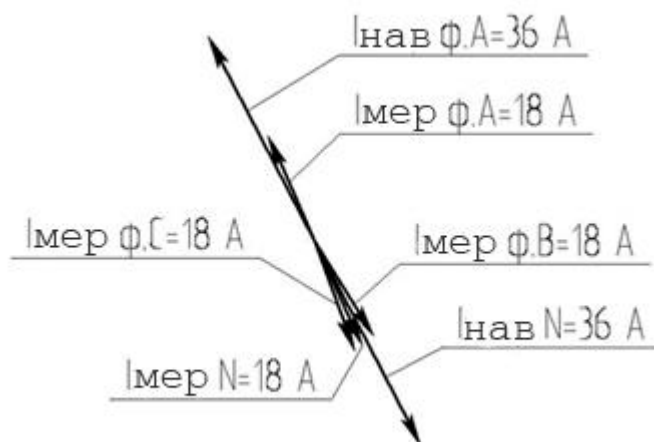


Рис 3.13 – Векторна діаграма струмів при однофазному навантаженні та $k_{тр}=1/2$

Зниження втрат у мережі проти прямим включенням наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Зниження втрат у мережі

Автотрансформатор	ОСМР-6,3	Симетруючий АТС-С	
Коефіцієнт трансформації	1/1,73	1/3	1/2
Зниження втрат, %	66,7	66,7	50

Враховуючи, що зварювальний трансформатор генерує високочастотні гармоніки, у тому числі кратні трьом, перевагу слід віддавати автотрансформатору, що симетрує.

3.5. Оцінка показників якості електроенергії після проведення реконструкції

Проблема переривання повністю вирішується впровадженням схеми АВР. При зникненні живлення на основному трансформаторі Т1 (через пошкодження лінії «Мар'янська» або самого Т1), схема АВР автоматично запускає процес перемикання на резервний трансформатор Т2 (що живиться від ПС «Сурська»). Це забезпечує відновлення електропостачання у часових межах, допустимих для споживачів II категорії, вирішуючи головну проблему надійності.

А проблема флікера, викликана пусковими струмами потужних двигунів на фермах, частково пом'якшується. Після реконструкції (два трансформатори замість одного) загальний опір системи живлення 10 кВ знижується, що робить мережу більш "жорсткою". Провали напруги під час пусків стануть менш глибокими, що позитивно вплине на роботу чутливої електроніки.

Основною проблемою була несиметрія напруг, яку було ідентифіковано в цьому розділі. Розрахунки показали, що через нерівномірне навантаження (40А/30А/10А) виникає значний струм у нульовому проводі (26,5 А), що призводить до зсуву нуля та неприпустимої несиметрії напруг (падіння до 200 В на одних фазах, зростання до 240 В на інших). Встановлення АТС-С у вузлі навантаження примусово перерозподіляє струми. Як показав розрахунок, струми вирівнюються (до 33,8А/29,6А/18,6А), а струм у нульовому проводі знижується на 90% (до 2,7 А).

Результатом стало усунення зсуву нуля, що стабілізує фазні напруги, приводячи коефіцієнт несиметрії K_2U у відповідність до вимог стандарту (менше 2%). Це напряму захищає трифазні двигуни споживачів від перегріву.

Також не менш важливою проблемою була несинусоїдальність напруги. Нелінійні навантаження (ЧРП, освітлення) генерують гармоніки, кратні трьом, які сумуються в нульовому проводі, створюючи ризик його перегріву та додаткові втрати в трансформаторі. Симетруючий автотрансформатор (АТС-С) діє як пасивний фільтр. Його компенсаційні обмотки створюють контур для замикання струмів 3-ї, 9-ї та 15-ї гармонік. Після реконструкції гармоніки, кратні трьом, "відфільтровуються" на рівні 0,4 кВ і не проходять далі до трансформатора ТП 10/0,4 кВ та у мережу 10 кВ. Це значно знижує сумарний

коефіцієнт гармонійних спотворень (THD), захищає нульовий провід від перевантаження та зменшує додаткові втрати у трансформаторі.

Проведений аналіз доводить, що запропонований проект реконструкції є комплексним. Він не обмежується лише формальним виконанням вимог надійності (шляхом резервування), але й вирішує глибокі проблеми якості електроенергії, притаманні тупиковим сільським мережам.

Поєднання заходів з Розділу 2 (встановлення АВР) та Розділу 3 (встановлення АТС-С) дозволяє забезпечити споживачів II категорії ПС «ЛБ-2» електроенергією, яка відповідає всім ключовим вимогам ДСТУ EN 50160:

1. Мінімізовано переривання живлення.
2. Компенсовано несиметрію напруг.
3. Знижено рівень вищих гармонік.
4. Стабілізовано відхилення напруги.

Це гарантує не лише безперебійну, але й коректну та економічно ефективну роботу обладнання споживачів, що повністю відповідає меті дипломної роботи.

Висновок до розділу 3

У цьому розділі було доведено, що вирішення проблеми надійності електропостачання (забезпечене схемою АВР у Розділі 2) не вирішує автоматично проблем якості електроенергії (ЯЕ). Для споживачів II категорії (агропідприємств), що живляться від ПС «ЛБ-2», ці проблеми є критичними.

Аналіз виявив дві ключові проблеми в мережі 0,4 кВ:

Несиметрія напруг: Викликана нерівномірним розподілом однофазних навантажень, що призводить до перекосу фаз. Це спричиняє перегрів та вихід з ладу трифазних двигунів і значні додаткові втрати потужності через появу великого струму в нульовому проводі.

Несинусоїдальність напруги: Викликана нелінійними навантаженнями (частотні приводи, освітлення), які генерують вищі гармоніки. Найбільш

небезпечними є гармоніки, кратні трьом, що підсумовуються в нульовому проводі, створюючи ризик його перегріву та пожежну небезпеку.

Розрахунок для модельної лінії 0,4 кВ показав, що при несиметричному навантаженні (40А / 30А / 10А) сумарні втрати потужності сягають 1263 Вт.

Для вирішення обох проблем було запропоновано додатковий захід — встановлення у вузлах навантаження 0,4 кВ симетруючого автотрансформатора (АТС-С). Розрахунок підтвердив його ефективність.

АТС-С примусово перерозподіляє струми, вирівнюючи їх (до 33,8А / 29,6А / 18,6А). Це знижує струм у нульовому проводі з 26,5 А до 2,7 А, стабілізуючи фазні напруги. Сумарні втрати потужності в лінії знижуються до 807,9 Вт, що дає економію в 36%. Одночасно АТС-С діє як фільтр, замикаючи в собі струми 3-ї гармоніки та захищаючи від них мережу.

Таким чином, запропонований проект реконструкції є комплексним. Поєднання АВР (для надійності) та АТС-С (для якості) дозволяє привести електропостачання споживачів ПС «ЛБ-2» у відповідність до вимог ДСТУ EN 50160, забезпечивши не лише безперебійну, але й коректну та економічно ефективну роботу їхнього обладнання.

РОЗДІЛ 4

ТЕХНІЧНО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1. Розрахунок додаткових капітальних вкладень в електропостачання

Загальний обсяг капітальних вкладень ($K_{ем}$) у будівництво електричної мережі розраховується за формулою

$$K_{ем} = K_{ВЛ} + K_{ТП}, \quad (4.1)$$

де $K_{ВЛ}$ – капітальні вкладення у лінії, грн;

$K_{ТП}$ – капітальні вкладення у підстанції, грн.

Капітальні вкладення (КВЛ) у лінії визначаються за формулою

$$K_{ВЛ} = L_{ВЛ} \cdot Y, \quad (4.2)$$

де $L_{ВЛ}$ – протяжність лінії, км;

Y – питомі показники вартості спорудження лінії, грн/км

Капітальні вкладення у підстанції (КТП) визначаються за формулою

$$K_{ТП} = N_{ПС} \cdot Y_{ПС} \quad (4.3)$$

де $N_{ПС}$ – потужність підстанції, кВА;

$Y_{ПС}$ – питомий показник вартості підстанції, грн/кВА.

Таблиця 4.1

Розрахунок додаткових капітальних вкладень за варіантами

Елементи електричної мережі	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн.	Початковий		Проектований	
			Кількість	Кап.вклад., тис. грн	Кількість	Кап. вклад., тис.грн
ТМ-2500ВА	<i>шт</i>	2525/2725	1	2525	2	5250
Всього	×	×	×	2525	×	5250

Розмір додаткових капітальних вкладень у варіанті, що проектується, грн.
 $\Delta K = 5250 - 2525 = 2725$ тис. грн.

4.2. Визначення річних експлуатаційних витрат по змінним статтям

Річні експлуатаційні витрати охоплюють усі витрати на підтримку мереж у належному технічному стані. До них також входить вартість втрат електроенергії в елементах електромережі як у вихідному, так і в проєктованому варіантах. Загальна формула для розрахунку експлуатаційних витрат виглядає наступним чином

$$I_e = I_a + I_p + I_{об} + I_{пе} \quad (4.4)$$

де I_a – амортизаційні відрахування, грн;

I_p – відрахування на ремонт, грн;

$I_{об}$ – витрати обслуговування електричних мереж, грн;

$I_{пе}$ – витрати втрати електроенергії, грн.

Амортизаційні відрахування на повне відновлення електричної мережі розраховуються за формулою

$$I_a = \sum K_{ec} \cdot \frac{H_a}{100} \quad (4.5)$$

де H_a – річна норма відрахувань на амортизацію, %;

$\sum K_{ec}$ – сумарні капітальні вкладення.

$$I_a^{вих} = 2725 \cdot \frac{6,4}{100} = 174,4 \text{ тис. грн.},$$

$$I_a^{пр} = 5250 \cdot \frac{6,4}{100} = 336,0 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на ремонт визначаються згідно формули

$$I_p = \sum K_{ec} \cdot \frac{P}{100}, \quad (4.6)$$

де P – річна норма відрахувань на ремонт, %

$$I_p^{вих} = 2525 \cdot \frac{1,5}{100} = 37,9 \text{ тис. грн.}$$

$$I_p^{пр} = 5250 \cdot \frac{1,5}{100} = 78,8 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні витрати обслуговування електричної мережі визначаються за такою формулою

$$I_{об} = \sum N \cdot y \cdot K_y \quad (4.7)$$

де $\sum N$ – сумарна кількість елементів електричної мережі;

y – середньорічна витрата коштів на експлуатацію 1 умов од;

K_y – кількість умовних одиниць.

$$I_{обс}^{вих} = 0,56 \cdot 19,3 = 10,8 \text{ тис. грн.},$$

$$I_{обс}^{пр} = 0,56 \cdot 38,6 = 21,6 \text{ тис. грн.}$$

Витрати втрати електроенергії в елементах електричної мережі

$$I_{пе} = I_{пл} + I_{пт} \quad (4.8)$$

де $I_{пл}$ – втрати в лініях електропередач, грн;

$I_{пт}$ – втрати у трансформаторних підстанціях, грн.

$$I_{пе} = W_n \cdot C_n, \quad (4.9)$$

де W_n – об'єм втрат електроенергії, тис. кВт·год;

C_n – ціна втрат за 1 кВт·год, грн.

$$I_{пе}^{вих} = 125,6 \text{ тис. грн.}$$

$$I_{пе}^{пр} = 207,1 \text{ тис. грн.}$$

$$I_e^{вих} = 174,4 + 37,9 + 10,8 + 125,6 = 348,7 \text{ тис. грн.}$$

$$I_e^{пр} = 336 + 78,8 + 21,6 + 207,1 = 643,5 \text{ тис. грн.}$$

4.3. Визначення вірогідності збитків від перерв у електропостачанні

Перебої в електропостачанні споживачів у низці випадків спричиняють псування продукції, її недовідпуск, а також порушення чи повну зупинку технологічних процесів. Щоб визначити, наскільки скоротяться збитки від таких перерв, необхідні дані про середні ймовірнісні втрати на кожну кіловат-годину недовідпущеної електроенергії. Крім того, потрібні середньостатистичні дані про тривалість відключень протягом року в розрахунку на одну підстанцію та один кілометр лінії електропередач.

Розрахувати ймовірнісні збитки від перерв в електропостачанні можна за формулою

$$Y_B = y \cdot \Delta Q_{EE}, \quad (4.10)$$

де y – питома ймовірнісна шкода від перерв в електропостачанні, грн/кВт·год;

ΔQ_{EE} – кількість недовідпущеної електроенергії під час перерв у електропостачанні, кВт·год.

Загальний обсяг недовідпущеної електроенергії формується з обсягів, недовідпущених на окремих ділянках через аварійні відключення

$$\Delta Q_{EE} = \sum P \cdot K_0 \cdot T_n, \quad (4.11)$$

де P – потужність трансформаторних підстанцій, кВА;

K_0 – коефіцієнт одночасності, $K_0=0,6$;

T_n – сумарна тривалість відключень, год.

$$\Delta Q_{EE}^{вих} = 2500 \cdot 0,6 \cdot 46 = 69 \text{ тис. кВт·год,}$$

$$\Delta Q_{EE}^{пр} = 0 \text{ кВт·год,}$$

$$Y_B^{вих} = 15 \cdot 69 = 1035 \text{ тис. грн.,}$$

$$Y_B^{пр} = 0 \text{ грн.,}$$

$$\Delta Y_B = 1035 \text{ тис. грн.}$$

4.4. Техніко–економічна оцінка проектованої електричної мережі

Розрахунок ключових економічних показників для проектованого та вихідного варіантів ґрунтується на попередньо визначених сумах капіталовкладень та річних витрат.

Для оцінки економічної ефективності проекту застосовують такі показники, як чистий дисконтований дохід (ЧДД), індекс прибутковості (ІД) та термін окупності інвестицій.

$$\alpha = \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (4.12)$$

де α – коефіцієнт дисконтування;

C – норма дисконтування, %;

t – порядковий номер тимчасового інтервалу отримання прибутку.

Норма дисконтування (C) являє собою норму прибутку на вкладений капітал. Якщо інвестором виступає саме підприємство, ця норма приймається рівною його середній нормі прибутку. Якщо ж у проект інвестує стороння компанія або особа, норма дисконтування дорівнюватиме ставці банківського кредиту.

Річна економія ($E_{\text{річне}}$), отримана від впровадження проекту, може бути досягнута двома шляхами: за рахунок скорочення змінних експлуатаційних витрат (без урахування амортизації) у проєктованому варіанті, а також за рахунок зменшення збитків (шкоди).

$$E_{\text{річне}} = I_{0e}^{\text{вих}} - I_{0e}^{\text{пр}} + \Delta U_{\text{в}}. \quad (4.13)$$

$$E_{\text{річне}} = 174,3 - 307,5 + 1260 = 1126,8 \text{ тис. грн.}$$

Щоб звести витрати та ефекти, які виникають у різні моменти часу протягом усього терміну служби машини, до єдиного початкового періоду (вихідного часу), застосовують дисконтування. Чистий дисконтований прибуток (ЧДД) визначають за допомогою формули

$$\text{ЧДД} = (E_{\text{річне}} - (I_a^{\text{вих}} - I_a^{\text{пр}})) \cdot \text{КК} - \Delta \text{К}, \quad (4.14)$$

де КК – коефіцієнт капіталізації;

$\Delta \text{К}$ – розмір додаткових капітальних вкладень у варіанті, що проєктується, грн.

Коефіцієнт капіталізації

$$\text{КК} = \frac{q^t - 1}{m \cdot q^t}, \quad (4.15)$$

де q – коефіцієнт нарахування відсотка;

t – термін експлуатації лінії, років;

m – норма дисконту.

$$\text{КК} = \frac{1,08^{11} - 1}{0,08 \cdot 1,08^{11}} = 7,138$$

Норму дисконту визначають за формулою

$$m = \frac{p}{100}, \quad (4.16)$$

де p – прибутковість капіталу, %.

Прирівнюємо депозитну ставку банку.

$$m = \frac{8}{100} = 0,08.$$

Коефіцієнт нарахування відсотка

$$q = 1 + m, \quad (4.17)$$

$$q = 1 + 0,08 = 1,08$$

Проект вважається ефективним, якщо його чистий дисконтований дохід (ЧДД) більший за нуль, що свідчить про його прибутковість. Навпаки, негативне значення ЧДД вказує на те, що проект є збитковим при заданій нормі прибутку.

$$\text{ЧДД} = (1035 - (174,4 - 336,6)) \cdot 7,138 - 2725 = 5820,6 \text{ тис. грн.},$$

$$\text{ЧДД}_{40\%} = (1035 - (174,4 - 336,6)) \cdot 2,44 - 2725 = 196,2 \text{ тис. грн.},$$

$$\text{ЧДД}_{45\%} = (1035 - (174,4 - 336,6)) \cdot 2,2 - 2725 = -91,2 \text{ тис. грн.}$$

Індекс доходності (ІД) капіталовкладень визначається за формулою

$$\text{ІД} = \frac{\text{ЧДД} + K_{\text{пр}}}{K_{\text{пр}}}, \quad (4.18)$$

$$\text{ІД} = \frac{8545,6}{2725} = 3,1.$$

Проект вважається привабливим, оскільки індекс доходності (ІД) перевищує 1.

Для наближеного обчислення внутрішньої норми доходності застосовується формула

$$\text{ВНД} = p_{1\%} + \frac{\text{ЧДД}_{1\%}}{\text{ЧДД}_{1\%} - \text{ЧДД}_{2\%}} \cdot (p_{2\%} - p_{1\%}), \quad (4.19)$$

де $p_{1\%}$ – відсоткова ставка, за якої ЧДД 1% має найбільше позитивне значення;

$p_{2\%}$ – ставка за якої ЧДД 2% має найбільше негативне значення;

$$\text{ВНД} = 40 + \frac{196,2}{195,2 - (-91,2)} \cdot (45 - 40) = 43,4\%.$$

Так як ВНД проекту більше 8%, то він може бути ухвалений.

Строк окупності капітальних вкладень визначається за формулою

$$T_{ок} = \frac{-\ln\left(1 - \frac{K \cdot m}{E_{річне} - (A_{и} - A_{п})}\right)}{\ln q}, \quad (4.20)$$

$$T_{ок} = \frac{-\ln\left(1 - \frac{2725 \cdot 0,08}{1035 - (174,1 - 336,6)}\right)}{\ln 1,08} = 2,6 \text{ років.}$$

Техніко-економічні показники представлені у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2

Основні техніко-економічні показники схеми електропостачання, що проектується

Найменування показників	Варіанти	
	Початковий	Проектований
Додаткові капіталовкладення, тис. грн.	-	2725,0
Річні експлуатаційні витрати за статтями, що змінюються, тис. грн.	348,7	643,5
У т. ч. амортизаційні відрахування	174,4	336,0
відрахування на ремонт	37,9	78,8
витрати обслуговування	10,8	21,6
витрати на втрати	125,6	207,1
Річна економія, тис. грн.	-	1126,8
Чистий дисконтований прибуток, тис. грн.	-	5820,6
Індекс прибутковості додаткових капітальних вкладень	-	3,1
Внутрішня норма доходності, %	-	43,4
Термін окупності додаткових капітальних вкладень, років	-	2,6

Аналіз отриманих даних підтверджує, що реконструкція лінії є економічно вигідною. Це обґрунтовується як скороченням втрат в енергосистемі, так і зменшенням недовідпуску електроенергії. Загалом, за весь термін експлуатації лінії, проект генерує 5820,6 тис. грн чистого дисконтованого доходу. Індекс прибутковості становить 3,1, а внутрішня норма прибутковості досягає 43,4%. Термін окупності додаткових капітальних вкладень складає 2,6 року.

4.5. Розрахунок захисного заземлення ТП

Для дотримання вимог електробезпеки, всі металеві частини трансформаторної підстанції підлягають заземленню. Приймається орієнтовне значення питомого опору ґрунтів.

$$\rho_{ГР}=40 \text{ Ом}\cdot\text{м (для глини)}.$$

Опір, що допускається розтіканню струму заземлювальних пристроїв $R_{з.д}=10 \text{ Ом}$.

В якості матеріалу для заземлювачів обирають трубу зі сталі Ст.5, що має діаметр 50 мм та товщину стінки щонайменше 3,5 мм..

Далі, визначається підвищувальний коефіцієнт (КП), який враховує зміни опору ґрунту відповідно до кліматичних зон України. Для 3-ї кліматичної зони $КП = 1,4$.

Після цього визначається розрахункове значення питомого опору ґрунту:

$$\rho_P = \rho_{ГР} \cdot К_{П}. \quad (4.21)$$

$$\rho_P = 56 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Визначається розрахунковий опір розтіканню струму для одиночної труби, що заглиблена в ґрунт, верхній кінець якої знаходиться на 0,5 м нижче рівня землі:

$$R_{з.р.} = 0,366 \cdot \frac{\rho_P}{d} \cdot \left(\ell g \frac{2\ell}{d} + 0,5\ell g \frac{4h+\ell}{4h-\ell} \right), \quad (4.22)$$

де ℓ – довжина заземлювача, м. $\ell=3 \text{ м}$;

d – діаметр заземлювача, м. $d=0,05 \text{ м}$;

h – відстань від поверхні до середини заземлювача, м. $h=2 \text{ м}$.

Тоді

$$R_{з.р.} = 0,366 \cdot \frac{56}{0,05} \cdot \left(\ell g \frac{2 \cdot 3}{0,05} + 0,5 \ell g \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 15,37 \text{ Ом.}$$

Визначається кількість одиночних труб

$$n_3 = \frac{R_{з.р.}}{R_{з.д.}} = \frac{15,37}{10} = 1,53.$$

Кількість заземлювачів приймається рівною 2.

Схема захисного заземлення буде реалізована за допомогою труб довжиною 3 м (матеріал – Ст.5, діаметр 50 мм, товщина стінки не менше 3,5 мм). Вони будуть розташовані вертикально, причому верхній кінець кожної труби знаходитиметься на 0,5 м нижче рівня землі. Відстань між заземлювачами встановлюється 3 м.

Для цієї конфігурації з двох заземлювачів визначається коефіцієнт екранування

$$\eta_e = 0,85.$$

Визначається кількість заземлювачів $n_{тр}$ з урахуванням коефіцієнта екранування

$$n_{тр} = \frac{R_{з.р.}}{R_{з.д.} \cdot \eta_e}, \quad (4.23)$$

$$n_{тр} = \frac{15,37}{10 \cdot 0,85} = 1,81.$$

Приймається 2.

Виконується схема захисного заземлення (Рис. 4.1).

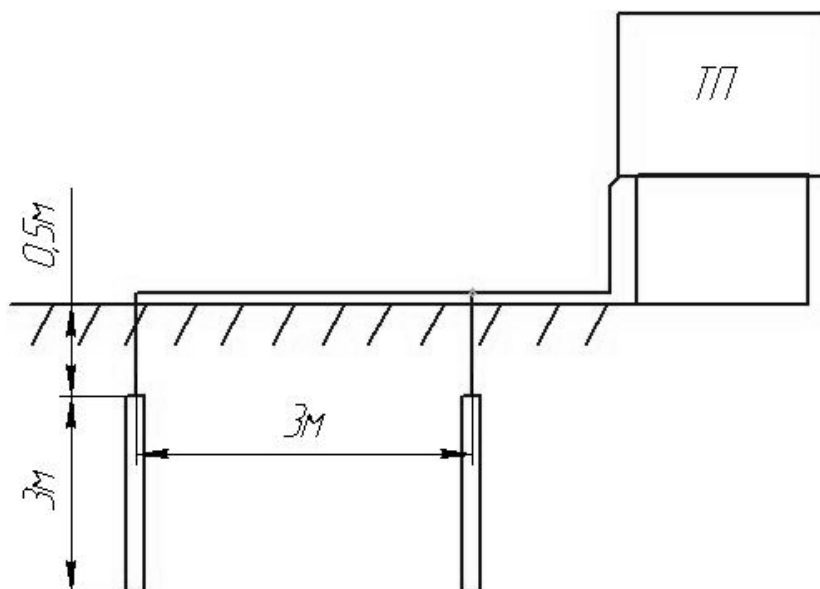


Рис. 4.1. Схема захисного заземлення підстанції

Висновок до розділу 4

У цьому розділі було проведено повне техніко-економічне обґрунтування обраного проекту реконструкції (встановлення другого трансформатора та схеми АВР) та розраховано заходи з охорони праці.

Аналіз показав, що проект потребує додаткових капітальних вкладень у розмірі 2725,0 тис. грн. Хоча річні експлуатаційні витрати зростають (з 348,7 тис. грн до 643,5 тис. грн) через збільшення амортизації та витрат на обслуговування нового обладнання, цей ріст повністю компенсується економічним ефектом.

Ключовим фактором ефективності є повне усунення збитків від перерв в електропостачанні, які у вихідному варіанті оцінювалися в 1035 тис. грн на рік. Завдяки цьому, проект генерує значну річну економію, що становить 1126,8 тис. грн.

Оцінка інвестиційної привабливості підтвердила високу рентабельність проекту: Чистий дисконтований прибуток (ЧДД) за весь термін експлуатації становить 5820,6 тис. грн. Термін окупності додаткових капіталовкладень складає 2,6 роки. Індекс прибутковості (ІД) дорівнює 3,1, а внутрішня норма доходності (ВНД) — 43,4%, що свідчить про високу ефективність інвестицій.

У частині охорони праці було виконано розрахунок захисного заземлення трансформаторної підстанції. Визначено, що для забезпечення вимог електробезпеки необхідно встановити контур з двох вертикальних трубчастих заземлювачів.

ВИСНОВКИ

У даній магістерській роботі було розроблено та обґрунтовано комплексний проект реконструкції системи електропостачання підстанції «ЛБ-2». Метою роботи було вирішення двох ключових проблем: низької надійності живлення споживачів II категорії та незадовільної якості електроенергії в тупиковій мережі.

Для досягнення мети було виконано ряд завдань. На початковому етапі було проведено аналіз та порівняння двох принципово різних підходів резервування, а саме мережеве резервування та автономне. Після розрахунків виплило, що сумарні витрати на будівництво першого варіанту становили 660,74 тис. грн, що значно економічно доцільніше ніж другий варіант, витрати на який би становило 1 млн 950 тис грн. На основі цього розрахунку для подальшої розробки було обрано Варіант 1.

Для обраного варіанту було розраховано струми короткого замикання (для K1 $I_k^{(3)} = 1,936$ кА), обрано необхідне силове обладнання (вимикачі ВБНК-35, ВВТЕ-10, трансформатори струму та напруги) та розраховано уставки релейного захисту ліній 10 кВ (МТЗ та струмові відсічки). Ключовим заходом стало проектування схеми мережевого АВР, яка автоматично відновлює живлення споживачів при відмові основного трансформатора чи лінії, вирішуючи проблему безперебійності.

Також було виявлено, що вирішення проблеми надійності не вирішує проблем якості електроенергії, зокрема несиметрії напруг та наявності вищих гармонік, що є критичним для агроспоживачів. Проведений у розділі 3.2 розрахунок показав, що через несиметричне навантаження (40А/30А/10А) втрати потужності у модельній лінії 0,4 кВ сягають 1263 Вт, значна частина з яких (379 Вт) припадає на нульовий провід. Як захід для покращення якості електроенергії було запропоновано встановлення у вузлах навантаження симетруючих автотрансформаторів (АТС-С). Розрахунок довів, що АТС-С вирівнює струми по фазах (до 33,8А/29,6А/18,6А) і знижує сумарні втрати

потужності в лінії до 807,9 Вт, що дає економію в 36% . Також АТС-С фільтрує гармоніки, кратні трьом, захищаючи мережу.

Фінальна оцінка проекту (встановлення другого трансформатора) підтвердила його високу економічну ефективність. Додаткові капітальні вкладення склали $\Delta K = 2725,0$ тис. грн. Проект генерує значну річну економію (1126,8 тис. грн), головним чином за рахунок усунення збитків від перерв в електропостачанні ($\Delta U_v = 1035$ тис. грн). Чистий дисконтований прибуток проекту становить 5820,6 тис. грн. Термін окупності додаткових капіталовкладень становить 2,6 років.

Отже, запропонований проект реконструкції є комплексним. Поєднання встановлення другого трансформатора з АВР (Розділ 2) та впровадження симетруючих автотрансформаторів (Розділ 3) дозволяє одночасно забезпечити споживачів II категорії надійним (безперебійним) та якісним (стабільним та симетричним) електропостачанням.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – Харків: ФОП «Лібра», 2020. – 760 с.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. – Київ: Міненерговугілля України, 2014. – 120 с.
3. ДСТУ EN 50160:2014. Напруга електрична у розподільчих мережах загальної призначеності. – Київ: Мінекономрозвитку України, 2015. – 34 с.
4. ДСТУ ІЕС 60038:2016. Напруги стандартні. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 18 с.
5. ДСТУ ІЕС 60909-0:2017. Розрахунок струмів короткого замикання в трифазних системах. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2017.
6. Сорока В. М. Електричні мережі та системи. – Київ: Вища школа, 2016. – 543 с.
7. Прохоров В. І. Релейний захист та автоматика електроенергетичних систем. – Київ: Кафедра РЗіА, 2018. – 612 с.
8. Войтюк Д. Г., Соколовський Л. М. Електричні мережі та системи. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. – 464 с.
9. Кравчук В. П. Розподільчі електричні мережі: аналіз режимів, надійність та реконструкція. – Вінниця: ВНТУ, 2020. – 372 с.
10. Дрозд В. І., Шидловський А. К. Енергетика: основи та сучасність. – Київ: Наукова думка, 2015. – 512 с.
11. Методика визначення перерв в електропостачанні та збитків від недовідпущеної електроенергії. – НКРЕКП, постанова № 45 від 04.02.2020.
12. Гуляєв Ю. В. Електричні мережі та системи електропостачання. – Харків: ХНУРЕ, 2021. – 248 с.
13. Буткевич О. Ф. Автоматичне введення резерву в мережах 6–35 кВ. // Енергетика та електрифікація. – 2020. – № 3. – С. 12–20.
14. Костенко О. В. Оцінка ефективності реконструкції розподільчих мереж 10 кВ. // Вісник НТУУ «КПІ». – 2021. – № 4. – С. 45–53.

15. Гребенюк В. В. Компенсація несиметрії напруг у мережах 0,4–10 кВ. // Технічна електродинаміка. – 2020. – № 6. – С. 50–58.
16. Karpenko, A., Petrenko, V. Voltage Unbalance Reduction Using Autotransformer Balancing Devices. // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2021. – Vol. 36(4). – P. 1714–1723.
17. Siemens AG. Medium Voltage Distribution Catalog 6–36 kV. – Berlin: Siemens, 2022. – 250 p.
18. Schneider Electric. Medium Voltage Switchgear & Protection Guide. – Paris: Schneider Electric, 2021. – 198 p.
19. IEC 60255-1:2019. Measuring relays and protection equipment – General requirements. – Geneva: IEC, 2019.
- 20 IEEE Std 446-2020. Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems. – New York: IEEE, 2020. – 154 p.
21. Anderson P. Power System Protection. – Hoboken: Wiley, 2017. – 798 p.
22. Kundur P. Power System Stability and Control. – New York: McGraw-Hill, 2019. – 1224 p.
23. Офіційний сайт НЕК «Укренерго». – Режим доступу: <https://ua.energy> – Дата звернення: 17.11.2025.
24. Офіційний сайт НКРЕКП. – Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua> – Дата звернення: 17.11.2025.
25. Зібцев А. О. Методика економічної оцінки проектів електропостачання. – Київ: НУЕП, 2019. – 156 с.