

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва транспорту та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____2023р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Аналіз ефективності роботи сільських
електричних мереж із забезпеченням їх надійності
та економічності”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-22М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»
_____Червоній С.С.
« ____ » _____2023р.
Керівник роботи
к.т.н., доцент
_____Андрій КОТИШ
« ____ » _____2023р.
Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет Будівництва транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«_____» _____ 2023 р.

**ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА
ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ
ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

Червонія Станіслава Сергійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Аналіз ефективності роботи сільських електричних мереж із забезпеченням їх надійності та економічності

Analysing the efficiency of rural power grids to ensure their reliability and efficiency

2. Керівник роботи (проекту)

Котиш Андрій Іванович, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

1.Вступ; 2.Особливості електропостачання сільськогосподарських споживачів; 3.Сучасні концепції побудови сільських електричних мереж; 4.Методика розрахунку надійності сільських електричних мереж; 5.Розрахунок втрат сільської електричної мережі; 6.Визначення економічної ефективності застосування запропонованої системи електропостачання сільського господарства; 7.Охорона праці; Висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Іван САВЕЛЕНКО</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>07.10.23</i>	
2	<i>Особливості електропостачання сільськогосподарських споживачів</i>	<i>12.10.23.</i>	
3	<i>Сучасні концепції побудови сільських електричних мереж</i>	<i>20.10.23.</i>	
4	<i>Методика розрахунку надійності сільських електричних мереж</i>	<i>01.11.23.</i>	
5	<i>Розрахунок втрат сільської електричної мережі</i>	<i>10.11.23.</i>	
6	<i>Визначення економічної ефективності застосування запропонованої системи електропостачання сільського господарства</i>	<i>15.11.23</i>	
7	<i>Охорона праці</i>	<i>20.11.23</i>	
8	<i>Висновки</i>	<i>30.11.23.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2023 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2023 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 123 с.; 17 рис.; 16 табл.; 12 джерел.

Червоній С.С. Аналіз ефективності роботи сільських електричних мереж із забезпеченням їх надійності та економічності. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2023 р.

Метою кваліфікаційної роботи є аналіз режимів роботи обладнання сучасних електричних мереж агропромислового призначення. Виявлення переваг і недоліків вказаних мереж. Розробка рекомендацій по підвищенню надійності й економічності.

В роботі було детально описано міри для підвищення надійності та економічності сільських електричних мереж, проаналізовано виникнення втрат електроенергії, як технічних так і комерційних.

Однією з основних умов підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів є застосування схем глибокого введення.

Для аналізу ефективності роботи сільських електричних мереж були проведені розрахунки для двох схем електропостачання що живляться:

- 1) Варіант – 1 від трансформатора напругою 10 кВ це мережа 10/0,4 кВ;
- 2) Варіант – 2 від трансформатора напругою 35 кВ це мережа 35/3 та 3/0,4 кВ.

Проведені розрахунки показали, що найбільш економічною виявилась схема варіанта №2.

Ключові слова: Схема електропостачання, сільська електрична мережа, електричні мережі, надійність сільських електричних мереж, втрати електроенергії, економічність сільських електричних мереж.

SUMMARY

Chervonii S.S. Analysing the efficiency of rural power grids to ensure their reliability and efficiency. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electrical power consumption systems". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2023.

The method of qualified work is the analysis of the modes of operation of the current electrical circuits for agro-industrial purposes. Revealed advantages and shortcomings of the stated measures. Explaining recommendations for increased reliability and cost-effectiveness.

The work described in detail the measures to improve the reliability and economy of rural electrical networks, and analyzed the impact of energy consumption, both technical and commercial.

One of the main ideas of increasing the reliability of electricity supply to rural residents is the stagnation of deep injection schemes.

To analyze the effectiveness of the work of rural electrical networks, a design was carried out for two electrical circuits to be used:

1) Option – 1 type of transformer with a voltage of 10 kV with a temperature of 10/0.4 kV;

2) Option – 2 types of transformer with a voltage of 35 kV with a temperature of 35/3 and 3/0.4 kV.

The investigations carried out showed that the most economical scheme was option № 2.

Key words: Electrical supply diagram, rural electrical circuits, electrical circuits, reliability of rural electrical circuits, energy consumption, economics of rural electrical circuits.

ЗМІСТ

	ст.
1. Вступ.....	7
2. Особливості електропостачання сільськогосподарських споживачів.....	10
2.1 Питання побудови сільських електричних мереж.....	10
2.2. Надійність сільських електричних мереж	14
2.3. Втрати електричної енергії в електричних мережах.....	30
2.3.1. Комерційні втрати електроенергії. Динаміка, структура, методи аналізу і заходи.....	31
2.3.2. Технічні втрати електроенергії в електричних мережах, обладнанні і підстанціях. Заходи по їх зниженню.....	37
3. Сучасні концепції побудови сільських електричних мереж.....	42
3.1. Перспективи та основні напрямки розвитку розподільчих електричних мереж.....	42
3.2. Новий підхід до енергозабезпечення сільського господарства.....	48
4. Методика розрахунку надійності сільських електричних мереж.....	53
4.1. Особливості сільської електричної мережі як об'єкта розрахунку надійності.....	53
4.2. Процес відновлення працездатності лінії.....	56
4.3. Модель процесу.....	59
4.4. Методи розрахунку надійності мережі 10 кВ.....	63
4.5. Розрахунок надійності електропостачання споживачів.....	67
4.6. Облік надійності ТП і мережі 0,38 кВ.....	71
5. Розрахунок втрат сільської електричної мережі.....	75
5.1. Розрахунок схеми електропостачання 0,4 кВ.....	75
5.2. Розрахунок схеми електропостачання 10 кВ.....	85

6. Визначення економічної ефективності застосування запропонованої системи електропостачання сільського господарства	104
7. Охорона праці.....	112
7.1. Заходи з охорони праці.....	112
7.2. Розрахунок заземлюючого контуру цехових електроустановок в мережі з глухозаземленою нейтраллю.....	116
7.3 Розрахунок захисту підстанції від ударів блискавки.....	118
Висновок.....	121
Література.....	122

1. Вступ

Система електропостачання сільського господарства включає розподільні мережі 110, 35, 10 (6, 20) і 0,38 кВ. Загальна їх протяжність складає більше 80 % сумарної протяжності електричних мереж країни.

Сільська електроенергетика продовжувала розвиватися екстенсивно, що привело до істотних диспропорцій, а саме: мережі 10 кВ споруджувалися вищими темпами, ніж мережі 35-110 кВ, використовувалися дешевші, а значить, менш надійні вироби - опори, дроти, ізолятори, роз'єднувачі, комплексні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ і т.п. В результаті склалася система електропостачання з вельми протяжними радіальними лініями 10 кВ і численними нерезервованими відгалуженнями. Пошкоджувальність елементів цієї мережі в 2-3 рази вищий, ніж в промислово розвинених країнах.

В даний час споживач на селі відключається в середньому 6 раз на рік при чому тривалість одного відключення може досягати 6-10 годин. До 80 % цих відключень відбуваються через відмови в мережах 10 кВ.

Попередній аналіз оцінки показників надійності ПЛ-10 кВ протягом 10 років (з 2016 по 2021 р.р.) показав, що звітні дані по потоку відмов районних електричних мереж дуже високі, а це свідчить про дуже низьку надійність електричних мереж. Під надійністю електропостачання мається на увазі властивість системи електропостачання забезпечувати споживачів електроенергією в необхідному об'ємі і заданої якості.

Як показує вітчизняний і зарубіжний досвід, кризові явища в країні в цілому і в енергетиці зокрема негативним чином впливають на такий важливий показник енергетичної ефективності передачі і розподілу електроенергії, як її втрати в електричних мережах. За період 1994-2003 років передача електроенергії в мережу збільшилася на 5% , абсолютні втрати виросли на 37%, а відносні – на 31%. При цьому, якщо в середині 80-х років ХХ століття втрати в мережах колишнього Міненерго СРСР складали 9,2%, то в 2003 році вони досягли максимального рівня – 13,15%. У окремих енергосистемах відносні втрати вже перевищили 20% і більше [1].

Отже, проаналізувавши ситуацію, що склалася в сільській місцевості, можна зробити наступні висновки:

- електричні мережі знаходяться у незадовільному стані, більша половина з яких взагалі стопроцентово зношені;
- якісною електричною енергією забезпечується лише 60-65% споживачів;
- низька надійність електропостачання;
- великі втрати при передачі електроенергії, що досягають 15-20%, а в деяких випадках і до 40%.

Всі ці фактори негативно на електропостачання і пагубно відображаються на економіці країни. Потрібні кардинальні рішення, які б позитивно вплинули на ситуацію, що склалася.

Розподільні мережі нового покоління повинні забезпечувати:

- рівні надійності електропостачання, узгоджені із споживачами;
- нормована якість електроенергії;
- адаптацію і сприйнятливість до електричних навантажень, що ростуть, використання передового устаткування, засобів автоматизації і новим технологіям обслуговування;
- електричну і екологічну безпеку;
- ефективну експлуатацію;
- скорочення технічних і комерційних втрат електроенергії.

Основні технічні рішення, які закладаються при проектуванні електромережних об'єктів при їх новому будівництві, реконструкції і технічному переозброєнні, можна розділити на декілька напрямів:

- схемні рішення;
- вимоги до повітряних і кабельних ліній;
- вимоги до трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів;
- вимоги до автоматизації;
- науково-технічне і нормативно-методичне забезпечення;
- вдосконалення будівництва і експлуатації електромережних об'єктів;

- фінансове забезпечення.

В даній роботі був розглянутий проект запропонований д-ром техн.. наук В.В. Назаровим. Він пропонує перейти до нової системи напруг розподільчих мереж – 35/3/0,38 кВ. Доцільність використання такої системи буде перевірена за допомогою розрахунків.

2. Особливості електропостачання сільськогосподарських споживачів

2.1 Питання побудови сільських електричних мереж

В даний час практично всі сільські споживачі отримують електроенергію централізовано від державних енергосистем. Джерелами електричної енергії для сільських електромереж є, як правило, вузлові районні підстанції з вищою напругою 110 кВ і вище. Високий ступінь надійності роботи вузлових підстанцій забезпечується резервуванням основних елементів: вони мають не менше чим двостороннє живлення, два трансформатори, подвійна система шин 35-110 (150) кВ. Такі підстанції живлять споживачів довколишнього регіону (промислових, міських і сільських) і є як би «входом» в систему електропостачання сільськогосподарських споживачів.

У сільському електропостачанні отримало широкий розвиток система напруги 35/10/0,38, 110(150)/10/0,38 і 110(150)/35/10/0,38 кВ. Системи напругою 35-110(150)/0,38 кВ в нашій країні широкого розповсюдження не отримали.

Система електропостачання сільськогосподарського призначення умовно ділиться на 3 структурних рівні: живляча електрична мережа 35-110(150) кВ з понижувальними підстанціями 35-110(150)/10(6) кВ, розподільна мережа 10(6) кВ і мережа напругою 0,38 кВ.

Мережа 35-110(150) кВ складається з ліній 35-110(150) кВ, які відходять від

шин 35-110(150) кВ вузлових (районних) підстанцій енергосистеми або різних систем шин однієї підстанції. До ліній 35-110,150 кВ приєднуються понижувальні підстанції 35-110(150)/10(6) кВ (ПС) через комутаційні апарати або глухими відгалуженнями (рис 2.1).

Мережа 35-110 кВ оснащується пристроями автоматики і телемеханіки, що дозволяють автоматично відключати пошкоджені ділянки ліній або підстанції і включати резервне живлення, а також дистанційно управляти режимами роботи мереж [2].

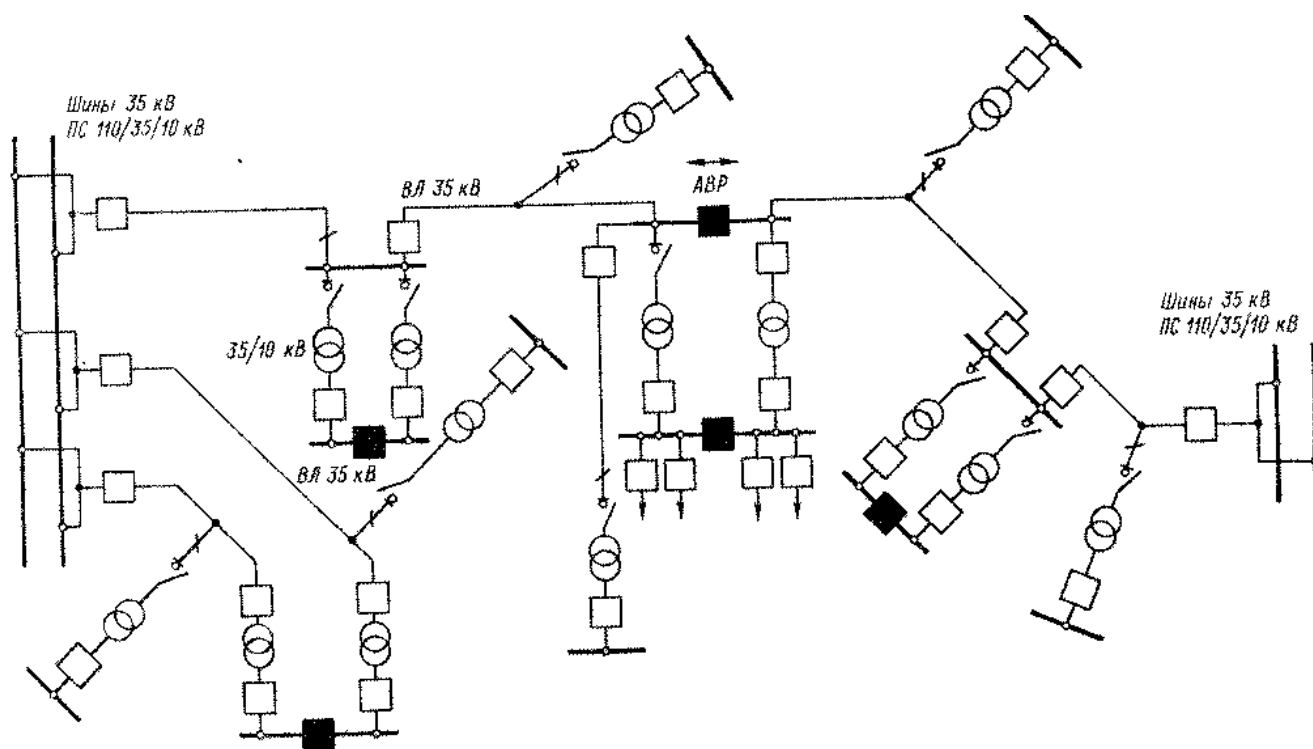


Рисунок 2.1 – Схема мережі 35 кВ

Лінії 35-110 кВ виконуються на залізобетонних центрифугованих стійках, з підвісною ізоляцією; дроти, як правило, сталевалюмінієві перетином 70-150 мм². До однієї лінії 35-110 кВ приєднано не більше 5-6 понижувальних підстанцій.

Понижувальні підстанції 35-110 кВ зазвичай відкритого типу одно- і двухтрансформаторного виконання з вторинною напругою 10 кВ. Однотрансформаторні ПС виконуються по схемі лінія-трансформатор (при приєднанні відгалуженням) або з одним вимикачем на живлячій лінії. Для двухтрансформаторних ПС характерна «місткова» схема з секційним вимикачем між живлячими лініями (він же може служити пунктом АВР). Розподільний пристрій 10 кВ зовнішньої установки типа КРУН. Між двома секціями шин 10 кВ встановлюється секційний вимикач. У сільській місцевості використовуються комплексні ПС, що виготовляються на заводах по типовій сітці схем. Потужність трансформаторів на сільських ПС складає 1000-6300 кВ*А, іноді і більше.

Мережа 10 кВ складається з взаємно резервуючих ліній деревовидної конфігурації з перетинами проводів, що зменшуються до кінців ліній, і ТП 10/0,4

кВ в основному на відгалуженнях. На рис.2.2 і 2.3 приведені діюча і перспективна схеми мережі 10 кВ. У перспективній мережі ліквідовані зайві резервні зв'язки, в закритих ТП встановлені апарати СВ і АВР.

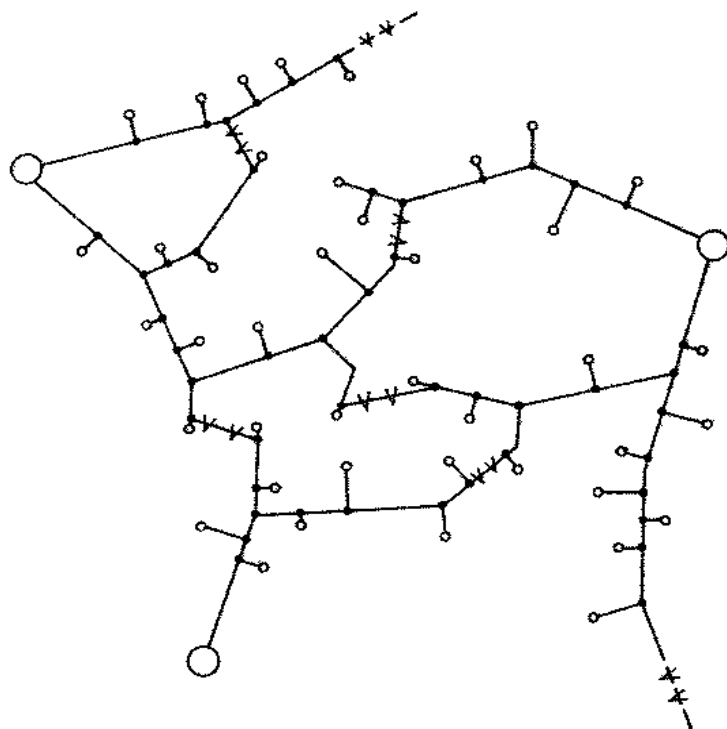


Рисунок 2.2 – Схема сільської електричної мережі 10(6) кВ

Резервування лінії 10(6) кВ буває повним, коли при знеструмленні основного джерела живлення всі споживачі, приєднані до неї, отримують від резервного джерела електроенергію необхідної якості (ГОСТ 13109-97 «Електрична енергія. Норми якості електричної енергії у її приймачів, приєднаних до електричних мереж загального призначення»). Частковим називається резервування, коли якісну електроенергію отримують тільки частина споживачів.

Практично всі лінії електропередачі 10(6) кВ, в сільських районах, споруджуються повітряного виконання. Лінії 10(6) кВ будуються на залізобетонних опорах. Матеріал проводів - алюміній і сталюалюміній, ізолятори - штиркові.

У сільських мережах найчастіше застосовуються комплектні трансформаторні підстанції 10(6)/0,4 кВ зовнішньої установки (КТП) спрощеної конструкції без розподільного пристрою 10(6) кВ з трансформаторами 63-250

кВ*А. Для живлення потужних відповідальних споживачів використовується дві КТП, між якими встановлюється пункт автоматичного секціонування (або пункт АВР) або комплектна прохідна трансформаторна підстанція 10(6)/0,4 кВ (КТПП), приєднана до лінії 10(6) кВ по схемі вхід-вихід.

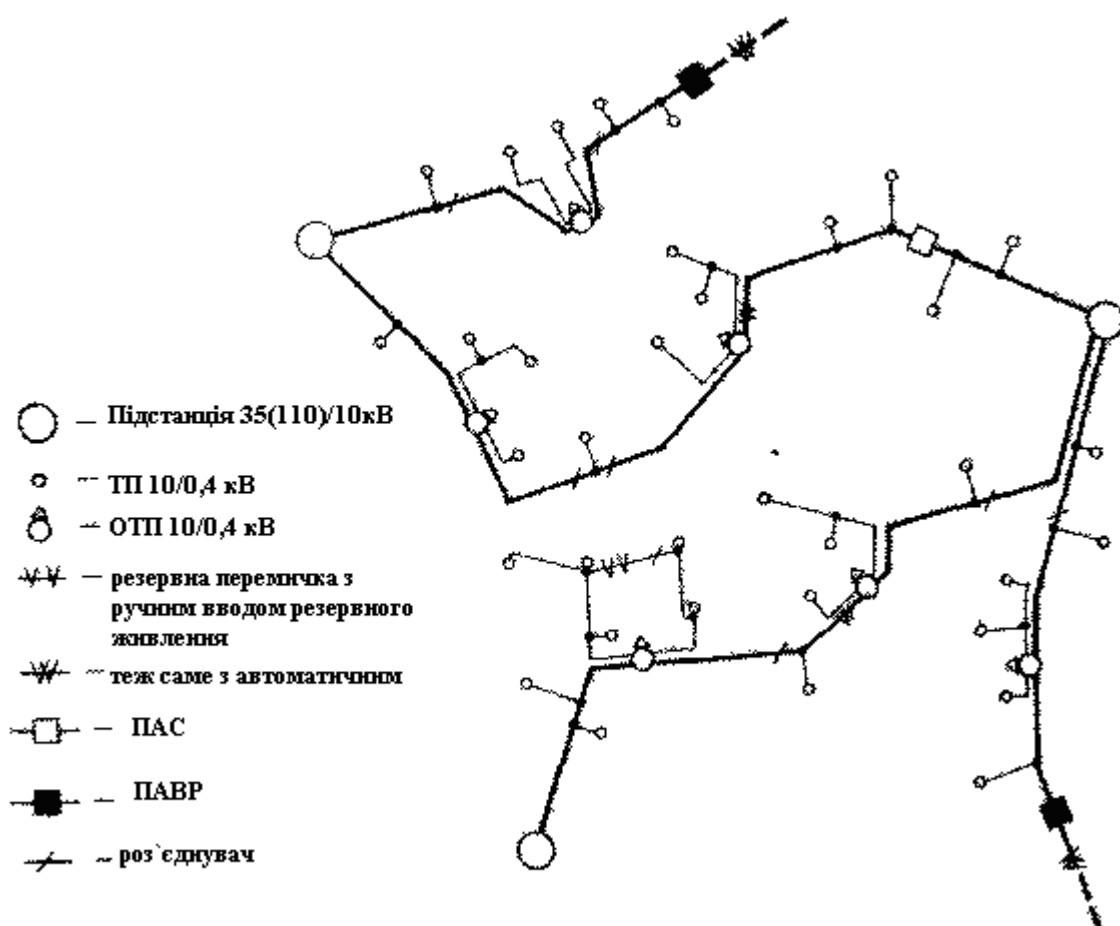


Рисунок 2.3 – Перспективна схема сільської мережі 10кВ

Розподільні мережі напругою 0,38 кВ складаються з повітряних радіальних ліній з приєднанням до них споживачів (електроприймачів) глухими відгалуженнями. Лінії 0,38 кВ захищаються запобіжниками або автоматами і, як правило, не мають резервного живлення.

Виконуються лінії 0,38 кВ чотирьохпровідними з глухозаземленою нейтраллю. На стійках ВЛ 0,38 кВ зазвичай практикується сумісна підвіска проводів для передачі електроенергії, зовнішнього освітлення, радіомовлення.

Для сільської електричної мережі характерна порівняно невисока щільність навантажень і нерівномірність їх розміщення на місцевості. Основна маса споживачів електроенергії сконцентрована в населених пунктах; ПС споруджуються біля крупних населених пунктів. До шин підстанції 10 кВ приєднуються 3-5 ліній 10 кВ, до кожної з яких приєднано 10-15 трансформаторних підстанцій. Довжина лінії 0,38 кВ зазвичай не перевищують 1,5-2 км.

Останнім часом в результаті обмеження об'ємів фінансування, на реконструкцію електричних мереж, швидко збільшується число мереж, що знаходяться в незадовільному стані.

2.2. Надійність сільських електричних мереж

Одним з базових понять в теорії надійності є відмова - подія, що полягає в переході об'єкта зі стану працездатності в стан непрацездатності, тобто стан, в якому досліджуваний об'єкт не здатний виконувати свої функції.

Відмови можуть бути стійкими і нестійкими. Стійкою вважається відмова, при якій об'єкт може бути переведений у працездатний стан тільки шляхом спрямованої дії на нього, наприклад шляхом ремонту. При нестійкій відмові об'єкт сам може перейти в працездатний стан при припиненні зовнішнього впливу. Прикладом нестійкої відмови служить відключення повітряної лінії при поверхневому пробіі ізоляції і її відновлення при дії пристрою автоматичного повторного вмикання. Стійкі і нестійкі відмови, розглянуті разом, називаються порушеннями.

Розрізняють також раптові відмови і навмисні (іноді їх називають плановими) відключення. Ні обслуговуючий персонал, ні споживач не знають наперед, коли настане раптова відмова; навмисні відключення плануються заздалегідь. Тому наслідки від раптових відмов і навмисних відключень суттєво різняться: до останніх споживач має можливість заздалегідь підготуватися і тим самим зменшити збитки від припинення живлення. Прийнято вважати, що в

сільських електричних мережах збиток від навмисних відключень в три рази менше, ніж від раптових відмов.

Під надійністю електропостачання мається на увазі властивість системи електропостачання забезпечувати споживачів електроенергією в необхідному об'ємі і заданої якості. Чотири взаємозв'язані чинники визначають рівень надійності електропостачання споживачів:

- схема електричної мережі (ступінь резервування);
- надійність елементів електричної мережі;
- оснащеність мережі засобами управління;
- організація експлуатації.

Система електропостачання сільського господарства включає розподільні мережі 110(150), 35, 10 (6) і 0,38 кВ. Загальна їх протяжність складає більше 80 % сумарної протяжності електричних мереж країни.

Сільська електроенергетика продовжувала розвиватися екстенсивно, що привело до істотних диспропорцій, а саме: мережі 10(6) кВ споруджувалися вищими темпами, ніж мережі 35-110(150) кВ, використовувалися дешевші, а значить, менш надійні вироби - опори, дроти, ізолятори, роз'єднувачі, комплексні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ і т.п. В результаті склалася система електропостачання з вельми протяжними радіальними лініями 10 кВ і численними нерезервованими відгалуженнями. Пошкоджуваність елементів цієї мережі в 2-3 рази вищий, ніж в промислово розвинених країнах.

В даний час споживач на селі відключається в середньому 6 раз на рік при чому тривалість одного відключення може досягати 6-10 годин. До 80 % цих відключень відбуваються через відмови в мережах 10 кВ. Зважаючи на значну протяжність вони визначають в цілому цей показник електропостачання. Показники про рівень аварійності ПЛ дозволяють не тільки ефективніше управляти надійністю систем централізованого електропостачання, але і розробляти рекомендації за економічними способами енергетичного резервування відповідальних споживачів АПК.

Попередній аналіз оцінки показників надійності ПЛ-10кВ показав, що звітні дані по потоку відмов районних електричних мереж (РЕС) і в цілому по підприємству електричних мереж (ПЕС) мають істотну різницю (табл. 2.1).

Це пояснюється, по-перше, різним трактуванням поняття тривалості аварійного відключення, при якому ПЕС не включають інформацію про нетривалі відключення ПЛ-10 кВ в групу відмов; по-друге, частина подібної інформації не реєструється по комерційним міркуванням. На наш погляд, об'єктивнішу оцінку надійності ПЛ-10 кВ можна отримати із звітних даних РЕС.

Рівень надійності ПЛ-10 кВ оцінювався потоком відмов (w) і середнім часом їх усунення (t). Статистична обробка даних проводилася в наступній послідовності: дискретний варіаційний ряд перетворювався в безперервний інтервальний; визначалися числові характеристики емпіричного розподілу; проводилася оцінка закону розподілу і вірогідних значень потоку відмов (питомій аварійності на 100 км.).

Таблиця 2.1 Пошкоджуваність елементів мережі 10 кВ

Роки	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Потік відмов, 1/рік на 100 км	По даним підприємства електричних мереж									
	9,3	3,8	6,6	8,4	6,6	6,2	5,9	6,5	4,5	3,9
	По даним районних електричних мереж									
	10,4	3,8	4,5	11,3	12,9	13,5	18,4	16,9	22,2	9,0

Для аналізу часу відновлення аварійних пошкоджень використовувалися дані, згруповані в тимчасові інтервали. Результати статистичного аналізу потоку відмов ПЛ-10 кВ в РЕС представлені гістограмою (рис.2.4).

Потік відмов ПЛ-10 кВ за 2008-2020 рр. має тенденцію до зростання, а його оцінка показала, що при рівні надійності $a = 0,95$ він знаходиться в межах від 8 до 24 1/р. на 100 км. лінії, що відповідає $w = 16 \pm 8$. Найбільша частота відмов доводиться на зимовий період року. Це пов'язано із зростанням в цей період

ожеледно-вітрових навантажень і збільшенням числа обривів проводів розподільних ліній.

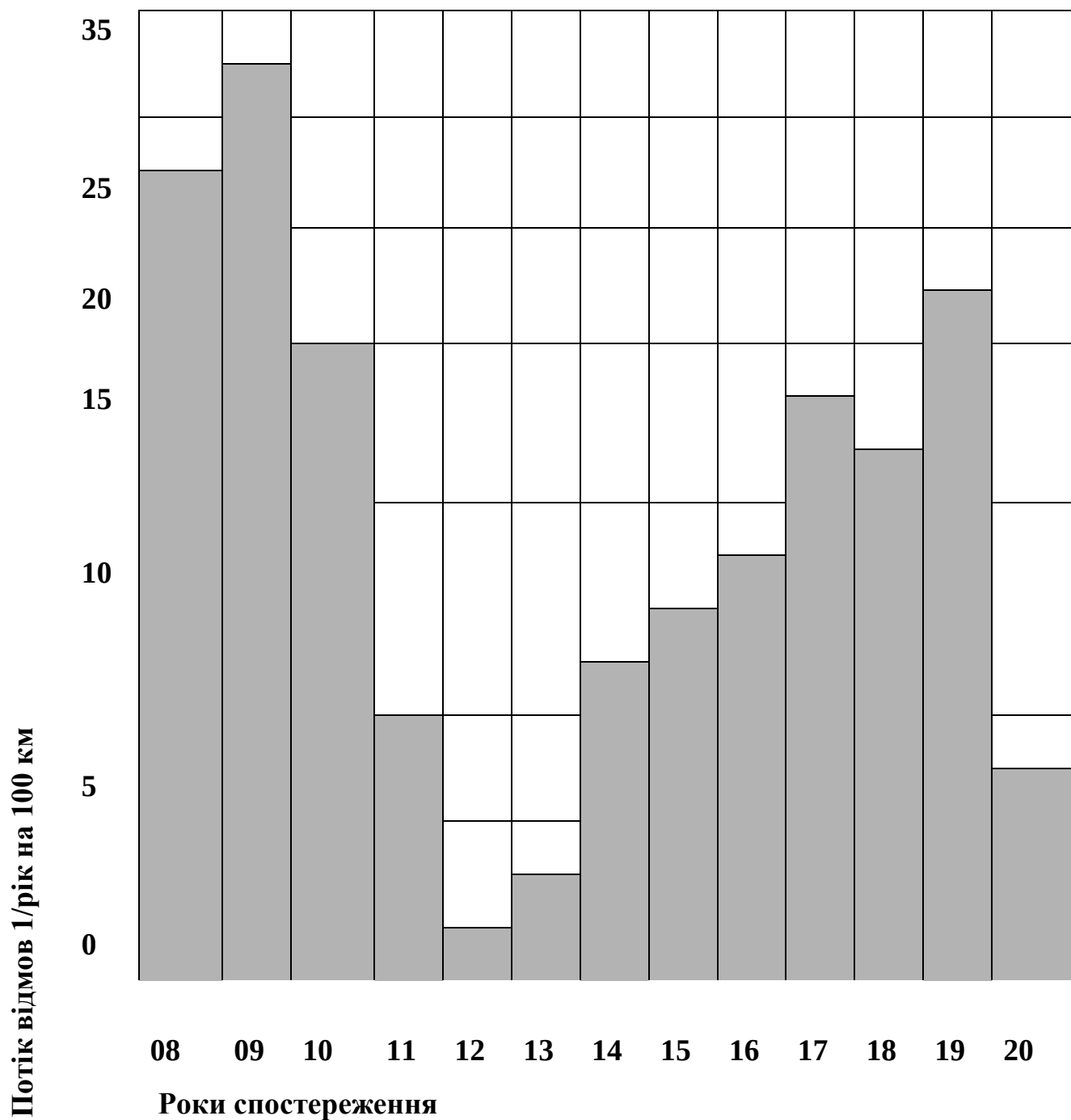


Рисунок 2.4 – Динаміка потоків відмов ПЛ-10кВ.

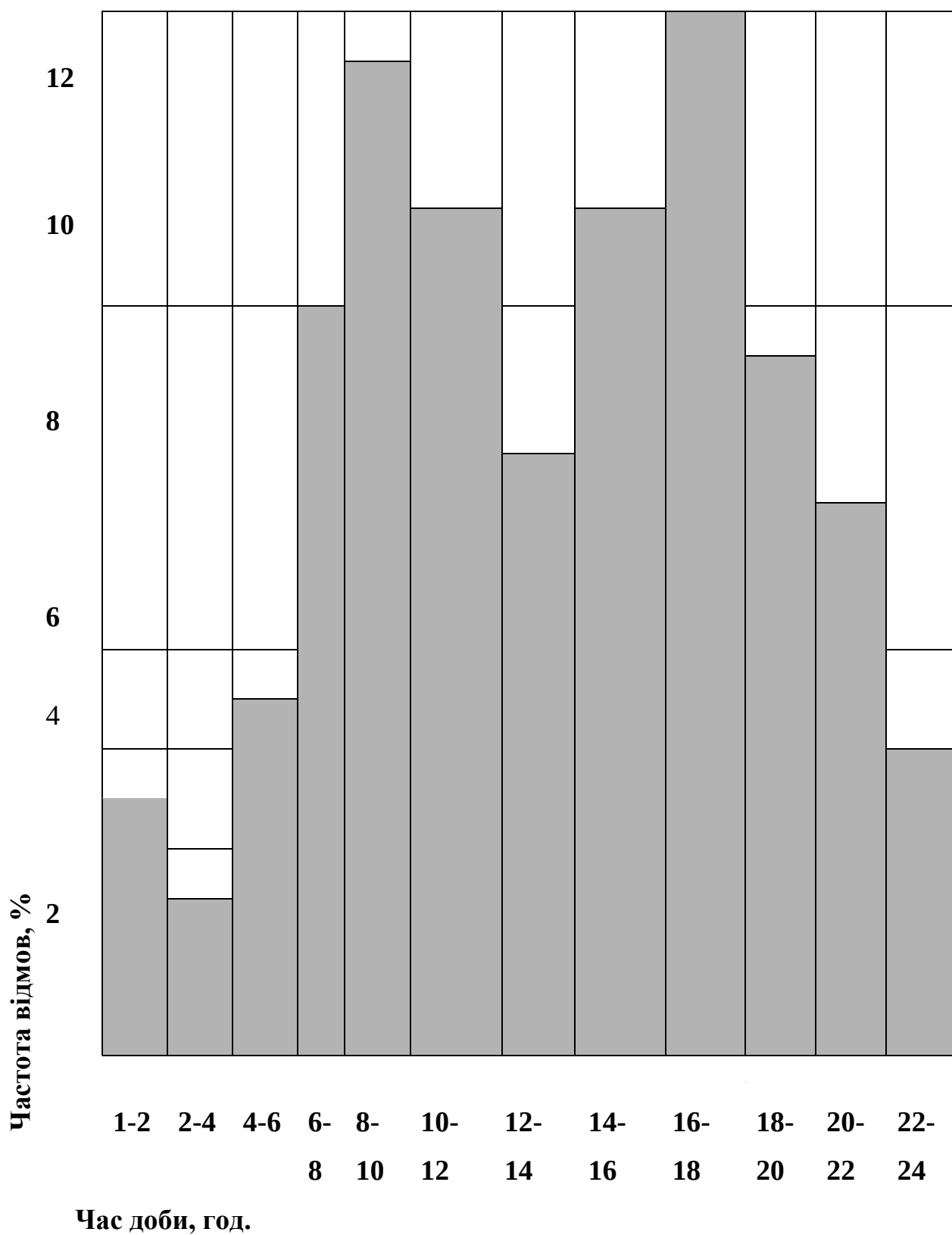


Рисунок 2.5 – Добовий потік відмов ПЛ-10 кВ

Характер зміни потоку відмов за даними РЕС протягом доби, показаний на рис. 2.5. Він свідчить про нерівномірність їх розподілу в години доби. Найменший рівень аварійних пошкоджень ПЛ-10 кВ відповідає нічному періоду, найбільший - денному. Характер їх розподілу аналогічний типовому графіку навантажень енергосистеми, що свідчить про їх тісний кореляційний зв'язок. Ця обставина дозволяє зробити висновок про доцільність дублювання живлення споживачів автономними енергоджерелами на ділянках ПЛ-0,38 кВ в періоди значного завантаження енергосистеми.

До основних причин аварійних пошкоджень відносяться: атмосферні дії (18%); пошкодження лінійної ізоляції (14%); схлест проводів (13%); обрив проводів (11%) і ін.

Аналіз часу усунення пошкоджень проведений на основі обробки 1707 випадків за багаторічними даними РЕС (рис.2.6). Близько 35% відмов усуваються за перші 0,5 год і половина – протягом моменту виникнення аварійного відключення розподільних ліній. У інтервалі 6...24 год усувається 12% пошкоджень. На основі статистичної обробки отримано, що середній час ліквідації одного відключення $t = 3 \pm 0,2$ ч при рівні надійності $\alpha = 0,95$.

Багаторічні дані показали, що час відновлення ПЛ-10 кВ на одне пошкодження має тенденцію до збільшення із-за частих аварійних відключень. З обліком же відмов у ПЛ-0,38 кВ тривалість аварійних перерв в електропостачанні сільськогосподарських споживачів ще більш зростає і не відповідає нормативним вимогам його надійності.

Останніми роками при виборі нових типів устаткування однією з головних умов вважається мінімізація експлуатаційних витрат. Адже застосування неякісного, ненадійного і недовговічного устаткування, що вимагає постійного технічного обслуговування, приводить до величезних щорічних витрат грошових коштів.

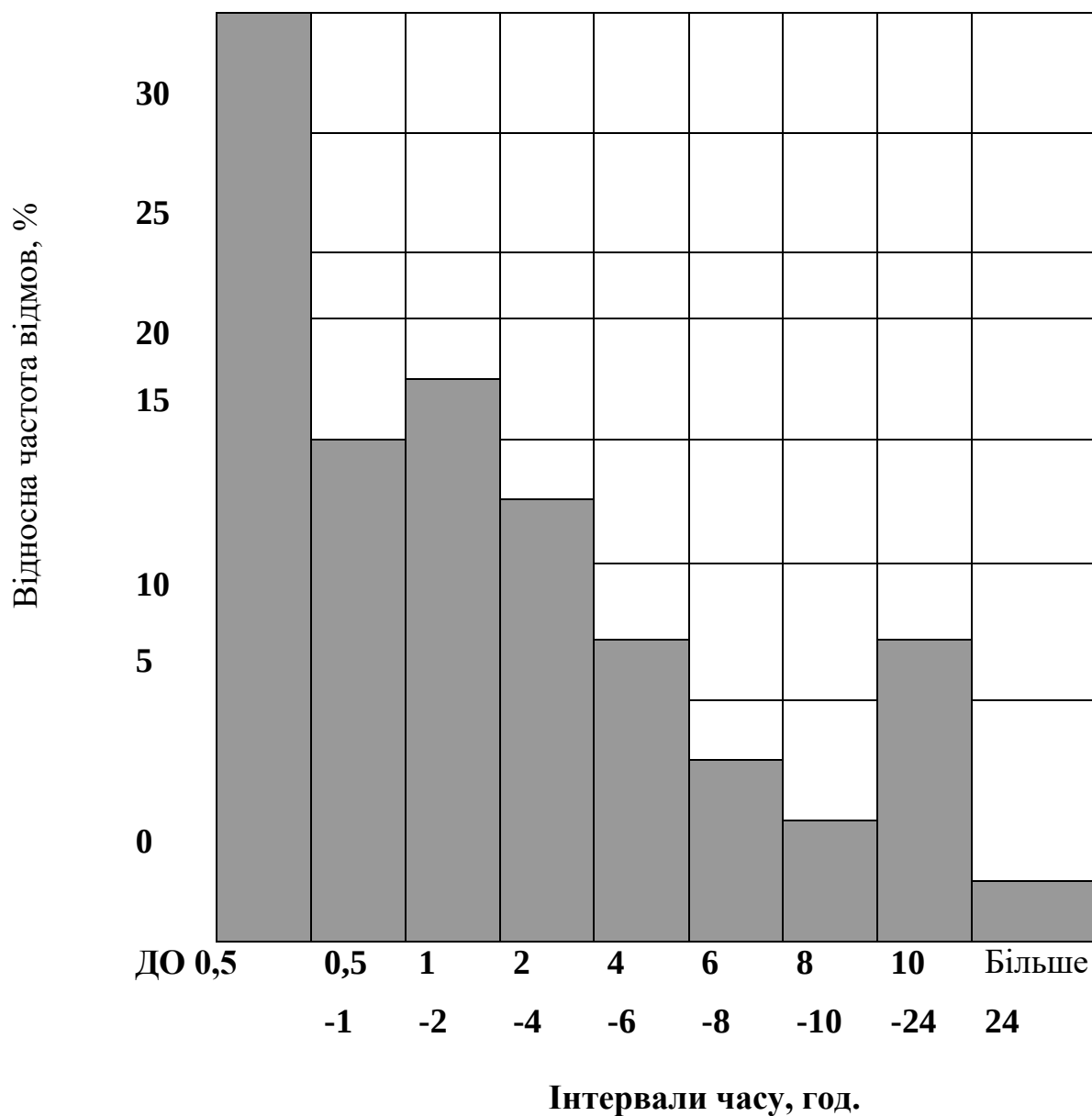


Рисунок 2.6 – Розподіл часу відновлення відмов

Основні технічні вимоги до електроустаткування 0,4-35 кВ

Пропоновані рекомендації розповсюджуються на електроустаткування міських і сільських розподільних електричних мереж.

Найгостріше проблеми надійності і безпеки обслуговування устаткування стоять в сільських мережах. Розподільні пристрої 10 кВ в сільських мережах виконані на основі КРУН, а близько 90% підстанцій 10/0,4 кВ - це КТП потужністю до 250 кВ*А.

Виконання в металевих шафах без теплоізоляції надійних комплектних пристроїв (КРУН, КТП) представляється достатньо складним, оскільки у багатьох випадках умови експлуатації устаткування в таких шафах через сильні забруднення, наявності конденсації вологи, гірше, ніж у відкрито розміщеного обладнання. Часті відмови електроустаткування комплектних пристроїв зовнішньої установки і, як наслідок, необхідність проведення їх ремонтів і заміन в складних умовах (дощ, вітер, темний час доби, під'їм на висоту і т.д.) приводять до травматизму обслуговуючого персоналу. Тому для кардинального вирішення питання про підвищення надійності і безпеки необхідно перейти на проектування і будівництво в сільських мережах закритих розподільних пристроїв 10 кВ і підстанцій 10/0,4 кВ з цеглини, бетону і інших будівельних матеріалів.

Електроустаткування і самі комплектні пристрої внутрішньої установки не повинні вимагати обслуговування протягом встановленого терміну служби. Такий перехід на закриті підстанції і РУ можливий при новому будівництві або їх реконструкції. Об'єми нового будівництва і реконструкції мереж незначні. Тому основними видами комплектних пристроїв є і ще тривалий час будуть КРУН 10 кВ і КТП 10/0,4 кВ. Окрім цього, недоцільно відмовлятися від щоглових (стовпових) підстанцій невеликих потужностей, збержуться і секціонуючі пункти на базі КРУН.

Вимоги до електроустаткування 0,4 кВ

1. У технічних умовах (ТУ) на окремі типи НКУ повинні бути обумовлені конкретні вимоги до ступеня захисту оболонкою розміщеного в них електроустаткування, вимоги до лакофарбних і металевих захисних покриттів, вимоги до температурного режиму і вентиляції.

2. Комплектує електроустаткування повинне бути кліматичного виконання У1 (Ухл1) або У2 (Ухл2) для НКУ зовнішньої установки в металевих шафах без теплоізоляції і кліматичного виконання У3 або У4 при розміщенні НК в закритих приміщеннях з природною вентиляцією або регульованими кліматичними умовами.

3. Система природної вентиляції НКУ зовнішньої установки повинна забезпечувати в літній час перепад не більш 10-15 С між температурою усередині оболонки і навколишньою температурою. Система вентиляції при цьому повинна задовольняти вимогам по ступеню захисту оболонкою розміщеного всередині електроустаткування.

4. За наявності автоматичного підігріву в НКУ зовнішньої установки вимоги до надійності системи підігріву і вентиляції обов'язково повинні бути обумовлені в ТУ на конкретні типи НКУ.

5. Конструкція верхньої частини металевих шаф без теплоізоляції НКУ зовнішньої установки повинна виключати попадання крапель конденсату на електроустаткування, розміщене усередині оболонки.

6. У ТУ на конкретні типи НКУ повинні бути вказані вимоги до ремонтпридатності. Як основний показник ремонтпридатності слід вибирати середній час відновлення працездатності. При цьому указується в годиннику середній час відновлення працездатності при проведенні найбільш трудомісткого виду ремонту або заміни.

7. Внутрішнє освітлення шаф НКУ зовнішньої установки повинне здійснюватися на напругу 12 або 36 В.

8. На введенні в НКУ повинен встановлюватися комутаційний апарат з видимим розривом ланцюга струму. При установці на введенні автоматичного вимикача перед ним повинен бути встановлений роз'єднувач або рубильник категорії застосування АС-20 по ГОСТ 2327.

9. Дверці НКУ зовнішньої установки і НКУ із запобіжниками, які мають ступінь захисту ІРОО, повинні закриватися на ключ.

10. У ТУ на НКУ конкретних типів з ошиновкою і монтажним дротом на основі алюмінію повинні бути обумовлені вимоги до типів затисків і болтових (гвинтових) з'єднань і вимоги до щільності монтажу з урахуванням вимог ГОСТ 10434 до контактних з'єднань.

11. Встановлювані на лініях, що відходять, 0,4 кВ в РУНН КТП рубильники повинні бути розраховані на категорію застосування АС-22 по ГОСТ 2327. При

устаткуванні РУНН КТП автоматичними вимикачами вони повинні бути розраховані на відповідні струми к.з., відключати струми перевантаження кратністю 1,4-1,5 номінального струму трансформатора з витримкою не більше 2 годин, мати прийнятні регульовані уставки по кратності струму к.з. (3-10 I_n)

12. Система вуличного освітлення КТП повинна бути побудована на новій елементній базі з використанням елементів кліматичного виконання У2 (або УХЛ2). Елементи системи освітлення повинні розміщуватися в РУНН так, щоб виключити випадки перекриттів ізоляції.

Розташування «глазка» фотореле повинне бути таким, щоб виключити пряму дію сонячних променів при будь-якому варіанті установки КТП на місцевості.

13. У системі обліку електроенергії необхідно використовувати литі трансформатори струму і лічильники електроенергії виконання Ухл2 або У2.

14. Трансформатори струму на номінальні струми до 2000 А повинні мати литу ізоляцію і клас точності 0,5 і 1,0. Конструкція повинна забезпечувати надійність контактних приєднань проводів (шин) з алюмінію.

15. Вентильні розрядники і ОПН повинні бути кліматичного виконання УХЛ1. Корпус вентильного розрядника повинен бути стійким до розтріскування, а уплотніння повинні забезпечувати необхідну герметизацію. Обмежувачі перенапружень повинні мати литу конструкцію з полімерних матеріалів, стійких до впливаючих кліматичних чинників зовнішнього середовища.

16. Часо-струмові характеристики запобіжників, які встановлюються в РУНН ТП, не повинні допускати тривалих перевантажень трансформаторів більше 1,5 I_n . У ТУ на конкретні типи запобіжників необхідно обговорити допуски на калібрування плавких вставок.

17. Косинусні конденсатори повинні бути трифазного виконання і підключатися до сторони НН трансформатора через рубильник і запобіжники. Конденсаторні батареї, призначені для установки на КТП 250 кВ*А і більш, повинні бути обладнані регуляторами потужності.

Вимоги до електроустаткування 10 кВ:

Силові трансформатори.

1. Для підвищення грозоупорності силових масляних трансформаторів необхідно збільшити імпульсну міцність міжшарової ізоляції обмоток ВН або обладнати трансформатори електростатичними екранами, сполученими з лінійними введеннями обмоток ВН. Для поліпшення стійкості до грозових перенапружень необхідно переглянути у бік збільшення крутизну фронту ударної хвилі при випробуваннях трансформаторів.

2. З метою перевірки конструкції і якості пресування обмоток при прийомних випробуваннях необхідно проводити однофазні випробування на стійкість при к.з.

3. Ущільнення роз'ємів, введень, приводу перемикача і інших елементів трансформатора повинні бути виконані з надійних маслостійких матеріалів.

4. Конструкція перемикача відгалужень (ПБВ) повинна забезпечувати чітку фіксацію положень рухомих контактів (ламель). Допуск на люфт в механізмі приводу не повинен перевищувати 5-6 градусів.

5. Трансформатори повинні забезпечувати можливість використання інших електроізоляційних рідин, в т.ч. пожежо- і вибухобезпечних на основі кремнійорганічних з'єднань.

6. Необхідно розробити нову конструкцію захисного кожуха, що виключає проникнення дрібних тварин і птахів, забруднення ізоляції введень при відкритій установці трансформаторів.

7. Конструкція пробки для заливки і відбору проб масла повинна виключати можливість зливу масла сторонніми особами.

Вимірювальні трансформатори.

1. Для установки в шафах комплектних розподільних пристроїв (КРУ, КРУН, камерах КСО) вимірювальні трансформатори струму і напруги повинні мати литу конструкцію кліматичного виконання Ухл2 (У2) і У3.

2. Конструкція литих вимірювальних трансформаторів струму і напруги повинна бути розрахована на будь-яке робоче положення трансформатора в просторі (у шафі КРУ, камері КСО).

3. Вимірювальні трансформатори струму повинні витримувати трьохсекундний струм термічної стійкості. У ГОСТ 7746 на трансформатори струму необхідно внести зміни в частині встановлення переважних значень струму термічної стійкості (ряду струмів к.з.)

4. У ГОСТ 7746 і ГОСТ 1983 на трансформатори струму і напруги необхідно внести зміни в частині встановлення конкретних чисельних значень основних показників надійності.

Вакуумні вимикачі.

1. Вакуумні вимикачі загальнопромислового призначення повинні бути кліматичного виконання УЗ і У2 (Ухл2). Комплектуючі вироби також повинні бути відповідного кліматичного виконання. Вакуумні вимикачі кліматичного виконання У2 (Ухл2) призначаються в основному для заміни маломасляних вимикачів в шафах КРУН.

Конструкція викотних елементів з вимикачами повинна забезпечувати взаємозамінюваність з маломасляними вимикачами.

2. Конструкція вакуумних вимикачів повинна забезпечувати їх надійну роботу без ремонтів до вироблення встановленого ресурсу по механічній і комутаційній зносостійкості.

3. Конструкція вакуумних дугогасних камер повинна забезпечувати низький рівень комутаційних перенапружень. У ТУ на конкретні типи вакуумних вимикачів повинен указуватися рівень перенапружень при відключенні ними малих індуктивних струмів.

4. У ТУ на конкретні типи вакуумних вимикачів повинен бути вказаний час відновлення працездатності при виконанні найбільш трудомісткої операції по ремонту або заміні вузла (елементу), виконуваної по місцю установки вимикача.

Вимикачі навантаження.

1. Вимикачі навантаження повинні бути кліматичного виконання і УХЛ і категорії розміщення 1, 2 і 3. Вимикачі навантаження кліматичного виконання У (УХЛ) категорії розміщення 1 повинні бути призначені для заміни раз'єднувачів КТП і секціонуючих раз'єднувачів і розраховані на відповідні номінальні струми.

2. Вимикачі навантаження для сільських розподільних мереж повинні бути розраховані на струми к.з. 10-12,5кА і час протікання 3с.

3. У ТУ на конкретні типи вимикачів навантаження з пружинним приводом повинне бути вказане зусилля заводу пружин. Конструкцією заводного механізму повинне бути передбачене зниження зусилля в процесі ручного заводу (оператором) до значень нижче 245 Н.

4. Конструкція вимикача навантаження повинна забезпечувати без ремонтів надійну роботу в процесі експлуатації з урахуванням замін швидкозношувальних деталей. Передбачені заміни деталей в процесі експлуатації повинні проводитися без подальшого регулювання і настройки ходу контактів і механізмів приводу.

5. У ТУ на конкретні типи ВН повинні бути вказані середній час відновлення працездатності, час найбільш трудомісткої операції по ремонту або заміні вузла (елементу), виконуваної по місцю установки ВН.

6. У комплект постачання ВН, призначених для установки в КРУ і КСО, повинен входити пульт місцевого дистанційного керування.

Лінійні роз'єднувачі 10 кВ.

1. Лінійні роз'єднувачі 10 кВ повинні бути розраховані на струми к.з. 6,3 ; 10 і 12,5 кА з тривалістю протікання 3с.

2. Конструкція приводу повинна забезпечувати надійну і безпечну роботу оператора в будь-яких погодних умовах.

3. Для комплектних трансформаторних підстанцій доцільна розробка роз'єднувачів-запобіжників. Заміна запобіжників повинна здійснюватися без зняття напруги.

4. У ТУ на конкретні типи роз'єднувачів повинен бути вказаний середній час відновлення працездатності при виконанні найбільш трудомісткої операції по

ремонту або заміні вузла (елементу), виконуваної по місцю установки роз'єднувача.

Запобіжники 10 кВ

1. Запобіжники 10 кВ повинні мати вбудований пристрій сигналізації спрацьовування.

Вимоги до електроустаткування 35 кВ

1. В цілях підвищення надійності підстанцій, що знов розробляються, 35 кВ їх комплектацію необхідно здійснювати новою елементною базою (вакуумні і елегазові вимикачі, ОПН, вимірювальні трансформатори кліматичного виконання УХЛ1 або У1 і т.п.).

2. При реконструкції або замінах електроустаткування діючих підстанцій необхідно використовувати нове устаткування або устаткування останніх модифікацій. Вимикачі і роз'єднувачі повинні мати надійну конструкцію приводу.

3. Переважна більшість трансформаторів, що випускаються в даний час, 35/10 кВ по своїх технічних параметрах відповідає в кращому разі вимогам ГОСТ 11920-85. Тому необхідна розробка серії силових масляних трансформаторів потужністю 1600-6300 кВ*А з пониженими втратами і массо-габаритними параметрами.

4. Конструкція перемикачів РПН трансформаторів 35 кВ повинна забезпечувати надійну роботу контакторних груп, зручність і якість регулювання контактів виборців, зниження люфтів в передавальних ланках приводу. Конструкція бака контактора повинна виключити пряме попадання атмосферної вологи в трансформаторне масло.

5. Ущільнення роз'ємів, введень і інших елементів силових і вимірювальних масляних трансформаторів 35 кВ повинні бути виконані з надійних і маслостійких матеріалів. У ТУ на конкретні типи трансформаторів необхідно обумовлювати вимоги до якості зварних з'єднань.

6. Конструкція дугогасних камер вакуумних вимикачів повинна забезпечувати низький рівень комутаційних перенапружень. У ТУ на конкретні

типи вакуумних вимикачів повинен указуватися рівень перенапружень при відключенні ними силових трансформаторів 35 кВ.

7. Для підвищення надійності масляних вмикачів необхідне подальше вдосконалення дугогасних камер, використання якісних пружин, зменшення люфтів в передавальних механізмах, вдосконалення приводів.

8. Для комплектації підстанцій 35/0,4 кВ потужністю 160-1000 кВ*А необхідна розробка серії надійних роз'єднувачів 35 кВ на відключення струмів навантаження 15-30 А.

9. Обмежувачі перенапружень 35 кВ повинні мати, як правило, литу конструкцію з полімерних матеріалів, стійких до впливаючих механічних і кліматичних чинників. Для підвищення механічної міцності допускається комбінована ізоляція з використанням склопластиків.

Підвищення надійності сільських електричних мереж

Актуальними заходами підвищення надійності електропостачання і якості електроенергії в сільському господарстві повинні стати:

1) розробка правової бази захисту сільськогосподарських виробників від свавілля електрозабезпечуючих компаній;

2) невідкладна реконструкція і модернізація систем сільського електропостачання, заміна застарілого і такого, що вичерпало свій термін служби устаткування на сучасне з підвищенням рівня номінальної напруги сільських розподільних мереж аж до 110-220 кВ, підвищення керованості систем за допомогою установки додаткової апаратури з дистанційним управлінням, автономно працюючої автоматики з елементами обчислювальної техніки і базою зберігання, даних про параметри режимів і процесів в системі електропостачання;

3) розширення використання автономних джерел живлення електроенергією невеликої потужності з перевагою поновлювальних джерел, систем електропостачання, що істотно підвищують надійність;

4) підготовка обслуговуючого персоналу, що володіє сучасними методами і засобами управління системою електропостачання сільських споживачів, освоєння зарубіжних технологій, що базуються на застосуванні діагностичних

засобів, оцінки технічного стану устаткування і його обслуговування по фізичних характеристиках працездатності. Тісний взаємозв'язок надійності електропостачання і якості електричної енергії вимагає розгляду і використання сучасних способів і засобів забезпечення необхідних показників надійності і якості нових організаційно-технічних заходів, направлених на реорганізацію системи електропостачання, способів і технічних засобів, регулюючих рівень електропостачання.

Концептуальні установки в області надійності ЕС з розвитком ринкових відносин повинні бути переосмислені.

По-перше, слід чітко сформулювати вимоги по надійності і розділити їх на обов'язкові і оплачувані через ринкові механізми.

По-друге, необхідно визначити відповідальність господарюючих суб'єктів за надійність.

По-третє, повинен бути визначений порядок довгострокового планування розвитку ЕС, включаючи:

- способи організації взаємодії суб'єктів ринку, що відносяться до монопольного і до конкурентного його секторам;
- інформаційне забезпечення;
- прогноз балансу попиту і пропозиції;
- розробка довгострокових планів;
- моніторинг і розшифровка вузьких місць;
- стимулювання інвестицій для створення раціональної структури ЕС;
- стимулювання енергозберігаючих технологій, а також нових технологій виробництва і передачі електроенергії і ін.

Введення ринкових механізмів фундаментальним чином змінює цільову функцію управління режимами ЕС, перетворюючи її з мінімуму витрат галузі (витрата палива, втрати електроенергії) в критерій найбільшої вигоди учасників ринку. Повномасштабне впровадження ринку обумовлює необхідність кардинального оновлення існуючого інструментарію, наявного методичного і

програмного забезпечення, а також традиційних технологій управління і методів ухвалення рішень.

Всі перетворення повинні бути закріплені системою державного нормативно-правового регулювання. У цільовому періоді реформування необхідно ввести нову структуру координації і управління надійністю в електроенергетиці, наділену з боку держави і залучених суб'єктів оптового і роздрібного ринку широкими повноваженнями.

2.3.Втрати електричної енергії в електричних мережах

Як показує вітчизняний і зарубіжний досвід, кризові явища в країні в цілому і в енергетиці зокрема негативним чином впливають на такий важливий показник енергетичної ефективності передачі і розподілу електроенергії, як її втрати в електричних мережах.

Характерним при цьому є те, що залежність зростання втрат в мережах і кризи економіки має місце не тільки в Україні і країнах СНД, але і в інших країнах, що вступили в період переходу від централізованих до ринкових методів управління економікою. Це, очевидно, пов'язано з ослабленням в такий період контролю за споживанням електроенергії, зниженням платоспроможності значної частини споживачів, в першу чергу населення, із зростанням розкрадань електроенергії, загостренням проблем із-за недосконалості традиційної системи обліку електроенергії і т.д.

Наднормативні втрати електроенергії у електричних мережах призводять до прямих фінансових втрат для компаній, що управляють цими мережами. Заощаджені кошти в результаті зниження цих втрат можна витратити на модернізацію технічного обладнання мереж, підвищення зарплат працівників, удосконалення організації передачі та розподілу електроенергії, підвищення надійності та якості постачання електроенергії споживачам та зниження тарифів на електроенергію [3].

Зменшення втрат електроенергії у електричних мережах є складною та комплексною задачею, яка потребує значних капітальних вкладень. Ці вкладення

необхідні для оптимізації розвитку електричних мереж, удосконалення системи обліку електроенергії, впровадження новітніх інформаційних технологій у сферу енергозабезпечення та управління режимами мереж. Також важливе навчання персоналу та забезпечення його засобами перевірки електроенергії та інших вимірювальних пристроїв.

2.3.1. Комерційні втрати електроенергії. Динаміка, структура, методи аналізу і заходи.

Наша мета - розглянути динаміку і структуру втрат електроенергії в електричних мережах України, методи аналізу і основні заходи щодо зниження втрат в електричних мережах 0,38-110(150) кВ.

Таблиця 2.2. Динаміка втрат електроенергії в електричних мережах України
з 2007 – 2016 роки

Найменування показника	Одиниці виміру	Чисельні значення показника по рокам									
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Передача в мережу	млрд. кВт•год	774,4	757,1	748,1	733,1	727,1	744,8	775,5	790,6	789,8	814,3
Втрати в мережі	млрд. кВт•год	78,1	79,5	81,5	83,9	88,9	83,5	99,2	103,6	103,1	107,1
	%	10,9	10,51	10,89	11,44	12,22	12,56	12,79	13,10	13,05	13,15

З таблиці 2.2 видно, що за вказаний період передача електроенергії в мережу збільшилася на 5 %, абсолютні втрати виросли на 37 %, а відносні - на 31 %. При цьому, якщо в середині 80-х років ХХ століття втрати в мережах колишнього Міненерго СРСР склали 9,2 %, то в 2020 році вони досягли максимального рівня - 13,15 %. У окремих енергосистемах відносні втрати вже перевищили 20 % і більше.

У останні роки виникла небезпечна тенденція у встановленні нормативних втрат, які включаються у тарифи на передачу електроенергії. Ця практика призводить до того, що нормативи намагаються адаптувати до фактичних втрат. Це призводить до підвищення тарифів для передачі електроенергії та для споживачів. Підвищення тарифів на електроенергію може створити додатковий стимул до недобросовісної поведінки, що в свою чергу призведе до подальшого збільшення втрат та інших негативних наслідків.

Сумарні технічні втрати електроенергії в електричних мережах в 2019 році склали 67,2 млрд. кВт•год. Крім того, втрати в магістральних електричних мережах - 9,7 млрд. кВт•год. Звітні втрати в 2019 році досягли 103,1 млрд. кВт•год, отже, небаланс або комерційні втрати електроенергії складають близько 27 млрд. кВт•год.

Із загальної величини технічних втрат близько 78 % приходить на електричні мережі 110 кВ і нижче, зокрема 33,5 % - на мережі 0,4-10 кВ. Якщо прийняти до уваги, що комерційні втрати зосереджені в основному в мережах 0,4-10 кВ, то загальна частка втрат в них від сумарних по країні в цілому складає близько 60 %. Враховуючи, що з об'єктивних причин завантаження електричних мереж 0,4 кВ збільшуватиметься у зв'язку з випереджаючим зростанням побутового споживання електроенергії, частка втрат в розподільних мережах найближчими роками також буде рости. Відповідно повинні будуть збільшуватися і зусилля персоналу по зниженню втрат в мережах саме цього класу напруги.

Аналіз динаміки абсолютних і відносних втрат електроенергії в електричних мережах, режимів роботи мереж і їх завантаження показує, що практично відсутні вагомі причини зростання технічних втрат. До них в основному відноситься зростання втрат електроенергії на корону в лініях 110 кВ і вище із-за надлишків реактивної потужності в години мінімуму навантаження і зростання завантаження низьковольтних мереж через збільшення частки побутового споживання електроенергії. Основна ж причина зростання втрат -

збільшення комерційної складової. Для вживання заходів по забороні цього зростання і зниження втрат необхідно знати структуру комерційних втрат.

Структура комерційних втрат електроенергії

В ідеальних умовах, комерційні втрати електроенергії, визначені шляхом розрахунків, мають бути нульовими. Проте в реальних сценаріях, передача в мережу, корисна передача та технічні втрати оцінюються з певними неточностями. Різниця між ними фактично є структурною складовою комерційних втрат. Мається на увазі, що ці втрати слід мінімізувати шляхом впровадження відповідних заходів. Загалом, складові комерційних втрат електроенергії можна об'єднати в три категорії:

- обумовлені похибками вимірювань відпущеною в мережу і корисно спожитою електроенергією споживачами;
- обумовлені зниженням корисної передачі електроенергії через недоліки енергозбутової діяльності та розкрадання електроенергії;
- обумовлені заборгованістю по оплаті за споживання електроенергією.

Вирішальне значення ефективності зниження втрат відіграє організація роботи по реалізації відповідної програми дій, в ході якої необхідно:

- підготувати і випустити відповідний наказ дирекції електромережної організації, що визначає структуру і схему взаємодії підрозділів з призначенням відповідальних за рішення завдань, вказівкам термінів виконання етапів і системи контролю виконання доручень;
- забезпечити призначену наказом групу відповідальних фахівців відповідними повноваженнями і матеріальними засобами, визначивши об'єми і джерела фінансування цих засобів і проекту в цілому;
- встановити строгу і чітку систему управління проектом, забезпечити поточний контроль за його веденням і оцінку отриманих результатів.

Загальне керівництво практичною реалізацією програми, контролем і аналізом результатів повинен здійснювати один з перших керівників електромережної організації.

Вибір обґрунтованого переліку пріоритетних заходів щодо зниження технічних і комерційних втрат електроенергії неможливий без детального розрахунку структури втрат, розрахунку фактичних і допустимих небалансів електроенергії по фідерах, центрах живлення і електричної мережі в цілому. Оскільки технічні і особливо комерційні втрати електроенергії зосереджені в основному в електричних мережах 0,38-110(150) кВ, найбільша увага повинна бути приділена уточненню розрахунків балансів і технічних втрат в електричних мережах саме цього класу напруги.

Розглянута нами на початку структура комерційних втрат електроенергії дозволяє намітити шляхи їх зниження.

Основний стратегічний шлях цього зниження - вдосконалення обліку відпущеної в електричну мережу і корисно спожитої електроенергії. Захід щодо вдосконалення і підвищення точності обліку електроенергії досить добре відомі. На сьогоднішній день стає все більш очевидним, що головними напрямками вдосконалення системи обліку електроенергії є:

- заміна старих, відпрацювавших свій ресурс, індукційних лічильників класу точності 2,5 на нові. Це дозволить в середньому підвищити корисну відпустку електроенергії, що враховується, на 10-12 %;

- перевірка і метрологічна атестація трансформатора струму і трансформатора напруги в робочих умовах експлуатації, створення і впровадження відповідних перевірочних засобів для вимірювальних трансформаторів всіх ступенів напруги;

- установка додаткових лічильників електроенергії, трансформаторів струму і трансформаторів напруги, що забезпечують облік відпустки і втрат електроенергії по ступенях напруги;

- активізація впровадження автоматизованих систем контролю і обліку електроенергії (АСКУЕ) на електричних станціях, підстанціях, у крупних споживачів з поступовим переходом до впровадження АСКУЕ побутового споживання;

- інформаційна і функціональна ув'язка АСКОВЕ і автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ);
- створення автоматизованих баз даних по споживачах електроенергії (юридичним і фізичним особам) з їх прив'язкою до електричних мереж для контролю за динамікою об'єму споживання електроенергії по місяцях і роках і її відповідності динаміці об'єму продукції, що випускається; розрахунку і аналізу фактичних і допустимих небалансів електроенергії по електричних мережах;
- коректування правил пристрою електроустановок, будівельних норм і правил проектної документації для захисту побутових електролічильників від розкрадань і руйнування споживачами, посилювання заходів відповідальності за невиконання;
- широке впровадження лічильників прямого включення з передоплатою.

Практична реалізація перерахованих заходів вимагає значних капіталовкладень і часу і дозволить зменшити комерційні втрати електроенергії максимум на 30-35 %.

В умовах загального спаду навантаження і відсутності засобів на розвиток, реконструкцію і техпереозброєння електричних мереж стає все більш очевидним, що кожен вкладений кошт у вдосконалення системи обліку сьогодні окупається значно швидше, ніж витрати на підвищення пропускної спроможності мереж і навіть на компенсацію реактивної потужності.

Ще приблизно 30-35 % комерційних втрат - це розкрадання електроенергії. Боротьба з розкраданнями електроенергії повинна вестися планомірно, постійно і по всіх напрямках можливих розкрадань, починаючи з оснащення контролерів приладами по виявленню прихованих проводок, зразковими однофазними лічильниками, струмовимірними кліщами на телескопічних ізолюючих штангах для вимірювання струмів на введеннях і т.п. до заміни голих проводів, при введеннях в приватні володіння, на ізольовані кабелі; винесення приладів обліку за межу приватних володінь; застосування лічильників електроенергії, захищених від розкрадань електроенергії, зокрема установки лічильників спільно з пристроями захисного відключення і т.п.

Для ефективного вирішення перерахованих завдань повинні бути істотно підвищені роль і активність служб метрології електромережних організацій в частині:

- контролю технічного стану і дотримання термінів держпівірки приладів розрахункового і калібрування приладів технічного обліку електроенергії;
- розробки заходів щодо вдосконалення схеми розстановки приладів розрахункового і технічного обліку електроенергії в загальносистемних і розподільних мережах;
- усунення причин появи на електростанціях і підстанціях 35-110(150) кВ фактичного небаланса електроенергії, такого, що перевищує допустимий;
- розробки і виконання заходів щодо подальшого вдосконалення обліку і відпущеної споживачам електроенергії;
- створення і використання автоматизованих робочих місць метролога (АРМ-метролог) в електромережних підприємствах для достовірнішого розрахунку допустимих небалансів електроенергії на підстанціях і в мережах з урахуванням баз даних по реальних метрологічних характеристиках лічильників, трансформаторів струму і трансформаторів напруги.

З урахуванням розглянутої вище структури комерційних втрат електроенергії і заходів щодо їх зниження, представляється доцільним розробити Типову методику виконання вимірювань втрат електроенергії в електричних мережах енергозабезпечуючих організацій.

Це дозволить підвищити об'єктивність оцінки погрішностей втрат електроенергії і, накінець, більш обгрунтовано підійти до вибору заходів щодо зниження втрат.

Нарешті, останні 30-35 % комерційних втрат, обумовлених неодноразовістю оплати комунально-побутовими споживачами за електроенергію, ручним зняттям свідчень електролічильників, ненавмисними помилками в знятті свідчень, можна понизити за рахунок підвищення рівня роботи із споживачами, ефективності їх обслуговування, активної пропаганди в засобах масової

інформації важливості вирішення проблеми зниження втрат в мережах для зменшення рівня тарифів на електроенергію.

Однією з головних умов реального впровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії, особливо пов'язаних із зниженням рівня розкрань електроенергії, є створення відповідної нормативно-правової бази

2.3.2. Технічні втрати електроенергії в електричних мережах, обладнанні і підстанціях. Заходи по їх зниженню.

Втрати електроенергії в електричних мережах - найважливіший показник економічності їх роботи, наочний індикатор стану системи обліку електроенергії, ефективності енергозбутової діяльності енергозабезпечуючих організацій. Цей індикатор все виразніше свідчить про проблеми, що накопичуються, які вимагають невідкладних рішень в області розвитку, реконструкції і технічного переозброєння електричних мереж, вдосконалення методів і засобів їх експлуатації і управління, підвищення точності обліку електроенергії, ефективності збору грошових коштів за поставлену споживачам електроенергію і т.п.

В даний час майже всюди спостерігається зростання абсолютних і відносних втрат електроенергії при одночасному зменшенні передачі в мережу. Так, з 2003 по 2010 рр. абсолютні втрати електроенергії в мережах збільшилися з 67,7 до 78,6 млрд. кВт·год, а відносні - з 8,74 до 10,81%. У електричних мережах в цілому відносні втрати виросли з 10,09 до 12,22%.

На думку міжнародних експертів, відносні втрати електроенергії при її передачі і розподілі в електричних мережах більшості країн можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4-5%. Втрати електроенергії на рівні 10% можна вважати максимально допустимими з погляду фізики передачі електроенергії по мережах. Це підтверджується і докризовим рівнем втрат електроенергії в більшості енергосистем колишнього СРСР, який не перевищував, як правило, 10%. Оскільки сьогодні цей рівень виріс в 1,5-2, а по окремих електромережних підприємствах - навіть в 3 рази, очевидно, що на тлі змін

господарського механізму, що відбуваються, в енергетиці, кризи економіки в країні проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не тільки не втратила свою актуальність, а навпаки - висувалася в одне із завдань забезпечення фінансової стабільності організацій.

Також велику увагу треба приділити технічним втратам електроенергії в обладнанні мереж і підстанцій. Енергосистеми не враховують майже десяту їх частину[3]. Що саме не враховується?

До устаткування, в якому фахівці з розрахунків втрат електроенергії в мережах вважають незначними і не враховують в розрахунках, можна віднести:

- лінійну арматуру повітряних ліній, призначену для кріплення проводів, - підтримуючі зажими (човники), гасителі вібрації (на лініях 110-220 кВ), дистанційні розпірки між проводами розщепленої фази (на лініях 330-750 кВ);
- ізолятори повітряних ліній (втрати від струмів витоку);
- високочастотні загороджувачі (ВЗ) і пристрої приєднання ВЧ-зв'язку (УПВЧ);
- вентильні розрядники (РВ) і обмежувачі перенапруг (ОПН);
- вимірювальні трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН);
- електричні лічильники 0,38 кВ безпосереднього включення (без ТН);
- кабельні лінії (у частині діелектричних втрат в ізоляції);
- струмообмежувальні реактори;
- сполучні дроти і збірні шини розподільних пристроїв підстанцій.

Типовий перелік заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах досить добре відомий і включений в галузеву інструкцію. У загальному вигляді класифікація заходів представлена на схемі (рис. 2.7).

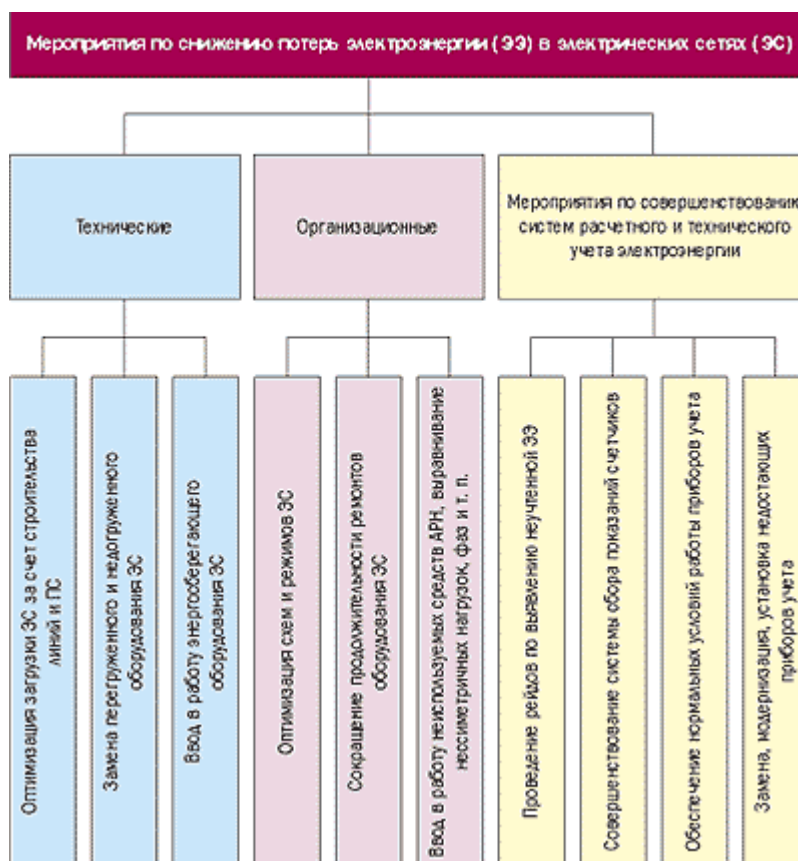


Рисунок 2.7 – Схема заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах

Як показують розрахунки, основний ефект в зниженні технічних втрат електроенергії може бути отриманий за рахунок технічного переозброєння, реконструкції, підвищення пропускної спроможності і надійності роботи електричних мереж, збалансованості їх режимів, тобто за рахунок впровадження капіталомістких заходів. Ці заходи знайшли віддзеркалення в концепціях розвитку і техпереозброєння електричних мереж на період до 2010 р.

Основними з цих заходів, крім включених в [4], для системоутворюючих електричних мереж 110 кВ і вище є наступні:

- налагодження серійного виробництва і широке впровадження регульованих компенсуючих пристроїв (керованих шунтованих реакторів, статичних компенсаторів реактивної потужності) для оптимізації потоків реактивної потужності і зниження неприпустимих або небезпечних рівнів напруги у вузлах мереж;

- будівництво нових ліній електропередачі і підвищення пропускної спроможності існуючих ліній для видачі активної потужності від "замкнених" електростанцій для ліквідації дефіцитних вузлів і завищених транзитних перетікань;

- розвиток нетрадиційної і поновлюваної енергетики (малих ГЕС, повітряних електростанцій, геотермальних ГЕС і т. п.) для видачі малих потужностей у віддалені дефіцитні вузли електричних мереж.

Очевидно, на найближчу і віддалену перспективу залишаються актуальними оптимізація режимів електричних мереж по активній і реактивній потужності, регулювання напруги в мережах, оптимізація завантаження трансформаторів, виконання робіт під напругою і т.п.

До пріоритетних заходів щодо зниження технічних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 0,4-35 кВ відносяться:

- використання 10 кВ як основна напруга розподільної мережі;
- збільшення частки мереж з напругою 35 кВ;
- скорочення радіусу дії і будівництво ПЛ (0,4 кВ) трифазного виконання по всій довжині;
- застосування самонесучих ізолюваних і захищених проводів для ПЛ напругою 0,4-10 кВ;
- використання максимального допустимого перетину дроту в електричних мережах напругою 0,4-10 кВ з метою адаптації їх пропускної спроможності до зростання навантажень протягом всього терміну служби;
- розробка і впровадження нового, економічнішого, електроустаткування, зокрема, розподільних трансформаторів із зменшеними активними і реактивними втратами холостого ходу, вбудованих в КТП і ЗТП конденсаторних батарей;
- застосування стовпових трансформаторів малої потужності (6-10/0,4 кВ) для скорочення протяжності мереж напругою 0,4 кВ і втрат електроенергії в них;
- ширше використання пристроїв автоматичного регулювання напруги під навантаженням, вольтодобавочних трансформаторів, засобів місцевого регулювання напруги для підвищення якості електроенергії і зниження її втрат;

- комплексна автоматизація і телемеханізація електричних мереж, застосування комутаційних апаратів нового покоління, засобів дистанційного визначення місць пошкодження в електричних мережах для скорочення тривалості неоптимальних ремонтних і післяаварійних режимів, пошуку і ліквідації аварій;
- підвищення достовірності вимірювань в електричних мережах на основі використання нових інформаційних технологій, автоматизації обробки телеметричної інформації.

Висновки по розділу

1. Втрати електроенергії в мережах можна і потрібно знижувати. Це вигідно всім - і енергозабезпечуючим організаціям і споживачам.
2. Щоб забезпечити стійке зниження втрат або їх підтримку на техніко-економічному обґрунтованому рівні, необхідний комплексний підхід до проблеми, починаючи з вдосконалення організації роботи і закінчуючи метрологічним забезпеченням обліку електроенергії, технічним переозброєнням і модернізацією мереж.
3. Необхідно забезпечити прозорість розрахунку нормативів і структури втрат як для себе, так і для контролюючих органів.
4. Стратегічний напрям зниження втрат в мережах - забезпечення нормальною, відповідною сучасним вимогам системою обліку електроенергії, створення АСКОЕ, виключення системи самосписання споживачами показань приладів обліку електроенергії.
5. Однією з основних умов зниження втрат в мережах повинне бути створення нормативно-правової основи для активної дії на споживачів, що порушують правила користування електроенергією.

3. Сучасні концепції побудови сільських електричних мереж

3.1. Перспективи та основні напрямки розвитку розподільчих електричних мереж

На сьогоднішній день не секрет, що електропостачання сільських районів знаходиться у жахливому стані і негайно потребує конкретних технічних рішень щодо поліпшення ситуації. Насамперед треба проаналізувати саму структуру розподільчих мереж. Що ми маємо:

- електричні мережі знаходяться у незадовільному стані, більша половина з яких взагалі стопроцентово зношені;
- якісною електричною енергією забезпечується лише 60-65% споживачів;
- низька надійність електропостачання;
- великі втрати при передачі електроенергії, що досягають 15-20%, а в деяких випадках і до 40%.

Всі ці фактори негативно впливають на електропостачання і пагубно відображаються на економіці країни. Потрібні кардинальні рішення, які б позитивно вплинули на ситуацію, що склалася.

Відновлення (реконструкція) мереж з попередніми параметрами і повному об'ємі з економічних і технічних причин сьогодні недоцільно. Нові умови змінили вимоги, що пред'являються до мереж, виникла настійна необхідність в корінному оновленні розподільних мереж, створенні мереж нового покоління, що відповідають економіко-екологічним вимогам і сучасному технічному рівню розподілу енергії відповідно до потреб користувачів.

Пріоритетний розвиток повинні отримувати мережі 110-35 кВ по відношенню до мереж 10 кВ (тобто при виборі варіантів розвитку мереж з рівними витратами або витратами що відрізняються до 10 % пріоритет повинен віддаватися мережам вищої напруги) .При цьому на територіях, де в даний час розвинені мережі 35 кВ і потрібні значні об'єми відновлення мереж напругою 10 кВ, слід розглядати варіант перекладу мереж на 35 кВ (глибокі введення).

Основними принципами побудови мережі:

Для ЛЕП 6-10 кВ

1. Створення кільцевої схеми з взаєморезервуванням навантажень на лініях і бажано від незалежних джерел живлення.
2. Електропостачання споживачів із струмоприймачами II-III категорії надійності передбачати від одно - двохтрансформаторних підстанцій 6-10 кВ.
3. Електропостачання трансформаторних підстанцій споживачів із струмоприймачами I категорії надійності здійснювати по двох лініях від незалежних джерел живлення. При цьому в ТП повинно бути встановлено два трансформатора з незалежним живленням і обов'язковим АВР у самих струмоприймачах.
4. У нормальному режимі роботи мережі не повинно бути погашень струмоприймачів I-II категорії при ремонті тієї або іншої ділянки однієї з живлячих ліній, що повинне бути забезпечене шляхом перемикачів, дією АВР.
5. На лініях (фідерах) протяжністю більше 5 км. на основі техніко-економічного обґрунтування повинні бути передбачені і вибрані місця автоматичного секціонування, а на кільцях - автоматичного мережного резервування. Секціонування і резервування, як правило, передбачати на комутаційних апаратах в ТП.
6. Схеми ТП повинні забезпечити роботу мережі і електропостачання споживачів виходячи з вищевикладених принципів.
7. Траси ПЛ повинні бути вибрані по можливості: по найкоротшому шляху, наближеними до автодоріг, по нелісовій місцевості, забезпечуючи наближення напруги 6-10 кВ до центрів навантажень і сумісну підвіску проводів 0,4 кВ на лініях 6-10 кВ в населеній місцевості.

Для мережі напругою 0,4 кВ:

1. Електрична мережа для споживачів із струмоприймачами II-III категорії повинна бути роздільною.
2. Споживачі із струмоприймачами I категорії повинні отримувати електроенергію по двох взаєморезервованих лініях, підключених до різних

трансформаторів ТП для таких споживачів або до ТП, отримуючих живлення від різних незалежних джерел живлення.

3. Траса ліній повинна вибиратися по найкоротшому шляху і забезпечувати найбільш сприятливі умови їх експлуатації і ремонту. Система електропостачання формуватиметься з умов одноразового мережного резервування. Для відповідальних споживачів повинне передбачатися резервне (автономний) джерело живлення.

Нові лінії слід будувати на розрахунковий термін не меншого 40 років. Всі елементи лінії повинні бути вибрані з умов зазначеного терміну.

Мережі нового покоління повинні вимагати мінімальних витрат на їх обслуговування.

Перелік заходів щодо реконструкції і технічного переозброєння мереж передбачає:

- заміну силових трансформаторів (за наслідками діагностики) на трансформатори з пониженими втратами електроенергії і покращуваними показниками надійності;
- заміну комутаційної апаратури, відпрацьованої ресурс і не відповідною умовам робочого і аварійних режимів; установку елегазових і вакуумних вимикачів;
- діагностику трансформаторів струму і напруги, виходячи з вимог метрології, і при необхідності їх заміну;
- установку обмежувачів перенапруження (ОПН);
- застосування цифрових, інтегрованих пристроїв релейного захисту, автоматики, засобів диспетчерського і технологічного управління і телемеханіки, автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії;
- об'єднання комп'ютерних мереж мережних підприємств з галузевими телекомунікаційними мережами для створення системи моніторингу технічного стану ліній і електроустаткування.
- виконання введень в будинки самонесучими ізольованими проводами;
- застосування полімерних ізоляторів;

- оснащення ліній електроустаткуванням - секціонуючими вимикачами, пристроями для автоматичного включення резерву, конденсаторними батареями, пристроями мережного регулювання напруги (вольтодобавочні трансформатори - ВДТ) і ін;
- створення системи моніторингу грозової діяльності, застосування систем сигналізації утворення ожеледі;
- оснащення повітряних ліній системами автоматизованої плавки ожеледі в районах з підвищеним ожеледоутворенням і снігоналепанням.

При реконструкції і технічному переозброєнні РМ передбачається:

- підвищення надійності електропостачання споживачів і підвищення якості електричної енергії;
- зниження втрат електроенергії в елементах мережі;
- адаптація мереж до проведення ремонтних робіт під напругою і застосування електротехнічного устаткування, що вимагає мінімальних витрат і часу на обслуговування;
- вдосконалення заходів щодо точного визначення місця пошкодження в лінії і, отже, зменшення часу відновлення пошкодженої ділянки і збитку у споживача із-за перерв в електропостачанні;
- збільшення тривалості міжремонтного експлуатаційного періоду із збереженням надійності електропостачання;
- підвищення електричної і екологічної безпеки.

Реконструкція і технічне переозброєння повинні проходити з урахуванням перспективних Схем розвитку електричних мереж регіону. При реконструкції мереж повинні максимально використовуватися існуючі мережні об'єкти.

Електричні мережі при їх розвитку (новому будівництві, розширенні, реконструкції і технічному переозброєнні) **повинні забезпечувати нормовану якість електричної енергії у споживачів**, зокрема, в результаті:

- будівництва нових розукрупнюючих підстанцій 110/10 кВ і 110/35/10 кВ;
- скорочення радіусів електричних ліній;

- застосування автоматичних регуляторів напруги (РПН), вольтодобавочних трансформаторів, конденсаторних установок для компенсації реактивної потужності у споживачів і в розподільчій електричній мережі;

- вирівнювання електричних навантажень шляхом переходу від однофазно-трифазної системи до 3-фазної і т.д.

Розподільні електричні мережі при їх розвитку повинні **забезпечити нормативний рівень надійності електропостачання** (узгоджений із споживачами). Це досягається в результаті:

- розробки Схем перспективного розвитку мереж;
- застосування нового електроустаткування; нових конструкцій проводів і силових кабелів, лінійної арматури, сполучних муфт, нових типів ізоляторів і інших нових елементів;
- застосування вдосконалених конструкцій РУ, РТП і РП 6-20 кВ, ТП 6-20/0,4 кВ при мінімальних потребах в технічному обслуговуванні;
- оснащення РМ засобами зв'язку, телевимірювання, телесигналізації і телекерування;
- застосування нових пристроїв релейного захисту, зокрема, пристроїв виявлення місць пошкодження;
- застосування секціонуючих пунктів на базі вакуумних вимикачів, пунктів АВР і АПВ;
- застосування вищого рівня ізоляційних матеріалів в мережах 6-20 кВ;
- переклад відособлених (ізольованих) електричних мереж 6-35 кВ на режим заземлення нейтралі через активний опір;
- технічне обслуговування і ремонт мереж 0,4-35 кВ під напругою.

В процесі розвитку електричні мережі повинні **відповідати вимозі**, а також **адаптивності до електричних навантажень, що ростуть** сприйнятливості до застосування нових технологій обслуговування, автоматизації і управління. Не допускається реконструкція ПЛ 0,38, 6-20 і 35 кВ шляхом заміни проводів впродовж всього терміну служби ліній.

Конструкції опор ПЛ і трансформаторних підстанцій повинні дозволяти виконання ремонтних робіт без зняття напруги (горизонтальне розташування проводів, спеціальні типи в'язкий, роз'ємні затиски і т. д.). Експлуатація РМ нового покоління повинна забезпечуватися мінімальними витратами на їх обслуговування.

Всі елементи повітряних ліній повинні витримувати розрахункові механічні навантаження на даній території з повторюваністю кліматичних умов 1 раз в 25 років.

Магістраль ПЛ напругою 10 кВ необхідно виконувати на опорах з підвісною ізоляцією (у габаритах 35 кВ).

Повітряні лінії напругою 35 кВ виконуються на залізобетонних і металевих опорах.

При проходженні ПЛ 10 кВ по лісових масивах, садах, парковим зонам в населеній місцевості і в обмежених умовах слід застосовувати захищені дроти (дроти з ізоляцією із зшитого поліетилену).

На ПЛ 0,38 кВ повинні застосовуватися самонесучі ізольовані дроти (СПІ); використання голих проводів не допускається.

Перетин проводів на магістральних ПЛ 0,38-10 кВ повинно бути не меншим 70 мм^2 , на ПЛ 35 кВ - не менше 95 мм^2 (по алюмінію).

Для автоматичного секціонування і резервування магістралі ПЛ 10 кВ і секціонування окремих відгалужень повинні застосовуватися комутаційні пункти стовпового виконання з використанням вакуумних вимикачів.

Для підвищення пропускної спроможності діючих розподільних мереж 10 кВ в майбутньому періоді слід застосовувати вольтодобавочні трансформатори (ВДТ), що встановлюються на опорах ПЛ.

У мережах низької напруги при навантаженні до 160 кВА повинні застосовуватися стовпові трансформаторні підстанції (СТП) напругою 10/0,4 кВ спрощеної конструкції (з поступовою відмовою від роз'єднувачів і запобіжників).

На СТП повинні використовуватися герметичні трансформатори спеціальних конструкцій, що дозволяють підвіску їх на опорах.

При навантаженні понад 160 кВА рекомендується застосовувати конструкції ТП кіоскового або закритого типу.

Конструкції трансформаторних підстанцій напругою 35/10 кВ повинні передбачати відкритий розподільчий пристрій 35 кВ з елегазовими вимикачами і закритий розподільний пристрій 10 кВ з вакуумними вимикачами.

Релейний захист і управління в мережах 10,35 кВ повинні базуватися на мікропроцесорній основі.

Розподільні мережі нового покоління повинні забезпечувати:

- рівні надійності електропостачання, узгоджені із споживачами;
- нормована якість електроенергії;
- адаптацію і сприйнятливість до електричних навантажень, що ростуть, використання передового устаткування, засобів автоматизації і новим технологіям обслуговування;
- електричну і екологічну безпеку;
- ефективну експлуатацію;
- скорочення технічних і комерційних втрат електроенергії.

Основні технічні рішення, які закладаються при проектуванні електромережних об'єктів при їх новому будівництві, реконструкції і технічному переозброєнні, можна розділити на декілька напрямів:

- схемні рішення;
- вимоги до повітряних і кабельних ліній;
- вимоги до трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів;
- вимоги до автоматизації;
- науково-технічне і нормативно-методичне забезпечення;
- вдосконалення будівництва і експлуатації електромережних об'єктів;
- фінансове забезпечення.

3.2. Новий підхід до енергозабезпечення сільського господарства

У сільських мережах Кіровоградської області нараховується більше 100 підстанцій напругою 35/10 кВ, 5650-10/0.4 кВ, а також ПЛ: 35 кВ-1655км, 10

кВ-12880 і 0.4 кВ-15285, більше половини яких – уже за межею фізичної та моральної вичерпаності своїх ресурсів. Майже дві третини трансформаторів 35/10 кВ і приблизно половина 10/0.4 кВ, які зараз експлуатуються, мають відносно велику для сільських мереж потужність (відповідно 2.5 МВА і вище та 160 – 400 кВА). Середня довжина магістральних (без відгалуджень) ПЛ 10 кВ орієнтовно становить 15 км (максимальна 30), а ПЛ 0,4 кВ – 0,55 км (максимальна 1,8 км). До цього треба додати мережу сільських ПЛ 10 кВ, які під'єднано до розподільних пристроїв 10 кВ районних підстанцій 150/10 кВ або 150/35/10 кВ, розташованих в основному поблизу райцентрів.

Загальновідомі структура та якість сучасних сільських мереж є головною причиною помітних технологічних втрат енергії, недостатньої надійності електропостачання та безпеки експлуатації ліній електропередачі, а самі мережі, їх схеми та обладнання концептуально не адаптовано до вимог, які постали перед сферою енергозабезпечення.

Ринкові умови функціонування електроенергетичної галузі потребують, з одного боку, незаперечного відключення так званих неплатників, унеможливлення випадків не обрахованого споживання (крадіжок) енергії, з другого – гарантованого електропостачання тих абонентів, які сповна і своєчасно розраховуються за спожиту енергії.

Виходячи з вищезазначеного було проведено попередній аналіз прийнятних варіантів реконструкції електромереж сільськогосподарського призначення [10]. Найкращим виявився проект переходу до нової системи напруг розподільних мереж – 35/3/0,38 кВ. Лінії 35 кВ та підстанції 35/3 кВ будуються за схемами глибокого введення (одна-дві підстанції 35/3 кВ на окреме сільське поселення), використовуються можливості реконструкції магістральних ПЛ 10 кВ з метою їх переведення на клас 35 кВ; лінії 3 і 0,38кВ – кабельні, підстанції 3/0,38 кВ – комплектні, компактні, переважно одно трансформаторні (потужністю здебільшого 10 – 25 кВА) та адресні, тобто максимально наближені до споживачів та оснащені відповідними засобами комутації, автоматики та обліку електроенергії.

Застосування класу напруги 3 кВ доцільне з метою спрощення та здешевлення таких робіт: переобладнання наявних у обленерго трансформаторів 35/10 кВ, з'єднаних за схемою У/Д, у трансформатори 35/3 кВ; виробництво та використання сухих трансформаторів 3/0,38 кВ із мінімізованими втратами холостого ходу, короткого замикання та від несиметрії їх навантаження (вартість сухих трансформаторів потужністю до 25 кВА та напругою до 3 кВ включно не перевищує вартості відповідних масляних трансформаторів); застосування кабелів напругою 3 кВ із пластмасовою ізоляцією, вартість яких, уже прокладених у сільському населеному пункті, виявляється не більшою від вартості ПЛ 10 кВ і навіть 0,38 кВ (кабельна мережа 3 кВ у запропонованій схемі замінює собою мережу 0,38 кВ, а не 10 кВ). Певне значення має й те, що Україна володіє власним виробництвом високо надійний пластмасових кабелів напругою напругою саме 3 кВ. Їх технічні та економічні показники кращі, ніж показники кабелів з масляно-паперовою ізоляцією, які у світовій електроенергетичній практиці майже не використовуються.

До переліку питань, які тут виникають, відноситься й питання щодо узгодження нетрадиційної системи напруг 35/3/0,38 кВ з відповідними нормативними документами. Як відомо, чинний на цей час ГОСТ 721, надаючи перевагу (для розподільних мереж) класу 10 кВ, не заперечує і використання напруги 3 кВ. Тому впровадження названої вище, певною мірою, специфічної системи напруг для сільського електропостачання виправдовується, зокрема, його загальновідомими особливостями та не суперечить стандартним нормам.

Сільська електрична мережа, модернізована за поданим варіантом, не має суттєвих недоліків, властивих сучасним мережам, або тих, які можуть з'явитися, наприклад, під час простого капітального ремонту мережі або її реконструкції із застосуванням ізольованих дротів на ПЛ 0,4 кВ.

З позиції вимог щодо вирішення завдань помітного підвищення рівня безпеки системи електропостачання села важливо те, що модернізація дає змогу уникнути електротравматизму з причини будь-яких контактів людини з дротами низьковольтних повітряних ліній: суттєво зменшується ймовірність контактів

людини з дротами та опорами (які теж можуть опинитися під небезпечною напругою) високовольтних ПЛ (замість розгалужених по території села ПЛ 10 кВ маємо в 3-5 разів меншу довжину ПЛ глибокого введення 35 кВ); спрощується оснащення високовольтних мереж (тепер уже тільки 35 кВ) засобами автоматики та релейного захисту від небезпечних аварійних режимів, які зумовлюються особливостями режиму їх нейтралі; з'являється реальна можливість широкого запровадження пристроїв захисного вимикання кожної з адресних ПЛ (220/380В) живлення споживачів.

Щодо оцінення інших компонентів ефективності запропонованої системи сільського електропостачання зазначимо, що в такому її варіанті в 1,5-3 рази зменшуються технічні втрати енергії, помітно знижуються витрати енергокомпаній на аварійно-відновлювальні роботи (природні стихійні явища), практично зводяться до нульового рівня збитки від аварійних і обмежувальних знеструмлень споживачів.

Тепер виникає питання щодо організаційних проблем здійснення обраного проекту реконструкції електричних мереж. Тут слід звернути увагу на ряд моментів. По-перше, так чи інакше, впродовж наступних 10-15 років необхідно буде вкладати значні кошти у відновлювальні ремонти ліній електропередавання і заміну обладнання трансформаторних підстанцій. По-друге, залишити існуючі на сьогодні схеми мереж значить залишити незмінними втрати від їх відчутних вад (з причин, перелічених вище). По-третє, постане жорстка необхідність забезпечити достатній рівень безпеки експлуатації сільських мереж, що теж вимагатиме значних коштів. Отже, завдання очевидне: зорієнтувати діяльність енергокомпаній на досягнення оптимального результату, тобто найвищої ефективності витрат, пов'язаних із проведенням комплексної реконструкції електричних мереж. Звідси можна зробити важливий висновок про безперспективність політики гігантоманії в електроенергетиці, яка є головною перешкодою широкому впровадженню комбінованого виробництва (когенерацій) тепло- та електроенергію.

Висновки по розділу

1. Для забезпечення нормального енергозабезпечення необхідно не тільки виконати ряд заходів щодо модернізації, реконструкції, технічному переозброєнню фізично зношених і морально застарілих енергооб'єктів, а й здійснити будівництво нових об'єктів мережі зовнішнього енергозабезпечення.

2. Підвищення надійності електропостачання споживачів залежить перш за все від швидкої модернізації існуючих електричних мереж із застосуванням сучасних технологій і устаткування

3. Новий підхід до енергозабезпечення сільського господарства.

4. Методика розрахунку надійності сільських електричних мереж

4.1. Особливості сільської електричної мережі як об'єкта розрахунку надійності

Історія розробки методів розрахунку надійності в енергетиці налічує біля півстоліття. Можна сказати, що на сучасному етапі теорія надійності систем енергетики є самостійною галузю теорії надійності технічних систем.

В ході розробки методів розрахунку надійності в енергетиці найбільша увага приділялася основним мережам енергосистем, під якими розуміється мережі напругою 110 кВ і вище, що працюють зазвичай в замкнутому режимі. До теперішнього часу в нашій країні створені досить досконалі методи розрахунку надійності цих мереж. Однак розроблені методи не враховують деяких важливих особливостей сільських розподільних мереж.

Так, наприклад, основні мережі енергосистем характеризуються досить високим ступенем резервування вузлів навантажень (підстанцій), у тому числі і по мережах більш низьких напруг. Внаслідок цього тривалий (на час, більший часу необхідних післяаварійних оперативних перемикань) погашення вузла навантаження в основній мережі - подія досить рідкісна, обумовлена частішими одночасними кількома ушкодженнями. В той же час ступінь резервування вузлів навантаження трансформаторних підстанцій сільських мереж низька. Часто ці підстанції підключаються "глухим" відгалуженням в магістралі лінії 10 кВ і тривало погашаються при будь-якому стійкому пошкодженні на лінії, так як резервування їх по мережі 0,38 кВ практично немає.

Отже, розрахунок кількості відключень навантажень в сільських розподільних мережах значно простіше, ніж у основних мережах. Відповідно спрощується і розрахунок основного натурального показника надійності - сумарного річного недоотпуску електроенергії ΔW_{Σ} . Дійсно, якщо позначити $\Delta W_1, \Delta W_2, \dots, \Delta W_{\lambda}, \Delta W_{\Lambda}$ - недоотпуск електроенергії (наприклад, вузла навантаження) при одному, двох λ, Λ одночасних пошкодження в мережі і

застосувати ці позначення для сумарних за рік недоотпусків електроенергії при тій же кількості ушкоджень, то очевидно, що

$$\Delta W_{\Sigma} = \sum_{\lambda=1}^{\Lambda} \Delta W_{\lambda} \quad (4.1)$$

Причому

$$\Delta W_1^{o.c.e} = 0; \Delta W_{\Sigma}^{o.c.e} = \Delta W_2^{o.c.e} + \Delta W_3^{o.c.e} + \dots; \Delta W_1^{c.p.c} = \Delta W_2^{c.p.c} + \Delta W_3^{c.p.c} + \dots; \Delta W_{\Sigma}^{c.p.c} = \Delta W_1^{c.p.c} + \Delta W_2^{c.p.c} + \Delta W_3^{c.p.c} + \dots$$

Аналіз співвідношень (4.1) вказує на більш високу складність розрахунків надійності основних мереж, обумовлену необхідністю розгляду численних режимів, що характеризуються одночасної непрацездатністю декількох елементів схеми. Це посилюється і складність структури цих мереж, і необхідність врахування низки обмежень (пропускної здатності, стійкості і т.п.), які слабо позначаються або взагалі відсутні в сільських мережах. Інша особливість сільських мереж, що дозволяє істотно спростити розрахунок кількості відключень і значення відключеного навантаження, полягає в слабкій оснащеності цих мереж комутаційними апаратами. Дійсно, якщо в основних мережах практично будь-який вузол навантаження так оснащений комутаційними апаратами, що, працюючи ними, можна відокремлювати цей вузол від основного або резервного живлення і перемикати на інше живлення, то на сільській лінії 10 кВ найчастіше встановлено лише кілька роз'єднувачів. Тому при пошкодженні будь-якої ділянки лінії будуть тривало відключенні всі підключенні до нього трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ (рисунок 4.1).

І, нарешті, важливою особливістю сільських мереж є слабка автоматизація післяаварійних перемикань, під якими розуміється перемикання з метою виділення зі схеми (локалізацію) пошкодженого елемента і відновлення електропостачання навантажень, відключення (обмеження) при пошкодженні цього елемента. Очевидно, що можливість швидкого виконання так перемикань визначається оснащенням мережі автоматичними секціонуючими пристроями і

АВР або оснащенням відповідних комутаційних апаратів телеуправлінням при наявності достовірної інформації про місці пошкодження.

Для проведеного аналізу застосування методів розрахунку надійності основних мереж енергосистеми до розрахунку сільських мереж досить обмежитися оцінкою співвідношень характеристик цих мереж.

Наведене співвідношення характеристик основної і сільської мереж робить непотрібним застосування до сільської мережі добре розроблених для основної мережі енергосистеми складних методів розрахунку числа відключень Λ і значення відключеного навантаження P , так як в сільській мережі практично будь-яке багатофазне стійке пошкодження призводить до відключення, яке найчастіше супроводжується повним погашенням навантаження, приєднаної до відключеної лінії (дільниці)

Інакше йде справа з розрахунком тривалості відключення τ - третього основного показника надійності, що у сукупності з величинами Λ і P визначає значення головного її натурального річного показника недоотпуска електроенергії. Розрахунок часу відключення в сільській мережі значно складніше розрахунку цього часу для основної мережі, що обумовлено невисоким ступенем оснащення сільських мереж комутаційними апаратами і слабкою автоматизацією управління ними в післяаварійних режимах. Отже, тривале відключення всіх або частини навантажень аварійно відключеної лінії визначається тривалістю виконання всіх або частини необхідних операцій щодо визначення місця ушкодження його локалізації, включення резерву, виконання ремонту, дотримання заходів безпеки і т. д. До складу цих операцій входять і численні переїзди (переходи) вздовж траси лінії, число яких і витрати часу на виконання залежать від організації оперативного та ремонтного обслуговування і від місцевих умов: наявності та стану доріг, наявності природних перешкод. Облік цих та інших факторів, що впливають вимагає розробки і використання математичного опису процесу, розпочатого аварійним відключенням лінії й завершується відновленням її працездатності та включенням всіх підключених до лінії навантажень. Вимога до такого опису - адекватний облік впливу на

тривалість відключення τ оснащеності (лінії) пристроями управління і використання інших способів підвищення надійності, що знижують величину τ .

Таким чином, специфіка сільських мереж як об'єктів розрахунку надійності вимагає розробки спеціальних, що враховують характеристики мереж, методів розрахунку надійності. Теоретичною основою їх повинна бути математична модель процесу відновлення працездатності розподільчої лінії.

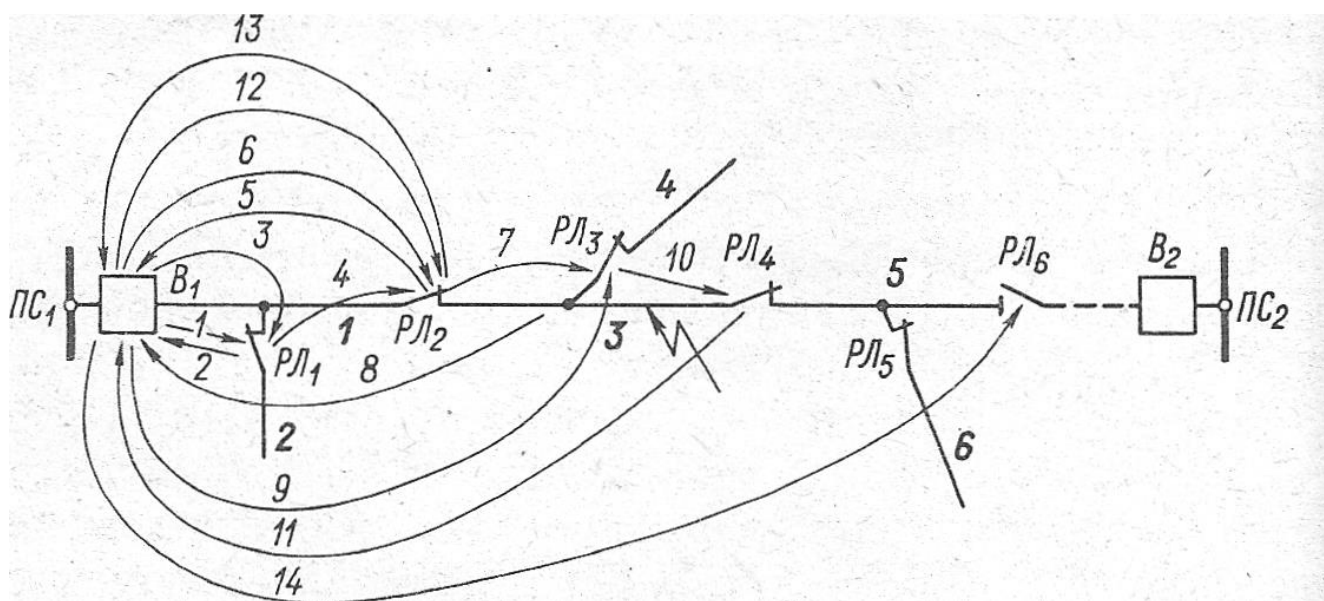


Рисунок 4.1 - Переїзди оперативно - виїзної бригади в процесі відшукування і локалізації пошкодженої ділянки і включення інших ділянок.

4.2. Процес відновлення працездатності лінії

Аварійне відключення лінії 10 кВ з неуспішним АПВ при відсутності на ній інших засобів протиаварійної автоматики призводять до повного погашення приєднаних до лінії споживачів. Процес відновлення їх електропостачання формується діями оперативно-виїзної бригади та залученого при необхідності ремонтного персоналу. Ці дії виконуються за допомогою переданих радіокоманд, що передаються від диспетчера району електричних мереж (чергового), що виробляються на основі наявної на диспетчерському пункті інформації (о схемі мережі, її параметри, навантаженнях і відповідальності споживачів т. п.) та

надходить туди (від споживачів, населення) інформації про зникнення напруги, видимих ознак пошкодження і т.п.

Цей процес можна розглядати як процес управління, де лінія - об'єкт управління, диспетчер - суб'єкт управління, мета управління - відновлення електропостачання. Оперативно-виїзна бригада - засіб управління: виконувати цією бригадою дії можуть бути виконанні автоматикою (наприклад, АВР) або диспетчером при телеуправлінні. (Тут прийнято, що лінія такими засобами оснащена і її попередній огляд не виконувався.)

Процес починається з моменту отримання диспетчером інформації про відключення лінії по телесигналізації, від чергового підстанції або в результаті логічного висновку за повідомленнями споживачів про зникнення напруги. Нерідкі випадки, коли інформація неповна і тому недостатня для однозначного висновку про те, що сталося аварійне відключення лінії. Прикладом може бути надходження з підстанції тільки загального сигналу "Аварія", для розшифровки якого диспетчер повинен направити на підстанцію оперативний персонал. Недостатня інформація і в тому випадку, якщо про зникненні напруги повідомляють тільки один-два з приєднаних до лінії споживачів, особливо якщо їх погашення могло бути і наслідком ушкоджень у мережі 0,38 кВ. У таких випадках диспетчер може вдатися до опитування по телефону інших споживачів лінії.

Оскільки інструкції вимагають виконання пробного включення, що відключився від релейного захисту вимикача лінії, то при відсутності чергового на підстанції диспетчер направляє туди оперативно-виїзну бригаду. Після пробного включення (неуспішного) бригада приступає до відшукування пошкодженої ділянки лінії, локалізації його (виділення зі схеми), включення інших ділянок. Цей процес містить кілька операцій, які по цілі виконання можуть бути підрозділені наступним чином:

- 1) розподіл лінії відключенням одного з встановлених на ній роз'єднувачів;
- 2) випробування частини лінії пробною подачею на неї напруги включенням вимикача для визначення наявності пошкодження;

3) локалізація пошкодженої ділянки відключенням роз'єднувачів, що виділяє цю ділянку зі схеми лінії;

4) включення інших ділянок лінії з боку основного і резервного джерел живлення.

На рисунку 3.1 показані переїзди оперативно-виїзної бригади для виконання поділу, випробування і стосовно включення до пошкодження на ділянці 1 ПЛ 10 кВ, оснащеної тільки АПВ і двома секційними роз'єднувачами. Переїзди здійснюються при відсутності чергового на підстанції 35-110/10кВ - $ПС_1$. Як видно з рисунка, поділ полягає в відключенні роз'єднувача $РЛ_1$, випробування - у включенні вимикача B_1 , це виявляється включенням неуспішним (B_1 відключається релейним захистом), так як напруги подаються на ділянку, має стійке пошкодження. У цьому випадку не потрібно спеціальних операцій і переїздів для локалізації пошкодженої ділянки, оскільки ця ділянка виявляється локалізованою (виділеною з схеми відключенням вимикача B_1 і роз'єднувача $РЛ_1$) до моменту отримання інформації про те, що пошкодження знаходиться саме на ній.

Після отримання цієї інформації виконується наступна поїздка оперативно - виїзної бригади для включення навантажень ділянок 2 і 3 лінії. В даному випадку передбачається, що відновлення електропостачання зазначених ділянок виконується нормальним включенням відключеного роз'єднувача $РЛ_3$. Однак на практиці ці операції обмежуються умовами, викладеними в "Правилах", згідно з якими трьохполюсним роз'єднувачем зовнішньої установки 10 кВ можна включати навантажувальний струм не більше 15 А. Тому при недостатній комутаційній здатності роз'єднувача $РЛ_3$ його включення вимагає попереднього відключення частини навантажень ділянок 2 і 3, або зняття напруги відключенням вимикача B_2 на підстанції $ПС_2$. В обох випадках (у другому - при відсутності чергового підстанції $ПС_2$) додаткові операції та переїзди бригади. Слід також зазначити, що подача напруги на ділянках 2 і 3 включенням роз'єднувача $РЛ_3$ можлива при відсутності пошкодження на них, тобто з урахуванням того, що пошкодження на лінії тільки одне і воно вже виділено з схеми відключенням роз'єднувача $РЛ_1$. В

іншому випадку до включення роз'єднувача $РЛ_3$ відключення вимикача $В_1$ на $ПС_2$ обов'язково.

У реальних лініях число роз'єднувачів істотно більше, ніж у розглянутій на рисунку 4.2 схемою. Це призводить до ускладнення процесу відшукування ушкодженої ділянки.

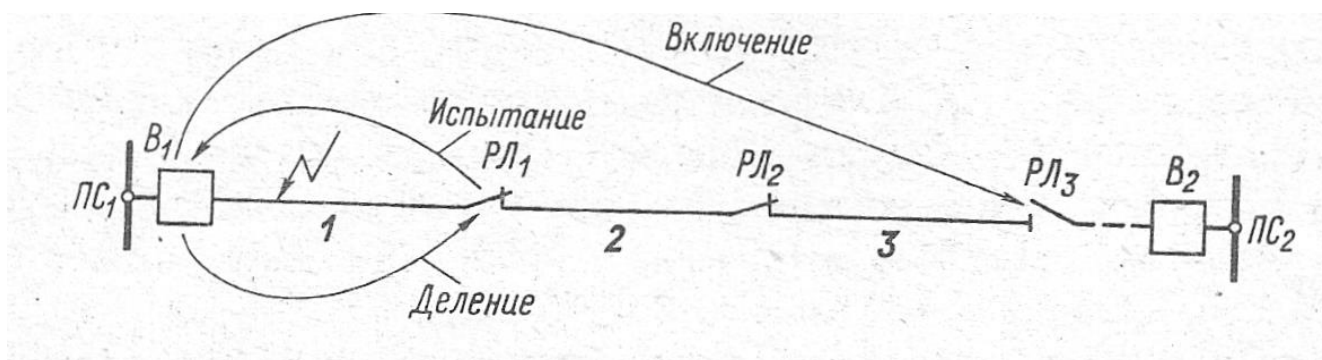


Рисунок 4.2 - Найпростіша схема розподільчої лінії 10 кВ.

4.3. Модель процесу

Перехід від якісного опису процесу відновлення працездатності лінії до кількісного у вигляді математичної моделі дозволяє отримати оцінки основним параметрам цього процесу його тривалості та величини недоотпуска електроенергії за процес. Ці параметри одночасно є і показниками надійності тієї ділянки лінії (і приєднаних до неї трансформаторних підстанцій), пошкодження якої вимагало проведення відновлення лінії. Отже, математична модель процесу відновлення лінії може служити основою для розробки методів розрахунку надійності лінії. Крім того, оскільки модель цього процесу відображає зміни в діях оперативно-виїзної бригади, обумовлені проведенням заходів, спрямованих на зниження тривалості відключень і величини відключення навантаження (оснащення мережі засобами відшукування місця ушкодження, автоматикою і т.п.),

то вона також є природною основою для розробки методів розрахунку ефективності цих заходів.

Основні вимоги до моделі - адекватність опису процесу відновлення, компактність і наочність. Задоволення першої вимоги забезпечує точність одержуваних з використанням моделі розрахункових результатів, а задоволення двох інших вимог - зручність і простоту розрахунків, аналізу та інтерпретації отриманих результатів. Очевидно, що ці вимоги суперечливі. Так, облік в моделі цього процесу елементарних операцій (наприклад вихід з автомашини, перехід від неї до мережевого апарату, включення або відключення його і т. п.) неминує призводити до збільшення складності і громіздкості моделі, тобто до відсутності компактності та наочності.

Певний компроміс між точністю опису і його компактністю може бути досягнуто шляхом застосування універсальних прийомів описання однакових по характеру дій оперативно - виїзної бригади. Обговоримо цю ідею стосовно, наприклад, до входящого в склад процесу відновлення лінії процесу відшукування ушкодженої ділянки. Під кроком цього процесу будемо розуміти комплекс дій бригади (автоматики), що завершується корисним результатом: отриманням інформації про те, що на певній ділянці лінії немає (є) пошкодження або включення частини навантажень лінії. З цього видно, що процес відшукування і локалізації пошкодженої ділянки багатокроковий, а кожен крок містить однакові за характером дії оперативно-виїзної бригади і автоматики (переїзди і комутаційні операції). Отже, за наявності універсального описання (моделі) кроку процесу компактна модель процесу в цілому виходить у вигляді суми витрат часу (недоотпуска електроенергії) за кроками.

Розглянутий підхід припускає розділення процесу відновлення на окремі етапи (процеси), усередині яких дії бригади має загальну мету і близькі за характером. Процес відновлення ділиться на наступні етапи:

від моменту відключення лінії до початку пошуку пошкодження (індекс "д");

пошуку пошкодженої ділянки ("п");

локалізації пошкодженої ділянки ("л");

включення тих навантажень, які можуть бути включені при відсутності в схемі пошкодженої ділянки ("в");

обхід пошкодженої ділянки ("х");

ремонт ушкодженої ділянки і включення навантажень, відключених до початку ремонту ("р").

Час на відновлення електропостачання при пошкодженні і-тої ділянки:

$$\tau_i = \tau_{\partial i} + \tau_{ni} + \tau_{li} + \tau_{si} + \tau_{xi} + \tau_{pi}, \quad (4.2)$$

де $\tau_i, \tau_{\partial i}, \tau_{ni}, \tau_{li}, \tau_{si}, \tau_{xi}$ і τ_{pi} - час, витрачений у процесі відновлення лінії, на кожному з цих етапів.

Недоотпуск електроенергії споживачам і-тої ділянки лінії при його пошкодженні:

$$\Delta W_i = \Delta W_{\partial i} + \Delta W_{ni} + \Delta W_{li} + \Delta W_{si} + \Delta W_{xi} + \Delta W_{pi}, \quad (4.3)$$

(складові правій частині формули відповідають недовідпуску електроенергії на кожному з цих етапів).

Зупинимося на описі доданків формул (4.2) і (4.3). Величина

$$\tau_{\partial i} = t_{inf} + t_{чк} + t_{\partial}, \quad (4.4)$$

де t_{inf} - час від моменту відключення до отримання диспетчером мережі інформації про це; $t_{чк}$ - час очікування готовності оперативно - виїзної бригади до виїзду на ушкоджену лінію; t_{∂} - витрати часу на переїзд.

Немає якого-небудь аналітичного вираза для часу t_{inf} , коли відсутня телесигналізація диспетчеру про аварійне відключення. У цьому випадку складна і статистична оцінка t_{inf} , так як момент аварійного відключення залишається невідомим, а значення t_{inf} залежить від характеру і відповідальності споживачів і

часу доби, коли відбулося їх відключення, і може вимірюватися як хвилинами так і (що найчастіше) годинами. З урахуванням сказаного найбільш доцільною є експертна оцінка часу працівниками експлуатації.

Час $t_{чк}$ визначається зайнятістю бригади аварійними і плановими роботами, яка, у свою чергу, залежить від розмірів і форми, що обслуговується бригадою території, щільності розташування на лінії і мережевих об'єктів, їх пошкоджуваності, якості доріг та інших факторів. З використанням підходу і термінів теорії масового обслуговування оцінка знизу часу $t_{чк}$ може бути отримана виходячи з того, що аварійні заявки на обслуговування мереж 10 кВ (пошук пошкодження і відновлення електропостачання) мають абсолютний пріоритет, тобто оперативно-виїзна бригада перемикається на їх обслуговування, чим би вона не була зайнята, крім обслуговування раніше надійшовшої аварійної заявки на обслуговування лінії 10 кВ. Тоді час $t_{чк}$ визначається завантаженням бригади обслуговуванням, цих заявок :

$$\rho_{o.s.b.} = a_{o.s.b.} * t_{o.s.b.} / \theta_{o.s.b.}, \quad (4.5)$$

де $a_{o.s.b.}$ і $\theta_{o.s.b.}$ - кількість аварійних заявок на обслуговування лінії 10 кВ, що надходять за час роботи бригади (наприклад, за зміну) і середня тривалість обслуговування однієї заявки. У свою чергу,

$$t_{чк} = \rho_{o.s.b.} * t_{o.s.b.} / (1 - \rho_{o.s.b.}), \quad (4.6)$$

Витрати часу на переїзд бригади на підстанцію або прямо на відключену лінію (наприклад, при відключенні не головного, а секціонуючого вимикача) за умови, що цей переїзд виконується з диспетчерського пункту, можна визначити за формулою

$$t_{\partial} = l_{\partial} / v, \quad (4.7)$$

де l_{∂} - довжина переїзду дорогами; v - швидкість руху бригади.

Для визначення середнього значення часу t_{∂} , також використовується формула, заснована на припущенні [5] про те, що обслуговуєма бригадою територія має форму кола, а її середній радіус становить $2/3$ радіусу цього кола:

$$t_{\partial} = \left(\frac{2 * K_{кр}}{3 * v} \right) * \sqrt{F / \pi}, \quad (4.7a)$$

де $K_{кр}$ - коефіцієнт кривизни доріг по відношенню до повітряної прямої, що з'єднує кінцеві точки маршруту переїзду бригади; F - розміри території, що обслуговується.

У вираз (4.7a) можуть вводитися поправочні коефіцієнти, що враховують нерівномірність поверхневої щільності мережі, відміну форми площі F від кола і т. п.

Недовідпуск електроенергії за час $t_{\partial i}$, - буде

$$\Delta W_{\partial i} = P_i * \tau_{\partial i}, \quad (4.8)$$

де P_i - відключення навантаження i - тої ділянки.

4.4 Методи розрахунку надійності мережі 10 кВ.

Основними цілями розрахунку надійності мережі 10 кВ є:

- 1) визначення показників надійності мережі та її елементів - лінії, ділянки лінії, а також показників надійності електропостачання споживачів;
- 2) визначення ефекту від заходів щодо підвищення надійності електропостачання.

Основний показник надійності роботи мережі - сумарний недовідпуск електроенергії в мережі за рік може бути представлений як сума недовідпуску за що входять до складу цієї мережі лініях:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Sigma \Delta W_{\xi \Sigma}; \Delta W_{\xi \Sigma} = \Delta W_{\xi} + \gamma * \Delta W_{\xi}^{пл}, \quad (4.9)$$

де $\Delta W_{\xi \Sigma}$, ΔW_{ξ} , $\Delta W_{\xi}^{пл}$ - повний аварійний і обумовлений навмисними (плановими) відключеннями недовідпуск електроенергії споживачам, приєднаним

до розглянутої ξ -ї повітряної лінії 10 кВ (ПЛ); γ - коефіцієнт, що враховує меншу вагу планових відключень порівняно з раптовими відмовами.

Річний недовідпуск, обумовлений плановими відключеннями ПЛ, визначається за формулою

$$\Delta W^{\text{пл}} = v * \mu * P^{\text{пл}}, \quad (4.10)$$

де v і μ - знаходяться за виразом

$$v = v^0 * L, \omega = \omega^0 * L, \quad (4.11)$$

а $P^{\text{пл}}$ - середнє відключення навантаження ПЛ при виконанні на ній одного планового ремонту.

Тут і далі, якщо мова йде про параметри повітряної лінії 10 кВ, індекси приналежності до ПЛ у позначень цих параметрів не ставляться.

Річний аварійний недовідпуск по лінії та тривалість її аварійних відключень за рік визначаються як

$$\Delta W = \omega * \Delta w; T = \omega * \tau, \quad (4.12)$$

де Δw і τ - середні значення недоотпуска і часу відновлення працездатності лінії в розрахунку на одну стійку пошкодження; - частота таких ушкоджень, що розраховується за формулою (4.11).

У свою чергу τ і Δw визначаються за формулами, аналогічним (4.2) і (4.3):

$$\begin{aligned} \tau &= \tau_d + \tau_n + \tau_l + \tau_v + \tau_x + \tau_p, \\ \Delta w &= \Delta w_d + \Delta w_n + \Delta w_l + \Delta w_v + \Delta w_x + \Delta w_p, \end{aligned} \quad (4.13)$$

де складові Δw і τ мають той же зміст, що і у виразах (4.2), (4.3), але ставляться до лінії в цілому і являють собою математичні очікування недоотпусків на етапах процесу відновлення лінії і тривалості цих етапів.

Висловлюваний метод розрахунку Δw і τ заснований на оцінці аварійного недоотпуска і тривалості аварійних відключень, пов'язаних тільки з багатofазними стійкими ушкодженнями на лінії.

Розрахунок доданків Δw та τ за цим методом виконується з використанням моделі процесу відновлення працездатності лінії, розглянутої в попередньому розділі. Так, наприклад, з використанням що входить до складу зазначеної моделі

можна визначити частину τ як суму витрат часу на переїзди між комутаційними апаратами лінії і на виконання операцій з їх допомогою. Однак для практичних розрахунків такий підхід є неприйнятним як з-за його складності, так і за неможливості отримання точних вихідних даних. Наприклад, у сільських умовах витрати часу на один і той же переїзд можуть бути суттєво різними в залежності від погодних умов. Тому приймається ряд спрощень, що дозволяють визначити середнє значення показників надійності:

- 1) розрахунок Δw і τ виконується за умови тільки одного пошкодження досить мала вірогідність накладення пошкоджень не враховується;
- 2) пошкодження на лінії з однаковою ймовірністю може бути в будь-якій точці лінії;
- 3) пошук пошкодженої ділянки здійснюється за послідовної схемою; послідовність дій ОВБ в процесі відновлення лінії приймається відповідно до викладеної в главі 2 моделлю цього процесу;
- 4) автомашина бригади оснащена радіозв'язком з диспетчером мережі і зв'язок працює безвідмовно; витрати часу на здійснення радіозв'язку, вхід і вихід з автомашини, перехід до комутаційних апаратів (і назад) і виконання комутаційних операцій у розрахунку; не враховуються;
- 5) витрати часу на переїзд між точками n і m лінії визначаються як

$$t_{n-m} = l_{n-m} * (K_{кр}/v), \quad (4.14)$$

де l_{n-m} - довжина електричного зв'язку між зазначеними точками, км;

- 6) не враховуються відмови встановлених в мережі засобів визначення місць ушкодження, а також пристроїв захисту та автоматики; приймається, що останні працюють селективно;
- 7) не враховуються нестійкі пошкодження і однофазні замикання на землю.

Решта допущення викладаються в міру необхідності в них.

Прийняті допущення вибрані так, щоб отримати оцінку Δw і τ знизу, тобто вони занижують значення розраховуються показників надійності. Причому це заниження може бути досить значним, як це має місце, наприклад, у результаті неврахування нестійких ушкоджень. Це рівносильно допущення, що обумовлені

вказаними ушкодженнями відключення повністю запобігають АПВ. Насправді однократне АПВ головного вимикача лінії запобігає не більше половини таких відключень, в інших випадках (при відсутності телекерування) лінія відключена на час τ_d до прибуття ОВБ до отключившемся вимикача лінії і включення його. При виконанні спеціальних розрахунків за оцінкою ефективності багаторазового АПВ зазначене допущення знімається.

Також може бути знято припущення про неврахуванні однофазних замикань на землю (наприклад, в розрахунках за оцінкою ефективності пристроїв, що запобігають перехід однофазних ушкоджень у багатозазні. Останнє припущення приймається з урахуванням того, що однофазні замикання на землю часто відшуковуються за допомогою переносних приладів без відключення лінії 10 кВ, а ремонт ушкодженого ділянки вимагає менших витрат часу, ніж при багатозазним пошкодженні. Тому неврахування однофазних замикань не призводить до великої помилку при визначенні Δw і τ .

В принципі можна зняти і всі інші припущення: адже їх основна мета - спрощення суворого методу розрахунку надійності. Оскільки цей метод повинен враховувати вплив оснащення мережі всіма можливими засобами підвищення надійності, то він неминуче залишається досить складним, малопридатним для виконання розрахунків вручну. Внаслідок сказаного строгий метод викладається у вигляді, близькому до алгоритмів, на основі яких можна скласти програму розрахунку надійності на ЕОМ.

Розрахунок надійності мережі 10 кВ починається у виділенні в просторі (в якості якого розглядається мережа) тій частині мережі, яка погашається при виникненні стійкого пошкодження на ній, визначення навантаження цій частині мережі, тривалості її відключення і числа відключень за рік. Назвемо цю частину мережі зоною автоматичного виділення. При цьому вся мережа розглядається як сукупність таких зон, на які вона ділиться встановленими в мережі комутаційними апаратами, оснащеними рележного захисту та (або) протиаварійної автоматики (наприклад, пристроєм АВР). При організації розрахунку річного аварійного недовідпуску електроенергії в мережі як згаданих

прийнято оцінювати очікуваним недовідпуском електроенергії за рік або річний еквівалентності тривалості відключення:

$$\Delta W_{\text{птр}\Sigma} = \Delta W_{\text{птр}} + \gamma * \Delta W_{\text{птр}}^{\text{пл}} = P_{\text{птр}} * T_{\text{птр}} + \gamma * P_{\text{птр}}^{\text{пл}} * T_{\text{птр}}^{\text{пл}}; \quad (4.16)$$

$$T_{\text{птр}\Sigma} = T_{\text{птр}} + \gamma * T_{\text{птр}}^{\text{пл}} = \omega_{\text{птр}} * \tau_{\text{птр}} + \gamma * \omega_{\text{птр}} * \mu_{\text{птр}}, \quad (4.17)$$

де $\Delta W_{\text{птр}}$ і $\Delta W_{\text{птр}}^{\text{пл}}$ – складові недовідпуска електроенергії з-за раптових відмов і навмисних відключень; $T_{\text{птр}}$ і $T_{\text{птр}}^{\text{пл}}$ – складові річної тривалості відключень; $\omega_{\text{птр}}$ і $\omega_{\text{птр}}$ – частота раптових відмов і навмисних відключень споживача; $\tau_{\text{птр}}$ і $\mu_{\text{птр}}$ – середній час відновлення електропостачання при відмовах і навмисних відключеннях; $P_{\text{птр}}$ і $P_{\text{птр}}^{\text{пл}}$ – середня відключаюема навантаженість споживача при відмовах і навмисних відключеннях.

Величина навантаження залежить від графіка навантаження споживача, часу доби і року; відмови і навмисні відключення також розподіляються нерівномірно в часі. Для визначення середньої величини відключаюємого навантаження були досліджені розподілом навантажень різних сільськогосподарських споживачів і відмов, і навмисних відключень за часом доби та місяцями 'року [10]. Виявилося, що з прийнятною для інженерних розрахунків точністю в середньому відключається навантаження як при раптових відмовах, так і при навмисних відключеннях може бути прийнята рівною половині розрахункового навантаження сільськогосподарського споживача:

$$P_{\text{птр}} = P_{\text{птр}}^{\text{пл}} = 0.5 * P, \quad (4.18)$$

Природно, що надійність електропостачання споживача залежить від місця його приєднання до електричної мережі. Так, великий свинокомплекс може мати свою підстанцію 35-110/10 кВ і як споживач вважається приєднаним до мережі 35(110) кВ; молочнотоварная ферма, що живиться від ТП, є споживачем, приєднаним до мережі 10 кВ; дрібні майстерні, житлові будинки - це споживачі в мережі 0.38 кВ.

Недовідпуск електроенергії споживачеві і річна тривалість відключень в загальному випадку можуть бути виражені як

$$\Delta W_{\text{птр}\Sigma} = \Delta W_{\text{птр(ВН)}\Sigma} + \Delta W_{\text{птр(10)}\Sigma} + \Delta W_{\text{птр(ТП)}\Sigma} + \Delta W_{\text{птр(0,38)}\Sigma}; \quad (4.19)$$

$$T_{\text{птр}\Sigma} = T_{\text{птр(ВН)}\Sigma} + T_{\text{птр(10)}\Sigma} + T_{\text{птр(ТП)}\Sigma} + T_{\text{птр(0,38)}\Sigma}; \quad (4.20)$$

де $\Delta W_{\text{птр(ВН)}\Sigma}$, $\Delta W_{\text{птр(10)}\Sigma}$, $\Delta W_{\text{птр(ТП)}\Sigma}$, $\Delta W_{\text{птр(0,38)}\Sigma}$ – відпуск електроенергії споживачеві, обумовлене порушеннями в мережах 35-110, 10 кВ, у ТП 10/0,4 кВ і 0,38 кВ; $T_{\text{птр(ВН)}\Sigma}$, $T_{\text{птр(10)}\Sigma}$, $T_{\text{птр(ТП)}\Sigma}$, $T_{\text{птр(0,38)}\Sigma}$ – річна тривалість відключень споживача при пошкодженнях в тих же елементах системи електропостачання споживача.

Для розрахунку показників надійності окремого споживача складається єдина схема заміщення, що складається з елементів всіх структурно-ієрархічних рівнів [6]. Для сільських систем електропостачання "входами" в цю схему заміщення служать вузлові підстанції, надійність яких приймається абсолютною, т. е. $\Delta W_{\text{птр(УПС)}} = 0$. Це припущення, звичайно, умовно, але логічно, оскільки сільська система електропостачання не має способів керувати надійністю систем вищих ієрархій, в кращому випадку вона висуває вимоги до надійності таких систем. "Виходом" схеми заміщення є споживач, надійність електропостачання якого визначається.

Однак при розрахунку схем заміщення, що складаються з великої кількості елементів, різко ускладнюється збір і переробка інформації. Різні є методи розрахунку різних структурно-ієрархічних рівнів систем. Тому природне прагнення вирішувати задачі оцінки надійності окремо для кожного рівня. Тут існує небезпека, що складний взаємозв'язок між структурно-ієрархічними рівнями може призвести до значних помилок в оцінці надійності. Пояснимо це наступним прикладом.

Нехай є споживач, який отримує споживання по лінії 10 кВ від двох різних джерел - знижувальних підстанцій 35/10 кВ. У свою чергу, ці підстанції приєднані до різних ланцюгів однієї двокової повітряної лінії 35 кВ. Якщо розрахунок надійності електропостачання споживача вести окремо, спочатку для мережі 35 кВ, а потім для мережі 10 кВ, то в схемою заміщення мережі 10 кВ підстанції 35/10 кВ будуть виступати в якості незалежних джерел живлення. А це

неправильно, оскільки вихід з ладу двоколової лінії призведе до знеструмлення обох підстанцій і споживача.

Щоб уникнути помилок і все ж вести окремий розрахунок рівнів, використовують наступний прийом. На верхньому структурному рівні проводиться розрахунок показників надійності за всіма "виходами" (для мережі 35-110 кВ - це шини 10 кВ підстанцій). Потім складається перелік взаємно залежних пар "виходів" і для них враховуються показники надійності, що характеризують їх одночасний відмову. Далі, якщо на нижчому структурному рівні споживач отримує живлення від такої залежної пари (вже "входів" в нижчий рівень), то показники її одночасної відмови враховуються як послідовний елемент. Як приклад на рис. 4.4 наведена схема електропостачання споживача і її схеми заміщення.

Параметри надійності та забезпеченість засобами її підвищення основних мереж енергосистем і сільських розподільних мереж суттєво відрізняються. Розрізняються і методи розрахунку надійності. Мережі 35-110кВ, що споживають сільськогосподарських споживачів, виконані у відповідності з ПУЕ з високим ступенем резервування і насичені пристроями автоматики, відносно надійності можуть бути віднесені до основних мережах енергосистем.

Як показано в роботі [6, 7], вплив верхніх структурно-ієрархічних рівнів на надійність електропостачання споживачів, приєднаних до мереж 10 кВ, а тим більше 0,38 кВ, невелика і залежить від характеру резервування живлення споживачів. З цього випливає важливий висновок: для оцінки надійності електропостачання споживачів з-за порушень в мережах вищих рівнів можна використовувати спрощені методи оцінки надійності і усереднені показники надійності елементів.

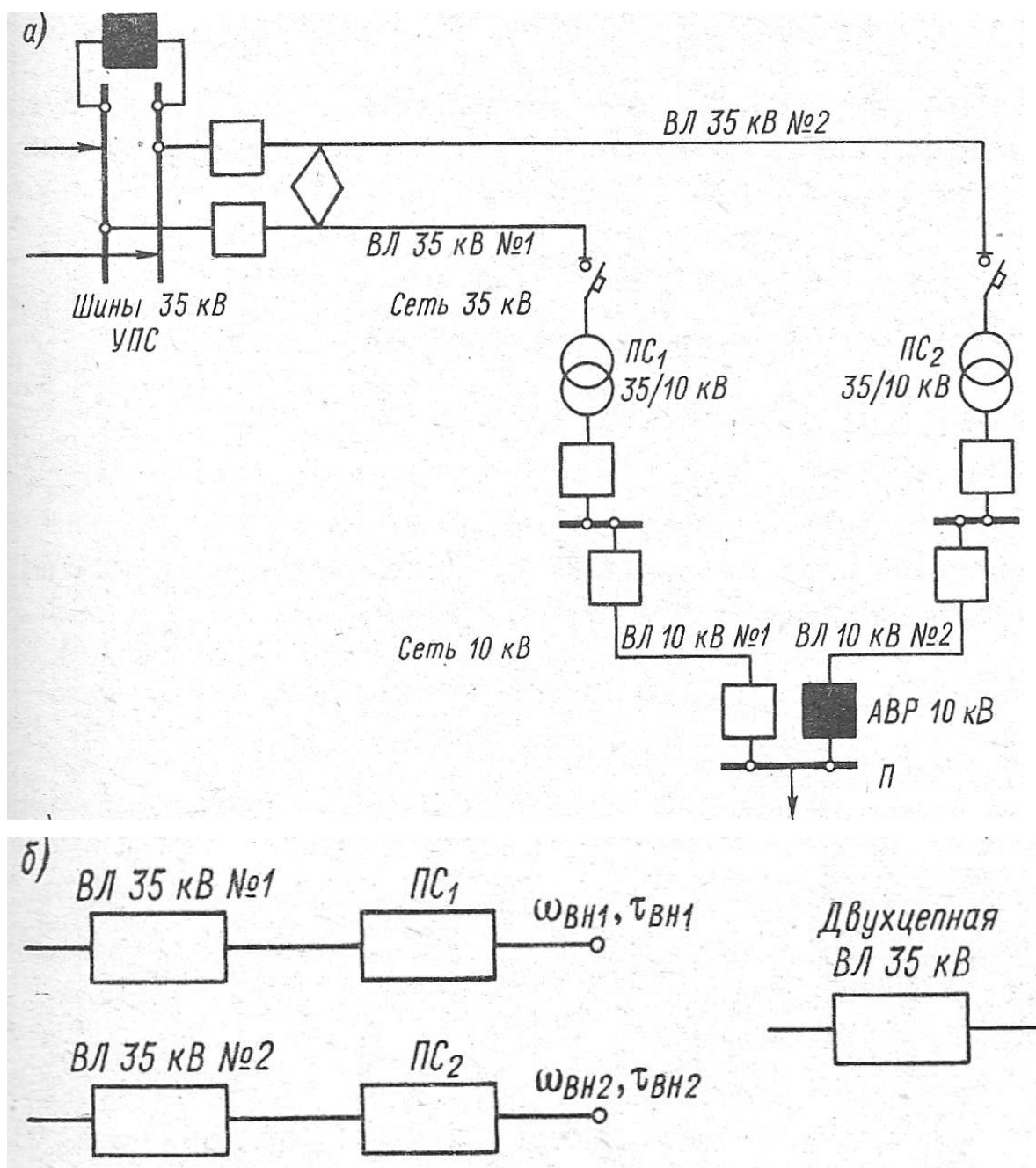


Рисунок 4.4 – Схема електропостачання споживача (а) і схема її заміщення на рівні мережі 35 кВ (б)

4.6. Облік надійності ТП і мережі 0,38 кВ

Розглянемо порядок розрахунку показників надійності споживачів, підключених до мережі 0,38 кВ. Такий розрахунок зручніше проводити окремо, спочатку для ТП 10/0,4 кВ, а потім - для споживача, враховуючи параметри і схему мережі 0,38кВ.

Вирази для визначення показників надійності споживачів з-за відмов ТП 10/0,4 кВ отримаємо для різних схем, які знайшли застосування в сільських електричних мережах. Такі схеми наведено на рис. 4.5. Показники надійності визначаються для розрахункової точки А на секції шин 0,4 кВ ТП.

Однотрансформаторна ТП (рис. 4.5, а) приєднується до лінії 10 кВ або відгалуженням, або за схемою вхід - вихід. Розрахункова точка А буде знеструмлена при знеструмленні ділянки лінії 10 кВ, до якого приєднано розглянута ТП, устаткування самої ТП та секції шин 0,4 кВ ТП на час їх ремонту. (Підкреслимо, що якщо ТП приєднується до лінії 10 кВ за схемою вхід - вихід, то ділянкою лінії 10 кВ служать шини 10 кВ ТП.)

Тоді частота відмов і річна тривалість відключень розрахункової точки А складуть

$$\begin{aligned}\omega_A &= \omega_{10} + \omega_{ТП} + \omega_{ш0,4}; \quad T_A = T_{10} + T_{ТП} + T_{ш0,4}; \\ T_{ТП} &= \omega_{ТП} * \tau_{ТП}; \quad T_{ш0,4} = \omega_{ш0,4} * \tau_{ш0,4},\end{aligned}\quad (4.21)$$

де T_{10} і ω_{10} - річна тривалість відключень і частота відмов ділянки мережі 10 кВ, до якого приєднано розглянута ТП (або самих шин 10 кВ); $T_{ТП}$ і $T_{ш0,4}$ - річна тривалість відключення ТП і шин 0,4 кВ; $\omega_{ТП}$, $\tau_{ТП}$, $\omega_{ш0,4}$ і $\tau_{ш0,4}$ - частота відмов і час відновлення працездатності ТП і шин 0,4 кВ.

Річна тривалість відключень розрахункової точки А при навмисних відключення

$$\begin{aligned}T_A^{пл} &= T_{10}^{пл} + T_{ТП}^{пл} + T_{ш0,4}^{пл}; \\ T_{ТП}^{пл} &= v_{ТП} * \mu_{ТП}; \quad T_{ш0,4}^{пл} = v_{ш0,4} * \mu_{ш0,4},\end{aligned}\quad (4.22)$$

Позначення тут ті ж, що і у формулах (4.21), але для відомих відключень.

Двухтрансформаторна ТП 10/0,4 кВ приєднується до лінії 10 кВ по двопріємній схемі (рис. 4.5, б); роз'єднувач в перемичці 10 кВ нормально розімкнений. Тут розглядаються два випадки: секції шин 0,4 кВ взаємно резервуються вручну або автоматично.

При ручному взаємне резервування секцій шин 0,4 кВ розрахункова точка А буде знеструмлена;

при знеструмленні загальних шин для основного і резервного живлення секцій шин 0,4 кВ ділянок мережі верхніх ієрархічних рівнів;

при знеструмленні ділянки лінії 10 кВ та обладнання ТП, за якими здійснюється основне живлення секції шин 0,4 кВ з розрахункової точки А, на час перемикання секції шин 0,4 кВ на резервне живлення;

при пошкодженні секції шин 0,4 кВ на час ремонту:

$$\omega_A = \omega_{\text{общ}} + \omega_{10} + \omega'_{\text{ТП}} + \omega_{\text{ш}0,4};$$

$$T_A = T_{\text{общ}} + (\omega_{10} + \omega'_{\text{ТП}}) * \tau_{\text{перТП}} + \omega_{\text{ш}0,4}, \quad (4.23)$$

де $\omega'_{\text{ТП}}$ - частота відмов обладнання ТП, що входить в ланцюжок

основного живлення розрахункової точки А; $\tau_{\text{перТП}}$ - час перемикань в ТП на резервне живлення.

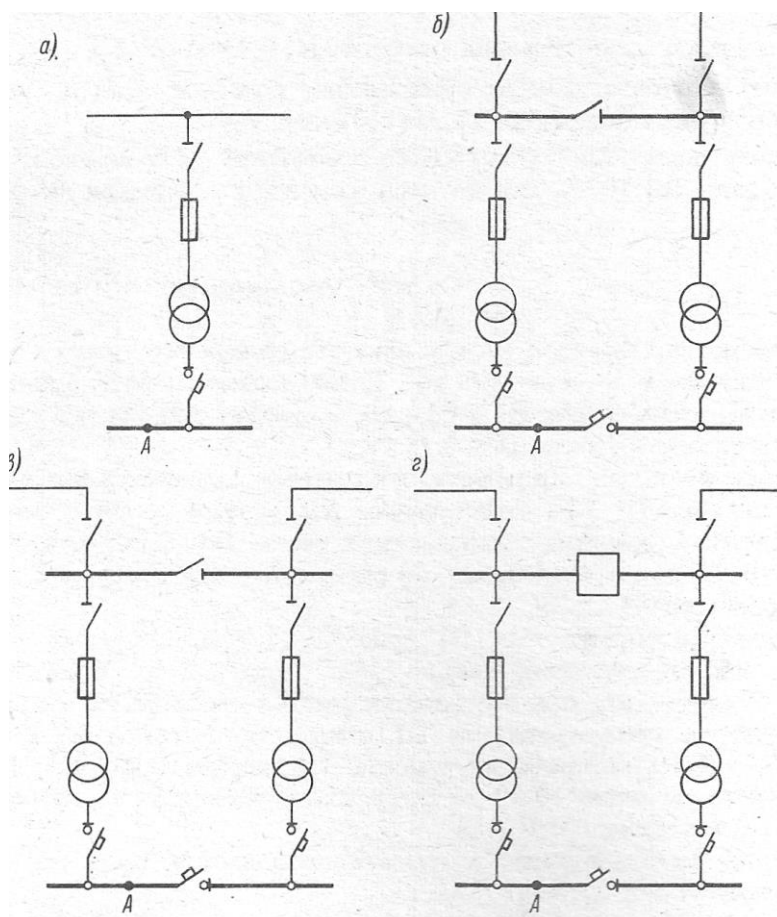


Рисунок 4.5 – Однотрансформаторна (а), двохтрансформаторна в двопроміневий схемі мережі 10 кВ (б), двохтрансформаторна в магістралі мережі 10 кВ (в) і двохтрансформаторна з вимикачем в шинах 10 кВ (г) підстанції 10/0,4 кВ

Висновки по розділу

Історія розробки методів розрахунку надійності в енергетиці налічує біля півстоліття. Можна сказати, що на сучасному етапі теорія надійності систем енергетики є самостійною галуззю теорії надійності технічних систем.

Параметри надійності та забезпеченість засобами її підвищення основних мереж енергосистем і сільських розподільних мереж суттєво відрізняються. Розрізняються і методи розрахунку надійності.

Основними цілями розрахунку надійності мережі 10 кВ є:

- 1) визначення показників надійності мережі та її елементів - лінії, ділянки лінії, а також показників надійності електропостачання споживачів;
- 2) визначення ефекту від заходів щодо підвищення надійності електропостачання.

Перехід від якісного опису процесу відновлення працездатності лінії до кількісного у вигляді математичної моделі дозволяє отримати оцінки основним параметрам цього процесу його тривалості та величини недоотпуска електроенергії за процес. Ці параметри одночасно є і показниками надійності тієї ділянки лінії (і приєднаних до неї трансформаторних підстанцій), пошкодження якої вимагало проведення відновлення лінії.

Аварійне відключення лінії з неуспішним АПВ при відсутності на ній інших засобів протиаварійної автоматики призводять до повного погашення приєднаних до лінії споживачів. Процес відновлення їх електропостачання формується діями оперативно-виїздної бригади та залученого при необхідності ремонтного персоналу.

5. Розрахунок втрат сільської електричної мережі

5.1. Розрахунок схеми електропостачання 0,4 кВ

Загальна протяжність сільської електричної мережі складає більше 80 % сумарної протяжності електричних мереж країни. Тому втрати електричної енергії на даний час дуже хвилююче питання. Для зменшення втрат в енергосистемі розглянемо нове бачення схеми електропостачання і порівняємо її з схемою електропостачання сільського господарства, якою користуються в даний момент часу. Ці схеми представлені на рисунках 5.1 і 5.2.

Варіант 1-й: Традиційна схема електропостачання сільського господарства, якою користуються на даний момент часу;

Варіант 2-й: Нова схема електропостачання сільського господарства – це схема глибокого введення, яку запропонував доктор технічних наук Назаров В.В., детальна інформація про цю схему описано в пункті 3.3.

Варіант №1

1. Розрахункове навантаження для вечірнього і денного максимуму на введенні в житловий будинок визначають по кривій на 7 років залежить від існуючого електроспоживання, що становить близько 3,88 кВт/будинок [5].
2. Розрахункове навантаження для вечірнього максимуму на введенні в житловий будинок визначають з урахуванням коефіцієнта одночасності [5]:

$$S_{Б10В} = S_{розр} * n * k_{одн} = 3.88 * 10 * 0.36 = 13.97 \text{ кВА}$$

$$S_{Б8В} = S_{розр} * n * k_{одн} = 3.88 * 7 * 0.38 = 11,8 \text{ кВА}$$

3. Навантаження для денного максимуму знаходять за формулою з урахуванням коефіцієнта участі:

$$S_{Б10Д} = S_{розр} * n * k_{одн} * k_{уч} = 3.88 * 10 * 0.36 * 0.5 = 8.38 \text{ кВА}$$

$$S_{Б8Д} = S_{розр} * n * k_{одн} * k_{уч} = 3.88 * 8 * 0.38 * 0.5 = 5,9 \text{ кВА}$$

4. Розрахункові навантаження на вводах у виробничі будівлі та громадські будівлі взяті з [5] і зведені в таблицю 5.1.

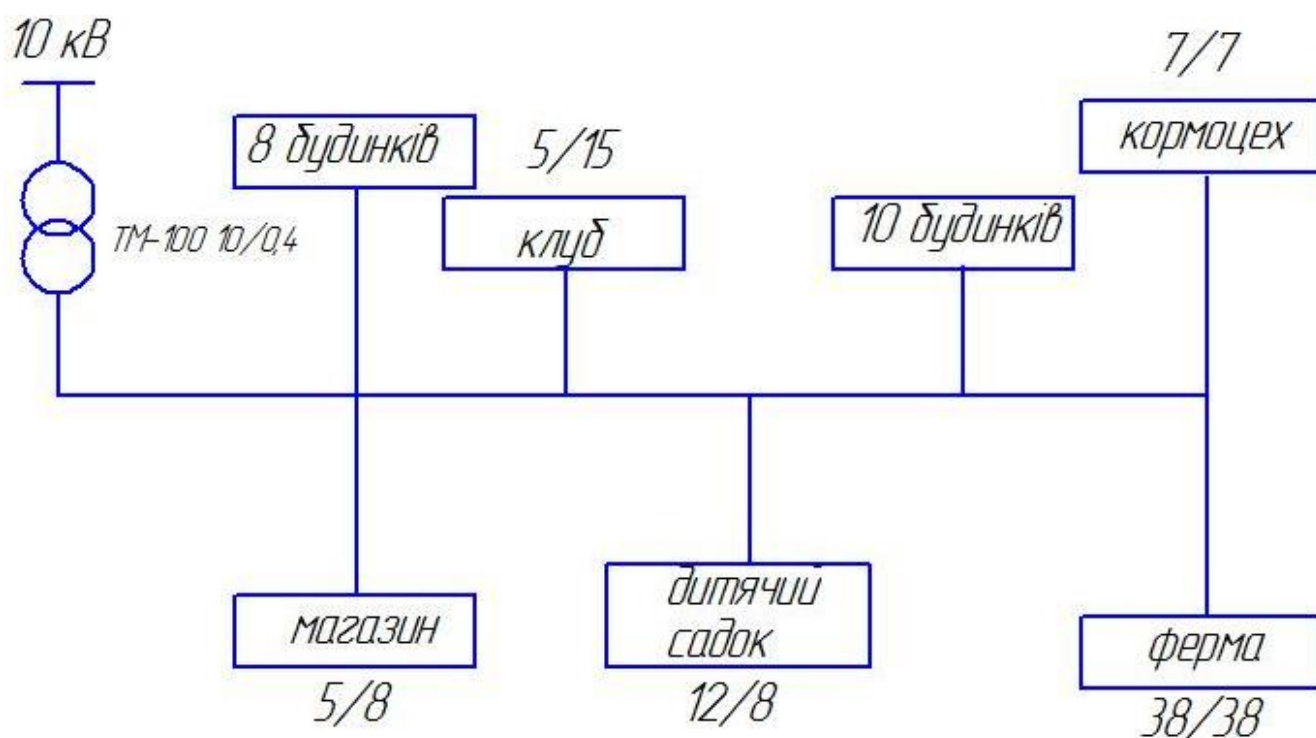


Рисунок 5.1 – Традиційна схема електропостачання сільського господарства

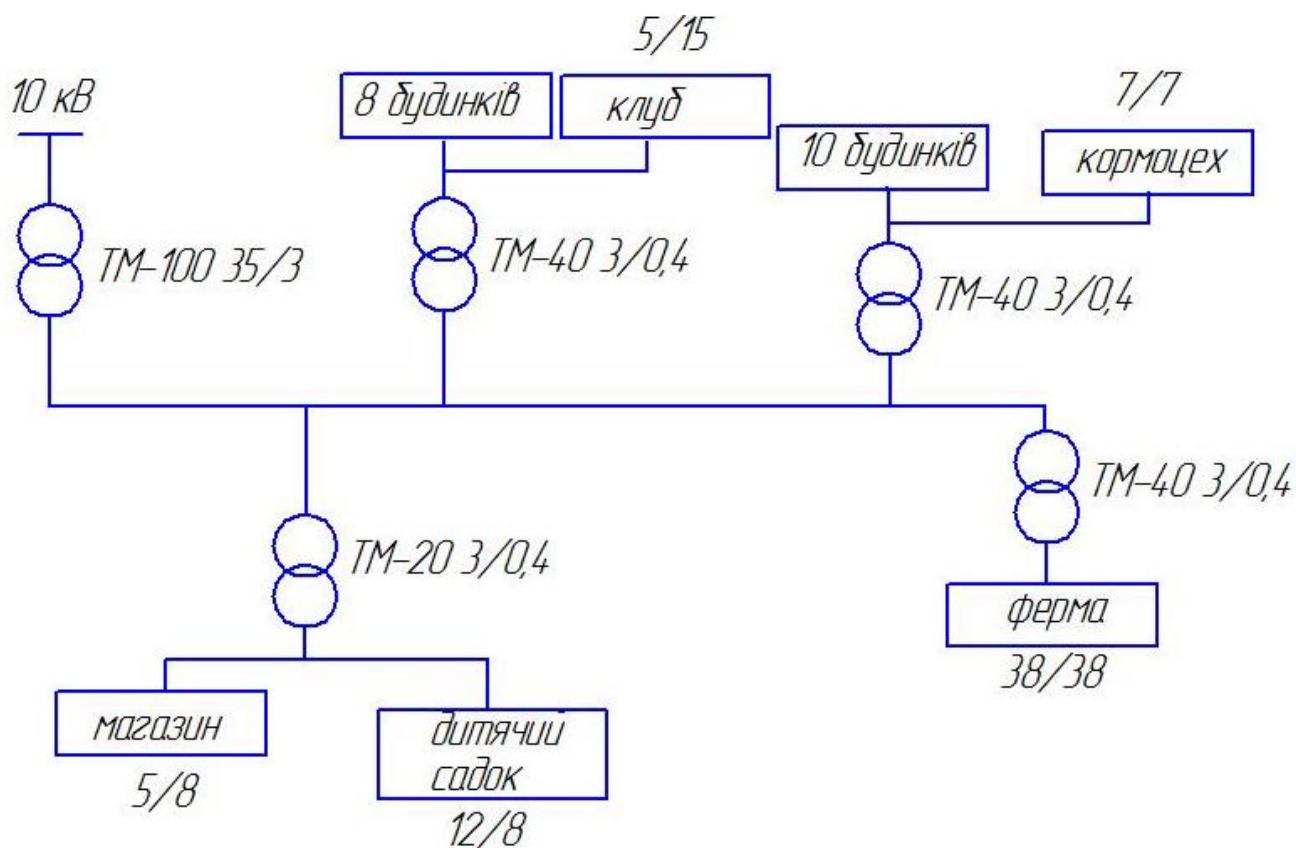


Рисунок 5.2 – Нова схема електропостачання сільського господарства (схема глибокого введення)

Таблиця 5.1. Розрахункові навантаження виробничих та громадських будівель

Споживач	S_{∂} , кВА	S_B , кВА
Магазин	5	8
Клуб на 100 місць	5	15
Дитячий садок	12	8
Кормоцех	7	7
Ферма	38	38

5. Розрахункові навантаження для денного і вечірнього максимуму на ділянках повітряної лінії знаходять по формулі (5.1) і за додатком 9 з [5]:

$$S_{0-1} = S_1 + \Delta S_2, \text{ якщо } S_1 > S_2 \quad (5.1)$$

$$S_{Д8-10} = S_{\Phi} + \Delta S_{\text{корм}} = 38 + 4.2 = 42.2 \text{ кВА};$$

$$S_{Д6-8} = S_{Д10} + \Delta S_{Б10Д} = 42.2 + 5 = 47.2 \text{ кВА};$$

$$S_{В8-10} = S_{\Phi} + \Delta S_{\text{корм}} = 38 + 4.2 = 42.2 \text{ кВА};$$

$$S_{В6-8} = S_{Д10} + \Delta S_{Б10В} = 42.2 + 8.5 = 50.7 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків повітряних ліній зведені в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2. Розрахункові навантаження повітряних ліній

Ділянка повітряної лінії	S_{∂} , кВА	S_B , кВА
0-1	62.9	74.8
1-2	5.9	11.8
1-3	5	8
1-4	57.5	64.7
4-5	5	15
4-6	54.5	55.5
6-7	12	8
6-8	47.2	50.7
8-9	8.38	13.97
8-10	42.2	42.2

Продовження таблиці 5.2.

10-11	7	7
10-12	38	38

6. Сумарне розрахункове навантаження на введенні ТП 10/0 .4 з урахуванням вуличного освітлення:

$$S_{ТПд} = 62.9 \text{ кВА};$$

$$S_{ТПв} = 74.8 + S_{осв} = 78.4 \text{ кВА};$$

Навантаження вуличного освітлення розраховують згідно з додатком 3 із [5]:

$$S_{осв} = S_o * L = 4 * 1000 = 4 \text{ кВА}.$$

Потужність трансформатора на ТП 10/0 .4 вибираємо по найбільшому максимуму навантаження, тобто по вечірньому. Для цієї схеми вибираємо трансформатор ТМ-100 10/0 ,4.

7. Втрати електричної енергії в лінії розраховуємо за формулою:

$$\Delta W = 3 * I^2 * r_0 * L * \tau * 10^{-6}, \text{ кВт} * \text{год} \quad (5.2)$$

де I – найбільший струм на частині лінії; r_0 - опір лінії; L – довжина лінії; τ – час втрат.

Результати розрахунків втрат електричної енергії приведені в таблицях 5.3 і 5.4.

Таблиця 5.3. Втрати електричної енергії денного максимуму

Ділянка	N, шт	S, кВА	I, А	L, м	F, мм ²	r_0 , мОм/м	T_{max} , год	τ , год	ΔW , кВт•год
0-1	1	62,9	95,57	264	50	0,67	577	289	1741,7
1-2	1	5,9	8,96	21	4	8,35	577	289	48,9
1-3	1	5	7,60	25	4	8,35	577	289	26,8
1-4	1	57,5	87,36	254	50	0,67	577	289	1426,7
4-5	1	5	7,60	17	4	8,35	577	289	15,9
4-6	1	54,5	82,80	83	50	0,67	577	289	301,7
6-7	1	12	18,23	30	4	8,35	577	289	32,1
6-8	1	47,2	71,71	112	50	0,67	577	289	386,3
8-9	1	8,38	12,73	14	16	2,08	577	289	11,4
8-10	1	42,2	64,12	96	16	2,08	577	289	229,4
10-11	1	7	10,64	38	4	8,35	577	289	7,8

Продовження таблиці 5.4.

Всього по ТП з урахуванням втрат									9368,8
Втрати в ПЛ 10 кВ			4,32	1000	50	0,67			20,76
			Всього втрат в системі електропостачання						9389,58

Варіант №2

Аналогічно до розрахунку втрат традиційної схеми електропостачання проводимо розрахунок для запропонованої нової схеми електропостачання сільського господарства. Результати розрахунків з 1 – 5-тий пункти будуть однакові для обох схем.

5. Розрахункові навантаження для денного і вечірнього максимуму на ділянках повітряної лінії знаходять по формулі (5.1) і за додатком 9 з [5]:

$$S_{0-1} = S_1 + \Delta S_2, \text{ якщо } S_1 > S_2 \quad (5.1)$$

$$S_{Д 9-10} = S_{Б 10д} + \Delta S_{\text{корм}} = 8.38 + 4.2 = 12.58 \text{ кВА};$$

$$S_{Д 5-6} = S_{Б 8д} + \Delta S_{\text{к}} = 5.9 + 3 = 8.9 \text{ кВА};$$

$$S_{В 9-10} = S_{Б 10в} + \Delta S_{\text{корм}} = 13.97 + 4.2 = 18.17 \text{ кВА};$$

$$S_{В 5-6} = S_{\text{к}} + \Delta S_{Б 8в} = 15 + 7.3 = 22.3 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків повітряних ліній зведені в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5. Розрахункові навантаження повітряних ліній

Ділянка повітряної лінії	$S_{\text{д}}$, кВА	$S_{\text{в}}$, кВА
0-1	59.9	70
1-2	15	12.8
2-3	5	8

Продовження таблиці 5.5.

2-4	12	8
1-5	50.7	62.8
5-6	8.9	22.3
6-7	5.9	11.8
6-8	5	15
5-9	45.3	49.2
9-10	12.58	18.17
10-11	8.38	13.97
10-12	7	7
9-13	38	38

6. Сумарне розрахункове навантаження на введенні ТП 10/0 .4 з урахуванням вуличного освітлення:

$$S_{\text{ТПд}} = 59.9 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{ТПв}} = 70 + S_{\text{осв}} = 74 \text{ кВА};$$

Навантаження вуличного освітлення розраховують згідно з додатком 3 із [5]:

$$S_{\text{осв}} = S_0 * L = 4 * 1000 = 4 \text{ кВА}.$$

Потужність трансформатора на ТП 10/0 .4 вибираємо по найбільшому максимуму навантаження, тобто по вечірньому. Для цієї схеми вибираємо трансформатор ТМ-100 35/3. А також вибираємо трансформатори глибокого введення ТП 3/0.4. Для ділянки 1-2 вибираємо трансформатор ТМ-20 3/0.4, для ділянки 9-10,5-6,9-13 вибираємо трансформатор ТМ-40 3/0.4, виходячи з потужності що споживають споживачі.

7. Результати розрахунків втрат електричної енергії приведені в таблицях 5.6 і 5.7.

Продовження таблиці 5.6.

Всього втрат в мережі 0,4 кВ									712,8
Всього втрат в ТП									6634,7
Втрати в ПЛ 3 кВ									
Л1	1	59,9	91,0	109	50	0,67	576,9	289,2	524,8
Л2	1	50,7	77,0	98	50	0,67	576,9	289,2	338,0
Л3	1	45,3	68,8	76	50	0,67	576,9	289,2	209,3
Л4	1	38	57,7	59	50	0,67	576,9	289,2	114,3
									1186,4
			Всього втрат в системі електропостачання						8533,76

Таблиця 5.7. Втрати електричної енергії вечірнього максимуму

Ділянка	N, шт	S, кВА	I, А	L, м	F, мм ²	г ₀ , мОм/м	T _{max} , год	τ, год	ΔW, кВт•год
ТП-1									
1-2	1	12,8	19,4	5	6	5,55	577	289	16,6
2-3	1	8	12,2	7	6	5,55	577	289	5,0
2-4	1	8	12,2	285	6	5,55	577	289	202,7
Всього по ТП-1 3/0,4 кВ	3	12,8	19,4				854,8	384,4	224,3
Втрати в тр-рі ТП (ТМ-20)									1611
ТП-2									
5-6	1	22,3	33,9	5	10	3,33	577	289,2	16,6
6-7	1	11,8	17,9	250	6	5,55	577	289,2	386,9
6-8	1	15	22,8	4	6	5,55	577	289,2	10,0

Продовження таблиці 5.7.

Всього по ТП-2 3/0,4 кВ	3	22,3	33,9				855	384,4	413,5
Втрати в тр-рі ТП (ТМ-40)									1682
ТП-3									
9-10	1	18,17	27,6	10	10	3,33	577	289,2	22,0
10-11	1	13,97	21,2	10	6	5,55	577	289,2	21,7
10-12	1	7	10,6	10	4	8,35	577	289,2	8,2
Всього по ТП-3 3/0,4 кВ	3	18,17	27,6				855	384,4	51,9
Втрати в тр-рі ТП (ТМ-40)									1647
ТП-4									
сен.13	1	38	57,7	10	16	2,08	577	289,2	60,2
Всього по ТП-4 3/0,4 кВ	1	38					577	289,2	60,2
Втрати в тр-рі ТП (ТМ-40)									1806
Всього втрат в мережі 0,4 кВ									749,8
Всього втрат в ТП									6746,5
Втрати в ПЛ 3 кВ									
Л1	1	70	106,4	109	50	0,67	577	289	716,7
Л2	1	62,8	95,4	98	50	0,67	577	289	518,6
Л3	1	49,2	74,8	76	50	0,67	577	289	246,8
Л4	1	38	57,7	59	50	0,67	577	289	114,3
									1596,4
			Всього втрат в системі електропостачання						9092,71

5.2. Розрахунок схеми електропостачання 10 кВ

Як показує вітчизняний і зарубіжний досвід, кризові явища в країні в цілому і в енергетиці зокрема негативним чином впливають на такий важливий показник енергетичної ефективності передачі і розподілу електроенергії, як її втрати в електричних мережах.

Наднормативні втрати електроенергії в електричних мережах - це прямі фінансові збитки електромережових компаній. Економію від зниження втрат можна було б спрямувати на технічне переоснащення мереж; збільшення зарплати персоналу; вдосконалення організації передачі і розподілу електроенергії; підвищення надійності і якості електропостачання споживачів; зменшення тарифів на електроенергію.

Для аналізу втрат електричної мережі розглянемо схему електропостачання сільського господарства 10 кВ що зображенна на рис.5.3. Потужність яку споживають споживачі цієї схеми $S_p=2000-2500$ кВА. Як приклад візьмемо приблизну схему електропостачання смт.Новомиргород. Трансформатори, що встановлені на схемі приведені в таблиці 5.8.

Таблиця 5.8. Технічні та розрахункові дані трансформаторів схеми електропостачання 10 кВ

ТП	S_T	K_z	S_p	P_p	Q_p	S_{pTP}	R_T	X_T
1	160	0,73	116,8	102	56	116,36	12,10	29,38
2	50	0,74	116,8	32	18	36,72	53,00	110,00
3	40	0,7	28	23	16	28,02	56,00	115,00
4	50	0,71	35,5	33	14	35,85	53,00	110,00
5	320	0,75	240	205	126	240,63	6,10	17,19
6	40	0,69	27,6	23	15	27,46	56,00	115,00
7	40	0,74	29,6	24	17	29,41	56,00	115,00
8	20	0,7	14	12	7	13,89	150,00	275,00
9	40	0,68	27,2	24	13	27,29	56,00	115,00
10	63	0,72	45,36	39	23	45,28	34,00	75,00
11	250	0,74	185	160	93	185,06	6,20	19,00
12	40	0,73	29,2	24	17	29,41	56,00	115,00
13	20	0,68	13,6	12	7	13,89	150,00	275,00
14	63	0,7	44,1	39	21	44,29	34,00	75,00
15	40	0,75	30	25	17	30,23	56,00	115,00
16	160	0,74	118,4	103	58	118,21	12,10	29,38

Продовження таблиці 5.8.

17	40	0,67	26,8	23	13	26,42	56,00	115,00
18	20	0,72	14,4	13	7	14,76	150,00	275,00
19	100	0,69	69	57	39	69,07	24,00	55,00
20	250	0,72	180	153	95	180,09	6,20	19,00
21	40	0,71	28,4	23	16	28,02	56,00	115,00
22	40	0,72	28,8	25	14	28,65	56,00	115,00
23	40	0,78	31,2	27	16	31,38	56,00	115,00
24	160	0,76	121,6	109	54	121,64	12,10	29,38
25	20	0,73	14,6	13	7	14,76	150,00	275,00
26	250	0,69	172,5	155	76	172,63	6,20	19,00
27	63	0,73	45,99	41	21	46,07	34,00	75,00
28	40	0,8	32	28	16	32,25	56,00	115,00
29	40	0,79	31,6	28	14	31,30	56,00	115,00
30	100	0,76	76	66	38	76,16	24,00	55,00
31	160	0,68	108,8	93	56	108,56	12,10	29,38
32	40	0,77	30,8	26	15	30,02	56,00	115,00

Розрахункові навантаження на ділянках повітряної лінії знаходять згідно [8] та приведені в таблиці 5.9.

Таблиця 5.9. Розрахункові навантаження на ділянках повітряної лінії та параметри лінії

Лінія	Sp	Ip	Fcr	r0	x0	L	Rл	Xл
1-34	116,36	6,73	16	1,801	0,383	1,8	3,24	0,69
2-34	36,72	2,12	16	1,801	0,383	0,6	1,08	0,23
33-34	342,36	19,79	25	1,176	0,37	2,3	2,70	0,85
41-8	13,89	0,80	16	1,801	0,383	1,1	1,98	0,42
41-7	29,41	1,70	16	1,801	0,383	0,9	1,62	0,34
40-6	27,46	1,59	16	1,801	0,383	1,9	3,42	0,73
40-41	47,41	2,74	16	1,801	0,383	1,4	2,52	0,54
42-11	185,06	10,70	16	1,801	0,383	0,4	0,72	0,15
42-10	45,28	2,62	16	1,801	0,383	0,6	1,08	0,23
39-42	217,46	12,57	16	1,801	0,383	1,2	2,16	0,46
39-9	27,29	1,58	16	1,801	0,383	0,5	0,90	0,19
38-39	235,46	13,61	16	1,801	0,383	0,7	1,26	0,27
38-40	400,46	23,15	25	1,176	0,37	2,1	2,47	0,78
37-5	240,63	13,91	16	1,801	0,383	0,8	1,44	0,31
37-38	586,46	33,90	35	0,79	0,358	0,6	0,47	0,21
35-4	35,85	2,07	16	1,801	0,383	1,2	2,16	0,46
35-3	28,02	1,62	16	1,801	0,383	1,1	1,98	0,42

Продовження таблиці 5.9.

35-36	54,65	3,16	16	1,801	0,383	1	1,80	0,38
36-37	627,46	36,27	50	0,603	0,35	1,2	0,72	0,42
34-1	116,36	6,73	16	1,801	0,383	1,8	3,24	0,69
34-2	36,72	2,12	16	1,801	0,383	0,6	1,08	0,23
34-33	142,36	8,23	16	1,801	0,383	2,3	4,14	0,88
33-36	735,46	42,51	50	0,603	0,35	2,3	1,39	0,81
48-18	14,76	0,85	16	1,801	0,383	0,5	0,90	0,19
48-16	118,21	6,83	16	1,801	0,383	2	3,60	0,77
49-20	180,09	10,41	16	1,801	0,383	1,5	2,70	0,57
49-19	69,07	3,99	16	1,801	0,383	3,2	5,76	1,23
48-49	327,09	18,91	25	1,176	0,37	1	1,18	0,37
47-17	26,42	1,53	16	1,801	0,383	1,4	2,52	0,54
47-48	344,29	19,90	25	1,176	0,37	3,5	4,12	1,30
46-15	30,23	1,75	16	1,801	0,383	2,3	4,14	0,88
46-47	364,69	21,08	25	1,176	0,37	2,8	3,29	1,04
45-14	44,29	2,56	16	1,801	0,383	1,1	1,98	0,42
45-46	396,29	22,91	25	1,176	0,37	3	3,53	1,11
44-12	29,41	1,70	16	1,801	0,383	5,1	9,19	1,95
44-13	13,89	0,80	16	1,801	0,383	0,1	0,18	0,04
43-44	38,41	2,22	16	1,801	0,383	2,3	4,14	0,88
43-45	423,09	24,46	25	1,176	0,37	2,5	2,94	0,93
59-32	30,02	1,74	16	1,801	0,383	3,2	5,76	1,23
59-31	108,56	6,28	16	1,801	0,383	0,8	1,44	0,31
58-27	46,07	2,66	16	1,801	0,383	1,1	1,98	0,42
58-28	32,25	1,86	16	1,801	0,383	1,7	3,06	0,65
57-29	31,30	1,81	16	1,801	0,383	0,6	1,08	0,23
57-30	76,16	4,40	16	1,801	0,383	1,4	2,52	0,54
57-58	147,77	8,54	16	1,801	0,383	1,9	3,42	0,73
56-59	128,96	7,45	16	1,801	0,383	2,7	4,86	1,03
56-57	243,77	14,09	16	1,801	0,383	0,1	0,18	0,04
55-26	172,63	9,98	16	1,801	0,383	0,3	0,54	0,11
55-56	376,77	21,78	25	1,176	0,37	2	2,35	0,74
54-24	121,64	7,03	16	1,801	0,383	0,1	0,18	0,04
54-25	14,76	0,85	16	1,801	0,383	2,8	5,04	1,07
53-54	131,14	7,58	16	1,801	0,383	2,5	4,50	0,96
53-55	475,77	27,50	35	0,79	0,358	1,8	1,42	0,64
52-21	28,02	1,62	16	1,801	0,383	2,2	3,96	0,84
52-22	28,65	1,66	16	1,801	0,383	4,2	7,56	1,61
51-23	31,38	1,81	16	1,801	0,383	2,2	3,96	0,84
51-52	47,45	2,74	16	1,801	0,383	1,5	2,70	0,57
50-51	68,65	3,97	16	1,801	0,383	1	1,80	0,38

Продовження таблиці 5.9.

50-53	526,17	30,41	35	0,79	0,358	3,4	2,69	1,22
33-60	735,46	42,51	50	0,603	0,35	2	1,21	0,70
43-60	423,09	24,46	25	1,176	0,37	1,8	2,12	0,67
50-60	526,17	30,41	35	0,79	0,358	2,5	1,98	0,90

Розрахунок втрат схеми електропостачання 10 кВ був проведений в програмі QED і представлений в таблиці 5.10.

Таблиця 5.10. Розрахунок втрат схеми електропостачання 10 кВ

1 - вітка

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	33	3	10.5	0	0	0	0

N - У з л ы

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	10	0	0	0	0
N	2	1	10	0	0	0	0
N	3	1	10	0	0	0	0
N	4	1	10	0	0	0	0
N	5	1	0.4	0.102	0.056	0	0
N	6	1	0.4	0.032	0.018	0	0
N	7	1	10	0	0	0	0
N	8	1	10	0	0	0	0
N	9	1	10	0	0	0	0
N	10	1	10	0	0	0	0
N	11	1	0.4	0.023	0.016	0	0
N	12	1	0.4	0.033	0.014	0	0
N	13	1	10	0	0	0	0
N	14	1	10	0	0	0	0
N	15	1	10	0	0	0	0
N	16	1	10	0	0	0	0
N	17	1	10	0	0	0	0
N	18	1	10	0	0	0	0
N	19	1	10	0	0	0	0
N	20	1	10	0	0	0	0
N	21	1	0.4	0.024	0.013	0	0
N	22	1	0.4	0.039	0.023	0	0
N	23	1	0.4	0.16	0.093	0	0
N	24	1	0.4	0.205	0.126	0	0

Продовження таблиці 5.10.

N	25	1	10	0	0	0	0
N	26	1	10	0	0	0	0
N	27	1	10	0	0	0	0
N	28	1	10	0	0	0	0
N	29	1	10	0	0	0	0
N	30	1	0.4	0.023	0.015	0	0
N	31	1	0.4	0.024	0.017	0	0
N	32	1	0.4	0.012	0.007	0	0

L - Ветви, линии

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	33	1	1.21	0.7	0
L	1	2	2.7	0.85	0
L	2	3	1.08	0.23	0
L	2	4	3.24	0.69	0
L	1	7	1.39	0.81	0
L	7	9	1.8	0.38	0
L	9	8	1.98	0.42	0
L	9	10	2.16	0.46	0
L	7	13	0.72	0.42	0
L	13	14	1.44	0.31	0
L	13	15	0.47	0.21	0
L	15	16	1.26	0.27	0
L	16	17	0.9	0.19	0
L	16	18	2.16	0.46	0
L	18	19	1.08	0.23	0
L	18	20	0.72	0.15	0
L	15	25	2.47	0.78	0
L	25	26	3.42	0.73	0
L	25	27	2.52	0.54	0
L	27	28	1.62	0.34	0
L	27	29	1.98	0.42	0

T - Трансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _H [кВ]	U _B [кВ]
T	6	3	53	110	0.4	10
T	5	4	12.1	29.38	0.4	10
T	11	8	56	115	0.4	10
T	12	10	53	110	0.4	10
T	21	17	56	115	0.4	10
T	22	19	34	75	0.4	10
T	23	20	6.2	19	0.4	10
T	24	14	6.1	17.19	0.4	10
T	30	26	56	115	0.4	10

Продовження таблиці 5.10.

T	31	28	56	115	0.4	10
T	32	29	150	275	0.4	10

И н ф о р м а ц и я п о у з л а м						
N	V	dV	P	Q	Pg	
Qb						
33	10.50	0.0	-0.710	-0.438	0.000	
0.000						
1	10.39	0.0	-0.000	-0.000	0.000	
0.000						
2	10.35	0.1	-0.000	0.000	0.000	
0.000						
3	10.34	0.1	-0.000	-0.000	0.000	
0.000						
4	10.31	0.1	0.000	-0.000	0.000	
0.000						
5	0.40	-1.2	0.102	0.056	0.000	
0.000						
6	0.40	-1.3	0.032	0.018	0.000	
0.000						
7	10.29	0.0	-0.000	-0.000	0.000	
0.000						
8	10.27	0.1	-0.000	0.000	0.000	
0.000						
9	10.27	0.1	0.000	-0.000	0.000	
0.000						
10	10.27	0.1	-0.000	0.000	0.000	
0.000						
11	0.40	-0.9	0.023	0.016	0.000	
0.000						
12	0.40	-1.6	0.033	0.014	0.000	
0.000						
13	10.24	0.0	0.000	0.000	0.000	
0.000						
14	10.20	0.1	0.000	-0.000	0.000	
0.000						
15	10.22	0.1	-0.000	-0.000	0.000	
0.000						
16	10.19	0.1	-0.000	0.000	0.000	
0.000						
17	10.19	0.1	-0.000	-0.000	0.000	
0.000						
18	10.14	0.2	-0.000	-0.000	0.000	
0.000						
19	10.14	0.2	0.000	0.000	0.000	
0.000						
20	10.13	0.2	-0.000	-0.000	0.000	
0.000						

Продовження таблиці 5.10.

21	0.40	-1.0	0.024	0.013	0.000
0.000					
22	0.39	-1.0	0.039	0.023	0.000
0.000					
23	0.39	-1.2	0.160	0.093	0.000
0.000					
24	0.39	-1.5	0.205	0.126	0.000
0.000					
25	10.20	0.1	0.000	-0.000	0.000
0.000					
26	10.19	0.1	0.000	0.000	0.000
0.000					
27	10.19	0.1	0.000	-0.000	0.000
0.000					
28	10.19	0.1	0.000	0.000	0.000
0.000					
29	10.19	0.1	0.000	-0.000	0.000
0.000					
30	0.40	-0.9	0.023	0.015	0.000
0.000					
31	0.39	-0.9	0.024	0.017	0.000
0.000					
32	0.39	-1.2	0.012	0.007	0.000
0.000					

Баланс по пассивн. элем-м	0.032578	0.040139	0.000
---------------------------	----------	----------	-------

0.000

"+" потребление, "-" генерация

И н ф о р м а ц и я п о в е т в я м					
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21
33	1	-0.710	-0.438	0.702	0.434
0.007633					
1	2	-0.137	-0.080	0.137	0.080
0.000632					
2	3	-0.033	-0.019	0.033	0.019
0.000015					
2	4	-0.104	-0.060	0.104	0.060
0.000437					
1	7	-0.565	-0.354	0.559	0.351
0.005718					
7	9	-0.057	-0.032	0.057	0.032
0.000074					
9	8	-0.023	-0.017	0.023	0.017
0.000016					
9	10	-0.034	-0.015	0.034	0.015
0.000028					

Продовження таблиці 5.10.

7	13	-0.502	-0.318	0.499	0.317
0.002401					
13	14	-0.209	-0.136	0.209	0.136
0.000859					
13	15	-0.290	-0.180	0.289	0.180
0.000522					
15	16	-0.229	-0.139	0.228	0.138
0.000863					
16	17	-0.024	-0.014	0.024	0.014
0.000007					
16	18	-0.203	-0.125	0.202	0.124
0.001184					
18	19	-0.040	-0.025	0.040	0.025
0.000023					
18	20	-0.162	-0.100	0.162	0.100
0.000254					
15	25	-0.060	-0.042	0.060	0.041
0.000127					
25	26	-0.023	-0.016	0.023	0.016
0.000026					
25	27	-0.037	-0.026	0.037	0.026
0.000049					
27	28	-0.025	-0.018	0.024	0.018
0.000014					
27	29	-0.012	-0.008	0.012	0.008
0.000004					
6	3	0.032	0.018	-0.033	-0.019
0.000719					
5	4	0.102	0.056	-0.104	-0.060
0.001632					
11	8	0.023	0.016	-0.023	-0.017
0.000444					
12	10	0.033	0.014	-0.034	-0.015
0.000690					
21	17	0.024	0.013	-0.024	-0.014
0.000426					
22	19	0.039	0.023	-0.040	-0.025
0.000722					
23	20	0.160	0.093	-0.162	-0.100
0.002191					
24	14	0.205	0.126	-0.209	-0.136
0.003638					
30	26	0.023	0.015	-0.023	-0.016
0.000432					
31	28	0.024	0.017	-0.024	-0.018
0.000499					
32	29	0.012	0.007	-0.012	-0.008
0.000301					

Суммарные потери активной мощности:

0.032578

Продовження таблиці 5.10.

Press any key to end!

2 - вітка

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	26	3	10.5	0	0	0	0

N - У з л ы

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	10	0	0	0	0
N	2	1	10	0	0	0	0
N	3	1	10	0	0	0	0
N	4	1	0.4	0.024	0.017	0	0
N	5	1	10	0	0	0	0
N	6	1	0.4	0.012	0.007	0	0
N	7	1	10	0	0	0	0
N	8	1	10	0	0	0	0
N	9	1	0.4	0.039	0.021	0	0
N	10	1	10	0	0	0	0
N	11	1	10	0	0	0	0
N	12	1	0.4	0.025	0.017	0	0
N	12	1	0.4	0.025	0.017	0	0
N	13	1	10	0	0	0	0
N	14	1	10	0	0	0	0
N	15	1	0.4	0.023	0.013	0	0
N	16	1	10	0	0	0	0
N	17	1	10	0	0	0	0
N	18	1	0.4	0.103	0.058	0	0
N	19	1	10	0	0	0	0
N	20	1	10	0	0	0	0
N	21	1	0.4	0.153	0.095	0	0
N	22	1	10	0	0	0	0
N	23	1	0.4	0.057	0.039	0	0
N	24	1	10	0	0	0	0
N	25	1	0.4	0	0	0	0

L - Ветви, линии

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	26	1	2.12	0.67	0
L	1	2	4.14	0.88	0
L	2	3	9.19	1.95	0
L	2	5	0.18	0.04	0
L	1	7	2.94	0.93	0
L	7	8	1.98	0.42	0
L	7	10	3.53	1.11	0
L	10	11	4.14	0.88	0

Продовження таблиці 5.10.

L	10	13	3.29	1.04	0
L	13	14	2.52	0.54	0
L	13	16	4.12	1.3	0
L	16	17	3.6	0.77	0
L	16	19	1.18	0.37	0
L	19	20	2.7	0.57	0
L	19	22	5.76	1.23	0
L	16	24	0.9	0.19	0

Т - Трансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _н [кВ]	U _в [кВ]
T	4	3	56	115	0.4	10
T	6	5	150	275	0.4	10
T	9	8	34	75	0.4	10
T	12	11	56	115	0.4	10
T	15	14	56	115	0.4	10
T	18	17	12.1	29.38	0.4	10
T	23	22	24	55	0.4	10
T	21	20	6.2	19	0.4	10
T	25	24	150	275	0.4	10

И н ф о р м а ц и я п о у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg
Qb					
25	10.50	0.0	-0.710	-0.438	0.000
0.000					
1	10.39	0.0	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
2	10.35	0.1	-0.000	0.000	0.000
0.000					
3	10.34	0.1	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
4	10.31	0.1	0.000	-0.000	0.000
0.000					
5	0.40	-1.2	0.102	0.056	0.000
0.000					
6	0.40	-1.3	0.032	0.018	0.000
0.000					
7	10.29	0.0	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
7	10.24	0.4	0.000	0.000	0.000
0.000					
8	10.23	0.4	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
9	0.40	-0.9	0.039	0.021	0.000
0.000					
10	10.08	0.6	-0.000	-0.000	0.000
0.000					

Продовження таблиці 5.10.

11	10.06	0.6	0.000	0.000	0.000
0.000					
12	0.39	-0.5	0.025	0.017	0.000
0.000					
13	9.94	0.8	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
14	9.93	0.8	0.000	0.000	0.000
0.000					
15	0.39	-0.3	0.023	0.013	0.000
0.000					
16	9.77	1.1	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
17	9.73	1.2	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
18	0.38	-0.3	0.103	0.058	0.000
0.000					
19	9.74	1.1	0.000	-0.000	0.000
0.000					
20	9.69	1.2	-0.000	0.000	0.000
0.000					
21	0.38	-0.2	0.153	0.095	0.000
0.000					
22	9.70	1.2	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
23	0.37	-0.2	0.057	0.039	0.000
0.000					
24	9.77	1.1	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
25	0.39	1.1	-0.000	-0.000	0.000
0.000					

Баланс по пассивн. элем-м	0.043387	0.030601	0.000
0.000			

"+" потребление, "-" генерация
Press any key one more.

И н ф о р м а ц и я п о в е т в я м					
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21
25	1	-0.710	-0.438	0.702	0.434
0.007633					
1	2	-0.137	-0.080	0.137	0.080
0.000632					
2	3	-0.033	-0.019	0.033	0.019
0.000015					
2	5	-0.012	-0.008	0.012	0.008
0.000000					
1	7	-0.436	-0.270	0.429	0.268
0.007180					

Продовження таблиці 5.10.

7	8	-0.040	-0.022	0.040	0.022	
0.000039						
7	10	-0.389	-0.245	0.382	0.243	
0.007137						
10	11	-0.026	-0.018	0.026	0.018	
0.000040						
10	13	-0.357	-0.225	0.351	0.223	
0.005764						
13	14	-0.023	-0.014	0.023	0.014	
0.000019						
13	16	-0.328	-0.209	0.321	0.207	
0.006304						
16	17	-0.105	-0.063	0.105	0.063	
0.00056						
16	19	-0.216	-0.145	0.215	0.144	0.000833
19	20	-0.156	-0.102	0.155	0.102	
0.000992						
19	22	-0.059	-0.042	0.058	0.042	
0.000316						
16	24	0.000	0.000	-0.000	-0.000	
0.000000						
4	3	0.024	0.017	-0.024	-0.018	
0.000483						
6	5	0.012	0.007	-0.012	-0.008	
0.000290						
9	8	0.039	0.021	-0.040	-0.022	
0.000676						
12	11	0.025	0.017	-0.026	-0.018	
0.000542						
15	14	0.023	0.013	-0.023	-0.014	
0.000421						
18	17	0.103	0.058	-0.105	-0.063	
0.001908						
23	22	0.057	0.039	-0.058	-0.042	
0.001317						
21	20	0.153	0.095	-0.155	-0.102	
0.002278						
25	24	-0.000	-0.000	0.000	0.000	
0.000000						

Суммарные потери активной мощности:

0.043387

Press any key to end!

3 - вітка

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
---	----	----	----	----	----	----

Продовження таблиці 5.10.

S 35 3 10.5 0 0 0 0

N - У з л ы

	N	pr	V	P	Q	G	B
N 1	1	1	10	0	0	0	0
N 2	1	1	10	0	0	0	0
N 3	1	1	10	0	0	0	0
N 4	1	1	0.4	0.027	0.016	0	0
N 5	1	1	10	0	0	0	0
N 6	1	1	10	0	0	0	0
N 7	1	1	0.4	0.025	0.014	0	0
N 8	1	1	10	0	0	0	0
N 9	1	1	0.4	0.023	0.016	0	0
N 10	1	1	10	0	0	0	0
N 11	1	1	10	0	0	0	0
N 12	1	1	10	0	0	0	0
N 13	1	1	0.4	0.013	0.007	0	0
N 14	1	1	10	0	0	0	0
N 15	1	1	0.4	0.109	0.054	0	0
N 16	1	1	10	0	0	0	0
N 17	1	1	10	0	0	0	0
N 18	1	1	0.4	0.155	0.076	0	0
N 19	1	1	10	0	0	0	0
N 20	1	1	10	0	0	0	0
N 21	1	1	10	0	0	0	0
N 22	1	1	0.4	0.066	0.038	0	0
N 23	1	1	10	0	0	0	0
N 24	1	1	0.4	0.028	0.014	0	0
N 25	1	1	10	0	0	0	0
N 26	1	1	10	0	0	0	0
N 27	1	1	0.4	0.028	0.016	0	0
N 28	1	1	10	0	0	0	0
N 29	1	1	0.4	0.041	0.021	0	0
N 30	1	1	10	0	0	0	0
N 31	1	1	10	0	0	0	0
N 32	1	1	0.4	0.093	0.056	0	0
N 33	1	1	10	0	0	0	0
N 34	1	1	0.4	0.026	0.015	0	0

L - Ветви, линии

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 35	1	1	1.98	0.9	0
L 1	2	2	1.8	0.38	0
L 2	3	3	3.96	0.84	0
L 2	5	5	2.7	0.57	0
L 5	6	6	7.56	1.61	0

Продовження таблиці 5.10.

L	5	8	3.96	0.84	0
L	1	10	2.69	1.12	0
L	10	11	4.5	0.96	0
L	11	12	5.04	1.07	0
L	11	14	0.18	0.04	0
L	10	16	1.42	0.64	0
L	16	17	0.54	0.11	0
L	16	19	2.35	0.74	0
L	19	20	0.18	0.04	0
L	20	21	2.52	0.54	0
L	20	23	1.08	0.23	0
L	20	25	3.42	1.98	0
L	25	26	3.06	0.65	0
L	25	28	1.98	0.42	0
L	19	30	4.86	1.03	0
L	30	31	1.44	0.31	0
L	30	33	5.76	1.23	0

Т - Трансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _н [кВ]	U _в [кВ]
T	4	3	56	115	0.4	10
T	7	6	56	115	0.4	10
T	9	8	56	115	0.4	10
T	13	12	150	275	0.4	10
T	15	14	12.1	29.38	0.4	10
T	18	17	6.2	19	0.4	10
T	22	21	24	55	0.4	10
T	24	23	56	115	0.4	10
T	27	26	56	115	0.4	10
T	29	28	34	75	0.4	10
T	32	31	12.1	29.38	0.4	10
T	34	33	56	115	0.4	10

И н ф о р м а ц и я п о у з л а м						
N	V	dV	P	Q	Pg	
Qb						
35	10.50	0.0	-0.710	-0.438	0.000	
0.000						
1	10.39	0.0	-0.000	-0.000	0.000	
0.000						
2	10.35	0.1	-0.000	0.000	0.000	
0.000						
3	10.34	0.1	-0.000	-0.000	0.000	
0.000						
4	10.31	0.1	0.000	-0.000	0.000	
0.000						
5	0.40	-1.2	0.102	0.056	0.000	
0.000						

Продовження таблиці 5.10.

6	0.40	-1.3	0.032	0.018	0.000
0.000					
7	10.29	0.0	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
8	10.27	0.1	-0.000	0.000	0.000
0.000					
9	10.27	0.1	0.000	-0.000	0.000
0.000					
10	10.27	0.1	-0.000	0.000	0.000
0.000					
11	0.40	-0.9	0.023	0.016	0.000
0.000					
12	0.40	-1.6	0.033	0.014	0.000
0.000					
13	10.24	0.0	0.000	0.000	0.000
0.000					
14	10.20	0.1	0.000	-0.000	0.000
0.000					
15	10.22	0.1	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
16	10.07	0.2	0.000	0.000	0.000
0.000					
17	10.06	0.3	0.000	0.000	0.000
0.000					
18	0.39	-1.2	0.155	0.076	0.000
0.000					
19	9.99	0.4	-0.000	0.000	0.000
0.000					
20	9.99	0.4	-0.000	0.000	0.000
0.000					
21	9.97	0.4	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
22	0.38	-1.2	0.066	0.038	0.000
0.000					
23	9.98	0.4	0.000	-0.000	0.000
0.000					
24	0.39	-1.1	0.028	0.014	0.000
0.000					
25	9.95	0.4	-0.000	0.000	0.000
0.000					
26	9.94	0.4	-0.000	0.000	0.000
0.000					
27	0.38	-1.0	0.028	0.016	0.000
0.000					
28	9.95	0.4	0.000	0.000	0.000
0.000					
29	0.39	-1.0	0.041	0.021	0.000
0.000					
30	9.92	0.5	0.000	-0.000	0.000
0.000					

Продовження таблиці 5.10.

31	9.91	0.5	-0.000	-0.000	0.000
0.000					
32	0.38	-0.7	0.093	0.056	0.000
0.000					
33	9.91	0.5	0.000	0.000	0.000
0.000					
34	0.38	-0.8	0.026	0.015	0.000
0.000					

Баланс по пассивн. элем-м	0.043187	0.039639	0.000
0.000			

"+" потребление, "-" генерация

Press any key one more.

И н ф о р м а ц и я п о в е т в я м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21
35	1	-0.710	-0.438	0.702	0.434
0.007633					
1	2	-0.137	-0.080	0.137	0.080
0.000632					
2	3	-0.033	-0.019	0.033	0.019
0.000015					
2	4	-0.104	-0.060	0.104	0.060
0.000437					
1	7	-0.565	-0.354	0.559	0.351
0.005718					
7	9	-0.057	-0.032	0.057	0.032
0.000074					
9	8	-0.023	-0.017	0.023	0.017
0.000016					
9	10	-0.034	-0.015	0.034	0.015
0.000028					
7	13	-0.502	-0.318	0.499	0.317
0.002401					
13	14	-0.209	-0.136	0.209	0.136
0.000859					
13	15	-0.290	-0.180	0.289	0.180
0.000522					
15	16	-0.229	-0.139	0.228	0.138
0.000863					
16	17	-0.024	-0.014	0.024	0.014
0.000007					
16	18	-0.203	-0.125	0.202	0.124
0.001184					
16	19	-0.292	-0.174	0.289	0.173
0.002677					
19	20	-0.167	-0.097	0.167	0.097
0.000067					

Продовження таблиці 5.10.

20	21	-0.068	-0.042	0.068	0.041
0.000159					
20	23	-0.029	-0.015	0.029	0.015
0.000011					
20	25	-0.071	-0.040	0.070	0.040
0.000227					
25	26	-0.029	-0.017	0.029	0.017
0.000035					
25	28	-0.042	-0.023	0.042	0.023
0.000045					
19	30	-0.122	-0.076	0.121	0.076
0.001011					
30	31	-0.095	-0.060	0.095	0.060
0.000184					
30	33	-0.027	-0.016	0.027	0.016
0.000057					
4	3	0.027	0.016	-0.028	-0.017
0.000554					
7	6	0.025	0.014	-0.025	-0.015
0.000461					
9	8	0.023	0.016	-0.023	-0.017
0.000441					
13	12	0.013	0.007	-0.013	-0.008
0.000349					
15	14	0.109	0.054	-0.111	-0.059
0.001869					
18	17	0.155	0.076	-0.157	-0.082
0.001919					
22	21	0.066	0.038	-0.068	-0.041
0.001517					
24	23	0.028	0.014	-0.029	-0.015
0.000589					
27	26	0.028	0.016	-0.029	-0.017
0.000634					
29	28	0.041	0.021	-0.042	-0.023
0.000777					
32	31	0.093	0.056	-0.095	-0.060
0.001542					
34	33	0.026	0.015	-0.027	-0.016
0.000551					

Суммарные потери активной мощности:

0.043187

Визначаємо сумарні втрати активної потужності всієї схеми електропостачання 10 кВ:

$$P_{\text{сх}} = P_1 + P_2 + P_3 = 32.58 + 43.39 + 43.19 = 119.158 \text{ кВт}$$

Розглянувши схему електропостачання 10 кВ можна сказати, що існує багато способів зменшення втрат електричної енергії і деякі з них були розглянуті в пункті 2.3, але основним із методів залишається зміна схеми постачання на більш сучаснішу і якщо проаналізувати всі ці дії, то можна з впевненістю сказати, що схема глибокого введення розглянута вище зменшить втрати на порядок, адже було розглянемо лише 1км мережі, а в нашій країні сільська мережа займає 80% усіх мереж.

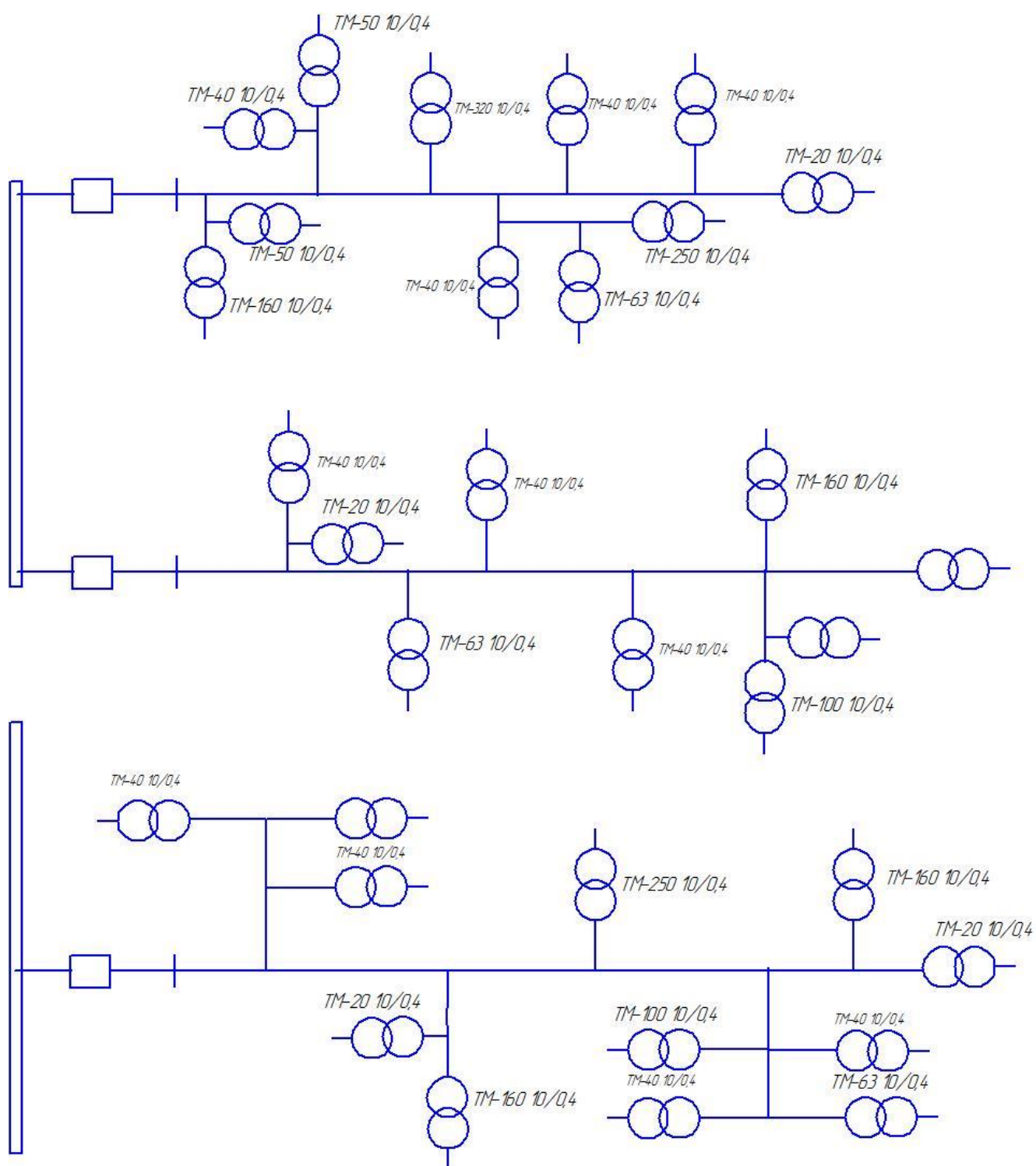


Рисунок 5.3 – Схема електропостачання сільського господарства 10 кВ

6. Визначення економічної ефективності застосування запропонованої системи електропостачання сільського господарства

Однією з головних задач енергетики є ефективне використання енергоресурсів, одним з яких є електроенергія. Саме витрати електроенергії на її транспортування від електростанцій до споживачів в Україні значно перевищують аналогічний показник країн Західної Європи. Особливо це стосується розподільчих електричних мереж 0,38 кВ, витрати в яких на сьогодні сягають 30 %, що є результатом неефективності заходів їх зменшення.

Втрати електроенергії в електричних мережах стали одним з важливих показників економічності роботи енергопостачальних компаній, характерним показником технічного стану електромереж, метрологічної відповідності розрахункових засобів вимірювальної техніки, ефективності функціонування енергетичного нагляду та збутової діяльності в електроенергетичній галузі. Незадовільний стан електричних мереж, їх невідповідність режимам електроспоживання, а також низький рівень точності приладів обліку призводить до значного зростання втрат електроенергії.

Одним із шляхів зменшення втрат є переведення розподільчих сільських мереж на підвищену напругу живлення. Для визначення переваг та економічної ефективності запропонованих заходів розглянемо два варіанта систем електропостачання.

Варіант1: Живлення споживачів відбувається від трансформаторної підстанції з трансформатором ТМ-100 10/0,4 по повітряним лініям 0,4 кВ.

Варіант 2: Живлення споживачів відбувається від трансформаторної підстанції з трансформатором ТМ-100 35/3 по повітряній лінії 3кВ. Для забезпечення споживачів електроенергією напругою 0,4 кВ передбачено встановлення КТП мачтового типу з трансформаторами ТМ 3/0,4 кВ.

Схеми електропостачання, що відповідають варіантам представлені на рисунку.5.1 та рисунку.6.2.

Кінцеве проектне рішення обирається порівнянням приведених витрат по варіантам. Оптимальним буде варіант, який забезпечує мінімум приведених витрат.

Приведені витрати по i -му варіанту:

$$Z_i = E_n K_i + C_i + C_{\text{втр } i} + Y_i, \quad (6.1)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень;

K_i – сумарні капітальні вкладення, грн.;

C_i – поточні витрати по передачі і розподілу електроенергії, грн/рік;

$C_{\text{втр } i}$ – вартість втрат електроенергії, грн. /рік;

Y_i – ймовірний збиток від перерв в електропостачанні, грн/рік.

Розрахунок капітальних вкладень проводиться додаванням вартості елементів схеми, включаючи витрати на доставку монтаж та пусконаладжувальні роботи. Якщо в схемах варіантів, що порівнюються, є однакові елементи, то при розрахунку по варіантам їх вартість не враховується.

Вартість втрат електроенергії може бути визначена за виразом:

$$C_{\text{втр}} = c_0 \Delta W, \quad (6.2)$$

де c_0 – вартість 1 кВт·год втрат, грн;

ΔW – втрати енергії в елементах мережі, кВт·год.

Збитки від порушення електропостачання споживачів визначаються за формулою :

$$Y_i = y \cdot E_n, \quad (6.3)$$

де y – питомі збитки від порушення електропостачання;

E_n – ймовірне недопостачання електроенергії:

$$E_n = q \cdot P_m \cdot T_m \cdot \varepsilon \quad (6.4)$$

де q – повна ймовірність недопостачання електроенергії;

P_m – максимальне навантаження;

ε – коефіцієнт обмеження навантаження споживача.

Для одного ланцюга схеми електропостачання повну ймовірність аварійного стану визначають як суму ймовірностей аварійного стану всіх його елементів, а

повна ймовірність простою ланцюга схеми в плановому ремонті дорівнює ймовірності простою в ремонті елемента з найбільшим t_n .

Розрахунок капіталовкладень за варіантами схем приведено в таблиці 6.1. Вартість доставки, монтажних та пусконаладжувальних робіт K_d може бути умовно прийнята у розмірі 10% від вартості електрообладнання.

Таблиця 6.1 Розрахунок капітальних вкладень

№ вар.	Найменування елемента схеми	Од ин.	Кіль-кість	Вартість, грн.		
				Один	K_d	Всього
I	ПЛ 10 кВ АС35	км	6	60350	36210	398310
	КТП ТМ-100 10/0,4	шт.	1	68900	6890	75790
	ПЛ 0,4 кВ АС50	км.	1,63	45825	7469	82164,23
	ПЛ 0,4 кВ А4-А16	км	0,852	35375	3014	33153,45
	Всього по варіанту					589417,7
II	ПЛ 35 кВ АС35	км	4	77200	30880	339680
	КТП ТМ-100 35/3	шт.	1	87750	8775	96525
	КТП ТМ-40 3/0,4	шт.	3	42000	12600	138600
	КТП ТМ-20 3/0,4	шт.	1	35500	3550	39050
	ПЛ 3 кВ АС50	км	0,283	49375	1397,313	15370,44
	ПЛ 0,4 кВ А4-А16	км	0,452	35375	1598,95	17588,45
	Всього по варіанту					646813,9

Кошторис річних експлуатаційних витрат по утриманню системи електропостачання розраховується за такими статтями:

- основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з усіма нарахуваннями;
- вартість експлуатаційних матеріалів;
- амортизаційні відрахування;
- витрати на поточний ремонт;
- інші витрати.

Основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуванням органам соціального страхування та в інші фонди:

$$Z_{\text{екс}} = Q_{\text{то}} \cdot l_{\text{ср}} \cdot K_d \left(1 + \frac{H_{\text{соц}}}{100}\right), \quad (6.5)$$

$Q_{\text{то}}$ – річна трудомісткість експлуатаційних робіт. Визначається за нормативами ПЗРОМПЕ (таблиця 6.2);

Таблиця 6.2 Розрахунок трудомісткості ремонтно-експлуатаційних робіт

[illegible]

l_{cp} – середня часова тарифна ставка робітників;

K_d – коефіцієнт, який враховує премії та усі види грошових доплат. Може бути прийнятий на рівні 1,25-1,35.

H – норматив єдиного соціального внеску;

$$Z_{екс1} = 529,18 \cdot 29,4 \cdot 1,3 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 24674,82 \text{ грн}$$

$$Z_{екс2} = 621,3 \cdot 29,4 \cdot 1,3 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 28970,22 \text{ грн}$$

Вартість експлуатаційних матеріалів може бути орієнтовно прийнята в розмірі 15% від $Z_{екс}$.

$$Z_{екс\text{мат}1} = 0,15 \cdot 24674,82 = 3701,22 \text{ грн}$$

$$Z_{екс\text{мат}2} = 0,15 \cdot 28970,22 = 4345,53 \text{ грн}$$

Амортизаційні відрахування визначають із капіталовкладень в елементи системи електропостачання та річних норм амортизації за формулою:

$$A = \frac{K \cdot H_a}{100} \quad (6.6)$$

Розрахунки подаються у таблиці 4.3.

Витрати на поточний ремонт включають в себе: основну та додаткову заробітну плату ремонтних робітників з відрахуванням органам соцстраху та інші фонди:

$$Z_p = 0,6 \cdot Q_p \cdot l_{cp} \cdot K_d \left(1 + \frac{H_{соц}}{100}\right) \quad (6.7)$$

де 0,6 – коефіцієнт, який враховує долю поточних ремонтів в загальній сумі ремонтних робіт;

Q_p – річна трудомісткість ремонтних робіт;

l_{cp} – середня часова тарифна ставка ремонтних робітників.

$$Z_{p1} = 0,6 \cdot 343,23 \cdot 32,85 \cdot 1,3 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 10729,40 \text{ грн}$$

$$Z_{p2} = 0,6 \cdot 459,81 \cdot 32,85 \cdot 1,3 \cdot \left(1 + \frac{22}{100}\right) = 14373,69 \text{ грн}$$

Вартість ремонтних матеріалів та запасних частин, які можуть бути прийняті в розмірі 75% від Z_p

Таблиця 6.3 Розрахунок річних амортизаційних відрахувань

№ вар	Елемент схеми електропостачання	Вартість всього, грн.	Норма амортизації, H_a , %	Річні амортизаційні відрахування, грн.
I	ПЛ 10 кВ АС35	398310	5	19916
	КТП ТМ-100 10/0,4	75790	10	7579
	ПЛ 0,4 кВ АС50	82164	5	4108
	ПЛ 0,4 кВ А4-А16	33153	5	1658
	Всього	589418		33260
II	ПЛ 35 кВ АС35	339680	5	16984
	КТП ТМ-100 35/3	96525	10	9653
	КТП ТМ-40 3/0,4	138600	10	13860
	КТП ТМ-20 3/0,4	39050	10	3905
	ПЛ 3 кВ АС50	15370	5	769
	ПЛ 0,4 кВ А4-А16	17588	5	879
	Всього	646814		46049

$$З_{\text{рем мат1}} = 0,75 \cdot 10729,40 = 8047,05 \text{ грн}$$

$$З_{\text{рем мат2}} = 0,75 \cdot 14373,69 = 10780,27 \text{ грн}$$

Інші витрати на утримання системи можуть бути прийняті в розмірі 10% від $З_p$.

$$I_{\text{н1}} = 0,10 \cdot 10729,40 = 1072,90 \text{ грн}$$

$$I_{\text{н2}} = 0,10 \cdot 14373,69 = 1437,37 \text{ грн}$$

Кошторис річних експлуатаційних витрат по варіантам зведемо у таблицю 6.4.

Таблиця 6.4 Кошторис річних експлуатаційних витрат

Стаття витрат	Витрати, грн	
	Варіант I	Варіант II
Основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуванням соцстраху та інші фонди	24675	28970
Вартість експлуатаційних матеріалів	3701	4346
Поточні ремонти	18776	25154
Амортизаційні відрахування	33260	46049
Інші витрати	1073	1437
Всього	81485	105956

Вартість витрат електричної енергії за варіантами:

$$C_{\text{втр1}} = 2,704 \cdot 32389 = 87580 \text{ грн}$$

$$C_{\text{втр2}} = 2704 \cdot 18245 = 49334,48 \text{ грн}$$

Так як варіанти систем електропостачання містять елементи, що мають приблизно однакові параметри надійності, то ймовірність настання аварійних ситуацій та недовітпуску електричної енергії приблизно однакова. Це дає можливість величину збитків від недопостачання електричної енергії не враховувати в розрахунках .

Величина приведених витрат по варіантам:

$$Z_1 = 0,16 \cdot 589418 + 81485 + 87580 = 263372 \text{ грн}$$

$$Z_2 = 0,16 \cdot 646814 + 105956 + 49334 = 241780 \text{ грн}$$

Як видно із розрахунків, за показником мінімуму приведених витрат кращим є II варіант. Тобто застосування в сільських розподільчих мережах підвищеної напруги є економічно вигідним.

7. Охорона праці

7.1. Заходи з охорони праці

Всі правові питання охорони праці в нашій країні вирішуються на основі Конституції. Законодавство по правовій охороні праці регламентує режим робочого часу і відпочинку робочих та службовців. Нормальна тривалість робочого часу для всіх працюючих не повинна перевищувати 41 год. за неділю як при п'ятиденному так і при шестиденному робочому тижні. Робочим і службовцям у віці від 16 до 18 років встановлюється 36-годинний робочий тиждень. Така ж тривалість робочого тижня для робітників, зайнятих на роботах зі шкідливими умовами праці. При роботі у нічний час з 22 по 6 год. тривалість зміни зменшується на 1 год., за виключенням робочих та службовців для яких вже передбачено скорочений робочий час. Застосування надурочних робіт допускається тільки у виключних випадках і з дозволу місцевого профсоюзного комітету. Для кожного працюючого загальна кількість надурочних робіт не повинна перевищувати 120 год. на протязі року. На роботах у тяжких та шкідливих умовах і на об'єктах робіт, що відносяться до категорії підвищеної небезпеки забороняється використовувати осіб молодших 18 років.

Серед заходів, направлених на створення раціональних умов трудового процесу важливу роль відіграє режим праці і відпочинку.

Організаційні заходи по небезпечній експлуатації електроустановок включають: оперативне обслуговування діючих електроустановок, що в свою чергу передбачає періодичні та позачергові огляди системи електропостачання і електроприймачів; контроль та облік електроенергії; оперативні перемикання у електричних мережах, що забезпечують безперебійне живлення електроенергією.

Оперативне обслуговування електроустановок проводиться інженерно-технічним, черговим і оперативно-ремонтним електротехнічним персоналом.

Обов'язки закріплені за даною електроустановкою чергового персоналу визначаються місцевими інструкціями, у яких повинні бути викладені також основні конкретні міри по електробезпеці і пожежній безпеці стосовно до експлуатуємого електрообладнання.

Оперативне обслуговування електроустановок може здійснюватися як однією так і декількома особами. Чисельність персоналу для кожного цеху, ділянки, підстанції визначається головним енергетиком підприємства.

При обслуговуванні електроустановок напругою вище 1000 В старший по зміні (бригадир) або черговий повинні мати кваліфікаційну групу по ТБ не нижче IV, а в електроустановках до 1000 В - не нижче III групи.

Організаційними заходами по забезпеченню безпечного виконання робіт в електроустановках являються: оформлення роботи нарядом чи розпорядженням, оформлення в наряді допуску робочих до роботи, нагляд під час роботи, оформлення в наряді перерв у роботі і переходів бригади на інше робоче місце, оформлення в наряді закінчення робіт, закриття наряду.

Оформлення наряду потрібно на ті роботи, які проводяться з повним або частковим зняттям напруги з ремонтуємої електроустановки, а також на ті роботи, виконуємі без зняття напруги поблизу або безпосередньо на струмоведучих частинах, що знаходяться під напругою. Ці роботи потребують, як правило, підготовки робочого місця і виконання ряду технічних заходів по забезпеченню безпечного їх виконання.

Організаційними заходами по забезпеченню безпеки робіт, що проводяться, в порядку поточної експлуатації, являються слідуючі:

- складання переліку робіт особою, відповідальною за електрогосподарство підприємства, з урахуванням конкретних місцевих умов виробництва, які затверджує головний механік підприємства;
- визначення необхідності тієї чи іншої роботи виконувачем робіт і можливості її безпечного виконання.

Ці роботи вважаються постійно дозволеними і не потребують оформлення будь-яких додаткових розпоряджень.

В електроустановках підприємства застосовуються слідуючі технічні захисні міри:

1. Малі напруги. Якщо номінальна напруга електроустановки не перевищує тривалодопустимої напруги дотику, то навіть одночасний дотик людини з

струмоведучими частинами різних фаз чи полюсів буде безпечним. Однофазний дотик до струмоведучих частин, а також, дотик до опинившогося під напругою корпусу, навіть не заземленому буде безпечним, так як струм через людину при дотику до фази визначається опором ізоляції та малою напругою. Однак в сирих приміщеннях де опір людини може бути значно знижений, струм що протікає через людину, при дотику до двох виводів чи фаз буде невідпускаючим. Тому приймаються інші міри захисту.

2. Електричний розділ мереж. Розгалужена мережа великої довжини має значну ємність і малий активний опір ізоляції відносно землі, а отже струм замикання у такій мережі може бути значним. Тому однофазний дотик в мережі навіть з ізольованою нейтраллю являється, безумовно, небезпечним. Якщо єдину сильно розгалужену мережу з великою ємністю і малим опором ізоляції розділити на ряд невеликих мереж такої ж напруги, які будуть мати незначну ємність, і високим опором ізоляції, небезпека різко знизиться. Так, струм через людину, що доторкнулася до однієї фази буде визначатися високим опором фаз відносно землі, якщо у мережах напругою 380 В $|Z_i| > 63 \text{ кОм.}$, а опір кола людини $R_{ch} = 1,0 \text{ кОм.}$, струм через людину не перевищить 10 мА.

Звичайно електричне розділення мереж виконується шляхом під'єднання окремих електроприймачів через роздільний трансформатор, що живиться від основної мережі.

Велику небезпеку представляє можливість продовження роботи електроустановки при глухому замиканні на землю, так як людина, що доторкнулася до справної фази, попадає під лінійну напругу. Щоб уникнути небезпеки необхідно постійно проводити контроль ізоляції.

3. Контроль та профілактика ушкоджень ізоляції. Приймально-здаточні випробування проводяться при вводі у експлуатацію нових та тих, що вийшли із ремонту електроустановок. Об'єм і норми приймально-здаточних випробувань регламентуються ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

Періодичний контроль ізоляції - вимірювання її опору при прийомці електроустановки після монтажу, періодично в строки що встановлюються Пра-

вилами, або ж у випадку виявлення дефектів. Вимірювання згідно [8] повинно проводитися на вимкненій установці. Вимірюється опір ізоляції кожної фази на кожній ділянці між двома послідовно встановленими апаратами захисту чи за останнім захисним апаратом. Норми на опір ізоляції регламентовані у [8]. Для отримання уявлення про опір ізоляції всієї мережі необхідно, заміри проводити під робочою напругою. Такий контроль можливий тільки для мереж з ізолюваною нейтраллю.

4. Захист від випадкового дотику. Щоб виключити можливість дотику і небезпечного наближення до струмоведучих частин на розглядуваному підприємстві застосовуються огороження, розташування струмоведучих частин на недоступній висоті, а також електричні блокіровки. Огороження застосовуються як цільні так і сітчасті. Електричні блокіровки виконуються на кінцевих вимикачах або герконах. Для захисту від дотику до частин нормально чи випадково виявившихся під напругою застосовується також подвійна ізоляція - електрична ізоляція, що складається із робочої і додаткової. Додаткова ізоляція, передбачається додатково до робочої для захисту від ураження електричним струмом. Найбільш просто вона виконується покриттям ручок та певних місць корпусів електрообладнання шаром електроізоляційного матеріалу та використанням ізолюючих рукояток.

5. Захисне заземлення. Застосування захисного заземлення в мережі з заземленою нейтраллю напругою до 1000 В неефективно, так як навіть при глухому замиканні на землю струм не залежить від опору заземлення та із зменшенням останнього зростає. Тому захисне заземлення застосовується у внутрішньо цеховій мережі 10 кВ з ізолюваною нейтраллю. Захисне заземлення на розглядуваному підприємстві виконується у вигляді замкнутого контуру навколо ГЗП.

6. Занулення. Застосовується в чотирьохпроводних мережах до 1000 В з заземленою нейтраллю. Для зменшення тривалості режиму замикання на корпус прокладається нульовий провід що з'єднується з заземленою нейтраллю джерела та повторними заземлювачами. При зануленні, корпуси електрообладнання

з'єднуються не з заземлювачами, а з нульовим проводом. Занулення перетворює замикання на корпус електроприймача в однофазне коротке замикання, в результаті чого спрацьовує МТЗ і селективно відмикає ушкоджену ділянку мережі.

7.2. Розрахунок заземлюючого контуру цехових електроустановок в мережі з глухозаземленою нейтраллю.

У відповідності з ПУЕ, всі металеві частини електроустановок, які в процесі роботи не мають з'єднання з струмопровідними частинами, але можуть потрапити під напругу, повинні бути заземлені.

Трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. З'єднання обмоток цехових трансформаторів - Δ/Y з нулем. Струм замикання на землю 27 А. Для цехового обладнання використовується заземлення. Цехова підстанція отримує живлення від 2 кабелів, що прокладені в одній траншеї.

Грунт – чорнозем, другий третій кліматичний район.

Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної полоси з розміщенням на плані.

Визначаємо норму на опір заземлення R_3'' .

Якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{27} = 4,63 \text{ Ом};$$

Згідно ПУЕ, так як сумарна потужність струмоприймачів більше 100 кВА то R_3 повинен бути не більше 4 Ом. Приймаємо $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_p = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi = 220 \cdot 1,3 = 286 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

де $\rho_{\text{табл}}$ - табличне значення, для чорнозему $\rho_{\text{табл}} = 220 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (табл. 3-8) [8];

ψ - підвищуючий коефіцієнт, для України, для стержньових заземлювачів $\psi = 1,2..1,4$.

Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$R_o = 0,366 \cdot \frac{\rho_{розр}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + l}{4t - l} \right) =$$

$$= 0,366 \cdot \frac{286}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{2,5} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 15,4 \text{ Ом};$$

l – довжина заземлювача, приймаємо 5 м; d – діаметр заземлювача (приймаємо стержні діаметром 2,5 см).

$$t = h + \frac{l}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м};$$

де h – глибина прокладки полос (згідно ПУЕ – 0,5...0,8 м).

Приймаємо електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану і знаходимо орієнтовну кількість заземлювачів:

$$n_o = \frac{R_e}{R_s \cdot \eta_o} = \frac{15,4}{4,054} = 6,9 \approx 7 \text{ шт.}$$

Де η_o – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l=4/5=0,8$,

$\eta_o=0,54$ по рис. 7-5 [8].

Де $a = 4$ м – відстань між електродами згідно ПУЕ.

Довжина горизонтальної з'єднувальної полоси:

$$l_n = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 7 = 29,4 \text{ м.}$$

Опір полоси з урахуванням екранування:

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{\rho_{розр}}{l_n \cdot \eta_n} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_n}{b \cdot n} = 0,366 \cdot \frac{286}{29,4 \cdot 0,51} \cdot \lg \frac{2 \cdot 29,5^2}{0,01 \cdot 7} = 28,38 \text{ Ом};$$

де η_n – коефіцієнт використання з'єднувальної полоси шириною $b = 10$ мм та товщиною 5 мм.

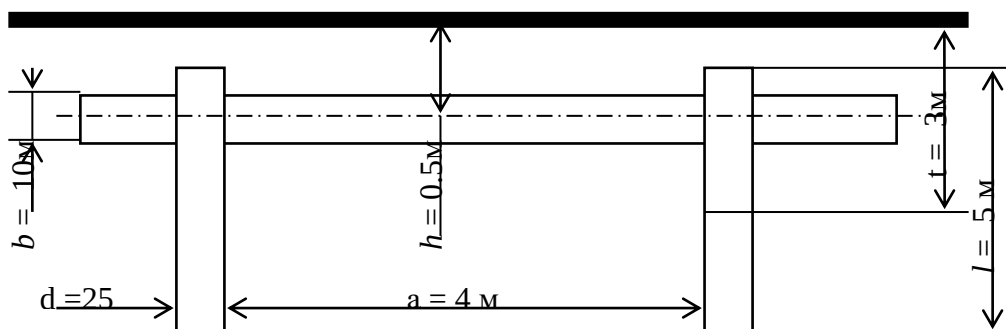


Рисунок 7.1 – Схема прокладки заземлення.

Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної полоси:

$$R_{mp} = \frac{R_n \cdot R_3^H}{R_n \cdot R_3^H - 4} = \frac{28,38 \cdot 4}{28,38 - 4} = 7,94 \text{ Ом.}$$

Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_o}{R_{mp} \cdot \eta_o} = \frac{15,4}{7,94 \cdot 0,59} = 3,6 \approx 4 \text{ штук.}$$

Проводимо перевірку опору заземлювача і порівнюємо отримане значення з нормуємим:

$$R_3 = \frac{1}{\frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_n}} = \frac{1}{\frac{1}{7,94} + \frac{1}{28,38}} = 3,78 \text{ Ом.}$$

$$3,78 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом.}$$

7.3. Розрахунок захисту підстанції від ударів блискавки.

Захист від блискавки виконується у вигляді чотирьох стержневих блискавковідводів, висота яких вибирається із умови: $D \leq 8 \cdot (h - h_x)$;

де D – відстань між блискавковідводами, м;

h – висота блискавковідводу, м;

h_x – габаритні розміри підстанції, м.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{60^2 + 60^2} = 84 \text{ м.}$$

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8} = \frac{84 + 8 \cdot 14}{8} = 24,5 \text{ м.}$$

Зона захисту блискавковідводу:

$$r_x = h_o \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_o}{h}} = (24,5 - 14) \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{24,5 - 14}{24,5}} = 11,76 \text{ м.}$$

Значення зони захисту по висоті:

$$a' = 2 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_o - a}{14 \cdot h_o - a} = 2 \cdot 11,76 \cdot \frac{7 \cdot 10,5 - 60}{14 \cdot 10,5 - 60} = 3,65 \text{ м.}$$

$$b' = 2 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_o - a}{14 \cdot h_o - a} = 2 \cdot 11,76 \cdot \frac{7 \cdot 10,5 - 60}{14 \cdot 10,5 - 60} = 3,65 \text{ м.}$$

Зона захисту блискавковідводу на рівні землі: $r_o = \frac{3 \cdot h_o}{2} = \frac{3 \cdot 10,5}{2} = 15,75 \text{ м.}$

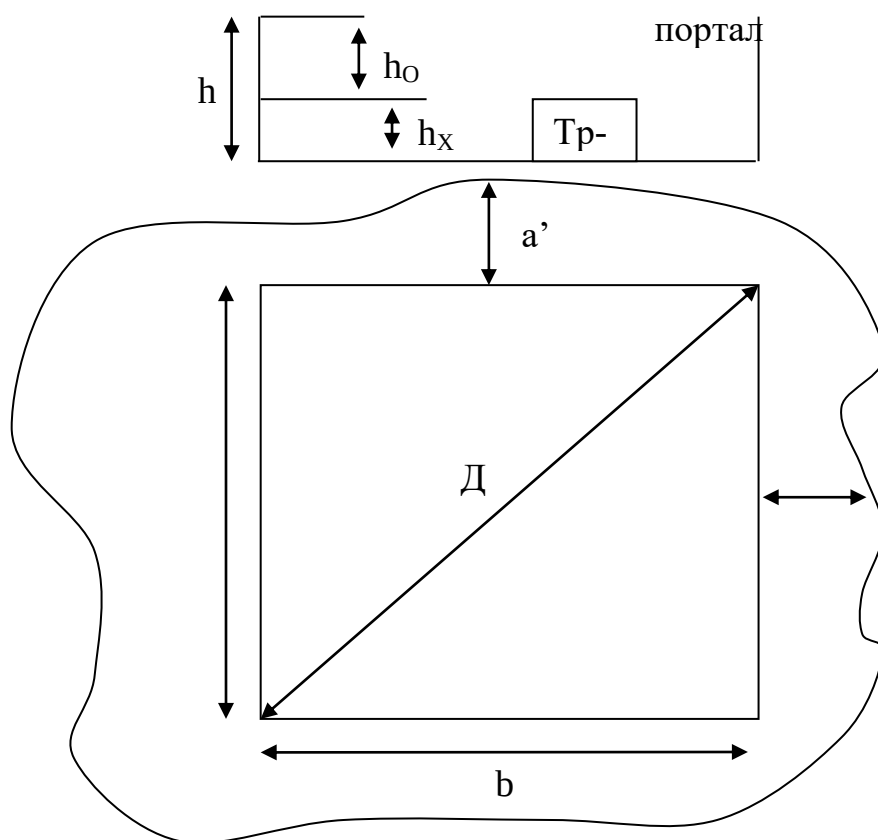


Рисунок 7.2 - Зона захисту блискавковідводу.

З рисунку видно, що вся територія та всі елементи підстанції захищені від ударів блискавки.

Висновки

В даній магістерській роботі аналізовано роботу сільських електричних мереж.

В даній роботі розглянуто міри покращення електропостачання сільського господарства. Для забезпечення нормального енергозабезпечення необхідно не тільки виконати ряд заходів щодо модернізації, реконструкції, технічному переозброєнню фізично зношених і морально застарілих енергооб'єктів, а й здійснити будівництво нових об'єктів мережі зовнішнього енергозабезпечення. Підвищення надійності електропостачання споживачів залежить перш за все від швидкої модернізації існуючих електричних мереж із застосуванням сучасних технологій і устаткування

Втрати електроенергії в мережах можна і потрібно знижувати. Це вигідно всім і енергозабезпечуючим організаціям і споживачам. Щоб забезпечити стійке зниження втрат або їх підтримку на техніко-економічному обґрунтованому рівні, необхідний комплексний підхід до проблеми, починаючи з вдосконалення організації роботи і закінчуючи метрологічним забезпеченням обліку електроенергії, технічним переозброєнням і модернізацією мереж.

При порівнянні схем сільськогосподарського електропостачання виявилось, що схеми котрими користуємось на даний час менш економічні та надійні ніж схеми глибокого введення. Втрати в системі електропостачання котрою користуємося зараз становлять 32389 кВт*год, а схеми глибокого введення 18245 кВт*год. Також був проведений економічний розрахунок з якого виходить, що схема глибокого введення не тільки має менші втрати, а ще і економічніша.

В ході виконання були систематизовані та поглиблені теоретичні знання за рахунок самостійного рішення інженерно-технологічних завдань.

Перелік посилань

1. Котиш А.І. Автоматизовані засоби технічної діагностики та електричного контролю за станом ізоляції в сільських електричних мережах: Автореф. дис... к-та техн. наук: 05.11.13 / НТУ “ХПІ”. – Харків, 2001. – 17 С.
2. Основи електропостачання сільського господарства: Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.
- 3 Котиш А.І. Надлишкові технічні втрати електроенергії в електротехнічних системах електроспоживання / А.І. Котиш, І.В. Савеленко, К.Г. Петрова // Вісник Хмельницького національного університету. Серія: «Технічні науки» – № 6, т. 2, – 2022. – С. 69–73.
4. Циценков Д.В. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання / Д.В. Циценков, П.Ю. Красовський // Електротехніка та електроенергетика – 2015. – № 1. – С. 77 – 82.
5. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А.В. Журахівський, С.В. Казанський, Ю.П. Матеєнко, О.Р. Пастух.–Київ.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. –456с.
6. Кутин В.М., Кульматицкий О.И. Диагностирование электрических распределительных сетей: К.: “Техніка”, 1993. – 160с.
7. Пархоменко Р.О. Надійність та діагностика СЕП: конспект лекцій: Кривий Ріг: КТУ, 2008. – 42 с.
8. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». /Укл.: А.П. Свірідов, Т.В. Величко – Кропивницький: ЦНТУ, 2019. – 80 с.
9. Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А. Методичні вказівки та індивідуальні завдання для самостійної роботи «Електропостачання сільського господарства»- Кіровоград: КДТУ, 2001.- 44с.
10. В.В. Назаров “Распределительная электрическая сеть”, журн. Энергетика та Електрофікація №5 2008р.

11. Кобилянський О. В. Охорона праці при експлуатації електроустановок. Навчальний посібник. – Вінниця : ВДТУ, 2002. – 125 с.
12. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видпнмицтно «Форт», 2017. - 760 с.