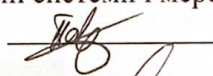
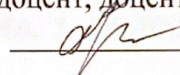


Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА З АНАЛІЗОМ ЗАХИСТУ ВІД
АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПРУЖЕНЬ

Виконав: студент 4 курсу групи ІЕСМ-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи і мережі»
Повстянко Р.Д. 

Керівник: к.т.н., доцент, доцент каф. ЕСС
Малогоулко Ю.В. 

« 04 » серпня 2025 р.

Рецензент: к.т.н., доцент кафедр ЕССЕМ
(вказати ступінь, ім'я, звання, назва кафедри)


« 06 » 06 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

« 04 » серпня 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітня програма – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

«10» 10 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Повстянко Роман Дмитрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Районна електрична мережа з аналізом захисту від атмосферних перенапружень»

Керівник роботи к.т.н., доцент, доцент каф. ЕСС Малогулко Ю. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 97

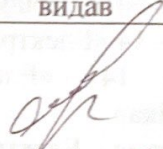
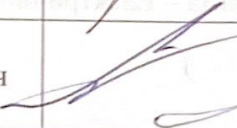
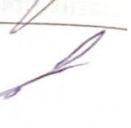
2. Термін подання студентом роботи 3 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи.
Посилання на періодичні видання.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Формування напрямків розвитку електричної мережі. Розрахунок потужностей навантажень. 2. Типові схеми розподільних пристроїв. Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі. 3. Моделювання схеми розвитку електричної мережі та розрахунок і аналіз основних режимів роботи мережі. 4. Аналіз способів захисту від атмосферних перенапруг. 5. Охорона праці. Висновки. Список використаної літератури. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Актуальність та задачі дослідження. 3. Вибір схем електропостачання. 4. Варіанти схем розвитку електричної мережі. 5. Вибір номінальної напруги для ділянок мережі. 6. Вибір трансформаторів на підстанціях. 7. Типові схеми розподільних пристроїв. 8. Основні техніко-економічні показники спроектованої мережі. 9-10. Аналіз способів захисту від атмосферних перенапруг. 10. Розташування та вибір обмежувачів перенапруг. 12. Охорона праці. 13. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Малогулко Ю. В., к.т.н., доцент, доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О.В., д.пед.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання « 20 » березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

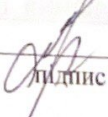
№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Підпис
		початок	кінець	
1	Вступ. Огляд літературних джерел	20.03.25	27.03.25	
2	Формування напрямків розвитку електричної мережі. Типові схеми розподільних пристроїв	28.03.25	31.03.25	
3	Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі	01.04.25	10.04.25	
4	Моделювання схеми розвитку електричної мережі та розрахунок і аналіз основних режимів роботи мережі	11.04.25	21.04.25	
5	Аналіз способів захисту від атмосферних перенапруг.	22.04.25	04.05.25	
6	Охорона праці	05.05.25	14.05.25	
7	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	15.05.25	24.05.25	
8	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.25	27.05.25	
9	Перевірка БКР на плагіат.	28.05.25	31.05.25	
10	Попередній захист БКР. Рецензування БКР.	01.06.25	03.06.25	
11	Захист БКР	За графіком		

Студент


Підпис

Повстянко Р.Д.

Керівник


Підпис

Малогулко Ю.В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.925

Повстянко Роман Дмитрович «Районна електрична мережа з аналізом захисту від атмосферних перенапружень». Бакалаврська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітня програма – «Електричні системи та мережі». Вінниця: ВНТУ, 2025. 74 с.

Укр. мовою. Бібліогр.: 36 назв; рис.: 13, табл. 17.

У бакалаврській кваліфікаційній роботі розглянуто питання проектування та розвитку районної електричної мережі з урахуванням сучасних вимог до її надійності, енергоефективності та безпеки. Проведено комплексний аналіз напрямків розвитку мережі, включаючи розрахунок навантажень, вибір схем електропостачання, визначення оптимальних параметрів обладнання та елементів мережі.

Виконано моделювання електричних режимів роботи мережі, розрахунок потоків потужностей та балансів, що дозволило забезпечити обґрунтований вибір номінальних напруг, перерізів проводів та трансформаторного обладнання. Особливу увагу приділено аналізу методів захисту мережі від атмосферних перенапружень. Досліджено ефективність використання довгоіскрових розрядників та нелінійних обмежувачів перенапруг для забезпечення електробезпеки та підвищення стійкості мережі до грозових впливів.

Окремий розділ присвячено питанням охорони праці, у якому розглянуто технічні рішення щодо забезпечення безпечної експлуатації обладнання, організації робочих місць, електробезпеки, виробничої санітарії та пожежної безпеки.

Результати роботи можуть бути використані при модернізації існуючих електричних мереж та проектуванні нових систем електропостачання.

Ключові слова: районна електрична мережа; підстанція; схема підстанції; атмосферні перенапруги; електрообладнання.

ABSTRACT

Povstyanko Roman “District electrical network with analysis of protection against atmospheric overvoltages”. Bachelor's qualification work in the specialty 141 – “Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics”, educational program – “Electrical systems and networks”. Vinnytsia: VNTU, 2025. 74 p.

In Ukrainian. Bibliography: 36 titles; Fig.: 13, Table. 17.

The bachelor's qualification work considers the issue of designing and developing a district electrical network taking into account modern requirements for its reliability, energy efficiency and safety. A comprehensive analysis of the directions of network development was carried out, including load calculation, selection of power supply schemes, determination of optimal parameters of equipment and network elements.

Modeling of electrical network operation modes, calculation of power flows and balances was performed, which allowed to ensure a reasonable choice of nominal voltages, wire cross-sections and transformer equipment. Particular attention is paid to the analysis of methods for protecting the network from atmospheric overvoltages. The effectiveness of using long-spark arresters and nonlinear surge arresters to ensure electrical safety and increase the network's resistance to lightning effects is studied.

A separate section is devoted to labor protection issues, which considers technical solutions for ensuring the safe operation of equipment, the organization of workplaces, electrical safety, industrial sanitation and fire safety.

The results of the work can be used in the modernization of existing electrical networks and the design of new power supply systems.

Keywords: district electrical network; substation; substation diagram; atmospheric overvoltages; electrical equipment.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ФОРМУВАННЯ НАПРЯМКІВ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. РОЗРАХУНОК ПОТУЖНОСТЕЙ НАВАНТАЖЕНЬ	7
1.1 Вибір схем електропостачання	7
1.2 Розрахунок довжин ділянок мережі	14
1.3 Розрахунок потоків потужностей по лініях	15
1.4 Вибір номінальної напруги	19
1.5 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач	21
1.6 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання і оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах	24
1.7 Оцінка балансу потужностей. Вибір додаткових джерел реактивної потужності	28
1.8 Вибір трансформаторів на підстанціях	31
2 ТИПОВІ СХЕМИ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ. ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ І ВИБІР ЕКОНОМІЧНО ДОЦІЛЬНОЇ СХЕМИ МЕРЕЖІ	33
2.1 Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі	35
3 МОДЕЛЮВАННЯ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ	40
3.1 Розрахунки параметрів схем заміщення мережі	40
3.2 Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій	42
4 АНАЛІЗ СПОСОБІВ ЗАХИСТУ ВІД АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПРУГ	44
4.1 Довго-іскрові розрядники	44
4.2 Нелінійні обмежувачі перенапруг	48
4.3 Вибір обмежувачів перенапруг	50
4.4 Розташування обмежувачів перенапруг	52
4.5 Вибір обмежувачів перенапруг напругою 110 кВ	54
5 ОХОРОНА ПРАЦІ	57

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	57
5.1.1 Вимоги з безпечної організації робочих місць	57
5.1.2 Електробезпека	60
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	62
5.2.1 Мікроклімат	62
5.2.2 Склад повітря робочої зони	63
5.2.3 Виробниче освітлення	63
5.2.4 Виробничий шум	64
5.2.5 Виробничі вібрації	
5.3 Пожежна безпека	69
ВИСНОВОК	69
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	70
ДОДАТКИ	74

ВСТУП

Забезпечення електроенергією сучасного суспільства є складним багатоетапним процесом, що вимагає функціонування розгалуженої та надійної інфраструктури. Електричні мережі, як невід'ємна частина електроенергетичних систем (ЕЕС) [1], відіграють ключову роль у передачі енергії від джерел до споживачів. Особливе місце в цій інфраструктурі займають районні електричні мережі (РЕМ), які є фінальною ланкою в ланцюгу електропостачання, безпосередньо живлячи промислові, комунальні, сільськогосподарські та побутові об'єкти на певній території [2]. Ефективність та надійність функціонування РЕМ, що працюють переважно на напругах 110 кВ та нижче (35, 10, 6, 0.4 кВ) [2], є критично важливими для сталого розвитку регіонів.

Проектування та експлуатація РЕМ ставлять перед інженерами-електриками комплекс складних завдань, що вимагають глибоких знань та умінь знаходити оптимальні техніко-економічні рішення [2]. Основними інженерними викликами та цілями при роботі з районними мережами є:

Задоволення попиту на потужність: Мережа повинна бути спроектована з достатнім запасом пропускної здатності для покриття не лише існуючих, але й перспективних електричних навантажень споживачів району. Це вимагає точного прогнозування навантажень та вибору відповідних номінальних напруг, конфігурації мережі та параметрів обладнання (перерізів ліній, потужностей трансформаторів) [3].

Забезпечення якості електроенергії: Нормальна робота електроприймачів споживачів можлива лише за умови дотримання встановлених стандартів якості електроенергії. Найважливішим показником є рівень напруги, відхилення якого від номінального значення мають знаходитись у жорстко регламентованих межах (наприклад, $\pm 5\%$). Тому розрахунок та регулювання рівнів напруги є невід'ємною частиною проектування та експлуатації РЕМ [4].

Гарантування надійності електропостачання: Перерви в подачі електроенергії неприпустимі для багатьох категорій споживачів. Висока

надійність РЕМ досягається за рахунок вибору раціональних схем (кільцевих, двобічного живлення), застосування резервування, секціонування мережі, використання сучасних систем релейного захисту та автоматики [5].

Підвищення енергоефективності: Зменшення технічних втрат електроенергії при її передачі та розподілі є важливим завданням як з економічної, так і з екологічної точки зору. Оптимізація параметрів мережі та режимів її роботи дозволяє знизити втрати і підвищити загальну ефективність системи електропостачання [6].

Економічна доцільність: Проектні рішення мають бути не тільки технічно досконалими, але й економічно обґрунтованими, враховуючи капітальні вкладення та експлуатаційні витрати.

У сучасних умовах розвитку енергетичного сектору України забезпечення надійності та безпеки електропостачання є одним із ключових завдань для електроенергетичних компаній та операторів системи розподілу. Районні електричні мережі, що працюють переважно на рівнях напруги 35–110 кВ, є важливою складовою електроенергетичної системи країни, оскільки вони здійснюють безпосередній розподіл електроенергії до кінцевих споживачів — промислових підприємств, об'єктів інфраструктури, комунального та сільськогосподарського секторів, побутових споживачів.

Однією з найбільш серйозних загроз для надійної роботи районних електричних мереж є атмосферні перенапруження, які виникають унаслідок прямих або індукованих грозових розрядів. Відсутність або недостатня ефективність захисту від перенапружень може призвести до пошкодження обладнання, аварійних відключень ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій, значних економічних збитків і навіть до загрози для життя людей.

У зв'язку з цим питання аналізу та удосконалення системи грозозахисту в РЕМ набуває особливої актуальності. Підвищення ефективності систем захисту від атмосферних перенапружень дозволяє зменшити частоту та наслідки аварій, підвищити рівень електробезпеки, забезпечити стабільність електропостачання та знизити експлуатаційні витрати.

1 ФОРМУВАННЯ НАПРЯМКІВ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. РОЗРАХУНОК ПОТУЖНОСТЕЙ НАВАНТАЖЕНЬ

1.1 Вибір схем електропостачання

Розрахунок та аналіз режиму вхідної електричної мережі є важливим етапом проектування, спрямованим на забезпечення її надійності та стабільності. Такий аналіз дозволяє визначити основні параметри роботи мережі — передану потужність, рівень напруги та струм у вхідній частині системи. На основі отриманих результатів приймаються рішення щодо доцільності використання додаткового обладнання, такого як трансформатори, регулятори напруги, захисні пристрої тощо. Крім того, цей розрахунок допомагає обрати оптимальну схему підключення споживачів і забезпечити ефективну роботу всієї системи електропостачання.

У даній роботі розрахунок режиму вхідної мережі (рисунки 1.1) виконується для вибору з існуючої мережі оптимальних вузлів живлення для чотирьох нових споживачів електричної енергії (вузли 301, 302, 303, 304), із урахуванням комплексу техніко-економічних критеріїв.

Основними критеріями розрахунку є: мінімальна відстань до нових вузлів споживання; мінімальна відстань до джерел живлення району — вузлів 100 і 200; електричне навантаження — визначення потужності споживачів для розрахунку необхідної потужності трансформаторів; струмові навантаження — розрахунок допустимих струмів для кабелів та ліній, визначення оптимального перерізу провідників; напруга — забезпечення допустимого рівня та рівномірності напруги по всій ділянці мережі; коефіцієнт потужності — врахування ефективності використання електроенергії; кількість споживачів — визначення навантаження за кількістю підключених об'єктів; надійність — забезпечення стабільного та безперервного електропостачання; технічна здійсненність — можливість впровадження рішень з використанням наявного або проектного обладнання; безпека — відповідність вимогам нормативної документації щодо експлуатації електричних мереж.

Врахування зазначених критеріїв дає змогу забезпечити ефективне, надійне та економічно обґрунтоване електропостачання відповідно до потреб споживачів і вимог сучасного енергетичного ринку.

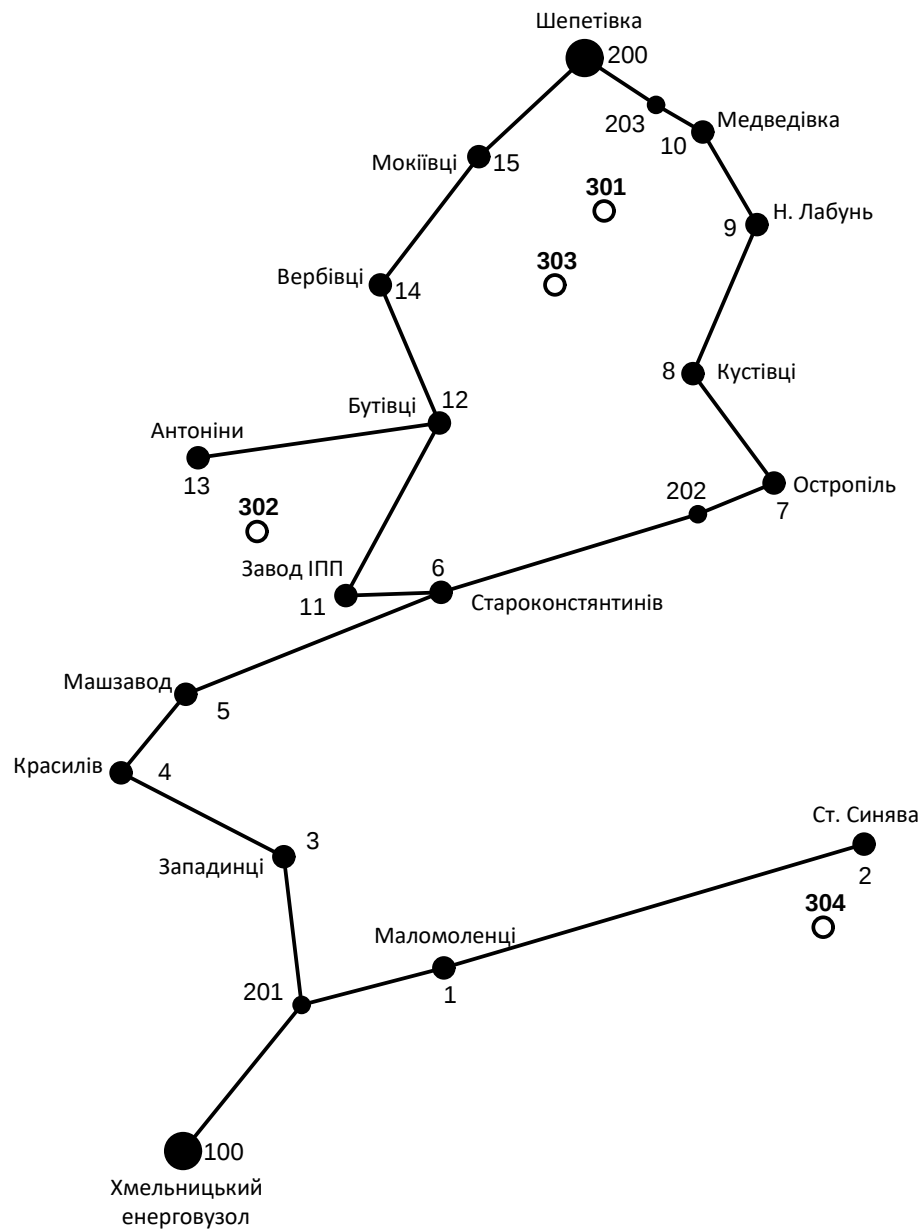
Розрахунок режиму виконуватиметься за допомогою програмного комплексу «Втрати – 110», який дозволяє моделювати усталені режими роботи вхідної мережі 110 кВ на основі заданих параметрів віток (довжина, тип проводу) та вузлів (номінальна напруга, трансформаторне обладнання тощо).

Одним із основних завдань проєкту є вибір економічно доцільної схеми та оптимальної номінальної напруги для мережі.

Схема електричної мережі та її номінальна напруга перебувають у тісному техніко-економічному взаємозв'язку. Зокрема, зміна схеми мережі може зумовити необхідність перегляду номінальної напруги як усієї мережі, так і окремих її ділянок. Водночас існує і зворотний вплив: вибір номінальної напруги впливає на доцільність застосування певної конфігурації мережі. Саме тому прийняття рішень щодо схеми мережі та вибору номінальної напруги повинно здійснюватися комплексно та одночасно.

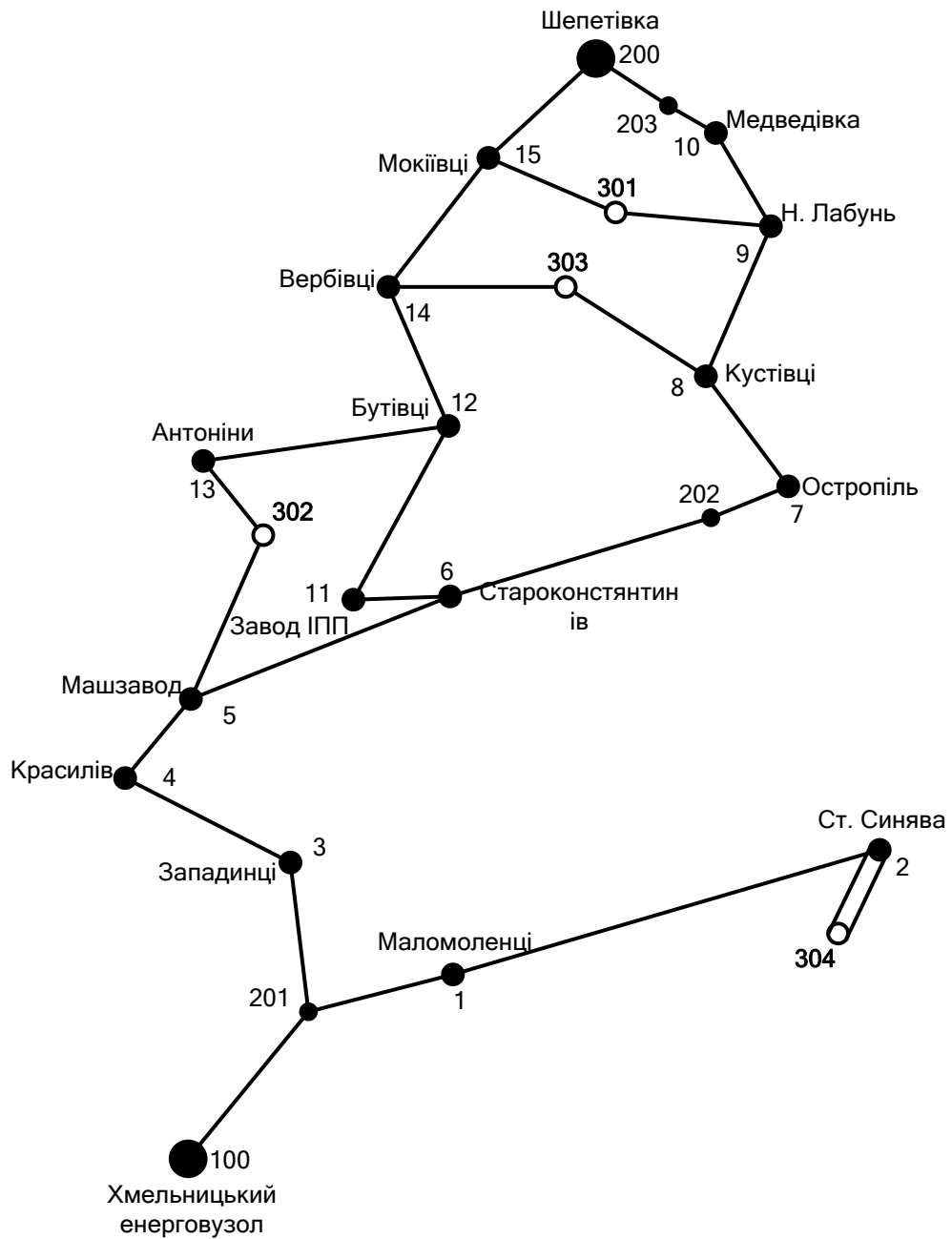
На сучасному етапі проєктування електричних мереж одним із найбільш ефективних і поширених методів є варіантне порівняння на основі техніко-економічного аналізу загальних витрат, що дозволяє обґрунтовано вибирати оптимальні технічні рішення.

На основі вимог до схем мереж пропонуємо 4 варіанти схем (рисунок 1.2) розвитку електричної мережі.



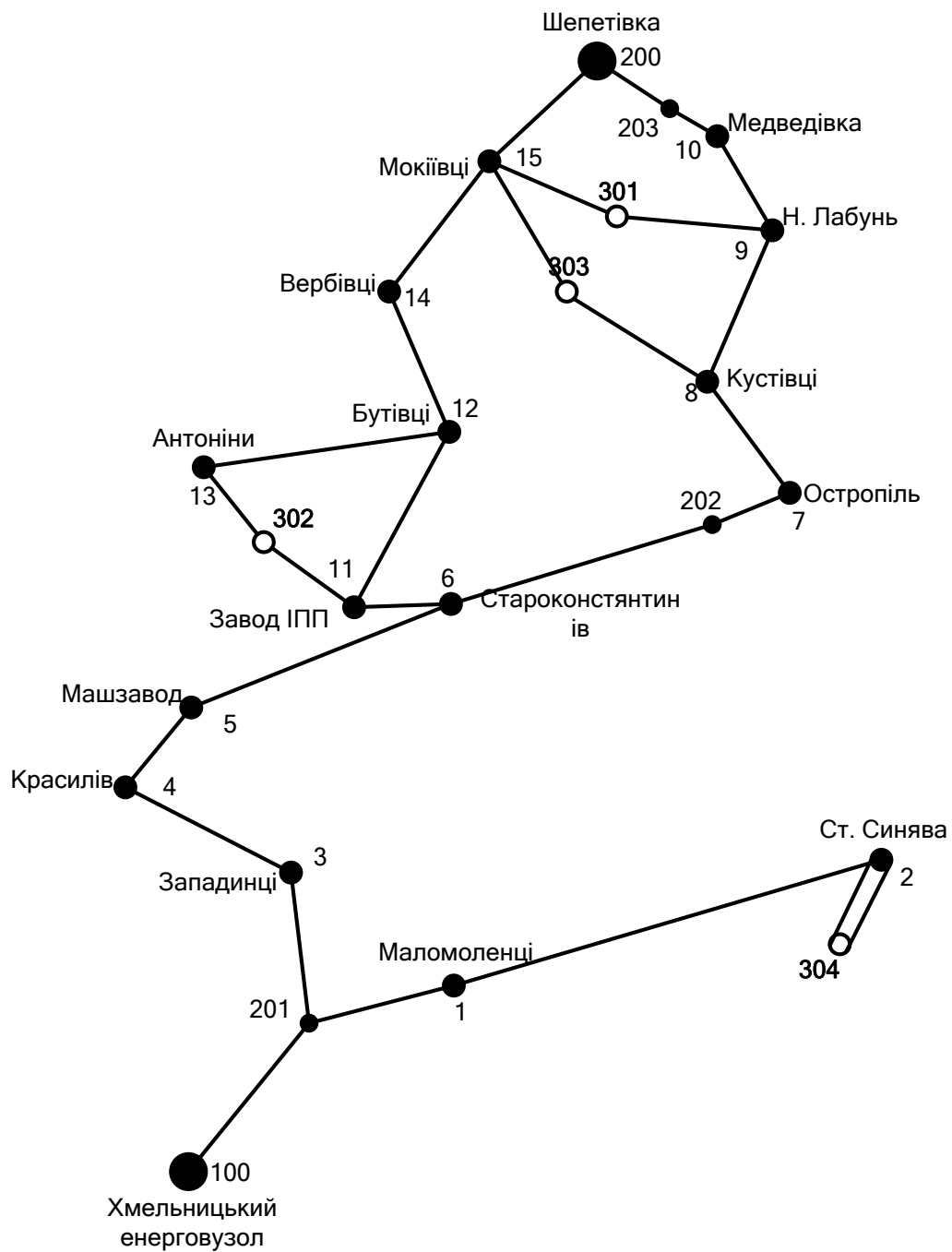
Масштаб: 1 см – 13 км

Рисунок 1.1 – Вхідна електрична мережа 110 кВ



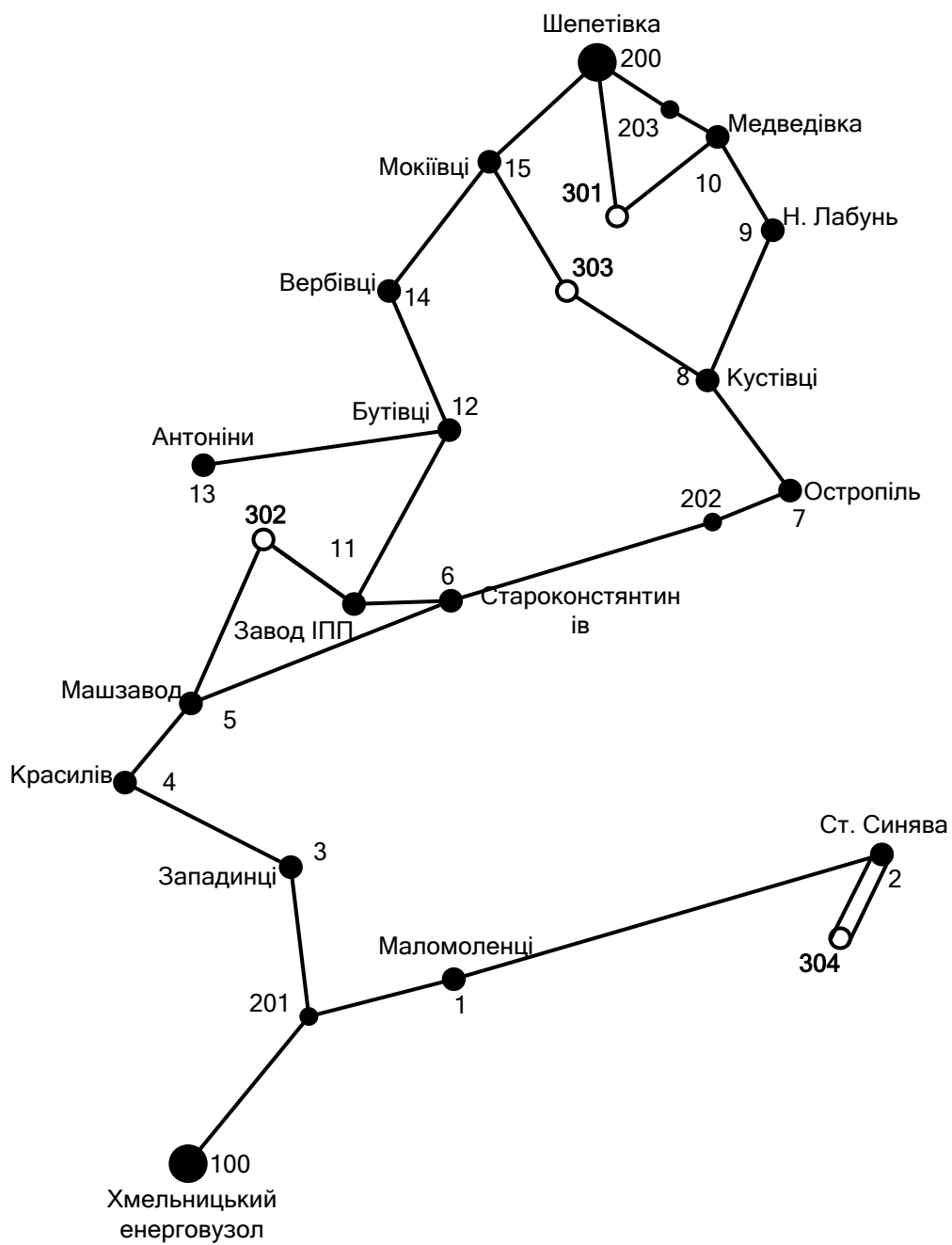
а) – Варіант №1

Рисунок 1.2 – Схема розвитку електричної мережі



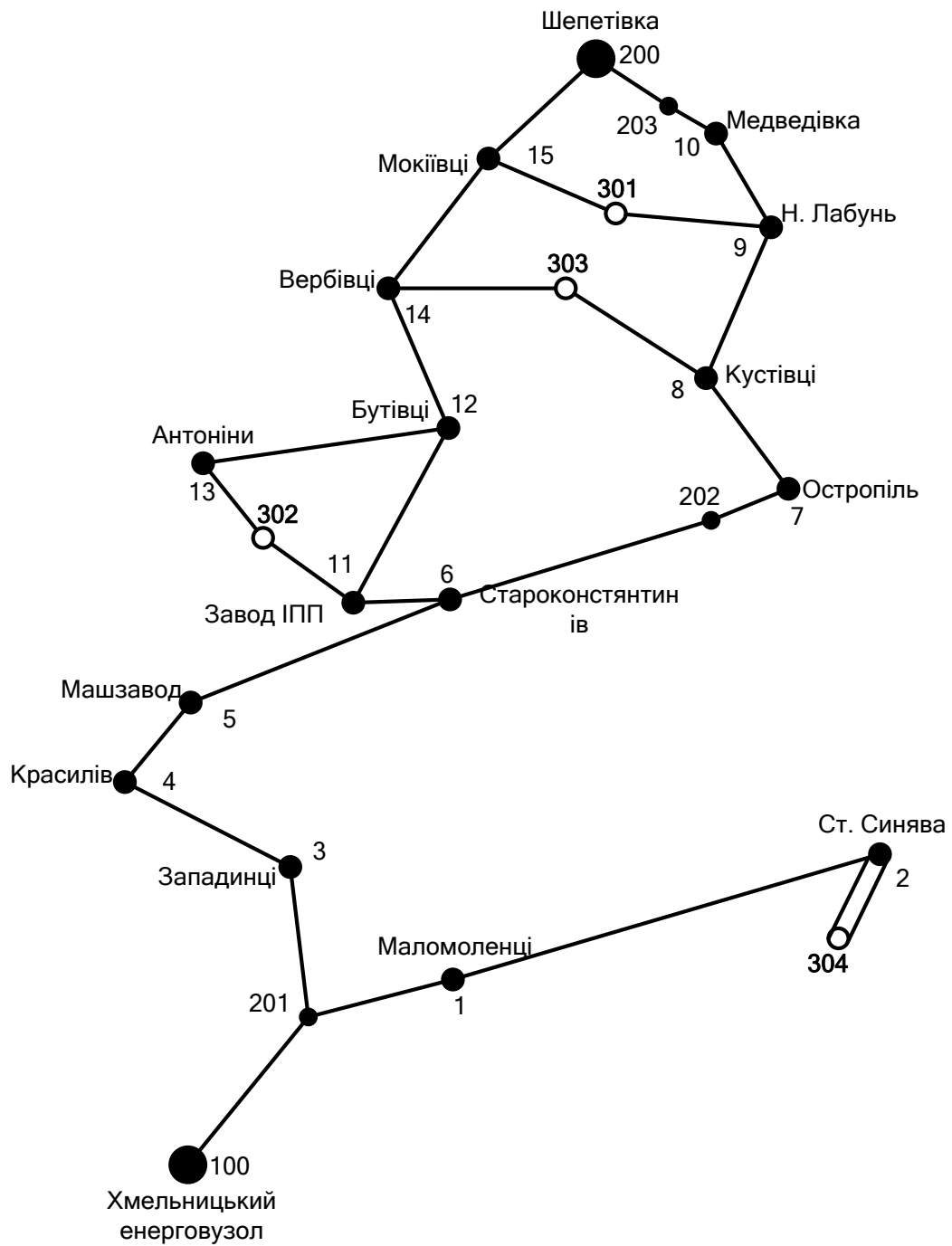
б) – Варіант №2

Продовження рисунку 1.2



в) – Варіант №3

Продовження рисунку 1.2



г) – Варіант №4

Продовження рисунку 1.2

1.2 Розрахунок довжин ділянок мережі

Довжина ділянки мережі визначається за формулою:

$$l = 1,1 \cdot m_l \cdot L(\text{км}), \quad (1.1)$$

де $1,1$ – коефіцієнт нелінійності траси;

m_l – масштаб;

L – довжина на карті.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач. Для лінії 301-9 довжина лінії складе:

$$l = 1,1 \cdot 13 \cdot 2 = 28,6(\text{км}).$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	Довжина, см	Довжина, км
301-9	2	28,6
301-15	1,7	24,31
301-200	1,9	27,17
301-10	1,6	22,88
302-13	1,1	15,73
302-11	1,3	18,59
302-5	2,4	34,32
303-14	2,3	32,89
303-15	1,9	27,17
303-8	2,2	31,46
304-2	1,1	15,73

За відомими формулами і знаючи розмір активних потужностей навантажень P_i і коефіцієнтів $\cos(\varphi_i)$ можна визначити значення реактивної Q_i і повної S_i потужностей у вузлах споживання:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi_i}, \quad (1.2)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}, \quad (1.3)$$

Наприклад, для пункту 502:

$$S_{301} = \frac{13}{1} = 13(MVA).$$

$$Q_{301} = \sqrt{13^2 - 13^2} = 0(MVar).$$

Аналогічно визначаємо значення Q і S для інших вузлів. Дані заносимо в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2 – Потужності навантажень

Вузол	Потужність			$\cos \varphi_i$
	P, MVA	$Q, MVar$	S, MVA	
301	13	0	13	1
302	10,4	1,41	11,81	0,88
303	3,7	0,4	4,1	0,9
304	5,2	1,072	5,8	0,9

1.3 Розрахунок потоків потужностей по лініях

Потужності на всіх ділянках мережі попередньо визначаються за умови, що мережа є однорідною ($Z_0 = \text{const}$). Тобто, для кожного варіанту запропонованих схем визначаються потоки потужностей по лініях без врахування втрат потужності. Розрахуємо потекорозподіл для варіанту №2. При розрахунку

потокорозподілу в ділянках 2-304, 15-303-8, 13-302-11 та 15-301-9, розглянемо ці замкнені мережі як схеми з двостороннім живленням з однаковими напругами у вузлах живлення.

Розглянемо першу ділянку – 2-304:

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами:

$$\underline{S}_{i-j} = \frac{\sum \underline{S}_j \cdot l_{ij}}{l_{\Sigma}}, \quad (1.4)$$

$$\sum \underline{S}_{i-j} = \underline{S}_j, \quad (1.5)$$

де $\underline{S}_{i-j}$ - потужність, що передається до вузла через $i-j$ ділянку;

$\underline{S}_j$ - повна потужність навантаження j – того вузла;

l_{ij} - довжина ділянки $i-j$;

l_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

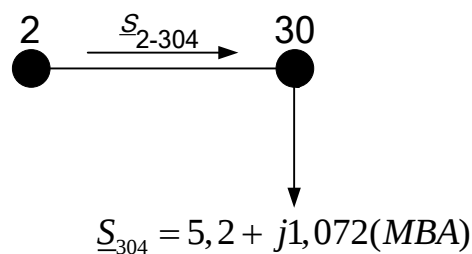


Рисунок 1.3 - Схема мережі для розрахунку потокорозподілу

Отже, потужність ділянки 2-304 дорівнює:

$$\underline{S}_{304} = \underline{S}_{2-304} = 5,2 + j1,072(MVA).$$

Перевірка для дволанцюгової лінії не проводиться.

Розрахунок ділянки 15-303-8:

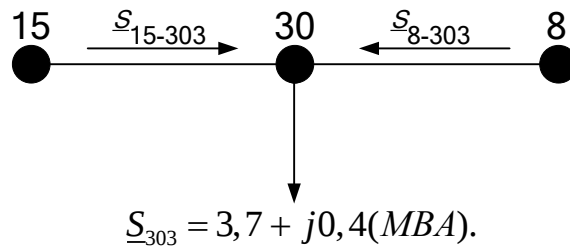


Рисунок 1.4 - Схема мережі для розрахунку поточкорозподілу

Потужність ділянки 15-303 дорівнює:

$$S_{15-303} = \frac{\sum S_{303} \cdot l_{8-303}}{l_{15-303} + l_{8-303}} = \frac{(3,7 + j0,4) \cdot 31,46}{27,17 + 31,46} = 1,985 + j0,215(MVA)$$

Потужність ділянки 8-303 дорівнює:

$$S_{8-303} = \frac{\sum S_{303} \cdot l_{15-303}}{l_{15-303} + l_{8-303}} = \frac{(3,7 + j0,4) \cdot 27,17}{27,17 + 31,46} = 1,715 + j0,185(MVA)$$

Перевірка:

$$\begin{aligned} (S_{15-303} + S_{8-303}) &= S_{303} \\ 1,985 + j0,215 + 1,715 + j0,185 &= 3,7 + j0,4 \\ 3,7 + j0,4 &= 3,7 + j0,4 \end{aligned}$$

Отже, розрахунок поточкорозподілу для ділянки 15-303-8 проведено вірно, оскільки сума потужностей, що передаються вузлу 303, рівні потужності навантаження 303 вузла.

Розрахунок ділянки 13-302-11:

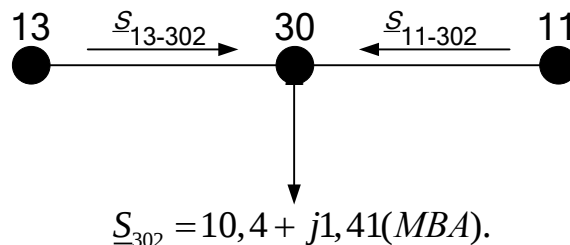


Рисунок 1.5 - Схема мережі для розрахунку поточкорозподілу

Потужність ділянки 11-302 дорівнює:

$$S_{11-302} = \frac{\sum S_{302} \cdot l_{13-302}}{l_{13-302} + l_{11-302}} = \frac{(10,4 + j1,41) \cdot 15,73}{15,73 + 18,59} = 4,767 + j0,646(MVA)$$

Потужність ділянки 13-302 дорівнює:

$$S_{13-302} = \frac{\sum S_{302} \cdot l_{11-302}}{l_{13-302} + l_{11-302}} = \frac{(10,4 + j1,41) \cdot 18,59}{15,73 + 18,59} = 5,633 + j0,764(MVA)$$

Перевірка:

$$\begin{aligned} (S_{12-302} + S_{11-302}) &= S_{302} \\ 4,767 + j0,646 + 5,633 + j0,764 &= 10,4 + j1,41 \\ 10,4 + j1,41 &= 10,4 + j1,41 \end{aligned}$$

Значення вийшли однакові, отже, розрахунок потокорозподілу для ділянки 13-302-11 проведено вірно.

Розрахунок ділянки 15-301-9:

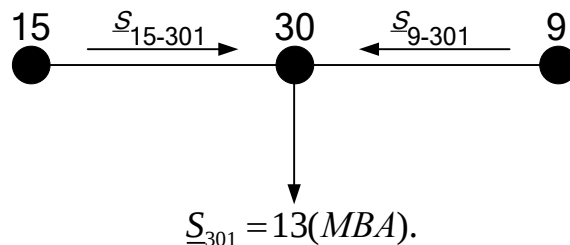


Рисунок 1.6 - Схема мережі для розрахунку потокорозподілу

Потужність ділянки 15-301 дорівнює:

$$S_{15-301} = \frac{\sum S_{301} \cdot l_{9-301}}{l_{15-301} + l_{9-301}} = \frac{13 \cdot 28,6}{24,31 + 28,6} = 7,027(MVA).$$

Потужність ділянки 9-301 дорівнює:

$$S_{9-301} = \frac{\sum S_{301} \cdot l_{15-301}}{l_{15-301} + l_{9-301}} = \frac{13 \cdot 24,31}{24,31 + 28,6} = 5,973(MVA).$$

Перевірка:

$$(S_{15-301} + S_{9-301}) = S_{301}; 7,027 + 5,973 = 13$$

Розрахунок поточкорозподілу для ділянки 15-301-9 проведено вірно, оскільки перевірка справджується.

1.4 Вибір номінальної напруги

Економічно доцільна напруга залежить від багатьох чинників: потужності, навантажень, їхньої відстані від джерела живлення, розташування щодо один одного, обраної конфігурації електричної мережі, засобів регулювання напруги і т.д.

$$U_{ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}} \quad (2.4)$$

де l_{ij} - довжина ділянки мережі, км; P_{ij} - активна потужність ділянки ланцюга.

Варіанти проектованої мережі або її окремих ділянок можуть мати різноманітну номінальну напругу. Ділянки кільцевої мережі виконують на одну напругу - номінальну напруга ділянки - де вона виявилася найбільшою. Оскільки нові пункти споживання електричної енергії підключаються вже до існуючої мережі, в кожному з вузлів якої встановлені трансформатори на

певну напругу, то при виборі напруги необхідно також враховувати і цей факт.

Розрахуємо напругу ділянки 301-9 першого варіанту:

$$U_{301-9} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{301-9}} + \frac{2500}{P_{301-9}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{28,6} + \frac{2500}{5,973}}} = 47,89(\text{кВ})$$

Отже приймаємо за номінальну напругу цієї лінії 110 кВ. Результати розрахунків по вибору номінальної напруги для всіх інших ліній всіх варіантів представлені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку потокорозподілу та вибору номінальної напруги

№ схеми	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P_L , МВт	Q_L , МВАр	S_L , МВА	$U_{розр}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
1	301-15	24,31	1	7,037	0	7,037	51,583	110
	301-9	28,6	1	5,973	0	5,973	47,89	110
	302-13	15,73	1	5,633	0,764	5,685	46,092	110
	302-5	34,32	1	8,561	4,621	9,728	57,111	110
	303-14	32,89	1	1,809	0,196	1,82	26,753	110
	303-8	31,46	1	1,715	0,185	1,725	26,05	110
	304-2	15,73	2	5,2	1,072	5,309	44,17	110
2	301-15	24,31	1	7,037	0	7,037	51,583	110
	301-9	28,6	1	5,973	0	5,973	47,89	110
	302-13	15,73	1	5,633	0,764	5,685	46,092	110
	302-11	18,59	1	4,767	0,646	4,811	42,401	110
	303-15	27,17	1	7,896	4,262	8,973	54,634	110
	303-8	31,46	1	1,715	0,185	1,725	26,05	110
	304-2	15,73	2	5,2	1,072	5,309	44,17	110
3	301-200	27,17	1	5,932	0	5,932	47,681	110
	301-10	22,88	1	7,068	0	7,068	51,601	110
	302-11	18,59	1	4,767	0,646	4,811	42,401	110
	302-5	34,32	1	8,561	4,621	9,728	57,111	110
	303-15	27,17	1	7,896	4,262	8,973	54,634	110
	303-8	31,46	1	1,715	0,185	1,725	26,05	110
	304-2	15,73	2	5,2	1,072	5,309	44,17	110
	301-15	24,31	1	7,037	0	7,037	51,583	110
	301-9	28,6	1	5,973	0	5,973	47,89	110
	302-13	15,73	1	5,633	0,764	5,685	46,092	110

4	302-11	18,59	1	4,767	0,646	4.811	42,401	110
	303-14	32,89	1	1,809	0,196	1,82	26,753	110
	303-8	31,46	1	1,715	0,185	1,725	26,05	110
	304-2	15,73	2	5,2	1,072	5,309	44,17	110

1.5 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач

Вибір поперечного перерізу проводів ліній 35–750 кВ проводиться за економічними інтервалами. Відповідності до цього методу вибір перерізу проводиться за розрахунковим струмовим навантаженням одного ланцюга лінії $I_{розр}$, який визначається за виразом:

$$I_{розр} = \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)}}{n_{\text{л}}}, \quad (1.6)$$

де α_1 – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження лінії за роками її експлуатації;

α_T – коефіцієнт, що враховує число годин використання максимального навантаження лінії $T_{\text{нб}}$ і коефіцієнт її попадання в максимум навантаження енергосистеми K_T ;

$I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм, відповідний до максимального навантаження лінії в 5-ий рік її експлуатації;

$n_{\text{л}}$ – кількість ланцюгів лінії.

Згідно рекомендацій [4] для ліній 35–220 кВ значення α_1 може бути прийняте рівним 1,05, що відповідає математичному сподіванню цього коефіцієнта в області найбільш поширених темпів росту навантаження.

Значення коефіцієнта α_T для ліній 35–220 кВ при $K_T=1$ складають при $T_{нб} < 4000 - 0,8$; при $4000 < T_{нб} < 6000 - 1,0$; $T_{нб} > 6000 - 1,3$.

Одержане значення $I_{розр}$ порівнюється зі значеннями граничних економічних навантажень для різних перерізів проводів $F_{(i-1)}$, F_i , $F_{(i+1)}$, які підбираються для техніко-економічного розрахунку.

При виконанні умови: $I_{розр} < I_{гр(i-1)}$ вибирається поперечний переріз $F_{(i-1)}$; $I_{гр(i)} > I_{розр} > I_{гр(i-1)}$ – вибирається переріз F_i ; $I_{гр(i+1)} > I_{розр} > I_{гр(i)}$ – вибирається переріз $F_{(i+1)}$.

Значення $I_{гр}$ у [4] подані в залежності від номінальної напруги лінії, типу опор (одно- або дволанцюгові), матеріалу опор (залізобетон, сталь) і району кліматичних умов з ожеледі (1–4) для України та інших держав. Оскільки в складі вихідних даних проекту відсутні дані про умови вибору і матеріалу опор, то рекомендується для всіх ліній мережі, яка проектується, використовувати опори з одного й того ж матеріалу (або залізобетонні, або металеві; дерев'яні опори в наш час використовуються рідко). У випадках, коли дві лінії передбачається спорудити по одній трасі, рекомендується використовувати двохланцюгові опори, в останніх випадках – одноланцюгові. Якщо у проекті для будь-якої ділянки мережі значення $I_{розр}$ перевищує граничний економічний струм для максимального перерізу проводів F_{max} лінії даної номінальної напруги $I_{гр.ек.мах}$, то слід виявити доцільність варіанта спорудження цієї лінії з перетином F_{max} і її експлуатації з погіршеними техніко-економічними показниками (тобто при $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$) у порівнянні з варіантами її посилення – переводом на підвищену напругу або спорудженням додаткових ланцюгів.

Разом з тим при виконанні учбового проектування внаслідок обмеженого часу розглядати варіанти з числом ланцюгів на окремих ділянках більше двох

не рекомендується, якщо є другі варіанти, де на таких ділянках при такій самій номінальній напрузі умова $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$ виконується.

Для магістральних ліній з проміжними відгалуженнями потужностей вибір перерізу проводів на кожній з ділянок між підстанціями проводиться за відповідним розрахунковим струмом.

Однак у випадках, коли розрахункові струми суміжних ділянок попадають у сусідні економічні інтервали, допускається вибір однакового перерізу для цих ділянок, який відповідає ділянці найбільшої довжини.

Оскільки механічний розрахунок сталевеоалюмінієвих проводів не входить в перелік завдань даного проекту, то марка проводу вибирається відповідно із проектною практикою.

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу лінії між вузлами 302 та 11 варіанту №2.

$$|S_{302-11}| = \sqrt{P_{302-11}^2 + Q_{302-11}^2} = \sqrt{4,767^2 + 0,646^2} = 4,811(\text{МВА}),$$
$$I_{розр302-11} = \frac{|S_{302-11}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_T = \frac{4,811}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,027(\text{кА}) = 27(\text{А}),$$

де $\alpha_1 = 1,05$, оскільки $T_{нб} = 5500$ годин, $\alpha_T = 1$;

Обираємо лінію електропередач з наступними параметрами:

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – VI;
- район по натиску вітру – III;
- марка та переріз проводу – АС-120/19.

Для всіх інших ліній електропередач розрахунок виконуємо аналогічно.

Результати розрахунку представлені в таблиці 2.3.

Таблиця 1.4 – Результати вибору марки та площі перерізу проводів

№ Сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	Сл, МВА	U _{ном} , кВ	I _{розр} , А	I _Е , А	F, мм ²	Марка проводу
1	301-15	24,31	1	7,037	110	38,781	135	120	АС-120/19
	301-9	28,6	1	5,973	110	32,918	135	120	АС-120/19
	302-13	15,73	1	5,685	110	31,33	135	120	АС-120/19
	302-5	34,32	1	9,728	110	53,612	135	120	АС-120/19
	303-14	32,89	1	1,82	110	10,03	135	120	АС-120/19
	303-8	31,46	1	1,725	110	9,506	135	120	АС-120/19
	304-2	15,73	2	5,309	110	14,629	135	120	АС-120/19
2	301-15	24,31	1	7,037	110	38,781	135	120	АС-120/19
	301-9	28,6	1	5,973	110	32,918	135	120	АС-120/19
	302-13	15,73	1	5,685	110	31,33	135	120	АС-120/19
	302-11	18,59	1	4,811	110	26,514	135	120	АС-120/19
	303-15	27,17	1	8,973	110	49,451	135	120	АС-120/19
	303-8	31,46	1	1,725	110	9,506	135	120	АС-120/19
	304-2	15,73	2	5,309	110	14,629	135	120	АС-120/19
3	301-200	27,17	1	5,932	110	32,692	135	120	АС-120/19
	301-10	22,88	1	7,068	110	38,952	135	120	АС-120/19
	302-11	18,59	1	4,811	110	26,514	135	120	АС-120/19
	302-5	34,32	1	9,728	110	53,612	135	120	АС-120/19
	303-15	27,17	1	8,973	110	45,78	135	120	АС-120/19
	303-8	31,46	1	1,725	110	9,506	135	120	АС-120/19
	304-2	15,73	2	5,309	110	14,629	135	120	АС-120/19
4	301-15	24,31	1	7,037	110	38,781	135	120	АС-120/19
	301-9	28,6	1	5,973	110	32,918	135	120	АС-120/19
	302-13	15,73	1	5,685	110	31,33	135	120	АС-120/19
	302-11	18,59	1	4,811	110	26,514	135	120	АС-120/19
	303-14	32,89	1	1,82	110	10,03	135	120	АС-120/19
	303-8	31,46	1	1,725	110	9,506	135	120	АС-120/19
	304-2	15,73	2	5,309	110	14,629	135	120	АС-120/19

1.6 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання і оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах

Для кожної з ділянок мережі визначаємо той післяаварійний режим з найбільшими навантаженнями підстанцій, в якому на ділянках тече максимальний потік потужності. За цих умов потрібно виконати перевірку вибраного перерізу за допустимим нагрівом шляхом порівняння значень

струму в цьому режимі з $I_{\text{доп}}$, який надається в таблицях [4, 5], та таблиці 2.3 для вибраної марки проводу.

У зв'язку з тим, що в більшості випадків розрахункові схеми для післяаварійних режимів відрізняються від схем для нормального режиму лише параметрами ділянки, де розглядається аварія (випадок – відключення одного ланцюга двохланцюгової лінії, або відсутність зв'язку між двома вузлами, наприклад, випадок відключення однієї з головних ділянок кільцевої мережі), то розрахунок поточкорозподілення в них утворюється досить просто і не потребує використання ЕОМ.

Одержані значення втрат напруги не повинні перевищувати 20 % від номінального (ПУЕ). Якщо ці умови задовольняються, то умовно припускається, що пристрої РПН двохобмоткових трансформаторів можуть забезпечити на шинах 10 кВ напругу, у відповідності з принципом зустрічного регулювання. Якщо воно не задовольняється, то такий варіант мережі може бути виключений із подальшого розгляду як технічно неконкурентно спроможний.

Перевіримо обрані перерізи на прикладі ділянки 15-301-9 схеми варіанту №2. Найбільш навантаженою в цій частині електричної мережі є вітка 301-9, тому припустимо, що саме на цій лінії сталася аварія і ця лінія відключена.

Поточкорозподіл на ділянці 301-15 буде визначатися як в радіальній мережі:

$$|S_{301-15}| = |S_{301}| = 13,01(\text{МВА}).$$

Порахуємо значення струму в цій ділянці та порівняємо із допустим тривалим струмом для відповідної марки проводу.

$$I_{\text{п.а.}} < 390(\text{А}). \quad (1.7)$$

$$\frac{|S_{301-15}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} < 390(\text{А}),$$

$$\frac{13,01}{\sqrt{3} \cdot 110} < 390(\text{А}),$$

$$68,285 < 390(A).$$

Як видно, обрані марки та перерізи проводів витримують післяаварійний режим. Тому необхідності у збільшенні перерізу проводу немає.

Результати перевірки проводів у після аварійному режимі інших ліній електропередач для всіх варіантів наведені в таблиці 1.5. В ній також наведені основні технічні параметри обраних проводів. Як видно з результатів розрахунку всі обрані лінії витримали післяаварійний режим, оскільки на стадії вибору вже були обрані із запасом.

Таблиця 1.5 – Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі

№ сх.	Ділянка мережі	$S_{л.п.а.}$ МВА	$I_{п.а.}$, А	$I_{доп.}$, А	Марка проводу	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ См/км	R_l Ом	X_l Ом	B_l См 10^{-6}
1	301-15	13,01	68,285	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	6,053	10,38	32,33
	301-9	-	-	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	-	-	-
	302-13	15,413	80,991	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	3,917	6,717	20,92
	302-5	-	-	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	-	-	-
	303-14	-	-	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	-	-	-
	303-8	3,545	18,606	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	7,834	13,433	41,84
	304-2	5,309	27,685	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	1,985	3,358	41,84
2	301-15	13,01	68,285	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	6,053	10,38	32,33
	301-9	-	-	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	-	-	-
	302-13	-	-	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	-	-	-
	302-11	10,496	55,09	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	4,62	7,937	49,44
	303-15	-	-	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	-	-	-
	303-8	7,41	38,892	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	7,834	13,433	41,84
	304-2	5,309	27,685	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	1,985	3,358	41,84
	301-200	13	68,232	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	6,765	11,602	36,13
	301-10	-	-	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	-	-	-
	302-11	14,539	76,309	390	АС120/19	0,249	0,427	2,660	4,629	7,938	24,72

3	302-5	-	-	390	AC120/19	0,249	0,427	2,660	-	-	45,64
	303-15	-	-	390	AC120/19	0,249	0,427	2,660	-	-	-
	303-8	7,41	38,892	390	AC120/19	0,249	0,427	2,660	7,834	13,433	41,84
	304-2	5,309	27,685	390	AC120/19	0,249	0,427	2,660	1,985	3,358	41,84
4	301-15	13,01	68,285	390	AC120/19	0,249	0,427	2,660	6,053	10,38	32,33
	301-9	-	-	390	AC120/19	0,249	0,427	2,660	-	-	-
	302-13	-	-	390	AC120/19	0,249	0,427	2,660	-	-	-
	302-11	10,496	55,09	390	AC120/19	0,249	0,427	2,660	4,62	7,937	49,44
	303-14	-	-	390	AC120/19	0,249	0,427	2,660	-	-	-
	303-8	3,545	18,606	390	AC120/19	0,249	0,427	2,660	7,834	13,433	41,84
	304-2	5,309	27,685	390	AC120/19	0,249	0,427	2,660	1,985	3,358	42,84

Наступним етапом є визначення максимальних втрат напруги. Покажемо визначення втрат напруги на прикладі ділянки мережі 301-9, варіанту №1

Втрати напруги у вітці 301-9:

$$U_{n.a.} = 121(\text{кВ}),$$

$$\Delta U_{301-9} = \frac{P_{301-9} \cdot R_{301-9} + Q_{301-9} \cdot X_{301-9}}{U_{n.a.}} \quad (1.8)$$

$$\Delta U_{301-9} = \frac{5,973 \cdot 7,1214 + 0 \cdot 12,2122}{121} = 0,35(\text{кВ})$$

$$U_{301} = U_{n.a.} - \Delta U_{301-9} = 121 - 0,35 = 120,65(\text{кВ})$$

Визначимо відхилення напруги:

$$\delta U_{301} = \frac{U_{ном} - U_{301}}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (1.9)$$

$$\delta U_{301} = \frac{110 - 120,65}{110} \cdot 100\% = -9,681\%.$$

Отже, відхилення напруги не перевищує номінальну напругу більше ніж на 20%. Для інших варіантів розрахунків виконується за таким же алгоритмом, а результати розрахунку приведені в таблиці 1.6. Окрім результатів по

максимальним втратам напруги в цій таблиці також наведена інформація про кількість вимикачів та сумарну довжину ліній для всіх запропонованих варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ. За цими укрупненими показниками вартості спорудження нових мереж можна попередньо відкинути три заздалегідь дорожчих варіанти.

Таблиця 1.6 – Відхилення напруги в післяаварійному режимі та інформація про кількість вимикачів та загальну довжину ліній

№ схеми	$\delta U_{\text{норм.}}, \%$	Кількість вимикачів	$l_{\text{лен}}, \text{ км}$
1	-8,94156	19	183,04
2	-9,22716	19	161,59
3	-8,94156	19	177,32
4	-9,68042	19	167,31

При інших приблизно рівних показниках перевага надається тим варіантам, у яких електроенергія передається найбільш короткими лініями від джерела постачання до пунктів її споживання і в яких найменші втрати напруги.

Проаналізувавши таблицю 1.6 можна дійти висновку, що для подальшого розгляду доцільно залишити схеми варіантів №2 та №4, як такі що мають найменшу загальну довжину ліній електропередач і кількість вимикачів.

1.7 Оцінка балансу потужностей. Вибір додаткових джерел реактивної потужності

Джерела активної потужності в кожному мить сталого режиму повинні генерувати у систему стільки електроенергії, скільки в цей момент вимагають всі споживачі, враховуючи всі втрати в електричній мережі, тобто баланс активних потужностях за незмінною частотою $f = f_{\text{ном}}$ записується:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{м}} \quad (1.10)$$

P_{Γ} – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій; $\sum_{i=1}^K P_{ni}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах (приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5% від $\sum_{i=1}^K P_{ni}$); $K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})). \quad (1.11)$$

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{C_{ij}} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{K\Pi_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K \Delta Q_{\text{ЛЕП}_{ij}}, \quad (1.12)$$

де $0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження; $\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K \Delta Q_{\text{ЛЕП}_{ij}}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях; $\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{C_{ij}}$ – зарядна потужність, що генерується лініями; $\sum_{j=1}^K Q_{K\Pi_i}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності (компенсуючих пристроїв – КП); $\sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Таким чином, сумарна реактивна потужність, яка необхідна для електропостачання району, складається із реактивного навантаження споживачів у заданих пунктах і втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі.

Основним типом компенсуючих пристроїв, які встановлюються по умові покриття реактивної потужності, є конденсатори.

Для компенсації реактивного навантаження споживачів і втрат реактивної потужності в мережах використовуються синхронні компенсатори і батареї статичних конденсаторів. Конденсаторні батареї комплектуються з конденсаторів типу КСА-0,66-20; КС2А-0,66-40; КС2-1,05-60 і КС2-1,06-125.

Необхідна потужність батарей конденсаторів, які встановлюються на кожній з підстанцій, забезпечується паралельним включенням серійно виготовлених компенсуючих установок.

Всі інші розрахунки в проекті проводяться за реактивними складовими навантажень, враховуючи установки на підстанціях вибраних компенсуючих пристроїв.

Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо.

Для ділянки 15-301-9 другого варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} = 0,9 \cdot 13 + 0,05 \cdot 13 = 12,35(\text{МВт});$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 12,35 \cdot 0 = 0(\text{МВ} \cdot \text{А});$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{\text{КП}_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{\text{ні}} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{\text{T}_i} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 0 + 0,1 \cdot 0 - 0 = 0(\text{МВ} \cdot \text{А}).$$

Для ділянки 13-302-11 другого варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} = 0,9 \cdot 10,4 + 0,05 \cdot 10,4 = 9,538(\text{МВт});$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 9,538 \cdot 0,54 = 5,148(\text{МВ} \cdot \text{А});$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{\text{КП}_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{\text{ні}} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{\text{T}_i} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 1,41 + 0,1 \cdot 1,41 - 5,148 = -3,95(\text{МВ} \cdot \text{А}).$$

Для ділянки 15-303-8 другого варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} = 0,9 \cdot 3,7 + 0,05 \cdot 3,7 = 3,515(\text{МВт});$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 3,515 \cdot 0,484 = 1,702(\text{МВ} \cdot \text{А});$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{\text{КП}_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{\text{ні}} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{\text{Т}_i} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 0,4 + 0,1 \cdot 0,4 - 1,701 = -1,281(\text{МВ} \cdot \text{А}).$$

Для ділянки 304-2 другого варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} = 0,9 \cdot 5,2 + 0,05 \cdot 5,2 = 4,94(\text{МВт});$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 4,94 \cdot 0,484 = 2,393(\text{МВ} \cdot \text{А});$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{\text{КП}_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{\text{ні}} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{\text{Т}_i} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 1,072 + 0,1 \cdot 1,072 - 2,390 = -0,605(\text{МВ} \cdot \text{А}).$$

У даній схемі не встановлюється КП. Баланс реактивних потужностей варіанту мережі №2 призводить до таких самих результатів.

1.9 Вибір трансформаторів на підстанціях

Відповідності до практики проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися за умови допустимого перенавантаження у післяаварійних режимах до 40% (на період максимуму загальної добової тривалості не більше 5 годин протягом не більше 6 діб). Слід зауважити, що у післяаварійних режимах перенавантаження може виявитися більш ніж 40%, але на менший період.

$$\dot{S}_{\text{Т.ном } i} = \frac{P_{\text{max } i}}{1,4(n_{\text{Т}}-1)\cos\varphi_{\text{Н}}} = \frac{S_{\text{max } i}}{1,4(n_{\text{Т}}-1)}, \quad (1.13)$$

де $n_{\text{Т}} \geq 2$ – число однотипних трансформаторів, установлених на підстанції.

Встановлюємо по два трансформатори на кожній підстанції. Проведемо розрахунок по вибору трансформаторів на підстанції вузла 301.

$$S_T = \frac{S_{\max i}}{1,4(n_T-1)} = \frac{13}{1,4(2-1)} = 9,285(\text{МВт})$$

За довідниковими даними обираємо трансформатори типу ТДН-10000/110 потужністю 10 МВА. Для вузлів 302, 303, 304 вибір трансформаторів проводиться аналогічно. Результати вибору трансформаторів представлені в таблиці 1.7, в якій також подані паспортні дані трансформаторів.

Таблиця 1.7 – Результати вибору трансформаторів на підстанціях

№ вуз-ла	S_m МВА	Тип	$S_{ном}$ МВА	Границі регулювання	$U_{ном}$ обмоток, кВ		u_k %	ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x %	R Ом	X Ом	ΔQ_x кВАр
					ВН	НН							
301	9,285	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
302	7,357	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
303	2,64	ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
304	3,714	ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

2 ТИПОВІ СХЕМИ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ. ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ І ВИБІР ЕКОНОМІЧНО ДОЦІЛЬНОЇ СХЕМИ МЕРЕЖІ

Вибір схеми підстанції залежить від кількості ліній, що підводяться до неї, а також від кількості встановлених трансформаторів. При цьому схема підстанції має відповідати низці ключових вимог, серед яких основними є такі:

1. Схема повинна забезпечувати **надійне електропостачання приєднаних споживачів** у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах згідно з їх категорією надійності.

2. Схема повинна гарантувати **надійний транзит електричної потужності** через підстанцію в усіх режимах роботи, відповідно до її ролі у структурі розглянутої ділянки мережі.

3. Конфігурація підстанції має бути максимально **простою, наочною, економічно доцільною** та передбачати наявність автоматичних засобів для відновлення електропостачання у післяаварійних ситуаціях без участі обслуговуючого персоналу.

4. Схема повинна допускати **поетапний розвиток розподільчого пристрою (РП)** з можливістю переходу від одного етапу до іншого без суттєвих обсягів реконструкційних робіт і без значних перерв в електропостачанні споживачів.

5. При пошкодженні елементів мережі кількість вимикачів, що спрацьовують одночасно в межах одного РП, має бути обмежено: не більше двох при пошкодженні лінії та не більше чотирьох при пошкодженні трансформатора.

Для визначення вартості вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв необхідно здійснити обґрунтований вибір схем розподільчих пристроїв. У даному проєкті запропоновано для вузлів **301, 302, 303** застосувати **схему мостового типу** з вимикачами у перемичці та у трансформаторних колах (для прохідних вузлів із споживачами I категорії). Для вузла **304**, що є тупиковим і обслуговує споживачів II категорії, доцільно використати **схему з двома блоками**, оснащеними відділювачами та неавтоматизованою перемичкою зі сторони ліній.

Враховуючи дані положення, з таблиці 4.6 [4] було обрано схеми підстанцій для 2-ї та 4-ї схем мережі (рис 2.1). Результати вибору занесені до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Типові схеми розподільних пристроїв

№ схеми	№ вузла	Назва схеми	Область використання			Додаткові умови
			Напруга, кВ	Сторона	Кільк. ліній	Застосування
2,4	301 302 303	Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями ланцюгів трансформаторів	35-220	ВН	2	Прохідна підстанція, потужність трансформаторів не більше 125 МВА
2,4	304	Два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній	35-220	ВН	2	Тупикова і відгалуження підстанції

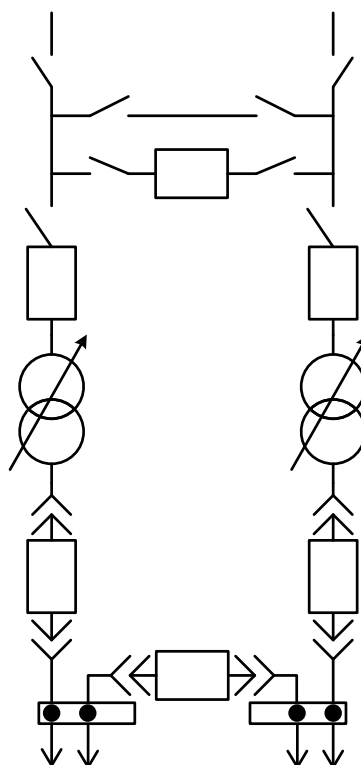


Рисунок 2.1 – Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями ланцюгів трансформаторів

Підбір та обрання схеми підстанцій для мережі здійснювався відповідно до кількості ліній, які підходять до підстанції та кількості встановлених на ній трансформаторів, а також класу напруг ліній.

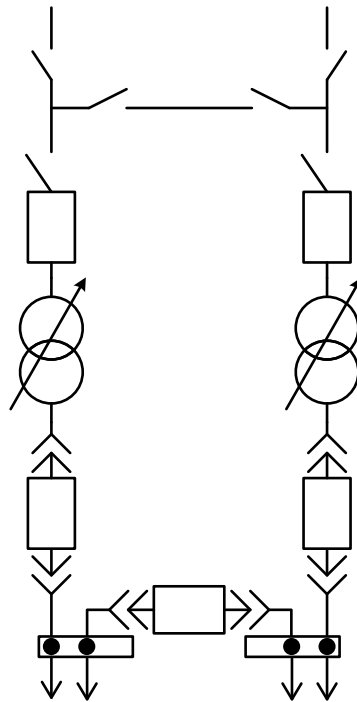


Рисунок 2.2 - Два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній

2.1 Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі

Порівняємо варіанти виконання мережі за техніко-економічними показниками на основі техніко-економічного аналізу (ТЕА). Порівняння варіантів проводимо за мінімумом приведених затрат.

Критерієм економічної ефективності є дисконтні затрати, які визначають за формулою:

$$Z = E_n \cdot K + B + Z_6, \quad (2.1)$$

де $E_n = 0,12$; K – капіталовкладення, тис. грн; B – Щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн; Z_6 – збиток від перерви електричного постачання, приймається $Z_6 = 0$.

В умовах нестабільної економіки країни капітальні вкладення рекомендується визначати у твердій вільно конвертованій валюті, наприклад в доларах США. Для переходу до національної валюти необхідно приведені в довідниках показники вартості помножити на офіційний курс долара США на момент виконання розрахунків (42 грн. за 1 дол. США).

$$K = K_{\Pi} + K_{Л}, \quad (2.2)$$

де K_{Π} – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій; $K_{Л}$ – капітальні витрати на спорудження ліній.

$$K_{\Pi} = K_T + (K_B + K_{ВРП}) + K_{ЗРП} + K_{КП} + K_{ПОСТ}, \quad (2.3)$$

де K_T – вартість трансформаторів, тис. грн.; $K_B + K_{ВРП}$ – капітальні вкладення у вимикачі та відкриті розподільчі пристрої, тис. грн.; $K_{ЗРП}$ – витрати, що враховують вартість закритих розподільних пристроїв, тис. грн.; $K_{КП}$ – витрати на компенсуючі пристрої; $K_{ПОСТ}$ – постійна частина витрат, тис. грн.

Визначаємо вартість трансформаторів за формулою.

$$K_T = N_t \cdot K \cdot \sum C_t, \quad (2.4)$$

де N_t – кількість трансформаторів на 1 підстанції; K – курс гривні до долара; $\sum C_t$ – сумарна вартість трансформаторів.

$$K_T = 2 \cdot 42 \cdot (36 + 36 + 40 + 40) = 12770 \text{ (тис. грн.)}$$

Для визначення вартості вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв необхідно провести вибір схем розподільчих пристроїв. Пропонуємо для вузлів 301, 302, 303 схему містка з вимикачами в перемичці та ланцюгах трансформаторів (для прохідних вузлів 1 категорії споживачів), а для вузла 304

– блок (лінія-трансформатор) з відмежовувачем (для тупікового вузла 2 категорії споживачів).

Визначаємо $K_B + K_{BPII}$: $K_B + K_{BPII} = (3 \cdot 120 + 75 \cdot 1) \cdot 42 = 18270$ (тис.грн.)

Визначаємо $K_{ЗРП}$ за: $K_{ЗРП} = 4 \cdot 70 \cdot 42 = 11760$ (тис.грн.).

Визначаємо $K_{ПОСТ}$: $K_{ПОСТ} = 4 \cdot 210 \cdot 42 = 35280$ (тис.грн.).

Визначаємо $K_{КП}$: $K_{КП} = 0$.

Отже загальна вартість підстанції:

$$K_{\Pi} = 12770 + 18270 + 11760 + 35280 + 0 = 78080 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{Л}} = C_{\text{л}} \cdot \sum l, \quad (2.5)$$

де $C_{\text{л}}$ – вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.

Визначаємо $C_{\text{л}}$ по [8] табл. Д1. для залізобетонних опор.

$$K_{\text{Л}} = (12 \cdot 145,86 + 18 \cdot 15,73) \cdot 42 = 85410 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 78080 + 85410 = 163490 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + B_{\Delta W}, \quad (2.6)$$

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт ліній, тис. грн

$$B_{\text{Л}} = \frac{a_{\text{Л}} \% + P_{\text{Л}} \% + O_{\text{Л}} \%}{100} \cdot K_{\text{Л}}, \quad (2.7)$$

a – амортизація; P – поточний ремонт; O – обслуговування.

$$B_{\text{Л}} = \frac{a_{\text{Л}} \% + P_{\text{Л}} \% + O_{\text{Л}} \%}{100} = 0.094;$$

$$B_{\text{Л}} = 0,094 \cdot 85410 = 8028 \text{ (тис.грн.)}.$$

B_{Π} – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт підстанцій, тис. грн.

$$B_{\Pi} = \frac{a_{\Pi} \% + P_{\Pi} \% + O_{\Pi} \%}{100} \cdot K_{\Pi} \quad (2.8)$$

$$B_{\Pi} = \frac{a_{\Pi} \% + P_{\Pi} \% + O_{\Pi} \%}{100} = 0,028;$$

$$B_{\Pi} = 0,028 \cdot 78080 = 2186(\text{тис.грн.}).$$

$B_{\Delta W}$ – відрахування від капітальних витрат на вартість втрат електроенергії ΔW за рік, тис. грн.

$$B_{\Delta W} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot \sum \frac{S_{\text{Л}}^2}{U_{\text{Н}}^2} \cdot R_{\text{Л}} \cdot \tau, \quad (2.9)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії, $b_0 = 3,2$ грн./кВт·год ; τ – час втрат.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{НБ}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5200}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3633 (\text{год}).$$

де $T_{\text{НБ}}$ – тривалість використання найбільшого навантаження.

$$B_{\Delta W} = 3,2 \cdot \left(\frac{7,037^2 \cdot 6,053 + 5,973^2 \cdot 7,121 + 4,767^2 \cdot 3,917 + 5,633^2 \cdot 4,629 + 7,896^2 \cdot 6,765 + 1,715^2 \cdot 7,834 + 5,2^2 \cdot 1,958}{110^2} \right) \cdot 3633 = 1214(\text{тис.грн.}).$$

$$B = 8028 + 2186 + 1214 = 11428(\text{тис.грн.})$$

Для даного варіанту збиток не рахується, у зв'язку к категорією споживачів (І). Для них перерва у електропостачанні недопустима, тому $Зб=0$.

Приведені затрати:

$$З = 0,12 \cdot 163490 + 11428 + 0 = 31046(\text{тис.грн.}).$$

Результати розрахунків для двох варіантів зводимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 - Результати розрахунків для двох варіантів

№ сх,	K_n	K_l	K	B_n	B_l	$B_{\Delta w}$	B	Z
	<i>тис, грн</i>	<i>тис, грн</i>	<i>тис, грн</i>	<i>тис, грн</i>	<i>тис, грн</i>	<i>тис, грн</i>	<i>тис, грн</i>	<i>тис, грн</i>
2	78080	85410	163490	2186	8020	1214	11428	31046
4	78080	88132	166212	2186	8284	835	11305	31251

Отже за результатами розрахунків обираємо схему варіанту № 2, як таку що має менше значення приведених витрат.

3 МОДЕЛЮВАННЯ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ ЇЇ РЕЖИМІВ РОБОТИ

3.1 Розрахунки параметрів схем заміщення мережі

Схему заміщення електричної мережі складають, об'єднуючи схеми заміщення окремих елементів мережі у відповідності з послідовністю цих елементів у розрахунковій мережі. Схеми заміщення окремих елементів мережі і розрахунок параметрів цих схем наведені нижче.

1. Лінії зображуються схемами заміщення:

ЛЕП напругою 110–330 кВ:

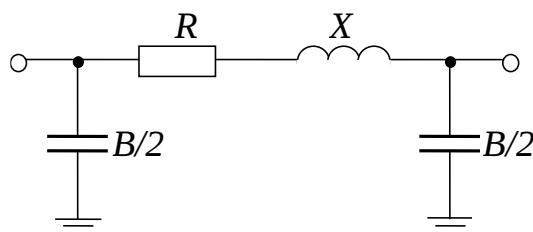


Рисунок 3.1 – Схеми заміщення ЛЕП 35–330 кВ

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n}; \quad X = \frac{x_0 \cdot l}{n}; \quad \frac{B}{2} = \frac{b_0 \cdot l \cdot n}{2}$$

де r_0, x_0, b_0 – відповідно питомі параметри (на 1 км довжини) активного і реактивного опорів, а також ємнісна провідність лінії, визначаються за [4, таблиця 7,5]; l – довжина лінії; n – кількість ланцюгів.

Зарядна потужність лінії:

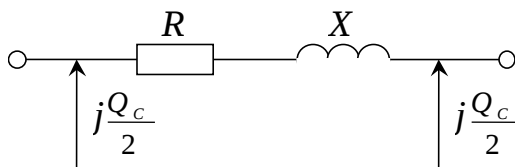


Рисунок 3.2 – Схеми заміщення ЛЕП з зарядною потужністю.

$$Q_C = U_H^2 \cdot B/2 \quad (3.1)$$

Розрахуємо параметри лінії 100-НЗ по вищевказаних формулах:

$$R = 24,31 \cdot 0,249 = 6,053 \text{ Ом};$$

$$X = 24,31 \cdot 0,427 = 10,380 \text{ Ом};$$

$$B/2 = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 24,31/2 = 32,3323 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Q_C/2 = 110^2 \cdot 32,3323 \cdot 10^{-6} = 0,196$$

Розрахунок параметрів схеми заміщення інших ліній проводимо аналогічно, результати зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок параметрів схеми заміщення.

ЛЕП	n	L , км	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ См/км	R_l Ом	X_l Ом	B_l См 10^{-6}	$Q_C/2$ МВар
301-15	1	24,31	0,249	0,427	2,66	6,053	10,380	32,3323	0,196
301-9	1	28,6	0,249	0,427	2,66	7,121	12,212	38,038	0,230
302-13	1	15,73	0,249	0,427	2,66	3,917	6,717	20,9209	0,127
302-11	1	18,59	0,249	0,427	2,66	4,629	7,938	24,7247	0,150
303-15	1	27,17	0,249	0,427	2,66	6,765	11,602	36,1361	0,219
303-8	1	31,46	0,249	0,427	2,66	7,834	13,433	41,8418	0,253
304-2	2	15,73	0,249	0,427	2,66	1,958	3,358	41,8418	0,253

2. Двообмоткові трансформатори зображуються схемою заміщення (рисунок 3.3)

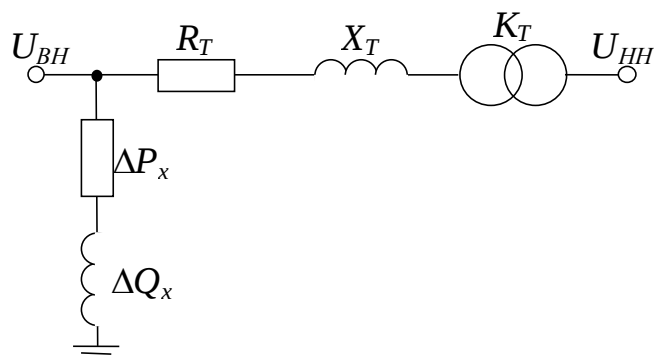


Рисунок 3.3 – Схема заміщення двообмоткового трансформатора

Параметри R_T , X_T , K_T , ΔP_x , ΔQ_x визначаємо за довідником. Результати наведені в таблиці 1.7.

Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій та регулювання напруги в мережі зведено в додаток Б.

3.2 Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі

Заключна частина проекту має на меті визначення витрат, необхідних для спорудження мережі (одноразових капіталовкладень) та для її експлуатації на протязі року (відрахування на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування), а також системних витрат на компенсацію втрат потужності та електроенергії в мережі. Окрім цих основних показників, необхідно визначити ряд вторинних показників, які характеризують економічність експлуатації. До них відносяться:

- собівартість передачі електроенергії у мережі:

$$C = \frac{B}{A_{\text{річ}}} \quad (3.2)$$

де $A_{\text{річ}}$ – сумарна електроенергія, яка відпущена у розподільчі мережі з шин 10 кВ підстанцій протягом року; B - щорічні витрати на експлуатацію мережі, що враховують збільшення втрат електроенергії в існуючій мережі.

$$A_{\text{річ}} = T_{\text{нб}} \cdot \sum_{i=1}^k P_{\text{нб max}} \Sigma \quad (3.3)$$

де $P_{\text{нб max}} \Sigma$ - сумарне максимальне навантаження підстанцій мережі.

$$A_{\text{річ}} = 5200 \cdot (13 + 10,4 + 3,7 + 5,3) = 168500 (\text{тис.грн}).$$

Раніше розраховані щорічні витрати на експлуатацію мережі:

$$C = \frac{11428 \cdot 10^5}{168500 \cdot 10^3} = 6,783 (\text{грн} / \text{кВт} \cdot \text{год}).$$

- відносне значення сумарних втрат активної потужності в режимах максимальних навантажень мережі в процентах від сумарного навантаження

підстанцій для всієї мережі та спроектованої мережі:

$$\Delta P_{* \max \Sigma} = \frac{\Delta P_{\max \Sigma}}{P_{\text{нв} \max \Sigma}} \cdot 100\% = \frac{2,156}{65,9} \cdot 100\% = 3,272\%,$$

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta P_{\max}}{P_{\text{нв} \max}} \cdot 100\% = \frac{3,048}{85,2} \cdot 100\% = 3,577\%.$$

- відносне значення сумарних річних втрат електроенергії в мережі у відсотках від $A_{\text{річ}}$:

$$\Delta A_{* \Sigma} = \frac{\Delta A_{\Sigma}}{A_{\text{річ} \Sigma}} \cdot 100\% = \frac{2,156 \cdot 3633}{65,9 \cdot 5200} \cdot 100\% = 2,286\%.$$

$$\Delta A_{*} = \frac{\Delta A}{A_{\text{річ}}} \cdot 100\% = \frac{3,048 \cdot 3633}{85,2 \cdot 5200} \cdot 100\% = 2,499\%.$$

Крім вказаних показників, представимо дані, які характеризують необхідність мережі в елементах обладнання. До них відносяться:

- кількість трансформаторного обладнання за номінальними напругами та марками;
- кількість вимикачів, включаючи ділянки КРП 10 кВ, і комплектів із роз'єднувачів відокремлювачів та короткозамикачів за номінальною напругою;
- кількість компенсуючих пристроїв за марками і номінальною напругою. Всі показники для підстанцій наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Технічні показники реконструйованої ЕМ

№ п/ст	Дані про трансформатори		Кількість вимикачів	КП
	кількість	Марка	110 кВ	
301	2	ТДН-10000/110/10	3	-
302	2	ТДН-10000/110/10	3	-
303	2	ТМН-6300/110/10	3	-
304	2	ТМН-6300/110/10	2	-

4 АНАЛІЗ СПОСОБІВ ЗАХИСТУ ВІД АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПРУГ

Для повітряних ліній електропередавання характерним є вплив грозових перенапруг, які часто призводять до пошкодження електротехнічного обладнання та перерв у постачанні електроенергії споживачам. В останні роки нелінійні обмежувачі перенапруг стають все більш популярними як засоби захисту електричних мереж від атмосферних перенапруг. Багато нормативних документів рекомендують встановлювати обмежувачі перенапруг на кожній опорі для забезпечення необхідного рівня грозозахисту, але це може викликати певні ускладнення і не завжди може бути реалізовано на практиці. Таким чином, виникає потреба в розробці рекомендацій для визначення оптимальних місць для встановлення нелінійних обмежувачів перенапруг, що дозволить ефективно обмежити перенапругу до допустимих рівнів та зменшити витрати на їх впровадження.

Висока вартість електрообладнання робить непрактичним його проектування з ізоляцією, яка повністю витримає будь-які перенапруги. Ця загроза не може бути повністю усунена за своєю природою, проте її можна зменшити. У зв'язку з цим, підхід до розв'язання цієї проблеми передбачає вбудовування захисних пристроїв в мережу. Цей метод виявився найбільш вигідним і надійним і застосовується в мережах високої, середньої напруги, а також в мережах напругою до 1 кВ.

4.1 Довго-іскрові розрядники

Принцип роботи всіх видів розрядників для захисту повітряних ліній електропередавання (РДІ) полягає в обмеженні грозових перенапруг на повітряних лініях шляхом використання іскрового перекриття на поверхні ізоляційного тіла розрядника. Завдяки каналу розряду, довжина якого перевищує будівельну висоту захисної ізоляції, перенапруга усувається, і струми промислової частоти гасяться за рахунок зниження середнього градієнта робочої напруги вздовж каналу грозового перекриття.

Основною перевагою РДІ є їхній високий рівень стійкості до руйнувань та пошкоджень від грозових та дугових струмів, оскільки такі струми протікають уздовж повітря вздовж їхньої поверхні. Ця унікальна властивість, разом із конструктивною простотою, дозволяє успішно використовувати їх як ефективний та надійний засіб захисту повітряних ліній електропередавання і електричних мереж від грозових перенапруг та їх наслідків.

Технічні характеристики петлевого розрядника РДПІ-10-4-УХЛІ такі: призначений для захисту повітряних ліній електропередавання напругою 6 та 10 кВ, трифазного змінного струму, з захищеними і неізолюваними проводами, від грозових перенапруг та їх наслідків. Розрахований на роботу на відкритому повітрі від мінус 60 °С до плюс 50 °С впродовж 30 років.

Загальний вигляд РДІ представлено на рис. 4.1. Розрядник складається з зігнутого у формі петлі металевого стержня, обтягнутого ізоляційним шаром з поліетилену високого тиску. Кінці ізолюваної петлі закріплені в затискувачі, яким розрядник приєднується до штиря ізолятора на опорі повітряної лінії. У середній частині петлі на поверхні ізоляції розташована металева трубка. Універсальний затиск закріплюється на дроті повітряної лінії напроти металевої трубки розрядника для створення необхідного повітряного іскрового проміжку.



Рисунок 4.1 - Загальний вигляд РДІ

Закріплення ізольованої петлі розрядника на повітряній лінії електропередавання виконується за допомогою затиску кріплення, виготовленого зі сталі та покритого захисним шаром цинку. Цей затиск має конструкцію, що гарантує надійне кріплення розрядника до елементів арматури повітряної лінії. Крім того, конструкція затиску кріплення розрядника може бути адаптована для оптимального кріплення на опорі повітряної лінії в конкретних умовах.

Універсальний затискач для проводу виготовлений зі сталі, покритої захисним шаром цинку, і має конструкцію, що дозволяє встановлювати його як на неізолюванні, так і на захищені дроти, для яких затиск має прокушувачі шипи. Принцип дії розрядника базується на використанні ефекту ковзаючого розряду, що забезпечує велику довжину імпульсного перекриття по поверхні розрядника та запобігає переходу цього імпульсного перекриття в силову дугу струму промислової частоти.

Під час виникнення грозового імпульсу на дроті повітряної лінії, іскровий повітряний проміжок між проводом та металевою трубкою розрядника пробивається, і напруга прикладається до ізоляції між металевою трубкою та металевим стрижнем петлі, які мають потенціал опори.

Під впливом прикладеного імпульсної напруги вздовж поверхні ізоляції петлі від металевої трубки до затиску кріплення розрядника (по одному або обом плечам петлі) виникає ковзний розряд. Завдяки цьому ефекту вольт-секундна характеристика розрядника розташована нижче, ніж вольт-секундна характеристика ізолятора, що дозволяє розряднику перекривати грозову перенапругу, а ізолятору - ні. Після проходження імпульсного струму блискавки розряд гасне, не переходячи в силову дугу. Це запобігає виникненню короткого замикання, пошкодженню проводу та відключенню повітряної лінії електропередавання.

Для захисту електроустановок від перенапруги використовують іскрові проміжки, розрядники та обмежувачі перенапруги. На повітряних лініях електропередавання використовують іскрові проміжки та трубчасті розрядники,

тоді як електричну апаратуру підстанцій та трансформатори захищають вентильними розрядниками та обмежувачами перенапруг.

Всі заходи з захисту від перенапруг можна розділити на дві групи:

1. Превентивні заходи зниження перенапруг:

- застосування вимикачів з шунтувальними резисторами;
- використання вимикачів без повторних запалень дуги між контактами при їх розведенні;
- застосування грозозахисних тросів і блискавковідводів;
- заземлення опор ліній електропередавання;
- захист ізоляції обмоток трансформаторів і реакторів за допомогою ємнісного захисту;
- використання ємнісних елементів для зниження перенапруг.

2. Захист обладнання за допомогою комутаційних захисних засобів:

- використання іскрових проміжків, розрядників і обмежувачів перенапруг для захисту окремих точок на лінії;
- встановлення тросів та заземлення опор на лініях;
- застосування рогових і трубчастих розрядників на контактній мережі;
- використання громовідводів;
- встановлення розрядників і обмежувачів перенапруг на підстанціях;
- в окремих випадках - використання конденсаторів для зниження грозових перенапруг.

Решта захисних пристроїв виконують дві основні функції:

- приєднання ланцюга, що захищається, до заземлювача при впливі перенапруги (ця функція виконується безпосередньо під час виникнення перенапруги);
- відключення ланцюга, що захищається, від заземлення після закінчення дії перенапруги (ця функція включає відсічення ланцюга від заземлення після завершення перенапруги, що часто пов'язане з відключенням короткого замикання в ланцюзі).

Комутаційні засоби захисту від перенапруг активуються та з'єднують ланцюг, що захищається, із заземленням, коли перенапруження в точці їх встановлення перевищує певний критичний рівень. До цих засобів належать розрядники, шунтувальні реактори з іскровим з'єднанням і нелінійні обмежувачі перенапруг. Ефективність захисту в значній мірі залежить від стану заземлення опор повітряних ліній і металевих корпусів обладнання підстанцій.

Три основних типи заземлень:

1. Робоче заземлення: створює необхідний розподіл напруг і струмів в нормальних і аварійних режимах роботи мережі.
2. Захисне заземлення: захищає персонал від напруги, що виникає на корпусах устаткування при пошкодженні ізоляції.
3. Грозозахисні заземлення: призначені для захисту від зовнішніх перенапруг.

4.2 Нелінійні обмежувачі перенапруг

Обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН) призначені для захисту електрообладнання станцій та електричних мереж від комутаційних і атмосферних перенапруг у широкому діапазоні напруг. Цей діапазон включає класи напруг від 0,38 до 110 кВ для мереж змінного струму. При розробці ОПН використовуються передові технології і досвід їхнього використання в енергетичній практиці. Рекомендується використовувати ці обмежувачі замість вентильних розрядників відповідних класів напруг при розробці, експлуатації, технічному переозброєнні і реконструкції електроустановок.

Обмежувачі ОПН-КР призначені для надійного захисту електрообладнання в мережах класу напруги 6-10 кВ з ізолюваною або резонансно заземленою нейтраллю. Вони рекомендовані для застосування в розподільних мережах для захисту трансформаторів і двигунів. Ці обмежувачі виготовлені для внутрішньої установки і призначені для експлуатації на висоті до 1000 м над рівнем моря при температурі від мінус 60 ° С до плюс 55 ° С і вологості навколишнього середовища від 80% до 100%.

Обмежувачі перенапруг типу ОПН-РТ рекомендується використовувати в умовах частих і інтенсивних перенапруг для захисту трансформаторів, електродугових печей, ізоляції кабельних мереж, електричних генераторів, двигунів і іншого обладнання. Вони призначені для експлуатації на висоті до 1000 м над рівнем моря при температурі навколишнього середовища від мінус 60 ° С до плюс 55 ° С для внутрішньої установки згідно з ГОСТ 15150. Вологість навколишнього середовища в експлуатації може сягати середньорічного значення 80% при 15 ° С і верхнього значення 100% при 25 ° С.

Обмежувачі ОПН-35,110 призначені для захисту електрообладнання підстанцій і повітряних ліній електропередавання від грозових і комутаційних перенапруг в мережах напруги 35 кВ (з ізолюваною або компенсованою нейтраллю) та 110 кВ (з ефективно заземленою нейтраллю). Ці обмежувачі рекомендовано використовувати в умовах зовнішньої установки на висоті до 1000 м над рівнем моря при температурі від мінус 60 ° С до плюс 55 ° С. Вологість навколишнього середовища в експлуатації може коливатися від середньорічного значення 80% при 15 ° С до верхнього значення 100% при 25 ° С.

Обмежувачі ОПН-6,10 призначені для захисту електрообладнання розподільних пристроїв і апаратів від грозових і комутаційних перенапруг в повітряних ЛЕП напругою 6-10 кВ (з ізолюваною або резонансно заземленою нейтраллю). Ці обмежувачі можуть використовуватися в умовах зовнішньої установки на висоті до 1000 м над рівнем моря при температурі від мінус 60 ° С до плюс 55 ° С. Вологість навколишнього середовища в експлуатації може коливатися від середньорічного значення 80% при 15 ° С до верхнього значення 100% при 25 ° С.

На додаток до відомих переваг металооксидних обмежувачів перенапруг, таких як відсутність супроводжуючого струму після загасання хвилі перенапруги, постійне з'єднання з мережею, яку вони захищають, та здатність поглинати великі енергії, ОПН також володіють додатковим набором привабливих характеристик завдяки застосуванню металооксидних резисторів з

незмінними характеристиками, а також унікальною технологією складання в полімерний корпус: не вимагають обслуговування впродовж усього терміну служби; мають необмежений комутаційний ресурс; забезпечують глибокий рівень обмеження перенапруг; представлені широким номенклатурним рядом робочих напруг; володіють стабільністю нестаріючих характеристик; мають вибухобезпечність і сейсмостійкість; висока надійність в експлуатації; стійкі до атмосферних забруднень; зручні для вбудовування в розподільчі пристрої.

4.3 Вибір обмежувачів перенапруг

Впровадження захисних апаратів нового покоління стикається зі значними викликами, пов'язаними з правильним їх застосуванням. Однією з основних проблем є недостатність нормативних документів, які регламентують правильне використання ОПН в мережах напруги від 0,38 до 110 кВ. Енергетичні підприємства зазвичай стикаються з двома протилежними завданнями: глибоко обмежити перенапруги та забезпечити надійну роботу самого апарату. Вибір параметрів ОПН вимагає балансу між цими завданнями, оскільки підвищення пріоритету одного може погіршити надійність роботи іншого.

При виборі ОПН необхідно враховувати кілька основних завдань:

- обмеження комутаційних та грозових перенапруг до значень, які гарантують надійну роботу ізоляції захищених електроустановок;
- ефективне функціонування, не втрачаючи термічної стійкості, при постійному впливі найвищих робочих напруг електричної мережі.
- надійне функціонування за незмінної термічної стійкості, під час впливу квазістаціонарних перенапруг в робочих і аварійних режимах;
- вибухобезпечність при виникненні струмів короткого замикання внаслідок внутрішніх пошкоджень;
- відповідність механічним та кліматичним умовам експлуатації.

Для ефективного вирішення цих завдань необхідна детальна інформація про параметри мережі та обладнання, такі як робоча напруга мережі, режим заземлення нейтралі, структура захищеної підстанції, струми короткого

замикання, характеристики генераторів, трансформаторів, синхронних компенсаторів, електродвигунів і рівень ізоляції обладнання.

У мережах напругою 6-35 кВ, які використовують ізольовану нейтраль або компенсацію ємнісного струму короткого замикання на землю і можуть існувати з однофазним замиканням на землю протягом необмеженого часу, визначення максимальної робочої тривало допустимої напруги обмежувача проводиться на основі вибору значення, яке є більшим або рівним максимальній робочій напрузі електрообладнання для відповідного класу напруги або максимальній робочій напрузі мережі.

$$U_{н.р} \geq U_{н.р. об}, \quad (4.1)$$

де $U_{н.р}$ – допустима робоча напруга обмежувача, $U_{н.р. об.}$ – максимальна робоча напруга, яку обмежувач захищає.

Якщо тривалість однофазного замикання на землю обмежена, то максимальна тривало допустима робоча напруга обмежувача повинна відповідати наступним умовам:

$$U_{н.р} \geq U_{н.р. об} / k_t, \quad (4.2)$$

де k_t - коефіцієнт, що визначається як відношення допустимого підвищення напруги протягом найбільш тривалого часу t до допустимої робочої напруги обмежувача. Значення k_t визначається для значень часу однофазного замикання на землю, враховуючи нормоване навантаження імпульсною енергією.

Час протікання однофазного замикання на землю визначається на основі експлуатаційних даних для конкретного місця установки обмежувача. Нормовані значення для допустимої робочої напруги дійсні при температурі навколишнього середовища до 45 ° С, з урахуванням додаткового нагріву від сонячної радіації. У випадку наявності інших джерел підвищення температури навколишнього середовища необхідно збільшити значення допустимої робочої напруги. Це особливо актуально при використанні обмежувачів, вбудованих в

електрообладнання, такі як силові трансформатори, осередки КРУ та інше обладнання.

Якщо температура навколишнього середовища перевищує 45°C , то допустиму робочу напругу слід збільшити на 2% за кожних 5°C підвищення температури. У випадку встановлення обмежувачів на шинах підстанції або внутрішніх розподільчих пристроях, необхідно враховувати можливий нагрів обмежувачів від мідних або алюмінієвих шин.

Розрахункова температура шин, до яких може бути приєднаний обмежувач, становить 70°C . У цьому випадку максимальну тривало допустиму напругу обмежувача слід збільшити на 10% порівняно з паспортними умовами експлуатації.

Визначення оптимального номінального розрядного струму для обмежувача перенапруг проводиться у випадку його призначення для захисту від грозових перенапруг. У всіх ситуаціях номінальний розрядний струм встановлюється на рівні 5 кА. Додатково, номінальний розрядний струм призначається на рівні 10 кА у наступних випадках:

- у районах з високою інтенсивністю грозової активності, де кількість грозових годин перевищує 50 на рік;
- у схемах грозозахисту, що застосовуються до двигунів і генераторів, які приєднані до повітряних ліній;
- в районах з високим рівнем промислового забруднення (IV ступінь забруднення атмосфери) або, якщо обмежувач розташований на відстань меншу 1000 метрів від моря;
- в схемах грозозахисту, де висуваються високі вимоги до надійності.

4.4 Розташування обмежувачів перенапруг

При захисті трансформатора від грозових перенапруг важливо розміщувати ОПН на трансформаторі, що захищається, до комутаційного апарату. У РП напругою до 10 кВ, коли використовується кабельний зв'язок трансформаторів із шинами, відстань від ОПН до трансформатора і апаратів не має обмежень. За

використання повітряного зв'язку із шинами РП, відстань від ОПН до трансформатора і апаратів повинна бути не більше 60 м на дерев'яних опорах і 90 м на металевих і залізобетонних опорах. Для РП 35-220 кВ відстань до шин, включаючи відгалуження від обмежувача до об'єкта, що захищається, визначається згідно з рекомендаціями ПУЕ.

Задача зниження рівня ізоляції ліній електропередавання вирішується не лише за допомогою поліпшення захисних характеристик нелінійних обмежувачів (зміни структури матеріалу і конструкції варисторів, оптимізація охолодження, заливка полімерними композиціями і т. п.), але і шляхом оптимізації схеми та форми приєднання ОПН до мережі. Описані вище обмежувачі включені між фазним проводом і землею (рис. 4.2 а) і, отже, призначені для обмеження перенапруг, які впливають на ізоляцію електрообладнання відносно землі. Проблему глибокого обмеження міжфазних перенапруг успішно вирішує використання нелінійних обмежувачів в полімерних корпусах у підвісному виконанні, розрахованих на тривалий вплив лінійного найбільш робочої напруги лінії та приєднаних між фазними проводами (рис. 4.2, б).

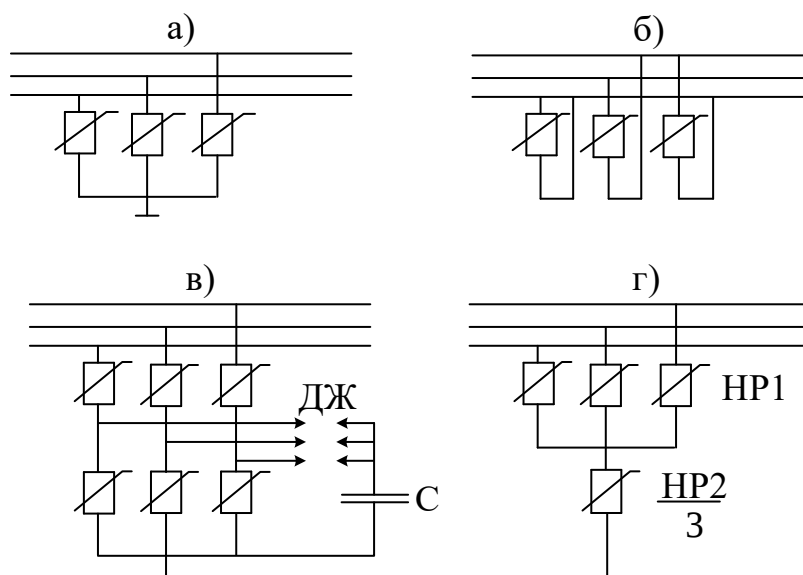


Рисунок 4.2 – Схеми нелінійних ОПН перенапруг

На стандартній підтримуючій або натяжній опорі лінії електропередавання без суттєвих змін у її конструкції можна розмістити два набори підвісних ОПН. Обмежувачі фаза-земля підвішуються паралельно гірляндам ізоляторів або (при відповідному збільшенні механічної міцності на розрив) можуть заміщати гірлянди, з'єднуючись з фазними проводами і землею. Обмежувачі міжфазних перенапруг підвішуються нижче гірлянд фазних проводів і з'єднуються між собою.

Також часто застосовують установку підвісних обмежувачів в розподільних пристроях електростанцій і підстанцій, що дозволяє значно зменшити їх площу. Порцелянові корпуси не підходять для виготовлення підвісних ОПН через низькі механічні характеристики електротехнічного фарфору на розрив. Однак конструкція опори виготовлена для ОПН опорного виконання, яка дозволяє обмежувати як перенапруги щодо землі, так і міжфазні перенапруги. Схема такого захисного апарату, відомого як ОПНІ, показана на рис. 4.2, в.

Кожен фазний ОПНІ має нелінійний робочий резистор, розділений на дві послідовно з'єднані частини (НР1 і НР2). Фази всіх обмежувачів з'єднані іскровими проміжками, включеними зіркою. Середня точка зірки через ємність С з'єднана з землею. У нормальному режимі фазна напруга діє на резистори НР1 і НР2 послідовно. При надходженні комутаційних перенапруг, які завжди несиметричні, іскрові проміжки ІП пробиваються, і резистори НР2 всіх фаз з'єднуються паралельно, а резистори НР1 - попарно послідовно між відповідними фазними провідниками. Таким чином, всі нелінійні робочі резистори трьох фаз обмежувачів формують чотирипромінну зірку. Ця схема ефективно дозволяє обмежувати як фазні, так і міжфазні перенапруги, а рівні напруг можуть регулюватися відповідним підбором значень НР1 і НР2.

4.5 Вибір обмежувачів перенапруг напругою 110 кВ

Обираємо обмежувач перенапруги серії *ОПН-П-110/95/10/400 УХЛІ* для зовнішнього встановлення.

ОПН-П-110/95/10/400 УХЛ1 призначений для захисту електрообладнання класу напруги 110 кВ, яке працює в мережі з заземленою нейтраллю (коефіцієнт замикання на землю не більше 1,4), від грозових та комутаційних перенапруг. Обмежувачі перенапруг призначені для роботи в умовах відкритого повітря при температурі навколишнього середовища від мінус 60° до плюс 50 °С, що відповідає умовам, визначеним ГОСТ 15543.1-89 для кліматичного виконання УХЛ категорії розміщення 1 за ГОСТ 15150-69. Висота встановлення ОПН над рівнем моря - не більше 1000 м.

Умовне позначення обмежувачів складається з літер та цифр:

- **О** - обмежувач;
- **П** – перенапруг;
- **Н** - нелінійний;
- **П** - полімерний (матеріал захисної оболонки - кремнійорганічна гума);
- **110** - клас напруги мережі, кВ;
- **95** - найбільша допустима тривала робоча напруга, кВ;
- **10** - номінальний розрядний струм, кА;
- **400** - струм пропускної здатності, А (відповідає I класу розряду лінії);
- **УХЛ1** - кліматичне виконання і категорія розміщення відповідно до ГОСТ 15150-69.

Обмежувач ОПНп-110/95/10/400 УХЛ1 є захисним пристроєм, який складається з колон, послідовно з'єднаних нелінійних оксидно-цинкових варисторів ZnO та електродів, укладених у полімерний корпус, штирів, гайок і шайб, що дозволяють монтувати обмежувачі та приєднувати їх до фазного та заземляючого провідника. Обмежувачі не містять іскрових проміжків. Полімерний корпус сформований із кремнійорганічних (силіконових) гумових сумішей та вулканізованим на поверхню обмежувача під час їх виготовлення. Полімерний корпус є герметичним та не пропускає вологу.

Обмежувач перенапруг ОПН-П-110/95/10/400 УХЛ1 підходить для заміни обмежувачів типу ОПН-П1-110/95/10/1 УХЛ1, ОПНп-110/95/10/450 УХЛ1.

Для ОПН такого типу: $U_{нр} = 118,7$ кВ та $k_o = 1,1$ при $t = 24$ години знаходимо $U_o = 95$ кВ. Для нього залишкова напруга при $I_{ном} = 10$ кА (8/20 мкс) складає $U_z = 231$ кВ.

Відповідний вентиляний розрядник III групи забезпечує залишкову напругу $U_z = 241$ кВ. Визначаємо енергію W (при $U_{ном} = 110$ кВ, $U_{нр} = 118,7$ кВ і струмі $I_o = 500$ А), що виділяється при внутрішніх перенапругах:

$$W = \frac{I_o \cdot k_{\max}^2 \cdot U_{нр}^2}{3\sqrt{3} \cdot w \cdot U_n} = \frac{500 \cdot 2^2 \cdot 118,7^2}{3 \cdot 1,73 \cdot 314 \cdot 110} = 157,19 \text{ (кДж)}.$$

Енергія, що поглинається вибраним обмежувачем, табл.4, досягає 223 кДж. Отже, можна рекомендувати до застосування в розглянутому випадку обмежувач ОПН - 110/95/10/400 УХЛ1.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

Розділ з охорони праці бакалаврської роботи направлений на розробку системи заходів в районній електричній мережі з захистом від атмосферних перенапружень. На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює обслуговування електричній мережі, впливають такі фізичні, хімічні та трудового процесу небезпечні та шкідливі виробничі фактори [21, 22]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення з безпечної організації виконання робіт

5.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Цих правил потрібно дотримуватись під час виконання таких робіт [23]:

- на кабельних та повітряних лініях зв'язку;
- на обладнанні і пристроях засобів диспетчерського та технологічного керування (ЗДТК), розміщених в апаратних залах, кросах, радіовузлах зв'язку і приміщеннях на енергетичних підприємствах;
- в пристроях зв'язку, установках високочастотного зв'язку, релейного захисту і телемеханіки по повітряних лініях електропередавання;

- в установках промислового телебачення і обчислювальних приладах.

Керівником робіт, що виконуються на лініях зв'язку, а також нижчеперелічених, слід призначати працівника з групою V зі складу керівників або спеціалістів, зокрема, для таких робіт:

- з демонтажу, встановлення опор всіх типів і замінювання проводів (тросів) в охоронній зоні ПЛ, що перебувають під напругою, а також у місцях перетинання з іншими ПЛ, фідерними радіотрансляційними лініями I класу, із залізницями та шосейними дорогами, судноплавними річками;

- із замінювання і монтажу проводів ПЛЗ у зоні наведеної напруги, комунікацій та інтенсивного руху транспорту;

- з улаштування щоглових переходів, замінювання кінцевих і кутових опор;

- з випробування КЛЗ;

- з апаратурою НПП;

- на фільтрах приєднання, без вмикання заземлювального ножа, за винятком оглядів фільтрів без їх розкривання.

Працівнику, який видає наряд, дозволяється призначати керівника робіт і під час проведення інших робіт, крім зазначених в цьому пункті.

Обслуговування, налагодження і ремонт обладнання високочастотних установок і бліскавкозахисних тросів, розташованих в РУ або на ПЛ понад 1000 В, повинні виконувати два працівники, один з яких повинен мати групу IV.

Дозволяється працювати на діючій апаратурі з розкриванням панелей (блоків) одному працівнику з групою III із застосуванням гумового діелектричного килимка. Перед початком виконання робіт необхідно перевірити відсутність напруги на з'єднувальній високочастотній лінії. Забороняється працювати під напругою понад 42 В.

Здійснювати зміни в схемах, розбирання та складання високочастотного тракту і усунення несправності в них можна тільки після того, як знято напругу з елементів оброблення та приєднання ПЛ. У разі проведення робіт на кабелі і фільтрі приєднання достатньо увімкнути заземлювальний ніж на нижній обкладці конденсатора зв'язку.

Забороняється від'єднувати заземлювальні провідники від захисних пристроїв, апаратури та інших елементів обладнання височастотної установи, що підімкнена до ПЛ, без заземлення нижньої обкладки конденсатора зв'язку.

Підмикати та вимикати прилади в колі між конденсаторами зв'язку та фільтром приєднання дозволяється тільки тоді, коли нижню обкладку конденсатора зв'язку заземлено за допомогою заземлювального ножа. У разі багаторазового перез'єднання приладів в процесі вимірювань нижня обкладка конденсатора зв'язку кожного разу повинна заземлюватись. Вимірювання тривалістю не більше 1 год може проводити за розпорядженням один працівник з групою IV під наглядом оперативного працівника або працівника з групою IV зі складу оперативно-виробничих працівників. Ці вимірювання дозволяється проводити тільки всередині фільтра приєднання без вимкнення розрядника при вимкненому заземлювальному ножі нижньої обкладки конденсатора зв'язку. У цьому разі прилади слід заземлювати; вимірювання необхідно проводити з використанням електрозахисних засобів (діелектричне взуття та рукавички, інструмент з ізолювальними рукоятками).

Для забезпечення справності та надійності роботи систем захисту від блискавки, необхідно щорічно проводити діагностику і технічне обслуговування всіх пристроїв блискавкозахисту. Позачергові огляди проводяться після стихійних лих (ураганний вітер, землетрус, повінь, надзвичайна активність гроз).

Періодичному контролю з розкриттям (обов'язковою є перевірка систем, які відносяться до 1 – 2 рівня блискавкозахисту) один раз у рік, піддаються штучні пристрої заземлення, на виявлення корозії і визначення їх ступеню руйнування.

В разі виявлення пристроїв блискавкозахисту уражених корозією (пошкодження призводить до зменшення площі поперечного перерізу, що впливає на розтікання струму в землі) більше від допустимої норми згідно ДСТУ, у такому випадку заземлювачі слід замінити новими.

Під час проведення діагностики систем, необхідно перевірити:

- Відповідність встановленої системи блискавкозахисту – існуючим нормам (ІЕС 62305:2006, NEQ) ДСТУ Б В.2.5-38:2008;

- Цілісність і надійність блискавкоприймачів;
- Цілісність і надійність струмовідводів;
- Всі зовнішні елементи і пристрої на наявність корозії (у випадку виявлення пошкодження – визначити ступінь їхнього руйнування);
- Надійність електричних з'єднань між струмопровідними частинами всіх пристроїв блискавкозахисту;
- Провести виміри опору заземлювачів блискавкозахисту.

Комісія що проводила обстеження системи блискавкозахисту, повинна скласти висновок обстеження об'єкта.

У разі виявлення дефектів або інших несправностей при проведенні діагностики систем громовідводу - комісія складає дефектний акт і термін усунення несправності (на основі дефектного акту проводяться профілактичні - ремонтні роботи по відновленню цілісності і надійності роботи системи).

Позачергова необхідність проведення діагностики та виконання профілактичних робіт, виникає - після надзвичайних природних явищ, які можуть призвести до надзвичайних ситуацій.

5.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту

органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють оптимальну та допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

Таблиця 5.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	до 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони та зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче оптимальної температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше їм.

3. Для забезпечення нормованих значень руху повітря проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил при свердлінні отворів і різанні металевих виробів їх ГДК наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони в кабіні проектувальника установки

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
Пил нетоксичний	Максимально разова	Середньо добова	4
	0,5	0,15	

Для забезпечення параметрів мікроклімату та складу повітря робочої зони відповідно до проектом передбачено-періодичне провітрювання приміщень та використання засобів індивідуального захисту.

5.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення у виробничих приміщеннях. Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Нормовані значення освітленості наведені в таблиці 5.3.

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак. зорової роботи	Найменший або еквівалент- ний розмір об'єкта розрізнення , мм	Розряд зорової роботи	Під- розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характе- ристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всьог о	у т. ч. від загального		
Середньо ї точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

5.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки».

Основним джерелом шуму є механічний інструмент: дрелі, перфоратори, зварювальний апарат. Допустимі рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях в виробничих приміщеннях і на території підприємств представлені в таблиці 5.4.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму потрібно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.
- організувати перерви в роботі (15 хвилин), після кожної години роботи з пристроями що є джерелом шуму;

5.2.5 Виробничі вібрації

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються насосні агрегати, вентилятори, дрілі, болгарки, перфоратори, які відносяться до типу загальної вібрації.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$\text{м} \cdot \text{с}^{-2}$	ДБ	$\text{м} \cdot \text{с}^{-2} \cdot 10^{-2}$	ДБ
За	Z_o, Y_o, X_o	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

- динамічне погашення вібрації - приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;
- зміна конструктивних елементів машин;
- застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

5.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах.

Приміщення п/ст за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В з зонами П-III (місця, де зберігаються тверді горючі речовини).

Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів – сукупність

властивостей, що характеризують їхню здатність до виникнення і поширення горіння. Наслідком горіння, залежно від його швидкості та умов протікання, можуть бути пожежа або вибух. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначають показниками, вибір яких залежить від агрегатного стану речовини (матеріалу), та умов їхнього застосування.

Будівля, в якій розташовані приміщення п/ст, характеризується II ступенем вогнестійкості. До II ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону із застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [25] наведено в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхів (у т.ч. горищ і та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, настий, прогони	балки, ферми, арки, рами
I	REI120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE15 M0	R 30 M0

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 5.7.

Таблиця 5.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбуршлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В виробничому приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м² наступна: до 1 – 100 м².

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 6.8 (знаменник).

Таблиця 5.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, сільськогосподарських будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
I, II	6/9	8/9	10/12

На території п/ст встановлено 18 вогнегасників ВП-5 [26].

ВИСНОВОК

У процесі виконання бакалаврської роботи було проведено комплексне інженерне проектування районної електричної мережі 110 кВ для заданого району з урахуванням сучасних вимог до надійності, якості та ефективності електропостачання.

На основі аналізу вихідних даних виконано вибір оптимальної конфігурації мережі, визначено розрахункові навантаження, здійснено підбір номінальної напруги, типів ліній та параметрів обладнання. Проведено порівняння чотирьох варіантів розвитку мережі за техніко-економічними показниками. За результатами розрахунків найбільш економічно доцільним виявився варіант №2, який забезпечує мінімальні приведені витрати при дотриманні вимог надійності та якості електропостачання.

Проведено детальний аналіз потоків потужності в нормальних і післяаварійних режимах роботи мережі, перевірено вибір перерізів проводів на відповідність вимогам за допустимим нагріванням та втратами напруги. Для вибраної схеми здійснено розрахунок балансу потужностей, підібрано компенсуючі пристрої та трансформаторне обладнання. Виконано моделювання електричної мережі та її режимів роботи із застосуванням сучасних програмних засобів.

Отримані результати підтверджують працездатність запропонованих проектних рішень та їх відповідність технічним і нормативним вимогам. Виконана робота дозволила поглибити знання у сфері проектування електричних мереж, засвоїти методи розрахунку і оптимізації їх режимів роботи та сформувати практичні навички, необхідні для подальшої професійної діяльності в галузі електроенергетики.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Андрющенко, С. І., & Бабенко, О. Ю. (2021). Електричні мережі та системи. Частина 1. Теорія та розрахунок режимів. Харків: ХНУРЕ.
2. Артеменко, С. В. (2020). Проектування електричних мереж. Методичні вказівки для студентів енергетичних спеціальностей. Львів: Національний університет «Львівська політехніка».
3. Баранов, О. Г., & Сидоренко, В. І. (2022). Основи релейного захисту та автоматизації електроенергетичних систем. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського.
4. Бородіна, О. П. (2023). Сучасні тенденції розвитку районних електричних мереж України. Енергетика та електрофізика, 19(3), 25–33.
5. Вербицький, В. П., & Коваленко, І. І. (2022). Проектування підстанцій електричних мереж: Підручник. Харків: НТУ «ХПІ».
6. Григоренко, В. П. (2021). Енергоефективність у системах електропостачання промислових підприємств. Дніпро: ДНУЗТ.
7. Гуляєв, В. М., & Мельник, М. О. (2023). Розрахунок та оптимізація режимів роботи електричних мереж. Вінниця: ВНТУ.
8. Журба, М. В. (2022). Системи електропостачання: Розрахунок параметрів і вибір обладнання. Київ: Видавництво Ліра-К.
9. Малогулко, Ю. В., Бурикін, О. Б., Кацадзе, Т. Л., & Нетребський, В. В. (2020). Електричні системи і мережі. Частина 1: Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ. 200 с.
10. Малогулко, Ю. В., Бурикін, О. Б., Кацадзе, Т. Л., & Нетребський, В. В. (2021). Електричні системи і мережі. Частина 2: Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ. 159 с.
11. Кулик, В. В., Тептя, В. В., Бурикін, О. Б., & Сікорська, О. В. (2018). Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ. 110 с.

12. Лежнюк, П. Д., Кулик, В. В., Нетребський, В. В., & Тептя, В. В. (2014). Принцип найменшої дії в електротехніці та електроенергетиці: Монографія. Вінниця: ВНТУ. 212 с.
13. Лежнюк, П. Д., Рубаненко, О. Є., & Гунько, І. О. (2017). Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії: Монографія. Вінниця: ВНТУ. 164 с.
14. Паламарчук, С. М. (2023). Системний аналіз ефективності розвитку електричних мереж 110–150 кВ в Україні. Вісник технічних наук, 4(28), 40–50.
15. Петренко, А. Ю. (2021). Технічне нормування електроенергетичних систем та мереж. Київ: Видавництво КНУБА.
16. Поліщук, В. І. (2022). Управління режимами електричних мереж: теорія та практика. Вінниця: ВНТУ.
17. Пономаренко, І. В. (2020). Інтелектуальні системи керування напругою в розподільчих мережах. Харків: ХНУРЕ.
18. Самойленко, В. П. (2023). Енергетична безпека та надійність електропостачання споживачів. Київ: ІЄЕ НАН України.
19. Ткаченко, В. С. (2023). Вибір оптимальної структури районних електричних мереж. Енергетика та автоматика, 27(2), 15–22.
20. Чалий, Ю. М. (2022). Моделювання режимів роботи електричних мереж із використанням програмних комплексів. Дніпро: ДНУ.
21. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
22. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
23. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: <https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc->

page?id_doc=21826.

24. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

25. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

26. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

27. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

28. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

29. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

30. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

31. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

32. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

33. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

34. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

35. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

36. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Районна електрична мережа з аналізом захисту від атмосферних перенапружень»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент, доцент кафедри ЕСС Малогулко Ю.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	32,1 %
Загальна схожість	67,9 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☒ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор


(підпис)

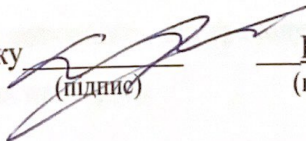
Повстянко Р.Д.

(прізвище, ініціали)

Підпис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

З метою спрощення розрахункової схеми (зменшення кількості вузлів) кожна двотрансформаторна підстанція може бути подана лише одним вузлом, який відповідає стороні вищої напруги, після приведення до цієї сторони навантаження $\dot{S}_{нв}$, заданого на шинах $U_{нн} = 10$ кВ.

Значення приведенного навантаження i -ої підстанції визначається за виразом:

$$\dot{S}_{пр\ i} = \dot{S}_{нв\ i} + \Delta\dot{S}_{T\ i}, \quad (Б.1)$$

де $\Delta\dot{S}_{T\ i} = \Delta P_{Ti} + j\Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати потужності в трансформаторах підстанцій. Для двохобмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_{нв}^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x, \quad (Б.2)$$

$$\Delta Q_T = \frac{u_{\kappa} \% \cdot S_{нв}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta Q_x, \quad (Б.3)$$

де $S_{нв}$ – модуль потужності навантаження в розрахунковому режимі;
 $S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора

Для вузла №301:

$$\Delta P_T = \frac{60 \cdot 10^{-3} \cdot 13^2}{2 \cdot 10^2} + 2 \cdot 14 \cdot 10^{-3} = 0,079(\text{МВт});$$

$$\Delta Q_T = \frac{10,5 \cdot 13^2}{100 \cdot 2 \cdot 10^2} + 2 \cdot 14 \cdot 10^{-3} = 1,027(\text{МВар}).$$

$$\dot{S}_{пр\ 301} = 13,079 + j1,027(\text{МВА})$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю 3.2.

Розрахуємо розрахункову потужність, що враховує зарядну потужність лінії і потужність компенсуючих пристроїв:

$$\dot{S}_{розр} = \dot{S}_{пр} - j \left(\frac{Q_{cij}}{2} + Q_{КП} \right) \quad (A.4)$$

$$\dot{S}_{розр} = 13,079 + j1,027 - j0,426 = 13,079 + j0,601 \text{ МВА}$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю Б.1

Таблиця Б.1 – Розраховані значення приведенного навантаження та розрахункового навантаження

Номер вузла	$\Delta P_T,$ <i>МВт</i>	$\Delta Q_T,$ <i>Мвар</i>	$S,$ <i>МВА</i>	$S_{пр},$ <i>МВА</i>	$S_{розр},$ <i>МВА</i>
301	0,079	1,027	13	13,079+1,027j	13,079+0,601j
302	0,070	0,872	10,4+1,41j	10,47+2,282j	10,47+2,005j
303	0,032	0,241	3,7+0,4j	3,732+0,641j	3,732+0,169j
304	0,042	0,381	5,2+1,072j	5,242+1,453j	5,242+1,2j

На другому етапі розрахунку кільцевої мережі, її розмикають у точці потокорозподілу. Навантаження відповідного вузла теж розподіляється на дві частини, кожна з яких визначається потужністю, що поступає по приєднаній до неї лінії.

Подальший розрахунок ведуть так, як і для розімкненої мережі, враховуючи втрати потужності на ділянках ЛЕП $U_n \geq 110$ кВ.

Визначивши потужність в початку лінії $\dot{S}'_л$, визначають значення потужності на кінці лінії $\dot{S}''_л$:

$$\dot{S}'_л = \dot{S}''_л + \Delta \dot{S}_л = \left[P''_л + \frac{(P''_л)^2 + (Q''_л)^2}{U_n^2} \cdot R_л \right] + j \left[Q''_л + \frac{(P''_л)^2 + (Q''_л)^2}{U_n^2} \cdot X_л \right]. \quad (B.5)$$

Проведемо також розрахунок поточкорозподілу потужностей для трьох режимів роботи мережі: максимального, мінімального і післяаварійного із максимальними навантаженнями.

Для ділянки 15-301-9 маємо:

$$\dot{S}_{15-301} = \frac{\dot{S}_{розр301} \cdot Z_{9-301}^*}{Z_{15-301}^* + Z_{9-301}^*} = \frac{(13,079 + j0,061) \cdot (7,121 - j12,212)}{(6,053 - j10,38) + (7,121 - j12,212)} = 7,07 + j0,033(MBA),$$

$$\dot{S}_{9-301} = \frac{\dot{S}_{розр301} \cdot Z_{15-301}^*}{Z_{15-301}^* + Z_{9-301}^*} = \frac{(13,079 + j0,061) \cdot (6,053 - j10,38)}{(6,053 - j10,38) + (7,121 - j12,212)} = 6,009 + j0,029(MBA).$$

Для ділянки 13-302-11 маємо:

$$\dot{S}_{13-302} = \frac{\dot{S}_{розр302} \cdot Z_{11-302}^*}{Z_{13-302}^* + Z_{11-302}^*} = \frac{(10,47 + j2,005) \cdot (4,629 - j7,938)}{(3,917 - j6,717) + (4,629 - j7,938)} = 5,671 + j1,086(MBA),$$

$$\dot{S}_{11-302} = \frac{\dot{S}_{розр302} \cdot Z_{13-302}^*}{Z_{13-302}^* + Z_{11-302}^*} = \frac{(10,47 + j2,005) \cdot (3,917 - j6,717)}{(3,917 - j6,717) + (4,629 - j7,938)} = 4,799 + j0,919(MBA).$$

Для ділянки 15-303-8 маємо:

$$\dot{S}_{15-303} = \frac{\dot{S}_{розр303} \cdot Z_{8-303}^*}{Z_{15-303}^* + Z_{8-303}^*} = \frac{(3,732 + j0,169) \cdot (7,834 - j13,433)}{(6,765 - j11,602) + (7,834 - j13,433)} = 2,003 + j0,091(MBA),$$

$$\dot{S}_{8-303} = \frac{\dot{S}_{розр303} \cdot Z_{15-303}^*}{Z_{15-303}^* + Z_{8-303}^*} = \frac{(3,732 + j0,169) \cdot (6,765 - j11,602)}{(6,765 - j11,602) + (7,834 - j13,433)} = 1,729 + j0,078(MBA).$$

Для ділянки 2-304 маємо:

$$\dot{S}_{2-304} = \dot{S}_{розр304} = 5,242 + j1,2(MBA).$$

Оскільки ланцюг, що підключений до нового вузла, включений між підстанціями зрізними напругами, то виникає зрівняльний струм:

$$\dot{I}_{zp} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\sqrt{3} \cdot Z_{12}} \quad (Б.6)$$

або зрівняльна потужність

$$\dot{S}_{zp} = 3 \cdot \dot{I}_{zp} \cdot \dot{U}_\phi \quad (Б.7)$$

$$\dot{U}_\phi = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{2 \cdot \sqrt{3}}$$

Дані про напруги вузлових підстанцій беремо з розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі (додаток В).

При розрахунку зрівняльної потужності (струму), враховують тип лінії, якщо лінія дволанцюгова, то різниці напруги не виникає, так як такий вузол, що під'єднаний дволанцюговою лінією, підключений лише до однієї підстанції.

Тому для дволанцюгової лінії 15-301:

$$U_{100} = 115(\kappa B); U_{15} = 113,301(\kappa B); U_9 = 113,237(\kappa B);$$

$$Z_{12} = Z_{9-301}^* + Z_{15-301}^* = 6,053 - j10,38 + 7,121 - j12,212 = 13,174 - j22,592(Ом);$$

$$\dot{S}_{зп501} = 3 \cdot \frac{U_{15} - U_9}{\sqrt{3} \cdot Z_{12}} \cdot \frac{U_{15} + U_9}{\sqrt{3} \cdot 2};$$

$$\dot{S}_{зп501} = 3 \cdot \frac{(113,301 - 113,237)}{\sqrt{3} \cdot (13,174 - j22,592)} \cdot \frac{113,301 + 113,237}{\sqrt{3} \cdot 2} = 0,14 + j0,239(MBA);$$

$$\dot{S}_{15-301}^k = \dot{S}_{15-301} + \dot{S}_{зп} = 7,07 + j0,033 + 0,14 + j0,239 = 7,209 + j0,272(MBA).$$

Розриваємо ланцюг в точці потокорозподілу за активною потужністю і подальший розрахунок ведемо так, як і для розімкненої мережі, враховуючи втрати потужності на ділянках ЛЕП.

$$\Delta \dot{S}_{15-301} = \frac{\dot{S}_{15-301}^k{}^2}{110^2} \cdot Z_{12} = \frac{7,209 + j0,272^2}{110^2} \cdot 6,053 - j10,38 = 0,029 - j0,043(MBA);$$

$$\dot{S}_{15-301}^n = \dot{S}_{15-301}^k + \Delta \dot{S}_{15-301} = 7,239 + j0,23(MBA);$$

Аналогічно розраховуємо інші вітки.

Результати розрахунків для варіанту № 2 наведемо в таблиці Б.8.

Таблиця Б.2 – Результати розрахунку потокорозподілу основної мережі

Лінія	Початок	Кінець	Втрати
301-15	7,239+j0,23	7,209+j0,272	0.029-j0.043
301-9	6,174+j0,231	6,149+j0,268	0,026-j0,036
302-13	5,755+j1,186	5,737+j1,199	0,018-j0,13
302-11	4,88+j1,021	4,864+j1,032	0,015-j0,011
303-15	3,219+j2,151	3,203+j2,149	0.016+j0,00287
303-8	2,946+j2,14	2,93+j2,136	0,016+j0,00364
304-2	5,25+j1,195	5,242+j1,2	0,007705-j0,00519

Далі розрахуємо робочий рівень напруги у всіх вузлах для максимального режиму.

Для інших режимів результати дістанемо з розрахунку відповідних режимів за допомогою програмного комплексу «Втрати –110» (додаток Г та Д). Для ділянки 15-301 маємо:

$$\Delta U_{15-301} = \frac{S_{15-301}^n}{U_{15}}; \quad (\text{Б.8})$$

$$\Delta U_{15-301} = \frac{7,276 + j0,385}{113,301} = 0,064 + j0,003019(\text{кВ});$$

$$U_{301} = U_{15} - \Delta U_{15-301} = 113,301 - (0,064 + j0,003019) = 113,237(\text{кВ}).$$

Розрахункові значення для інших вузлів заносимо в таблицю Б.4.

Таблиця Б.4 - Напруги у всіх вузлах для розрахованих режимів

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	максимальний режим	мінімальний режим	післяаварійний режим
301	113,237	108,099	119,915
302	110,475	105,152	116,485
303	113,273	108,136	118,19
304	111,247	105,959	117,534

Б.2 Регулювання напруги в мережі

Основною метою регулювання рівня напруги у районних електричних мережах є створення оптимальних умов для живлення споживачів електричної енергії. Для цього застосовують різні засоби регулювання та оптимізації режимів роботи за напругою, зокрема:

- регулювання напруги трансформаторів і автотрансформаторів, що підключені до проектованої мережі, шляхом використання пристроїв регулювання під навантаженням (РПН);
- регулювання потужності компенсуючих пристроїв (КП), які можуть як генерувати, так і споживати реактивну потужність;
- застосування пристроїв поздовжньої компенсації (ППК).

Регулювання здійснюється для забезпечення допустимих відхилень напруги на шинах низької напруги споживачів. Нормований рівень напруги має перебувати у межах $(0,95-1,05) U_{ном}$, що для номінальної напруги 10 кВ становить від 9,5 до 10,5 кВ. Підтримання необхідного рівня напруги у кожному вузлі споживання забезпечується за допомогою вищенаведених методів.

Визначаємо втрати напруги в трансформаторах, зведені до вищої напруги:

$$\Delta U_T = \frac{P_{нв} \cdot R_T + Q_{нв} \cdot X_T}{n \cdot U_{вн}}; \quad (Б.10)$$

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходимо з умови забезпечення на боці НН трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{ннб} = (0,95 - 1,05)U_{ном}$:

$$K_{\sigma} = \frac{U_{вн} - \Delta U_T}{U_{нн}}; \quad (Б.11)$$

Бажані рівні напруги приймаються у відповідності з рекомендаціями(ПУЕ) для кожного з характерних режимів. Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації k_{σ} трансформатора, дійсну напругу на боці НН трансформаторної підстанції.

Проведемо регулювання напруги у вузлі 301:

$$\Delta U_T = \frac{13 \cdot 7,97 + 0 \cdot 139}{2 \cdot 113,237} = 0,457;$$

$$K_{\sigma} = \frac{113,237 - 0,457}{10} = 11,278;$$

$$K_{\sigma} = 10,455;$$

$$U_{нн} = \frac{113,237 - 0,457}{10,455} = 10,787(\text{кВ}).$$

Розрахунок по визначенню робочих рівнів напруг для всіх інших вузлів проводимо аналогічно. Для проведення розрахунку по регулюванню напруги

на боці НН трансформаторних підстанцій у мінімальному та після аварійному режимах користуємось результатами з розрахунку відповідних режимів за допомогою програмного комплексу «ВТРАТИ-110». Результати наведені в таблиці Б.5.

Таблиця Б.5 - Результати регулювання напруги в мережі

№ вузла	U_{max} , кВ	U_{min} , кВ	$U_{n.av}$, кВ
301	10,787	10,294	11,428
302	10,446	9,932	11,027
303	10,774	10,28	11,247
304	10,505	9,993	11,114

Для виконання розрахунків необхідно розробити розрахункову модель і схему заміщення електричної мережі, на основі яких провести підготовку вихідної інформації. Підготовка вхідної інформації для всіх програм здійснюється аналогічно

В роботі використовуємо програмний комплекс «ВТРАТИ- 110» для розрахунку трьох режимів – максимального, мінімального та післяаварійного. Результати розрахунків в додатка, В, Г та Д.

Було проведено повний розрахунок вибраного варіанту мережі. Були розраховані значення потужностей навантажень. З їх врахуванням, а також параметрів схеми заміщення, було проведено розрахунок втрат потужності в ланках мережі.

ДОДАТОК В

РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ДЛЯ ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ

Результати розрахунків всієї мережі

Загальна інформація

Інформація про вузли

Інформація про вітки

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Інтегральні характеристики електричної мережі 750-35 кВ

	Потужності		Електроенергії	
	акт. (МВт)	реакт. (МВАр)	акт (млн. кВт*г)	реакт. (млн. квар*г)
Усього одержано:	67.73	44.87	593.29	393.04
від зовнішніх джерел	67.73	34.28	593.29	300.26
від внутрішніх джерел	0.00	10.59	0.00	92.78
Усього відпущено:	65.90	35.96	577.28	315.01
зовнішнім споживачам	0.00	0.00	0.00	0.00
внутрішнім споживачам	65.90	35.96	577.28	315.01
Усього втрачено:	2.16	10.69	9.31	46.16

Втрати потужності та електроенергії

Втрати	потужності (МВт):	електроенергії (млн. кВт*г)
в лініях електропередачі	1.29	5.58
з них в ЛЕП 750-330 кВ	0.00	0.00
в ЛЕП 220-35 кВ	1.29	5.58
в трансформаторах	0.57	3.73
з них: холостого ходу	0.29	2.50
навантажувальні	0.28	1.22
Сумарні 750-35 кВ	2.16	9.31 (1.57 %)
з них: на корону	0.00	0.00
холостого ходу	0.29	2.50 (26.90 %)
від перетоків акт. потужн.	1.22	5.27 (56.59 %)
від перетоків реакт. потужн.	0.36	1.54 (16.51 %)
Всього у мережах 750-35 кВ	2.16	9.31 (1.57 %)

Таблиця В.1 – Інформація про вузли

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки		
N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт·г	U _{мод.} кВ	U _{фаз.} гр
100	Хмельницький енерговузол	-23.90	-10.91		115.00	0.00
201	201				113.23	-0.5
1	Маломоленці				112.89	-0.7
2	Стара синява				112.25	-0.9
3	Западинці				112.43	-0.8
4	Красилів				111.46	-1.0
5	Машзавод				110.96	-1.2
6	Староконстантинів				110.96	-1.2
202	202				111.59	-1.1
7	Остропіль				111.71	-1.0
8	Кустівці				112.42	-0.8
9	Н. Лабунь				112.93	-0.6
10	Медведівка				113.90	-0.3
200	Шепетівка	-43.83	-23.37		115.00	0.00
203	203				113.97	-0.3
11	Завод ІПП				111.03	-1.1
12	Бугівці				111.67	-0.9
13	Антоніни				111.33	-1.0
14	Вербівці				112.41	-0.7
15	Мокіївці				113.49	-0.4
1001		3.10	1.76		10.40	-3.7
1002					108.80	-3.9
10021					36.42	-3.9
10022		4.50	2.18		10.22	-5.6
1003		3.10	1.67		10.37	-3.9
1004					10.36	-3.6
10041		8.00	4.32		10.36	-3.6
1005					10.46	-2.6

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки		
N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт·г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
24	Івонівка				110.26	-1.6
25	Коси				111.81	-1.2
114	114				112.16	-1.1
26	Могилів-Подільський				113.59	-0.6
115	115				114.36	-0.3
300	Дністровська ГЕС	-27.09	-11.29		115.00	0.00
1	Вороновиця				114.60	-0.2
3	Брацлав				113.89	-0.5
6	Рахни тяга				111.36	-1.1
4	Ферментний завод				114.78	-0.1
11	Соболівка				111.04	-1.4
13	Вапнярка				109.78	-1.8

N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр	^
17	Моївка				107.23	-2.6	
19	Дзигівка				108.53	-2.2	
20	Радянське				108.48	-2.2	
22	Пороги				108.66	-2.2	
27	Яришів				114.35	-0.3	
1001		2.40	1.16		10.70	-2.5	
2200211					112.60	-1.7	
200211					37.70	-1.7	
100211		6.20	3.18		10.76	-1.7	
2200212					112.60	-1.7	
200212					37.70	-1.7	
100212					10.76	-1.7	
1003		2.40	1.36		10.59	-2.8	
10041		9.20	4.46		10.37	-1.2	
10042					10.37	-1.2	
220051					112.68	-1.5	
20051					37.71	-1.4	
10051		4.40	2.25		10.75	-1.6	
220052					112.44	-1.7	
20052					37.71	-1.4	
10052					10.75	-1.6	
220061					110.03	-2.2	
20061					26.31	-2.2	
10061		14.20	7.66		10.45	-2.9	
220062					110.03	-2.2	
20062					26.31	-2.2	
10062					10.45	-2.9	
1007		2.60	1.26		10.33	-4.0	▼

Результати розрахунків всієї мережі



Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки

N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт·г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
1005					10.46	-2.6
10051		4.80	2.46		10.46	-2.6
1006					108.87	-2.7
10061					36.45	-2.7
10062					10.30	-3.6
10063					107.79	-3.7
10064					36.09	-3.7
10065		8.20	4.87		10.30	-3.6
1007					107.92	-3.9
10071					36.13	-3.9
10072		2.70	1.53		10.11	-5.6
1008					107.82	-4.3
10081					36.10	-4.3
10082		5.30	2.86		10.07	-6.4
1009		3.30	1.69		10.41	-3.9
10010		3.10	1.84		10.49	-3.4
10011					10.39	-3.1
100112		6.20	3.35		10.39	-3.1
10012		2.70	1.53		10.34	-3.7
10013					108.23	-3.7
100131					36.23	-3.7
100132					10.18	-5.3
100133					108.23	-3.7
100134					36.23	-3.7
100135		5.10	2.47		10.18	-5.3
10014					108.34	-3.5
100141					36.27	-3.5
100142		2.70	1.67		10.14	-5.2

100142		2.70	1.67		10.14	-5.2
10015		3.10	1.76		10.46	-3.4

Таблиця В.2 – Інформація про вітки

Результати розрахунків всієї мережі									
Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки					
Нпочатку	Нкінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	10013	2.56	1.49	2.55	1.33	0.01	0.16	0.015	3.31
10013	100132	2.55	1.33	2.55	1.23	0.01	0.09	0.015	2.01
100132	100135	2.55	1.23	2.55	1.23	0.00	0.00	0.160	0.00
100133	100135	2.55	1.33	2.55	1.23	0.01	0.09	0.015	2.01
13	100133	2.56	1.49	2.55	1.33	0.01	0.16	0.015	3.31
100	201	23.90	10.91	23.63	10.52	0.27	0.39	0.132	1.77
201	3	15.93	8.04	15.85	7.92	0.08	0.12	0.091	0.80
3	4	12.73	6.47	12.65	6.36	0.08	0.12	0.073	0.98
4	5	4.60	2.13	4.58	2.10	0.02	0.02	0.026	0.51
5	6	-0.25	0.17	-0.25	0.17	0.00	0.00	-0.002	-0.00
6	11	-3.84	-1.06	-3.84	-1.06	0.00	0.00	-0.021	-0.08
11	12	-10.08	-4.53	-10.13	-4.59	0.04	0.06	-0.057	-0.65
12	14	-18.00	-8.46	-18.09	-8.59	0.09	0.12	-0.103	-0.75
14	15	-20.82	-10.26	-20.96	-10.47	0.14	0.21	-0.119	-1.09
15	200	-24.09	-12.05	-24.32	-12.39	0.23	0.33	-0.137	-1.51
11	10011	3.11	1.82	3.10	1.67	0.01	0.15	0.019	2.56
10011	100112	3.10	1.67	3.10	1.67	0.00	0.00	0.195	0.00
11	100112	3.11	1.82	3.10	1.68	0.01	0.15	0.019	2.57
6	10063	5.87	3.81	5.86	3.44	0.01	0.36	0.036	3.36
10063	10065	5.86	3.44	5.85	3.44	0.01	0.00	0.036	0.14
10065	10062	-2.35	-1.42	-2.35	-1.42	0.00	0.00	-0.154	-0.00
1006	10062	2.35	1.48	2.35	1.42	0.00	0.05	0.015	1.32
6	1006	2.36	1.57	2.35	1.48	0.00	0.09	0.015	2.18
6	202	-4.68	-3.48	-4.70	-3.51	0.02	0.03	-0.030	-0.64
202	7	-4.70	-2.95	-4.70	-2.96	0.00	0.01	-0.029	-0.12
7	8	-7.43	-4.34	-7.46	-4.40	0.03	0.06	-0.044	-0.72
8	9	-12.81	-7.50	-12.85	-7.57	0.04	0.07	-0.076	-0.52
9	10	-16.17	-9.13	-16.27	-9.29	0.09	0.16	-0.095	-0.98

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
9	10	-16.17	-9.13	-16.27	-9.29	0.09	0.16	-0.095	-0.98
10	203	-19.39	-11.08	-19.40	-11.10	0.01	0.01	-0.113	-0.07
203	200	-19.40	-10.77	-19.51	-10.98	0.11	0.21	-0.112	-1.03
5	10051	3.44	1.89	3.43	1.78	0.01	0.11	0.020	1.67
10051	1005	-1.36	-0.68	-1.36	-0.68	0.00	0.00	-0.084	-0.00
5	1005	1.37	0.72	1.36	0.68	0.00	0.04	0.008	1.67
4	10041	4.01	2.40	4.00	2.16	0.01	0.24	0.024	3.36
10041	1004	-4.00	-2.16	-4.00	-2.16	0.00	0.00	-0.253	-0.00
4	1004	4.01	2.40	4.00	2.16	0.01	0.24	0.024	3.36
12	10012	2.71	1.71	2.70	1.53	0.01	0.18	0.017	3.82
1006	10061	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
1	1001	3.11	2.00	3.10	1.76	0.02	0.24	0.019	4.37
12	13	5.16	2.83	5.15	2.82	0.01	0.02	0.030	0.35
1002	10022	4.51	2.36	4.50	2.18	0.01	0.18	0.027	2.23
7	1007	2.71	1.84	2.71	1.64	0.01	0.19	0.017	4.02
1007	10071	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
1007	10072	2.71	1.64	2.70	1.53	0.01	0.11	0.017	2.42
15	10015	3.11	1.99	3.10	1.76	0.02	0.23	0.019	4.32
8	1008	5.33	3.59	5.31	3.13	0.02	0.46	0.033	4.89
1008	10081	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
1008	10082	5.31	3.13	5.30	2.86	0.02	0.27	0.033	2.95
14	10014	2.71	1.99	2.71	1.79	0.01	0.20	0.017	4.27
10014	100141	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
10014	100142	2.71	1.79	2.70	1.67	0.01	0.12	0.017	2.57
10013	100131	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
10	10010	3.11	2.08	3.10	1.84	0.02	0.24	0.019	4.46
9	1009	3.31	1.94	3.30	1.69	0.02	0.25	0.020	4.30
201	1	7.70	3.25	7.68	3.22	0.02	0.03	0.043	0.34

201	1	7.70	3.25	7.68	3.22	0.02	0.03	0.043	0.34
1	2	4.56	2.11	4.54	2.08	0.02	0.03	0.026	0.65
2	1002	4.52	2.67	4.51	2.36	0.01	0.31	0.027	3.69
10063	10064	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
1002	10021	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
100133	100134	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
3	1003	3.11	1.90	3.10	1.67	0.02	0.23	0.019	4.21

ДОДАТОК Г
РОЗРАХУНОК СПРОЕКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ З НОВИМИ ДЖЕРЕЛАМИ
ЖИВЛЕННЯ (МАКСИМАЛЬНЕ НАВАНТАЖЕННЯ)

ДЕМОНСТРАЦІЙНА ВЕРСІЯ

02.06.2025 20:52

Результати розрахунків всієї мережі

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 87.819 МВт / 769.292 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 85.200 МВт / 746.352 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.875 МВт / 8.098 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.875 МВт / 8.098 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.384 МВт / 3.360 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.395 МВт / 1.708 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.779 МВт / 5.067 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.048 МВт / 13.165 млн.кВт*г (1.7%)

Таблиця Г.1 – Інформація про вузли

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ						
N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	#фаза, град	
100	Хмельницький енерговузол	-30.031	-11.661	115.000	0.00	
201	201	0.000	0.000	112.911	-0.72	
1	Маломоленці	0.000	0.000	112.413	-0.98	
2	Стара синява	0.000	0.000	111.294	-1.58	
3	Западніці	0.000	0.000	112.096	-0.96	
4	Красилів	0.000	0.000	111.091	-1.26	
5	Машзавод	0.000	0.000	110.548	-1.45	
6	Старокоптятинів	0.000	0.000	110.516	-1.46	
202	202	0.000	0.000	111.511	-1.18	
7	Остропіль	0.000	0.000	111.702	-1.11	
8	Кустівці	0.000	0.000	112.690	-0.73	
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	113.237	-0.52	
10	Медведівка	0.000	0.000	114.053	-0.28	
200	Шепетівка	-44.787	-23.013	115.000	0.00	
203	203	0.000	0.000	114.117	-0.26	
11	Завод ІПП	0.000	0.000	110.507	-1.47	
12	Бутівці	0.000	0.000	111.120	-1.25	
13	Антоніни	0.000	0.000	110.527	-1.51	
14	Вербівці	0.000	0.000	112.018	-0.93	
15	Мокіївці	0.000	0.000	113.301	-0.50	
301		0.000	0.000	113.665	-0.21	
302		0.000	0.000	110.248	-1.64	
303		0.000	0.000	112.905	-0.71	
304		0.000	0.000	111.168	-1.65	
1001		3.100	1.760	10.353	-4.07	
1002		0.000	0.000	107.801	-4.59	
10021		0.000	0.000	36.090	-4.59	
10022		4.500	2.180	10.121	-6.40	
1003		3.100	1.670	10.340	-4.08	
1004		0.000	0.000	10.322	-3.83	
10041		8.000	4.320	10.322	-3.83	

Результати розрахунків всієї мережі

1005	0.000	0.000	10.422	-2.83
10051	4.800	2.460	10.422	-2.83
1006	0.000	0.000	108.422	-3.03
10061	0.000	0.000	36.298	-3.03
10062	0.000	0.000	10.253	-3.95
10063	0.000	0.000	107.341	-3.99
10064	0.000	0.000	35.936	-3.99
10065	8.200	4.870	10.253	-3.95
1007	0.000	0.000	107.912	-3.94
10071	0.000	0.000	36.127	-3.94
10072	2.700	1.530	10.114	-5.66
1008	0.000	0.000	108.107	-4.21
10081	0.000	0.000	36.192	-4.21
10082	5.300	2.860	10.093	-6.34
1009	3.300	1.690	10.445	-3.77
10010	3.100	1.840	10.501	-3.29
10011	0.000	0.000	10.337	-3.48
100112	6.200	3.350	10.336	-3.48
10012	2.700	1.530	10.281	-4.00
10013	0.000	0.000	107.403	-4.24
100131	0.000	0.000	35.957	-4.24
100132	0.000	0.000	10.102	-5.88
100133	0.000	0.000	107.401	-4.24
100134	0.000	0.000	35.956	-4.24
100135	5.100	2.470	10.102	-5.88
10014	0.000	0.000	107.925	-3.75
100141	0.000	0.000	36.132	-3.75
100142	2.700	1.670	10.099	-5.46
10015	3.100	1.760	10.442	-3.55
16	-13.000	0.000	10.888	3.79
17	10.400	1.410	10.405	-5.07
18	3.700	0.400	10.733	-2.54
19	5.200	1.072	10.485	-4.31
161	0.000	0.000	10.887	3.79
171	0.000	0.000	10.405	-5.07
181	0.000	0.000	10.733	-2.54
191	0.000	0.000	10.485	-4.31

Таблиця Г.2 – Інформація про вітки

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ									
N початку	N кінця	Rn,МВт	Qn,МВАр	Rk,МВт	Qk,МВАр	dR,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
304	15	2.607	0.665	2.598	0.536	0.009	0.129	0.014	1.810
19	191	-2.598	-0.535	-2.599	-0.535	0.000	0.000	-0.146	-0.000
304	191	2.607	0.664	2.599	0.535	0.009	0.129	0.014	1.807
8	1005	1.365	0.721	1.362	0.678	0.003	0.043	0.008	1.686
1005	10051	1.362	0.678	1.362	0.678	0.000	0.000	0.084	0.000
5	10051	3.440	1.890	3.435	1.780	0.006	0.109	0.020	1.687
12	10013	2.561	1.490	2.555	1.328	0.006	0.162	0.015	3.380
10013	100132	2.555	1.328	2.549	1.234	0.006	0.094	0.015	2.048
100132	100135	2.549	1.234	2.549	1.234	0.000	0.000	0.162	0.000
100133	100135	2.554	1.329	2.548	1.235	0.006	0.094	0.015	2.049
13	100133	2.561	1.491	2.554	1.329	0.006	0.162	0.015	3.382
11	12	-10.410	-3.765	-10.453	-3.830	0.043	0.062	-0.058	-0.624
Результати розрахунків всієї мережі									
12	13	10.515	3.966	10.477	3.896	0.038	0.069	0.058	0.606
13	302	5.329	1.329	5.319	1.314	0.010	0.015	0.029	0.285
302	11	-5.139	-0.361	-5.149	-0.377	0.011	0.016	-0.027	-0.267
302	17	5.214	1.030	5.197	0.707	0.018	0.322	0.028	1.846
17	171	-5.197	-0.703	-5.197	-0.703	0.000	0.000	-0.290	-0.000
302	171	5.215	1.025	5.197	0.703	0.018	0.322	0.028	1.841
100	201	30.031	11.661	29.628	11.076	0.402	0.582	0.161	2.098
201	3	16.613	8.000	16.525	7.874	0.087	0.126	0.094	0.822
3	4	13.401	6.421	13.314	6.295	0.087	0.126	0.076	1.016
4	5	5.263	2.056	5.244	2.029	0.019	0.027	0.029	0.551
5	6	0.410	0.090	0.410	0.090	0.000	0.000	0.002	0.033
12	14	-23.688	-8.844	-23.830	-9.048	0.141	0.204	-0.131	-0.910
14	15	-26.556	-10.729	-26.779	-11.051	0.222	0.321	-0.147	-1.293
15	301	-6.692	0.297	-6.715	0.264	0.023	0.033	-0.034	-0.368
301	9	6.197	0.086	6.174	0.053	0.023	0.033	0.031	0.432
9	10	-13.070	-7.969	-13.132	-8.081	0.061	0.111	-0.078	-0.820
10	203	-16.256	-9.871	-16.262	-9.881	0.006	0.011	-0.096	-0.063
203	200	-16.262	-9.557	-16.343	-9.706	0.081	0.148	-0.095	-0.885
9	8	15.919	6.965	15.868	6.872	0.051	0.093	0.088	0.552
8	303	-1.183	-1.151	-1.185	-1.153	0.002	0.003	-0.008	-0.215
303	15	-4.912	-0.802	-4.926	-0.823	0.014	0.021	-0.025	-0.400
303	18	1.853	0.261	1.849	0.200	0.004	0.060	0.010	0.795
18	181	-1.849	-0.199	-1.849	-0.199	0.000	0.000	-0.100	-0.000
303	181	1.853	0.260	1.849	0.199	0.004	0.060	0.010	0.793
6	11	0.980	-0.226	0.980	-0.226	0.000	0.000	0.005	0.010
8	7	11.700	5.460	11.633	5.336	0.067	0.123	0.066	1.000
7	202	8.907	3.955	8.896	3.936	0.010	0.018	0.050	0.194
202	6	8.896	4.490	8.839	4.406	0.057	0.083	0.052	1.007
301	16	-6.471	0.450	-6.496	-0.003	0.025	0.451	-0.033	0.084
16	161	6.496	-0.003	6.495	-0.003	0.000	0.000	0.344	0.001
301	161	-6.470	0.455	-6.495	0.003	0.025	0.451	-0.033	0.090
15	200	-28.138	-12.864	-28.444	-13.307	0.305	0.442	-0.157	-1.704
11	10011	3.107	1.820	3.099	1.673	0.008	0.147	0.019	2.601
10011	100112	3.099	1.673	3.099	1.673	0.000	0.000	0.196	0.000
11	100112	3.106	1.823	3.097	1.675	0.008	0.147	0.019	2.604
6	10063	5.868	3.809	5.857	3.445	0.011	0.363	0.036	3.400
10063	10065	5.857	3.445	5.846	3.445	0.011	0.000	0.036	0.142
10065	10062	-2.349	-1.422	-2.349	-1.422	0.000	0.000	-0.154	-0.000
1006	10062	2.352	1.477	2.349	1.422	0.003	0.054	0.015	1.330
6	1006	2.356	1.570	2.352	1.477	0.003	0.093	0.015	2.209
4	10041	4.010	2.407	3.997	2.160	0.014	0.245	0.024	3.393
10041	1004	-3.998	-2.157	-3.998	-2.157	0.000	0.000	-0.254	-0.000
4	1004	4.012	2.403	3.998	2.157	0.014	0.245	0.024	3.389
14	10014	2.714	1.991	2.706	1.788	0.008	0.203	0.017	4.310
10014	100142	2.706	1.788	2.698	1.669	0.008	0.118	0.017	2.593
7	1007	2.713	1.836	2.706	1.642	0.007	0.193	0.017	4.025
1007	10071	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1007	10072	2.706	1.642	2.698	1.529	0.007	0.112	0.017	2.427
201	1	13.015	3.843	12.975	3.769	0.040	0.074	0.069	0.505
15	10015	3.114	1.994	3.098	1.759	0.016	0.234	0.019	4.335
1	2	9.850	2.646	9.779	2.517	0.071	0.129	0.052	1.146
1	1001	3.114	1.998	3.098	1.759	0.016	0.238	0.019	4.425
9	1009	3.315	1.943	3.298	1.689	0.017	0.253	0.020	4.269
100133	100134	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10010	3.114	2.076	3.098	1.839	0.016	0.237	0.019	4.444
2	304	5.239	0.943	5.234	0.936	0.005	0.007	0.028	0.130

Результати розрахунків всієї мережі

2	1002	4.521	2.680	4.509	2.363	0.012	0.316	0.027	3.796
1002	10021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10063	10064	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8	1008	5.331	3.590	5.314	3.127	0.017	0.461	0.033	4.866
1008	10082	5.314	3.127	5.297	2.858	0.017	0.268	0.033	2.933
1008	10081	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	10061	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10022	4.509	2.363	4.497	2.179	0.012	0.184	0.027	2.295
10013	100131	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	2.711	1.713	2.698	1.529	0.012	0.183	0.017	3.869
10014	100141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	1003	3.114	1.903	3.098	1.669	0.015	0.233	0.019	4.249

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ СПРОЕКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ (МІНІМАЛЬНЕ НАВАНТАЖЕННЯ)

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 88.053 МВт / 771.343 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 85.200 МВт / 746.352 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.100 МВт / 9.070 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.100 МВт / 9.070 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.348 МВт / 3.051 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.438 МВт / 1.894 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.787 МВт / 4.944 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.245 МВт / 14.015 млн.кВт*г (1.8%)

Таблиця Д.1 – Інформація про вузли

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	φ _{нав} , град
100	Хмельницький енерговузол	-30.129	-12.475	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	107.757	-0.77
1	Маломоленці	0.000	0.000	107.218	-1.05
2	Стара синява	0.000	0.000	106.009	-1.71
3	Западні	0.000	0.000	106.888	-1.03
4	Красилів	0.000	0.000	105.816	-1.35
5	Машавод	0.000	0.000	105.234	-1.56
6	Староконстантинів	0.000	0.000	105.196	-1.58
202	202	0.000	0.000	106.247	-1.27
7	Остропіль	0.000	0.000	106.451	-1.19
8	Кустівці	0.000	0.000	107.506	-0.78
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	108.092	-0.55
10	Медведівка	0.000	0.000	108.977	-0.30
200	Шепетівка	-44.924	-24.615	110.000	0.00
203	203	0.000	0.000	109.045	-0.28
11	Завод ІПП	0.000	0.000	105.186	-1.59
12	Бутівці	0.000	0.000	105.840	-1.34
13	Антоніни	0.000	0.000	105.207	-1.63
14	Вербівці	0.000	0.000	106.798	-1.00
15	Мокіївці	0.000	0.000	108.166	-0.54
301		0.000	0.000	108.537	-0.21
302		0.000	0.000	104.911	-1.77
303		0.000	0.000	107.737	-0.76
304		0.000	0.000	105.875	-1.78
1001		3.100	1.760	9.834	-4.47
1002		0.000	0.000	102.280	-5.03
10021		0.000	0.000	34.242	-5.03
10022		4.500	2.180	9.582	-7.05
1003		3.100	1.670	9.820	-4.47
1004		0.000	0.000	9.800	-4.20
10041		8.000	4.320	9.800	-4.20
Результати розрахунків всієї мережі					
1005		0.000	0.000	9.905	-3.09
10051		4.800	2.460	9.905	-3.09
1006		0.000	0.000	102.979	-3.30
10061		0.000	0.000	34.476	-3.30
10062		0.000	0.000	9.726	-4.33
10063		0.000	0.000	101.837	-4.38
10064		0.000	0.000	34.093	-4.38
10065		8.200	4.870	9.726	-4.33
1007		0.000	0.000	102.413	-4.32
10071		0.000	0.000	34.286	-4.32
10072		2.700	1.530	9.576	-6.23
1008		0.000	0.000	102.611	-4.63
10081		0.000	0.000	34.353	-4.63
10082		5.300	2.860	9.553	-6.99
1009		3.300	1.690	9.931	-4.14
10010		3.100	1.840	9.993	-3.60
10011		0.000	0.000	9.815	-3.81
100112		6.200	3.350	9.814	-3.81
10012		2.700	1.530	9.756	-4.38
10013		0.000	0.000	101.874	-4.66
100131		0.000	0.000	34.106	-4.66
100132		0.000	0.000	9.563	-6.48
100133		0.000	0.000	101.873	-4.66
100134		0.000	0.000	34.105	-4.66
100135		5.100	2.470	9.563	-6.48
10014		0.000	0.000	102.440	-4.12
100141		0.000	0.000	34.295	-4.12
100142		2.700	1.670	9.561	-6.02
10015		3.100	1.760	9.929	-3.89
16		-13.000	0.000	10.395	4.18
17		10.400	1.410	9.885	-5.56
18		3.700	0.400	10.235	-2.77
19		5.200	1.072	9.970	-4.71
161		0.000	0.000	10.394	4.18
171		0.000	0.000	9.885	-5.56
181		0.000	0.000	10.235	-2.77
191		0.000	0.000	9.970	-4.71

Таблиця Д.2 – Інформація про вітки

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
304	19	2.608	0.679	2.598	0.536	0.009	0.142	0.015	1.941
19	191	-2.598	-0.535	-2.599	-0.535	0.000	0.000	-0.153	-0.000
304	191	2.608	0.678	2.599	0.535	0.009	0.142	0.015	1.938
5	1005	1.366	0.726	1.362	0.678	0.003	0.047	0.008	1.786
1005	10051	1.362	0.678	1.362	0.678	0.000	0.000	0.089	0.000
5	10051	3.441	1.902	3.435	1.780	0.006	0.121	0.022	1.787
13	10013	2.563	1.520	2.556	1.339	0.007	0.180	0.016	3.626
10013	100132	2.556	1.339	2.549	1.234	0.007	0.105	0.016	2.195
100132	100135	2.549	1.234	2.549	1.234	0.000	0.000	0.171	0.000
100133	100135	2.555	1.340	2.548	1.235	0.007	0.105	0.016	2.196
13	100133	2.562	1.521	2.555	1.340	0.007	0.180	0.016	3.627
11	12	-10.416	-3.912	-10.463	-3.982	0.048	0.069	-0.061	-0.665

Результати розрахунків всієї мережі

12	13	10.517	4.126	10.475	4.048	0.042	0.077	0.062	0.647
13	302	5.327	1.382	5.316	1.366	0.012	0.017	0.030	0.303
302	11	-5.143	-0.415	-5.155	-0.433	0.012	0.018	-0.028	-0.285
302	17	5.216	1.064	5.197	0.707	0.020	0.356	0.029	2.002
17	171	-5.197	-0.703	-5.197	-0.703	0.000	0.000	-0.306	-0.001
302	171	5.217	1.060	5.197	0.703	0.020	0.356	0.029	1.996
100	201	30.129	12.475	29.677	11.821	0.450	0.652	0.171	2.253
201	3	16.647	8.322	16.549	8.181	0.097	0.141	0.100	0.877
3	4	13.424	6.662	13.327	6.521	0.097	0.141	0.081	1.084
4	5	5.275	2.175	5.254	2.144	0.021	0.031	0.031	0.592
5	6	0.422	0.127	0.422	0.126	0.000	0.000	0.002	0.039
12	14	-23.702	-9.237	-23.860	-9.465	0.157	0.227	-0.139	-0.971
14	15	-26.587	-11.211	-26.836	-11.571	0.247	0.358	-0.156	-1.380
15	301	-6.682	0.416	-6.707	0.380	0.025	0.036	-0.036	-0.375
301	9	6.202	0.049	6.177	0.013	0.025	0.036	0.033	0.449
9	10	-13.067	-8.482	-13.136	-8.609	0.069	0.126	-0.083	-0.888
10	203	-16.262	-10.449	-16.268	-10.461	0.007	0.012	-0.102	-0.068
203	200	-16.268	-10.164	-16.361	-10.333	0.092	0.168	-0.101	-0.956
9	8	15.918	7.333	15.861	7.229	0.057	0.104	0.093	0.591
8	303	-1.195	-1.196	-1.197	-1.199	0.002	0.003	-0.009	-0.232
303	15	-4.923	-0.938	-4.939	-0.961	0.016	0.023	-0.027	-0.434
303	18	1.853	0.267	1.849	0.200	0.004	0.066	0.010	0.849
18	181	-1.849	-0.199	-1.849	-0.199	0.000	0.000	-0.105	-0.000
303	181	1.853	0.266	1.849	0.199	0.004	0.066	0.010	0.847
6	11	0.979	-0.238	0.979	-0.238	0.000	0.000	0.006	0.010
8	7	11.702	5.684	11.627	5.546	0.075	0.137	0.070	1.068
7	202	8.900	4.087	8.889	4.067	0.011	0.020	0.053	0.207
202	6	8.889	4.569	8.825	4.477	0.064	0.092	0.054	1.065
301	16	-6.469	0.494	-6.496	-0.003	0.027	0.494	-0.034	0.144
16	161	6.496	-0.003	6.495	-0.003	0.000	0.000	0.360	0.001
301	161	-6.468	0.499	-6.495	0.003	0.027	0.494	-0.034	0.151
15	200	-28.217	-13.781	-28.563	-14.282	0.345	0.499	-0.167	-1.838
11	10011	3.108	1.836	3.099	1.673	0.009	0.163	0.020	2.762
10011	100112	3.099	1.673	3.099	1.673	0.000	0.000	0.207	0.000
11	100112	3.107	1.839	3.097	1.675	0.009	0.163	0.020	2.765
6	10063	5.870	3.850	5.858	3.445	0.012	0.404	0.038	3.616
10063	10065	5.858	3.445	5.846	3.445	0.012	0.000	0.038	0.149
10065	10062	-2.349	-1.422	-2.349	-1.422	0.000	0.000	-0.163	-0.000
1006	10062	2.353	1.483	2.349	1.422	0.004	0.060	0.016	1.414
6	1006	2.357	1.586	2.353	1.483	0.004	0.103	0.016	2.349
4	10041	4.012	2.433	3.997	2.160	0.015	0.272	0.026	3.606
10041	1004	-3.998	-2.157	-3.998	-2.157	0.000	0.000	-0.267	-0.000
4	1004	4.014	2.430	3.998	2.157	0.015	0.272	0.026	3.602
14	10014	2.716	2.029	2.707	1.801	0.009	0.227	0.018	4.606
10014	100142	2.707	1.801	2.698	1.669	0.009	0.132	0.018	2.769
7	1007	2.715	1.872	2.707	1.655	0.008	0.216	0.018	4.307
1007	10071	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1007	10072	2.707	1.655	2.698	1.529	0.008	0.125	0.018	2.595
201	1	13.031	4.197	12.985	4.114	0.045	0.083	0.073	0.547
15	10015	3.115	2.019	3.098	1.759	0.017	0.259	0.020	4.595
1	2	9.860	2.887	9.781	2.742	0.079	0.144	0.055	1.238
1	1001	3.116	2.024	3.098	1.759	0.018	0.264	0.020	4.701
9	1009	3.317	1.970	3.298	1.689	0.019	0.280	0.021	4.532
100133	100134	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10010	3.115	2.101	3.098	1.839	0.017	0.261	0.020	4.703
2	304	5.240	1.008	5.234	1.000	0.005	0.008	0.029	0.138

Результати розрахунків всієї мережі

2	1002	4.524	2.738	4.510	2.384	0.013	0.353	0.029	4.076
1002	10021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10063	10064	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8	1008	5.335	3.675	5.316	3.159	0.019	0.515	0.035	5.219
1008	10082	5.316	3.159	5.297	2.858	0.019	0.299	0.035	3.143
1008	10081	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1006	10061	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10022	4.510	2.384	4.497	2.179	0.013	0.205	0.029	2.462
10013	100131	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	2.712	1.733	2.698	1.529	0.014	0.203	0.018	4.113
10014	100141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	1003	3.115	1.928	3.098	1.669	0.017	0.258	0.020	4.516

ДОДАТОК Е
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ СПРОЕКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ
(ПІСЛЯАВАРІЙНИЙ РЕЖИМ)

Результати розрахунків всієї мережі

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 87.797 МВт / 769.099 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 85.200 МВт / 746.352 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.853 МВт / 8.003 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.853 МВт / 8.003 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.426 МВт / 3.735 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.353 МВт / 1.525 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.779 МВт / 5.260 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.071 МВт / 13.262 млн.кВт*г (1.7%)

Таблиця Е.1 – Інформація про вузли

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ						
N вузла	Назва	P _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	φ _{аза} , град	
100	Хмельницький енерговузол	-30.666	-11.179	121.000	0.00	
201	201	0.000	0.000	119.018	-0.68	
1	Маломоленці	0.000	0.000	118.563	-0.91	
2	Стара синява	0.000	0.000	117.538	-1.47	
3	Западинці	0.000	0.000	118.223	-0.91	
4	Красилів	0.000	0.000	117.233	-1.19	
5	Машзавод	0.000	0.000	116.654	-1.38	
6	Старокопчантинів	0.000	0.000	116.556	-1.42	
202	202	0.000	0.000	117.288	-1.29	
7	Остропіль	0.000	0.000	117.428	-1.26	
8	Кустівці	0.000	0.000	118.197	-1.03	
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	118.770	-0.82	
10	Медведівка	0.000	0.000	119.830	-0.42	
200	Шепетівка	-44.131	-23.859	121.000	0.00	
203	203	0.000	0.000	119.908	-0.40	
11	Завод ІПП	0.000	0.000	116.575	-1.40	
12	Бутівці	0.000	0.000	117.507	-1.02	
13	Антоніни	0.000	0.000	117.184	-1.12	
14	Вербівці	0.000	0.000	118.414	-0.69	
15	Мокіївці	0.000	0.000	119.697	-0.26	
301		0.000	0.000	120.353	0.25	
302		0.000	0.000	116.005	-1.68	
303		0.000	0.000	117.921	-1.22	
304		0.000	0.000	117.421	-1.52	
1001		3.100	1.760	10.965	-3.68	
1002		0.000	0.000	114.285	-4.15	
10021		0.000	0.000	38.261	-4.15	
10022		4.500	2.180	10.753	-5.76	
1003		3.100	1.670	10.949	-3.70	
1004		0.000	0.000	10.927	-3.50	
10041		8.000	4.320	10.927	-3.50	

Результати розрахунків всієї мережі

1005	0.000	0.000	11.014	-2.62
10051	4.800	2.460	11.014	-2.62
1006	0.000	0.000	114.587	-2.82
10061	0.000	0.000	38.362	-2.82
10062	0.000	0.000	10.849	-3.64
10063	0.000	0.000	113.566	-3.68
10064	0.000	0.000	38.020	-3.68
10065	8.200	4.870	10.849	-3.64
1007	0.000	0.000	113.873	-3.81
10071	0.000	0.000	38.123	-3.81
10072	2.700	1.530	10.696	-5.35
1008	0.000	0.000	113.901	-4.18
10081	0.000	0.000	38.132	-4.18
10082	5.300	2.860	10.661	-6.09
1009	3.300	1.690	10.995	-3.77
10010	3.100	1.840	11.076	-3.13
10011	0.000	0.000	10.930	-3.20
100112	6.200	3.350	10.930	-3.20
10012	2.700	1.530	10.913	-3.47
10013	0.000	0.000	114.284	-3.54
100131	0.000	0.000	38.261	-3.54
100132	0.000	0.000	10.771	-4.98
100133	0.000	0.000	114.283	-3.54
100134	0.000	0.000	38.260	-3.54
100135	5.100	2.470	10.771	-4.98
10014	0.000	0.000	114.601	-3.20
100141	0.000	0.000	38.367	-3.20
100142	2.700	1.670	10.751	-4.72
10015	3.100	1.760	11.078	-2.97
16	-13.000	0.000	11.529	3.81
17	10.400	1.410	10.964	-4.77
18	3.700	0.400	11.216	-2.90
19	5.200	1.072	11.092	-3.90
161	0.000	0.000	11.529	3.81
171	0.000	0.000	10.965	-4.77
181	0.000	0.000	11.216	-2.90
191	0.000	0.000	11.093	-3.90

Таблиця Е.2 – Інформація про вітки

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ									
N початку	N кінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
304	19	2.606	0.652	2.598	0.536	0.008	0.115	0.013	1.677
19	191	-2.598	-0.535	-2.599	-0.535	0.000	0.000	-0.138	-0.000
304	191	2.606	0.650	2.599	0.535	0.008	0.115	0.013	1.675
5	1005	1.365	0.717	1.362	0.678	0.003	0.038	0.008	1.586
1005	10051	1.362	0.678	1.362	0.678	0.000	0.000	0.080	0.000
5	10051	3.440	1.878	3.435	1.780	0.005	0.098	0.019	1.588
13	10013	2.560	1.460	2.554	1.317	0.005	0.142	0.014	3.096
10013	100132	2.554	1.317	2.549	1.234	0.005	0.083	0.014	1.878
100132	100135	2.549	1.234	2.549	1.234	0.000	0.000	0.152	0.000
100133	100135	2.554	1.318	2.548	1.235	0.005	0.083	0.014	1.879
13	100133	2.559	1.460	2.554	1.318	0.005	0.142	0.014	3.097
100	201	30.666	11.179	30.291	10.637	0.373	0.540	0.155	1.991

Результати розрахунків всієї мережі

3	4	14.082	6.554	13.997	6.429	0.085	0.124	0.076	1.000
4	5	5.945	2.309	5.924	2.278	0.022	0.031	0.031	0.588
5	6	1.088	0.432	1.087	0.431	0.001	0.001	0.006	0.099
6	11	-1.494	0.065	-1.494	0.064	0.000	0.000	-0.007	-0.020
11	12	-18.235	-4.931	-18.347	-5.093	0.112	0.162	-0.093	-0.948
12	14	-26.224	-8.803	-26.375	-9.022	0.151	0.218	-0.136	-0.917
14	15	-29.102	-10.628	-29.335	-10.965	0.232	0.336	-0.151	-1.290
15	200	-19.621	-12.663	-19.777	-12.889	0.156	0.225	-0.112	-1.305
301	16	-6.474	0.401	-6.496	-0.003	0.022	0.402	-0.031	0.082
16	161	6.496	-0.003	6.495	-0.003	0.000	0.000	0.325	0.001
301	161	-6.473	0.406	-6.495	0.003	0.022	0.402	-0.031	0.088
11	10011	3.106	1.805	3.099	1.673	0.007	0.131	0.018	2.442
10011	100112	3.099	1.673	3.099	1.673	0.000	0.000	0.186	0.000
11	100112	3.105	1.807	3.097	1.675	0.007	0.131	0.018	2.445
302	17	5.213	0.997	5.197	0.707	0.016	0.290	0.026	1.720
17	171	-5.197	-0.703	-5.197	-0.703	0.000	0.000	-0.276	-0.000
302	171	5.213	0.993	5.197	0.703	0.016	0.290	0.026	1.716
6	1006	2.355	1.554	2.352	1.471	0.003	0.083	0.014	2.073
1006	10062	2.352	1.471	2.349	1.422	0.003	0.048	0.014	1.249
10062	10065	2.349	1.422	2.349	1.422	0.000	0.000	0.146	0.000
10063	10065	5.856	3.445	5.846	3.445	0.010	0.000	0.034	0.134
6	10063	5.866	3.770	5.856	3.445	0.010	0.324	0.034	3.189
303	18	1.853	0.256	1.849	0.200	0.004	0.055	0.009	0.782
18	181	-1.849	-0.199	-1.849	-0.199	0.000	0.000	-0.096	-0.000
303	181	1.853	0.255	1.849	0.199	0.004	0.055	0.009	0.780
201	3	17.290	8.052	17.206	7.931	0.084	0.121	0.092	0.801
6	202	-5.690	-4.228	-5.717	-4.267	0.027	0.038	-0.035	-0.737
202	7	-5.717	-3.654	-5.721	-3.662	0.004	0.008	-0.033	-0.142
7	8	-8.447	-4.963	-8.483	-5.029	0.036	0.065	-0.048	-0.778
8	9	-17.569	-7.493	-17.626	-7.597	0.056	0.103	-0.093	-0.581
9	10	-20.950	-9.082	-21.074	-9.308	0.123	0.225	-0.111	-1.068
10	203	-24.198	-11.044	-24.208	-11.063	0.010	0.019	-0.128	-0.078
203	200	-24.208	-10.704	-24.354	-10.970	0.145	0.265	-0.127	-1.095
4	10041	4.009	2.380	3.997	2.160	0.012	0.219	0.023	3.178
10041	1004	-3.998	-2.157	-3.998	-2.157	0.000	0.000	-0.240	-0.000
4	1004	4.011	2.377	3.998	2.157	0.012	0.219	0.023	3.174
1006	10061	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1002	10021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10022	4.508	2.342	4.497	2.179	0.010	0.163	0.026	2.127
15	10015	3.112	1.968	3.098	1.759	0.014	0.208	0.018	4.031
15	301	-12.838	0.659	-12.913	0.549	0.075	0.109	-0.062	-0.657
10063	10064	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10014	100141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10014	100142	2.705	1.774	2.698	1.669	0.007	0.104	0.016	2.399
7	1007	2.712	1.804	2.705	1.630	0.007	0.173	0.016	3.779
1007	10071	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1007	10072	2.705	1.630	2.698	1.529	0.007	0.101	0.016	2.280
14	10014	2.712	1.953	2.705	1.774	0.007	0.179	0.016	3.984
8	1008	5.328	3.514	5.312	3.099	0.015	0.413	0.031	4.580
1008	10081	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1008	10082	5.312	3.099	5.297	2.858	0.015	0.240	0.031	2.762
8	303	3.737	0.080	3.728	0.067	0.008	0.012	0.018	0.284
12	13	5.156	2.761	5.147	2.744	0.009	0.017	0.029	0.327
2	304	5.239	0.869	5.235	0.863	0.004	0.006	0.026	0.121
10013	100131	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	1	13.002	3.437	12.966	3.371	0.036	0.065	0.065	0.461

Результати розрахунків всієї мережі

9	1009	3.313	1.918	3.298	1.689	0.015	0.228	0.019	4.055
1	2	9.842	2.373	9.779	2.258	0.063	0.114	0.049	1.048
10	10010	3.112	2.052	3.098	1.839	0.014	0.213	0.018	4.199
11	302	10.499	1.916	10.457	1.855	0.042	0.061	0.053	0.586
1	1001	3.112	1.972	3.098	1.759	0.014	0.212	0.018	4.141
100133	100134	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	2.709	1.692	2.698	1.529	0.011	0.162	0.016	3.600
2	1002	4.518	2.623	4.508	2.342	0.010	0.280	0.026	3.514
3	1003	3.112	1.877	3.098	1.669	0.014	0.208	0.018	3.976

ДОДАТОК Є

ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

1

«Районна електрична мережа з аналізом захисту від атмосферних перенапружень»

Виконав: ст. гр. ІЕСМ-216 Повстянко Р.Д.
Керівник: к.т.н., доцент Малогулько Ю.В.

Вінниця 2025

2

Актуальність та задачі дослідження

Забезпечення електроенергією сучасного суспільства є складним багатоетапним процесом, що вимагає функціонування розгалуженої та надійної інфраструктури. Електричні мережі, як невід'ємна частина електроенергетичних систем (ЕЕС), відіграють ключову роль у передачі енергії від джерел до споживачів. Особливе місце в цій інфраструктурі займають районні електричні мережі (РЕМ), які є фінальною ланкою в ланцюгу електропостачання, безпосередньо живлячи промислові, комунальні, сільськогосподарські та побутові об'єкти на певній території. Ефективність та надійність функціонування РЕМ, що працюють переважно на напругах 110 кВ та нижче (35, 10, 6, 0.4 кВ), є критично важливими для сталого розвитку регіонів.

Проектування та експлуатація РЕМ ставлять перед інженерами-електриками комплекс складних завдань, що вимагають глибоких знань та умінь знаходити оптимальні техніко-економічні рішення. Однією з найбільш серйозних загроз для надійної роботи районних електричних мереж є атмосферні перенапруження, які виникають унаслідок прямих або індукованих грозових розрядів. Відсутність або недостатня ефективність захисту від перенапружень може призвести до пошкодження обладнання, аварійних відключень ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій, значних економічних збитків і навіть до загрози для життя людей.

У зв'язку з цим питання аналізу та удосконалення системи грозозахисту в РЕМ набуває особливої актуальності. Підвищення ефективності систем захисту від атмосферних перенапружень дозволяє зменшити частоту та наслідки аварій, підвищити рівень електробезпеки, забезпечити стабільність електропостачання та знизити експлуатаційні витрати.

Вибір номінальної напруги для ділянок мережі

№ схеми	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P_{Σ} , МВт	Q_{Σ} , МВАр	S_{Σ} , МВА	$U_{\text{регр}}$, кВ	$U_{\text{ном}}$, кВ
1	301-15	24,31	1	7,037	0	7,037	51,583	110
	301-9	28,6	1	5,973	0	5,973	47,89	110
	302-13	15,73	1	5,633	0,764	5,685	46,092	110
	302-5	34,32	1	8,561	4,621	9,728	57,111	110
	303-14	32,89	1	1,809	0,196	1,82	26,753	110
	303-8	31,46	1	1,715	0,185	1,725	26,05	110
2	304-2	15,73	2	5,2	1,072	5,309	44,17	110
	301-15	24,31	1	7,037	0	7,037	51,583	110
	301-9	28,6	1	5,973	0	5,973	47,89	110
	302-13	15,73	1	5,633	0,764	5,685	46,092	110
	302-11	18,59	1	4,767	0,646	4,811	42,401	110
	303-15	27,17	1	7,896	4,262	8,973	54,634	110
3	303-8	31,46	1	1,715	0,185	1,725	26,05	110
	304-2	15,73	2	5,2	1,072	5,309	44,17	110
	301-200	27,17	1	5,932	0	5,932	47,681	110
	301-10	22,88	1	7,068	0	7,068	51,601	110
	302-11	18,59	1	4,767	0,646	4,811	42,401	110
	302-5	34,32	1	8,561	4,621	9,728	57,111	110
4	303-15	27,17	1	7,896	4,262	8,973	54,634	110
	303-8	31,46	1	1,715	0,185	1,725	26,05	110
	304-2	15,73	2	5,2	1,072	5,309	44,17	110
	301-15	24,31	1	7,037	0	7,037	51,583	110
	301-9	28,6	1	5,973	0	5,973	47,89	110
	302-13	15,73	1	5,633	0,764	5,685	46,092	110

Вибір трансформаторів на підстанціях

$$S_{T, \text{ном} i} = \frac{P_{\text{max} i}}{1.4(n_T - 1)\cos\varphi_N} = \frac{S_{\text{max} i}}{1.4(n_T - 1)},$$

№ вузла	S_T , МВА	Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Графіки регулювання	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_k , %	R, Ом	X, Ом	ΔQ_x , кВАр
					ВН	НН							
301	9,285	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
302	7,357	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
303	2,64	ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
304	3,714	ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Типові схеми розподільних пристроїв

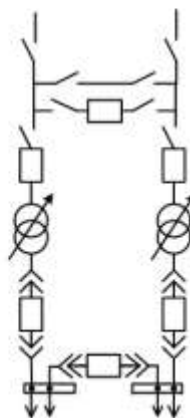


Рисунок 2 – Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями ланцюгів трансформаторів

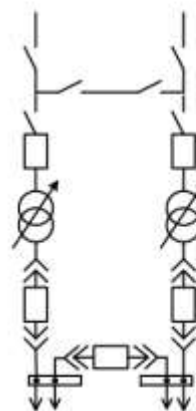


Рисунок 3 - Два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній

Основні техніко-економічні показники спроектованої мережі

- собівартість передачі електроенергії у мережі:

$$C = \frac{B}{A_{\text{пр}}},$$

$$C = \frac{11428 \cdot 10^3}{168500 \cdot 10^3} = 6,783 (\text{грн} / \text{кВт} \cdot \text{год}).$$

- сумарна електроенергія, яка відпущена у розподільчі мережі з шин 10 кВ підстанцій протягом року:

$$A_{\text{пр}} = T_{\text{ед}} \cdot \sum_{i=1}^k P_{\text{наван}}^i,$$

$$A_{\text{пр}} = 5200 \cdot (13 + 10,4 + 3,7 + 5,3) = 168500 (\text{тис.грн}).$$

- відносне значення сумарних втрат активної потужності в режимах максимальних навантажень мережі в процентах від сумарного навантаження підстанцій для всієї мережі та спроектованої мережі:

$$\Delta P_{\text{наван}} = \frac{\Delta P_{\text{наван}}}{P_{\text{наван}}} \cdot 100\% = \frac{2,156}{65,9} \cdot 100\% = 3,272\%,$$

$$\Delta P_{\text{пр}} = \frac{\Delta P_{\text{пр}}}{P_{\text{наван}}} \cdot 100\% = \frac{3,048}{85,2} \cdot 100\% = 3,577\%.$$

- відносне значення сумарних річних втрат електроенергії в мережі у відсотках від $A_{\text{пр}}$

$$\Delta A_{\Sigma} = \frac{\Delta A_{\Sigma}}{A_{\text{пр}}} \cdot 100\% = \frac{2,156 \cdot 3633}{65,9 \cdot 5200} \cdot 100\% = 2,286\%.$$

$$\Delta A = \frac{\Delta A}{A_{\text{пр}}} \cdot 100\% = \frac{3,048 \cdot 3633}{85,2 \cdot 5200} \cdot 100\% = 2,499\%.$$



Рисунок 4 -Загальний вигляд РД

Розрядник складається з зігнутого у формі петлі металевого стержня, обтягнутого ізоляційним шаром з поліетилену високого тиску. Кінці ізольованої петлі закріплені в затискувачі, яким розрядник приєднується до штиря ізолятора на опорі повітряної лінії. У середній частині петлі на поверхні ізоляції розташована металева трубка. Універсальний затиск закріплюється на дроті повітряної лінії напроти металевої трубки розрядника для створення необхідного повітряного іскрового проміжку.

Аналіз способів захисту від атмосферних перенапруг

Всі заходи з захисту від перенапруг поділяють на дві групи:

Превентивні заходи зниження перенапруг:

- застосування вимикачів з шунтувальними резисторами;
- використання вимикачів без повторних запалень дуги між контактами при їх розведенні;
- застосування грозозахисних тросів і блискавководів;
- заземлення опор ліній електропередавання;
- захист ізоляції обмоток трансформаторів і реакторів за допомогою ємнісного захисту;
- використання ємнісних елементів для зниження перенапруг.

Захист обладнання за допомогою комутаційних захисних засобів:

- використання іскрових проміжків, розрядників і обмежувачів перенапруг для захисту окремих точок на лінії;
- встановлення тросів та заземлення опор на лініях;
- застосування рогових і трубчастих розрядників на контактній мережі;
- використання громовідводів;
- встановлення розрядників і обмежувачів перенапруг на підстанціях;
- в окремих випадках - використання конденсаторів для зниження грозових перенапруг.

Розташування та вибір обмежувачів перенапруг

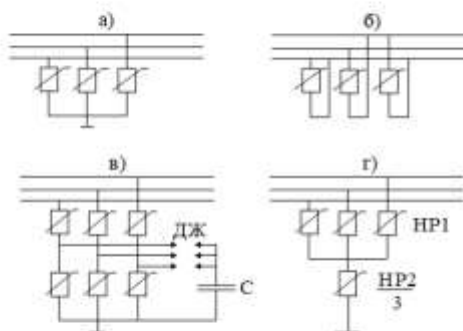


Рисунок 5 – Схеми нелінійних ОПН перенапруг

ОПН-П-110/95/10/400 УХЛ1 призначений для захисту електрообладнання класу напруги 110 кВ, яке працює в мережі з заземленою нейтраллю (коефіцієнт замикання на землю не більше 1,4), від грозових та комутаційних перенапруг. Обмежувачі перенапруг призначені для роботи в умовах відкритого повітря при температурі навколишнього середовища від мінус 60° до плюс 50 °С, що відповідає умовам, визначеним ДСТУ 15543.1-89 для кліматичного виконання УХЛ категорії розміщення 1 за ДСТУ 15150-69. Висота встановлення ОПН над рівнем моря - не більше 1000 м.

Охорона праці

- У розділі наведено комплекс заходів з охорони праці, спрямованих на забезпечення безпеки під час обслуговування та діагностування розподільних електричних мереж. Визначено основні шкідливі виробничі чинники, які можуть впливати на оперативно-ремонтний персонал, а також запропоновано методи їх нейтралізації та зниження впливу.
- Розглянуто технічні та організаційні рішення щодо створення безпечних умов на робочих місцях, включно з вимогами до електробезпеки, застосуванням засобів електрозахисту, забезпеченням оптимальних параметрів мікроклімату, вентиляції, освітлення та контролю рівня шуму у виробничих приміщеннях.
- Окрема увага приділена питанням пожежної безпеки: визначено категорії пожежної небезпеки приміщень, встановлено вимоги до вогнестійкості конструкцій, розроблено правила експлуатації електроустановок та алгоритм дій персоналу у випадку виникнення пожежі.
- Впровадження запропонованих заходів дозволить зменшити професійні ризики, запобігти виробничому травматизму та створити безпечні умови праці під час виконання робіт з обслуговування та діагностування кабельних ліній електропередачі.

У процесі виконання бакалаврської роботи було проведено комплексне інженерне проектування районної електричної мережі 110 кВ для заданого району з урахуванням сучасних вимог до надійності, якості та ефективності електропостачання.

На основі аналізу вихідних даних виконано вибір оптимальної конфігурації мережі, визначено розрахункові навантаження, здійснено підбір номінальної напруги, типів ліній та параметрів обладнання. Проведено порівняння чотирьох варіантів розвитку мережі за техніко-економічними показниками. За результатами розрахунків найбільш економічно доцільним виявився варіант №2, який забезпечує мінімальні приведені витрати при дотриманні вимог надійності та якості електропостачання.

Проведено детальний аналіз потоків потужності в нормальних і післяаварійних режимах роботи мережі, перевірено вибір перерізів проводів на відповідність вимогам за допустимим нагріванням та втратами напруги. Для вибраної схеми здійснено розрахунок балансу потужностей, підібрано компенсуючі пристрої та трансформаторне обладнання. Виконано моделювання електричної мережі та її режимів роботи із застосуванням сучасних програмних засобів.

Отримані результати підтверджують працездатність запропонованих проектних рішень та їх відповідність технічним і нормативним вимогам. Виконана робота дозволила поглибити знання у сфері проектування електричних мереж, засвоїти методи розрахунку і оптимізації їх режимів роботи та сформувати практичні навички, необхідні для подальшої професійної діяльності в галузі електроенергетики.

Дякую за увагу! Доповідь завершено.