

178-5773

621.316.3
Р64

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

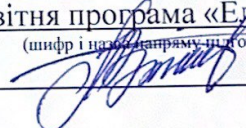
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

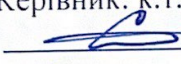
«Розвиток електричної мережі з дослідженням обмежувачів перенапруг»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка з
освітня програма «Електричні системи і мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

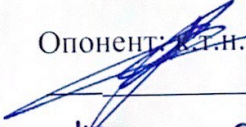

Студілко Т.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Собчук Н.В.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕСЕЕМ


Войтюк М.Р.
(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС


д.т.н., проф. Комар В. О.

« 07 » 06 2024 р.

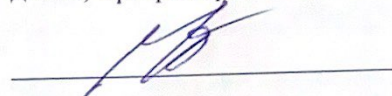
Вінниця ВНТУ - 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем
 Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
 Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
 Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.



18.03 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Студілко Таїсії Вікторівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток електричної мережі з дослідженням обмежувачів перенапруг»
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81
2. Строк подання студентом роботи 28 травня 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Параметри ліній та трансформаторів існуючої мережі 110/35 кВ, ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження. Тривалість використання найбільшого навантаження 5800 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 405 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина 2. Визначення повних витрат на розвиток електричної мережі. 3. Техніко-економічна частина 4. Пристрої обмеження перенапруги. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти розвитку схеми електричної мережі 2. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності 3. Техніко-економічна частина. 4. Схема електричних з'єднань спроектованої мережі.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Собчук Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д. пед. н., професор каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

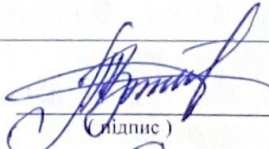
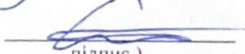
7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр мп
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.01.24	18.01.24	
2	Електротехнічна частина	19.01.24	08.02.24	
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	09.02.24	22.02.24	
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	23.02.24	27.02.24	
5	Дослідження обмежувачів перенапруг	28.02.24	05.03.24	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	06.03.24	17.04.24	
7	Техніко-економічна частина	19.04.24	30.04.24	
8	Оформлення пояснювальної записки	01.05.24	10.05.24	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	11.05.24	18.05.24	

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

Студілко Т.В.

Н. В. Собчук

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Студілко Таїсія Вікторівна «Розвиток електричної мережі з дослідженням обмежувачів перенапруг». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 122 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 18 назв; рис.: 15; табл. 33.

У магістерській кваліфікаційній роботі представлено проект оптимального розвитку електричної мережі та надано оцінки економічних показників. Проведено аналіз результатів розрахунку режимів роботи як спроектованої, так і існуючої мережі. У всіх режимах забезпечено дотримання всіх показників електричної енергії. Вибрано оптимальну схему розвитку та розраховано показники надійності та економічності. У роботі також розглянуто засоби та методи захисту від перенапруг, які можуть бути застосовані в різних електроенергетичних системах.

Ключові слова: електрична мережа, обмежувачі перенапруг, пристрої, силові трансформатори.

ANOTATION

UDC 621.316.3

Studilko Taisia Viktorivna "Electrician Assistants for the Surgeons of the Transplantation". Master of the robot for specialty 141 - electroenergetics, electrotechnology and electromechanics. Vinnitsa: VNTU. 2024. 122 s.

In Ukraine movi. Library: 18 pages; pic.: 15; table 33.

The Magisterial Qualitative Robot proposes an optimal electric robotic system and provides economical solutions. The analysis of the results of the robot's pink mode is as designed, and the symptoms are similar. In all modes of operation all visible electrical energy sources are excluded. The optimal rosette scheme vibrates and shows the stability and economy. The robot also recognizes the speed and direction of the arrows, as they can be connected to the electroenergetic systems.

Key words: electric meter, crossings, stirrers, power transformers.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	7
ВСТУП.....	7
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ МЕРЕЖІ.....	10
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	11
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	13
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	15
2.1 Лінеаризація цільової функції	15
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу.....	18
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	24
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі .	24
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	27
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	29
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	31
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	33
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	34
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції.....	35
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції.....	35
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	39
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	39
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	41
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	411
7.4. Регулювання напруги у мережі	422
8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	466

9 ЗАХИСТ ІЗОЛЯЦІЇ ПЛ ЗА ДОПОМОГОЮ ОБМЕЖУВАЧІВ ПЕРЕНАПРУГ.....	68
9.1. Обмежувачі перенапруг	69
9.2 Грозові перенапрути на повітряних лініях.....	73
9.3 Внутрішні перенапрути на повітряних лініях.....	80
9.4. Способи приєднання обмежувачів перенапруг до повітряних ліній.....	83
9.5. Вибір характеристик обмежувачів перенапруг і оцінка ризику його пошкодження.....	87
9.6 Традиційні способи підвищення грозостійкості.....	90
9.7. Встановлення обмежувачів перенапруг уздовж траси повітряної лінії при потраплянні блискавки в фазний провід.....	95
9.8 Обґрунтування місць установки обмежувачів перенапруг на опорі ПЛ.....	99
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	101
10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта.....	101
10.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць	Error! Bookmark not defined.
10.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	105
10.2.1 Мікроклімат.....	105
10.2.2. Склад повітря робочої зони.....	105
10.2.3 Виробниче освітлення.....	106
10.2.4 Виробничий шум.....	107
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	109
10.3.1 Дія радіації на людину.....	110
ВИСНОВКИ	116
НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ	118
ЛІТЕРАТУРА	119
ДОДАТКИ	121

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ПЛ – повітряна лінія;

ЛЕП – лінія електропередач;

ПС – підстанція;

КЗ – коротке замикання;

РУ – розподільча установка (розподільчий пристрій);

ОПН – обмежувач перенапруг;

КРУ – комплектний розподільчий пристрій;

ДБН – Державні будівельні норми;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ДСТУ – Державний стандарт України;

ГОСТ – державний стандарт;

ВСТУП

Актуальність теми. Головною метою проектування електричних мереж сьогодні є використання нових досягнень, здобутих у сферах науки і техніки, а також техніко-економічного обґрунтування рішень, які мають безпосереднє відношення до утворення енергетичних сполучень, розвитку електричних станцій, електричних систем та засобів їх експлуатації, керування, із забезпеченням оптимальної надійності постачання споживачів тепловою та електричною енергією в необхідних кількостях, а також з найменшими затратами на будівництво та транспортування.

Під час проектування електричних мереж потрібно врахувати найкращу конфігурацію мережі, обрати номінальну напругу на всіх ділянках мережі, перетини проводів електричних ліній, що створюють мережу необхідної конфігурації. Під час розроблення проекту необхідно встановити потужності трансформаторів на підстанціях, а також побудова схеми електричних з'єднань для цих підстанцій, встановлюється потужність джерел реактивної потужності, на базі розрахунків проводиться економічний розподіл цих джерел і встановлюються потрібні пристрої для регулювання напруги.

Ця задача є в околі нелінійного динамічного програмування. За допомогою систем автоматизованого проектування, можливо досягнути найкращу форму організації процесу проектування.

Ефективність та безпека експлуатації будь-якого електрообладнання визначаються якістю його ізоляції та заходами, що запобігають пошкодженню ізоляції від перенапруг. У високовольтному обладнанні (напруга 110 кВ і вище) потрібно враховувати координацію ізоляції з експлуатаційними впливами, а також забезпечити захист від перенапруг відповідно до особливостей міжконтактної ізоляції комутаційних апаратів та впливу сусідніх фаз. Розробка нових методів ізоляції для різноманітного електрообладнання вимагає врахування перенапруг, що впливають на різні елементи системи. Врахування таких факторів дозволяє

ефективно організувати захист від перенапруг та забезпечити безпеку праці персоналу.

Внутрішні перенапруги мають вплив на встановлення рівнів ізоляції електричних установок, особливо при зростанні номінальної напруги та дальності електропередач.

Таким чином, дослідження обмеження перенапруг в електричних системах, які виконано у роботі, є актуальними.

Зв'язок даної роботи з темами, планами, науковими програмами. Магістерська кваліфікаційна робота була виконана з врахуванням наукових досліджень кафедри електричних станцій та систем ВНТУ згідно держбюджетних тем.

Мета і задачі дослідження. Метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є розвинення електричної мережі 110/35/10 кВ.

Щоб досягнути поставлену мету в МКР, були досліджені наступні задачі:

- проведені розрахунки для визначення прогнозу навантаження існуючих споживачів на майбутній період (5 років);
- перевірено необхідність виконання заміни обладнання (трансформаторів на більш потужні);
- визначенні перерізи проводів.

Об'єктом дослідження МКР є: мережі електричні.

Предметом дослідження є: розвиток електричної мережі згідно технічного завдання та дослідження використання пристроїв заземлення.

Методи дослідження. Методи поконтурної оптимізації та динамічного програмування були використані для розв'язку поставлених задач.

Практичне значення отриманих результатів. Результати магістерської кваліфікаційної роботи використовуються у ВНТУ на кафедрі «Електричні станції та системи».

Особистий внесок здобувача. Отримані дані, що були отримані в результаті вирішення задач, які входять до складу основного змісту МКР, були здобуті автором роботи під керівництвом к.т.н., доцента кафедри ЕСС Собчук Н.В.

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ МЕРЕЖІ

Вираз для визначення залежності максимальної потужності до часу з найменш можливою похибкою дозволяє знайти такий метод, як: «Метод найменших квадратів». Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (1.1)$$

де T – період прогнозу; a' , b' – числові коефіцієнти.

Для визначення числових коефіцієнтів a' і b' здійснюється мінімізація виразу, записаного згідно з методом найменших квадратів:

$$\text{Ц} = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (1.2)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції остаточний варіант системи лінійних рівнянь, що складена для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' буде мати такий вигляд:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.3)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20155 \cdot b' = 924, \\ 20155 \cdot a' + 40622485 \cdot b' = 1862457. \end{cases}$$

звідки $a' = -3205,69$, $b' = 1,6363$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,6363T - 3205,69$$

Виористовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 1.1).

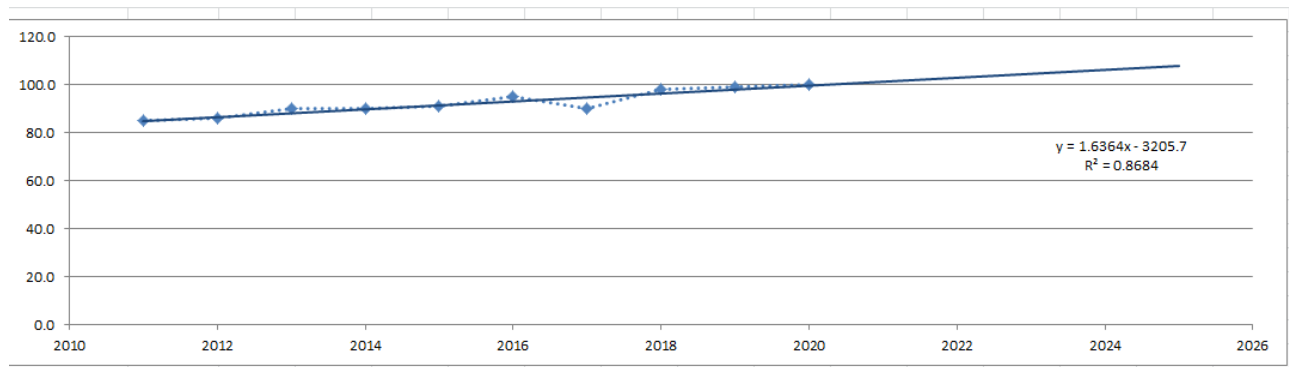


Рисунок 1.1 – Графіки регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T та таблично-заданої $P_{\max}(T)$

Проаналізувавши поданий графік (рис. 1.1), варто зробити висновок, що сумарне навантаження, з урахуванням прогнозу на 2025-й рік, збільшиться до 107,8 %, що на 7,8 % більше ніж проектованої потужності електромереж. Отож, обов'язково потрібно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток А) з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них.

Втрати в електроенергії в електричній мережі відносно не великі. А саме:

- в лініях електропередач – 1.7МВт;
- в трансформаторах – 1.0 МВт з них холостого ходу 0.7 МВт та навантажувальні 0.3 МВт.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	104-3	5-104	102-104	200-9
Марка проводу	АС-95	АС-150	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	330	450	450	450
Розрах. струм, А	16	29	43	131

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	7	13	5
Напруга вузла,кВ	111,8	110,49	113,8

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним,

порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол №3 – Брацлав з рівнем напруги 114,07 кВ; вузол № 200 – ЛДРЕС з рівнем напруги 115,5 кВ.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.1.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

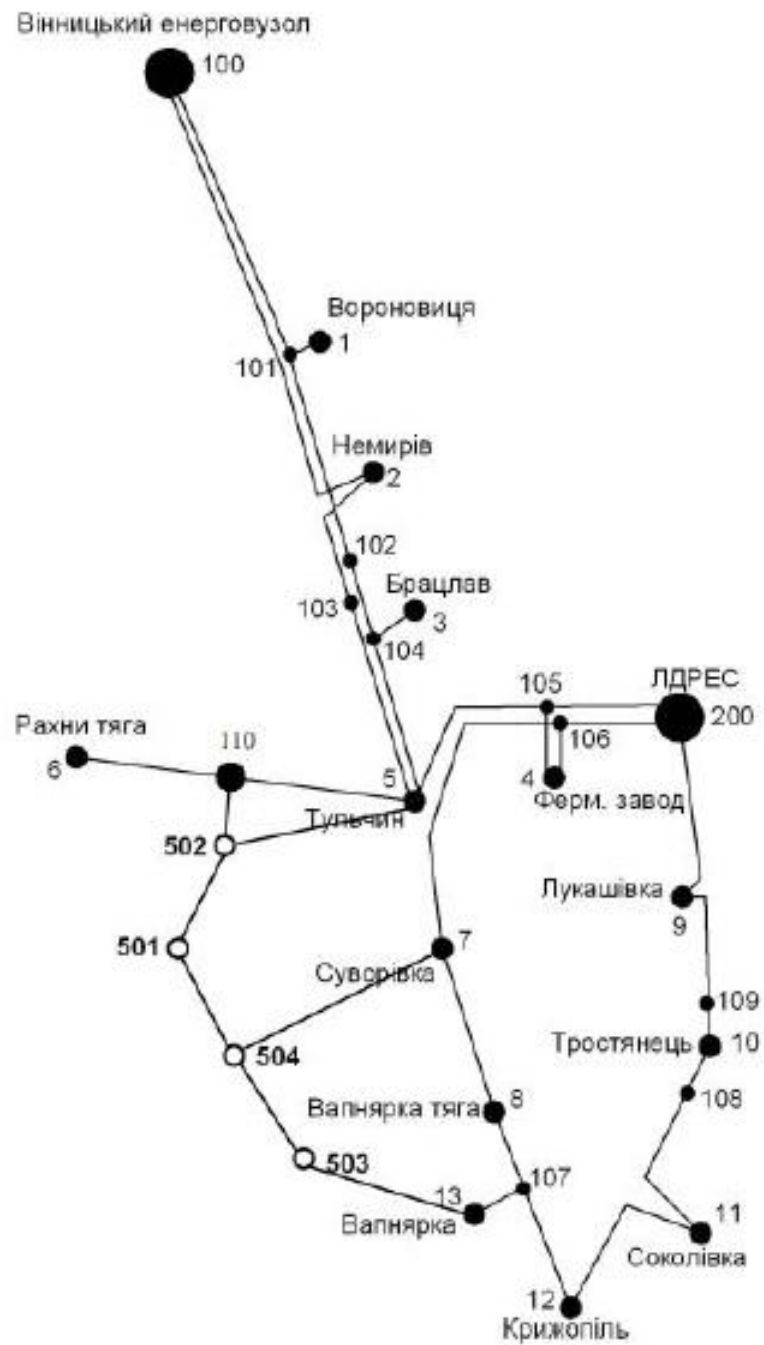


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж потрібно забезпечити пошук найкращого варіанту проекту з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Разом з тим мають виконуватись різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки вибір конфігурації та напруги напруги мереж, але й параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому процес проектування розбивається на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

2.1 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимальності. В даному випадку за критерій найкраще вибрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні

P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

У загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дасконтвані витрати B_i можна записати:

$$B_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.1)$$

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на i -тій ЛЕП; E - коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α - коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї ЛЕП в км; P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$B_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.2)$$

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації); b_i' - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП.

Для лінеаризації функції було застосовано метод найменших квадратів. Для використання методу найменших квадратів необхідно отримати n значень вихідної функції для різної потужності P_i , за якими формується система рівнянь, аналогічна до (1.3). Її розв'язання дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.3)$$

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (4342 год/рік для $T_{нб} = 5800$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,68 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	$U_{ном}$, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
5	502	2,3	13,8	110	1573,680	0,131	6949,4	1,345	7083,9
110	502	0,8	4,8	110	1573,680	0,131	2417,2	0,468	2464,0
7	504	2,7	16,2	110	1573,680	0,131	8158,0	1,579	8315,9
13	503	2,1	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	1,228	6467,9
502	501	1,3	7,8	110	1573,680	0,131	3927,9	0,760	4003,9
501	504	1,4	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	0,819	4311,9
504	503	1,4	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	0,819	4311,9

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли.

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.2). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
5-502	2,3	7,3	7020,1	7006,7	7034,9	968,3	7020,1	6318,1	7722,1
110-502	0,8	7,3	2441,8	2437,1	2446,9	336,8	2441,8	2197,6	2685,9
7-504	2,7	7,3	8241,0	8225,2	8258,4	1136,7	8241,0	7416,9	9065,1
13-503	2,1	7,3	6409,6	6397,4	6423,2	884,1	6409,6	5768,7	7050,6
502-501	1,3	7,3	3967,9	3960,3	3976,3	547,3	3967,9	3571,1	4364,7
501-504	1,4	7,3	4273,1	4264,9	4282,1	589,4	4273,1	3845,8	4700,4
504-503	1,4	7,3	4273,1	4264,9	4282,1	589,4	4273,1	3845,8	4700,4

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які потрібно оптимізувати з математичної точки зору задача оптимізації формулюється таким чином:

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (2.3)$$

при обмеженнях:

[illegible]

Задача лінійного програмування (2.3) за умов (2.4) на основі симплекс-методу (СМ) розв'язується в два етапи:

- I-ий етап СМ полягає в приведенні системи обмежувальних рівнянь і цільової функції до канонічного вигляду;
- II-ий етап СМ полягає в оптимізації цільової функції, отриманої в результаті I-го етапу, на базі використання Симплекс-алгоритму (СА).

Використання СМ для розв’язання задачі вибору оптимальної схеми ЕМ має низку особливостей:

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти І-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від’ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	5-502	7-501	7-504	13-503	502-501	501-502	501-504	504-501	504-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	0	1	0	0	0	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12.40	12.40
502	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.78	-10.78
503	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	5.93	5.93
504	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	8.09	8.09
Коефіцієнти цільової функції	1229.594	528.794	632.557	1536.992	1844.390	1844.390	1741.924	9528.582	2049.323	480.530						0.000
Потужності ЛЕП																
Постійні складові витрат	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		0.000
Змінні складові витрат	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		0.000
Дисконтовані витрати, тис. грн																0.000

Рисунок 2.1 – Вихідні дані для розв’язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв’язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	5-502	7-501	7-504	13-503	502-501	501-502	501-504	504-501	504-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	0	1	0	0	0	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12.40	0.00
502	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.78	0.00
503	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	5.93	0.00
504	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	8.09	0.00
Коефіцієнти цільової функції	1229.594	528.794	632.557	1536.992	1844.390	1844.390	1741.924	9528.582	2049.323	480.530						34970.309
Потужності ЛЕП	0.000	1.617	8.086	5.930	10.782	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		
Постійні складові витрат	0.000	9366.544	8157.953	6345.078	3927.906	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		27797.486
Змінні складові витрат	0.000	4.743	103.270	43.195	88.396	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		239.504
Дисконтовані витрати, тис. грн																28037.090

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	5-502	7-501	7-504	13-503	502-501	501-502	501-504	504-501	504-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	0	1	0	0	0	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12.40	0.00
502	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.78	0.00
503	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	5.93	0.00
504	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	8.09	0.00
Коефіцієнти цільової функції	1783.326	5794.537	102.631	1536.992	172.509	1007.967	1085.503	1085.503	1085.503	1085.503						13813.323
Потужності ЛЕП	0.000	0.000	15.634	0.000	10.782	0.000	0.900	1.617	5.930	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		
Постійні складові витрат	0.000	0.000	8157.558	0.000	3927.906	0.000	0.900	4230.052	4230.052	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		20545.968
Змінні складові витрат	0.000	0.000	386.002	0.000	88.396	0.000	0.900	2.142	28.797	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		505.336
Дисконтовані витрати, тис. грн																21051.304

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (друга ітерація)

Після повторного перебору вартісних коефіцієнтів виконуємо розрахунок третьої ітерації (рис. 2.4).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	5-502	108-502	7-504	13-503	502-501	501-502	501-504	504-501	504-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12.40	0.00
502	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.78	0.00
503	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	5.93	0.00
504	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	8.09	0.00
Коефіцієнти цільової функції	1783.326	620.287	546.515	1628.524	372.509	1007.367	1085.503	2616.888	718.192	1085.503						17540.865
Потужності ЛЕП	0.000	1.617	14.016	0.000	12.399	0.000	0.000	0.000	5.930	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		
Постійні складові витрат	0.000	2417.173	8157.558	0.000	3927.906	0.000	0.000	0.000	4230.052	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		18733.088
Змінні складові витрат	0.000	1.224	310.270	0.000	116.904	0.000	0.000	0.000	28.797	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		457.194
Дисконтовані витрати, тис. грн																15190.283

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (третя ітерація)

У таблиці на рис. 2.4 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.5.

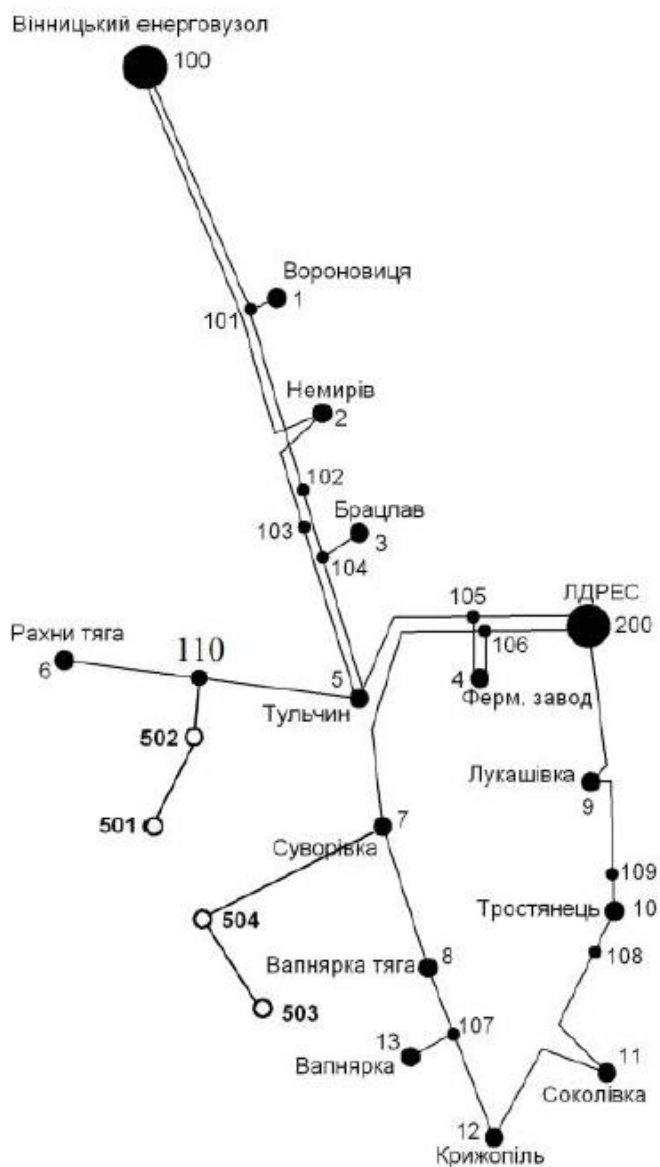


Рисунок 2.4 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 501-504 та між вузлами 503 і 504 побудувати дволанцюгову лінію, тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

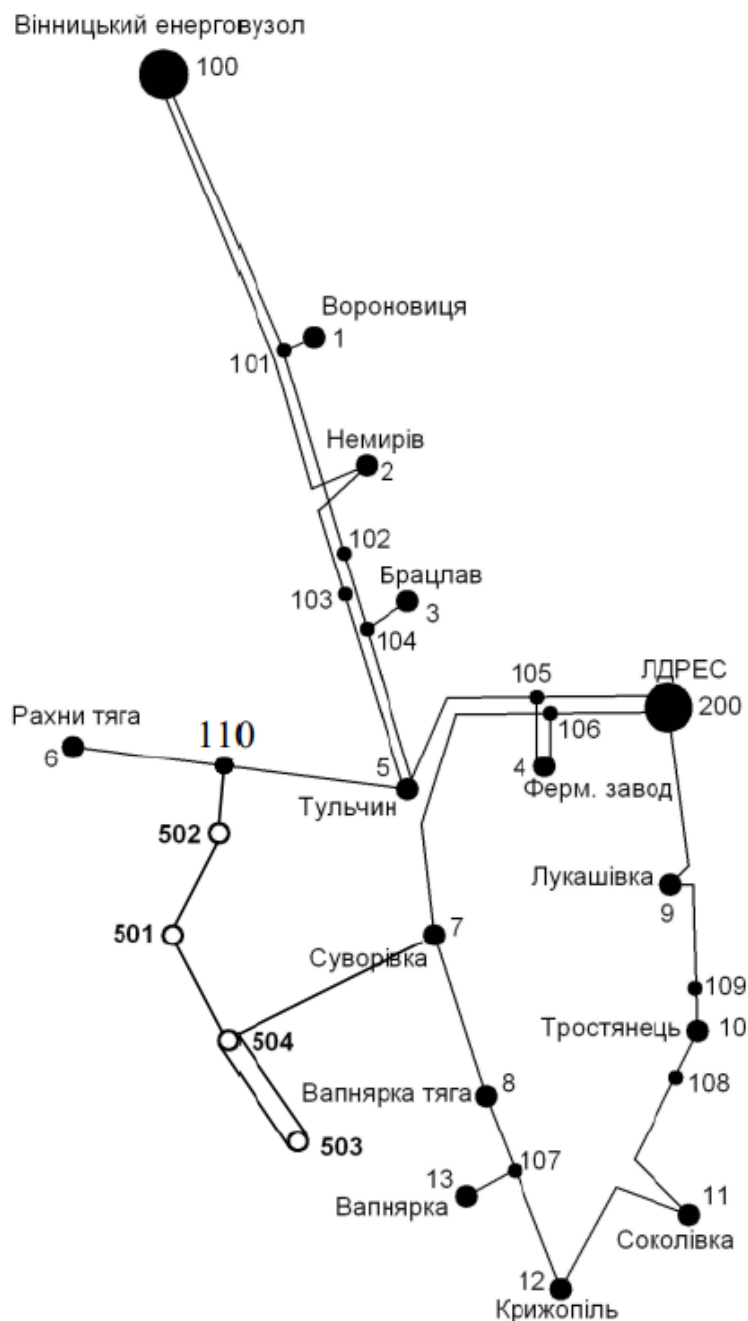


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 504-501 довжиною 7,8 км та дволанцюгової лінії 503 і 504 довжиною 8,4 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 601, 602, 603, 604). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (3.1)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту; $E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$); T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_D + E, \quad (3.2)$$

Для розв'язування необхідних задач (3.1) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу.

На першому етапі рухаючись від першого року до останнього визначають умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок вибирають так, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальні:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (3.3)$$

Тобто витрати на першому році розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації. Отриманий таким чином варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

Однак оскільки на попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, то отриманий розв'язок є наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (3.3).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

- 1) Баланс потужностей: $\sum_{i \in M_j} P_{ji} = P_{Hj}$;
- 2) Стосовно ресурсів: $I_{\Sigma t} = I_{\max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{ji} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (3.4)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 30$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 110-501, 502-501; 501-504. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{110-501} + \Delta L_{501-502} + \Delta L_{501-504} = 4,8 + 7,8 + 8,4 = 21 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.3.1.

Другий крок. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому кроці. І так само для кожного варіанту другого року враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 7-504, 504-503. Результати розрахунків подано в табл.3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві _{сум}	Вt	Вартість
1	1	110-502	4,8	8,70	21	8 495,52	37346,48	31122,07	31122,07
		502-501	7,8	18,7		14 013,58			
		501-504	8,4	6,3		14 837,38			
	2	502-501	7,8	18,7	24,6	14 013,58	58518,92	48765,76	48765,76
		501-504	8,4	6,3		14 837,38			
		504-503	8,4	5,9		29 667,96			
	3	7-504	16,2	7,8	24,60	28 647,71	58315,67	48596,39	48596,39
		504-503	8,4	5,9		29 667,96			
	4	501-504	8,4	6,3	24,60	14 837,38	43485,09	36237,57	36237,57
		7-504	16,2	7,8		28 647,71			
	5	110-502	4,8	8,70	21,00	16 991,05	45638,76	38032,30	38032,30
		7-504	16,2	7,8		28 647,71			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві _{сум}	Вt	Вартість
2	11	7-504	16,2	7,8	24,6	28 647,71	58315,09	40496,59	71618,66
		504-503	8,4	5,9		29 667,38			
	21	110-502	4,8	8,70	21	8 495,52	37143,24	25793,91	74559,68
		7-504	16,2	7,8		28 647,71			
	31	110-502	4,8	8,70	21	8 495,52	37346,48	25935,06	74531,45
		502-501	7,8	18,7		14 013,58			
		501-504	8,4	6,3		14 837,38			
	41	110-502	4,8	8,70	21	8 495,52	52176,48	36233,67	72471,24
		502-501	7,8	18,7		14 013,58			
		504-503	8,4	5,9		29 667,38			
	51	502-501	7,8	18,7	32,4	14 013,58	86146,38	59823,88	97856,17
		501-504	8,4	6,3		14 837,38			
		7-504	16,2	7,8		57 295,42			

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По В_Σ з табл. 3.2 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 41. Після

уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 41 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.2.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів, а потужності що в ній перетікають відповідають економічній експлуатації ЛЕП.

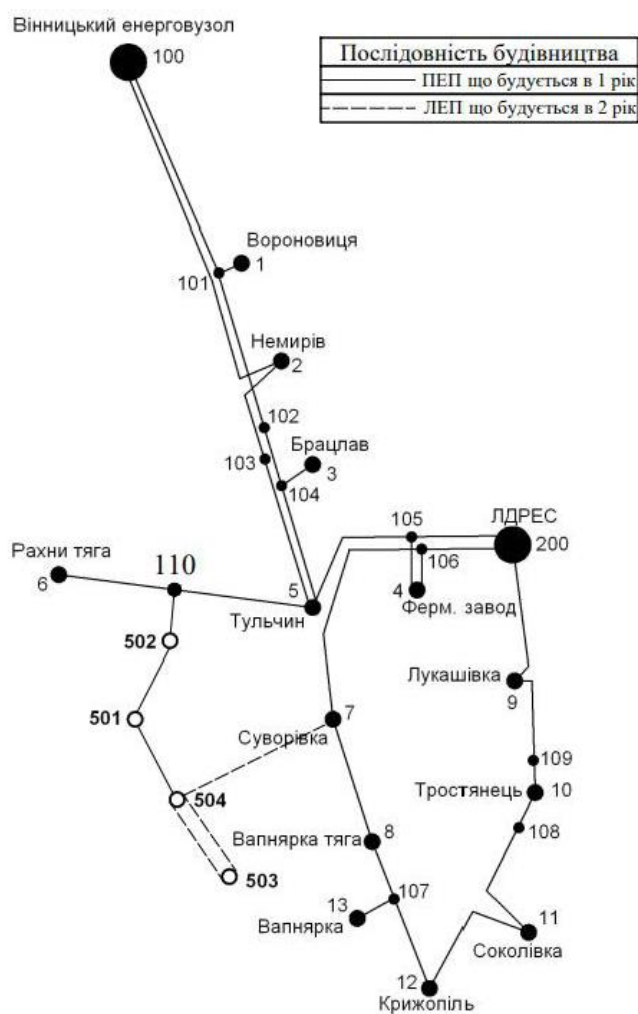


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (3.5) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ;$$

(3.5)

$$I_{\text{розр}110-502} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\Sigma}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{10,85}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 59,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-501} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{19,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 54,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6,2}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 34,6 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}7-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,68}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 53,34 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 36,7 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5800$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

По приведеній в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 5 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 110-502;

2й – розрив лінії 502-501;

3й – розрив лінії 501-504;

4й – розрив лінії 7-504;

5й – розрив лінії 503-504;

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
110-502	53	49	33	105	54	105	390	59,81739	АС-120/19
502-501	97	0	69	148	99	148		54,8485	АС-120/19
501-504	30	71	0	78	31	78		34,61134	АС-120/19
7-504	49	149	77	0	49	149		53,34722	АС-120/19
503-504	0,33	34	33	34	33	34		36,7248	АС-120/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (4.1)$$

де n_T - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{13,06}{1,4 \cdot (2-1) \cdot 0,88} = 9,95 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 10.0 МВА.

У вузлах 502, 503 та 504 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
501	ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
502	ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
503	ТМН-6300/110	6,3	±9х1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
504	ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{14,1}{(2-1) \cdot 10} = 1,4 \leq 1.4 \quad K_{з2.па} = \frac{10,9}{(2-1) \cdot 10} = 1,08 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{6,32}{(2-1) \cdot 6,3} = 1,08 \leq 1.4 \quad K_{з4.па} = \frac{8,9}{(2-1) \cdot 10} = 0,89 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

Під час вибору схеми електричної підстанції потрібно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна:

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

- урахувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-4 – Місток з вимикачами в колах лінії і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1). Таке виконання схеми дасть можливість забезпечити транзит потужності через вузол навіть як що трансформатор виведений з ладу.

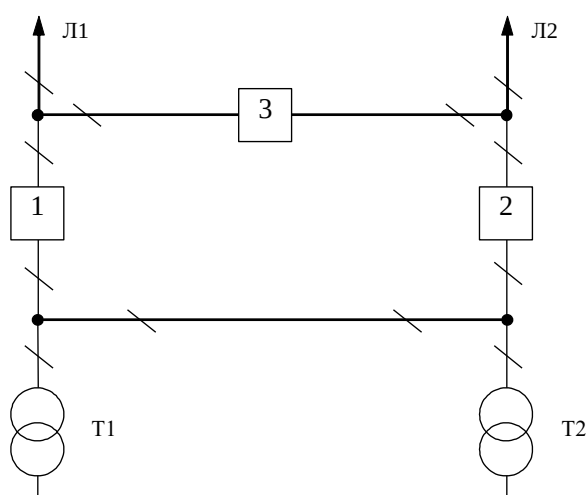


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502

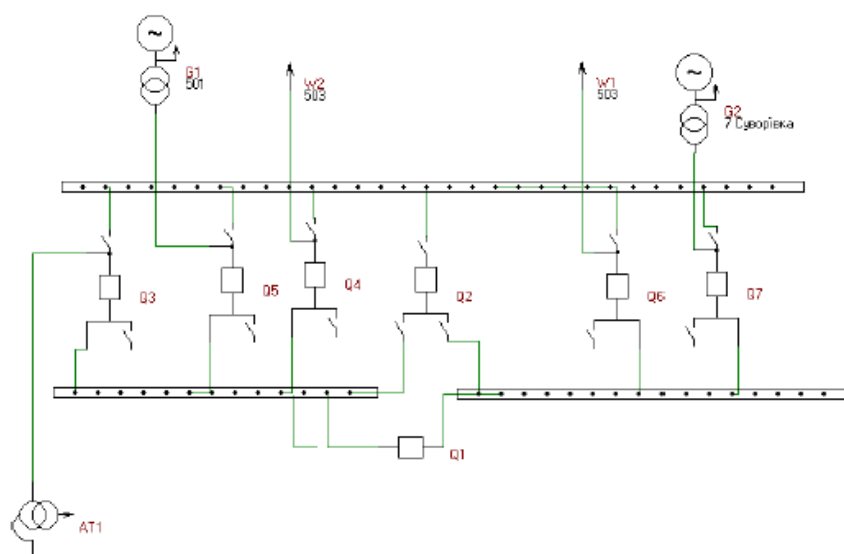


Рисунок 5.2 – Схема розподільчого пристрою вузлів 504

В вузол 504 теж підходить 2 трансформатора, але оскільки кількість ліній що підходять до вузла рівна 4 це робить її най збитковішою у разі виходу з ладу РП цього вузла, тому схема РП 110-6 Одна робоча, секціонована система шин з обхідною (рис. 5.2).

В вузол 503 підходить 2 трансформатора, але оскільки це кінцева підстанція схема для неї не має необхідності забезпечувати транзит, тому схема РП 110-3 Місток з вимикачами в колах лінії і ремонтної перемичкою з боку лінії (рис. 5.3).

5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Суворівка». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Суварівка» (вузол 7) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Розширений місток».

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 110 що є місцем врізки в лінію 5-6 «Тульчин – Рахни тяга» проводу АС-120 (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити відгалужувальну опору. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП.. Тому аналіз надійності даної підстанції можна не виконувати

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній,

трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми нової підстанції «Брацлав» (вузол 504).

Показники надійності визначаються формалізованим методом В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, λ_i (1/рік), час поновлення вимикачів ТВ (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів ТП (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача ТР (год.) [3, табл. 6.2].

Розрахунок ведеться по формі табл. 5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

Нормальному режиму роботи РП приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (5.4)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 7 \cdot 0,0007 = 0,995$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елементу у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0,045 \cdot 1,1 \cdot 10^{-4} = 4,9 \cdot 10^{-3} \text{ 1/рік.}$$

Час планового простою вимикача, що відмовив, та вимикача, який знаходиться в плановому ремонті визначається за формулою:

$$T_{B2;ПІ} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{ПІ}),$$

де $T_{ПІ} = 29$ год;

Тоді:

$$T_{B2ПІ} = 40 - ((40)^2 / 2 \cdot 29) = 12,4 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 5.1).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 5.2).

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою схема розширений місток (вузол 3)

Вимикач що відмовив	Ймо- вірніст ь	Параметр р потоку відмов	Вимикач, що знаходиться в плановому ремонті							
			Коефіцієнт режиму K_r та ремонтуємі вимикачі							
			$K_r=0,995$ $K_p=0,000662$							
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	
Q1	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0225	W1,W2,G1,AT1, G2-T ₀	W1,W2,G1,A T1,G2-T ₀	W1,W2,G1,AT1,G 2-T ₀	W1,W2,G1,AT1, G2-T ₀	W1,W2,G1,AT1 ,G2-T ₀	W1,W2,G1,AT 1,G2-T ₀	W1,W2,G1,AT1 ,G2-T ₀	W1,W2,G1,AT1 ,G2-T ₀
			D(G2,W1)-T _B	D(G2,W1)-T _B	D(G2,W1)-T _B	D(G2,W1)-T _B	D(G2,W1)-T _B	D(G2,W1)-T _B	D(G2,W1)-T _B	D(G2,W1)-T _B
Q2	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0225		D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	
				D(G2,W1)-T _B	AT1-T _B	W2-T _B	G2-T _B	W1-T _B	G2-T _B	
Q3	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0225	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1W2,AT1 D(G2,G1,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀
			AT1-T _B	AT1, D(G2,W2) D(G1,W1)-T _B	AT1-T _B	AT1-T _B	AT1-T _B	AT1-T _B	AT1-T _B	AT1-T _B
Q4	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0225	W2,G1,AT1 D(G2,W2)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀
			W2-T _B	W2 D(G2,W1) D(AT1,W2)-T _B	W2-T _B	W2-T _B	W2-T _B	W2-T _B	W2-T _B	W2-T _B
Q5	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0225	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀
			W2-T _B	W1 D(W1,G2) D(AT1,W2)-T _B	G1-T _B	G1-T _B	G1-T _B	G1-T _B	G1-T _B	G1-T _B
Q6	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0279	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G1,G2 D(AT1,W2)-T ₀
			W1-T _B	W1,G2-T _B	W1-T _B	W1-T _B	W1-T _B	W1-T _B	W1-T _B	W1-T _B
Q7	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0225	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	
			G2-T _B	G2,W1-T _B	G2-T _B	G2-T _B	G2-T _B	G2-T _B	G2-T _B	

За результатами за результатами аналізу можна зробити висновок що сема 110-6 є надійною про що свідчить можливість забезпечити енергоспоживання приєднані лінії..

Імовірність відключення окремого приєднання можна визначити як суму імовірностей розрахованих для різних подій, що призводять до нього.

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (5.6) та недовідпуск електроенергії (5.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить (30= 405 грн./кВт•год.);

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot Z_o \quad (5.5)$$

$$W_{рік} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (5.6)$$

$$\Delta W_{нд} = K_{всум.} \cdot W_{рік} \quad (5.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії для розширеного містка

W _{рік} , МВт•год	ΔW _{нд} , МВт•год	M _{зб} , грн.
90 654	1,9	770,28

З розрахунків можна сказати, що схема розширений місток дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів.

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{ном}$ для вузлів 501, 502, 503, 504 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{hi} + \Delta P_M; \quad (6.1)$$

$$P_{\Gamma 110-13} = 0,9 \cdot (12,4 + 5,93 + 8,09) - 0,5 \cdot 10,78 + 0,05 \cdot (12,4 + 5,93 + 8,09) - 0,05 \cdot 10,78 = 19,16 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{hi}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum P_{hi}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{hi}$;

$K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Реактивна потужність, що споживається від центрів живлення з урахуванням забезпечення економічного її транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (6.2)$$

$$Q_{\Gamma 3-504} = 19,16 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 19,16 \cdot 0,34 = 6,51 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій виходячи з економічності експлуатації.

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (6.3)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 206-601

$$Q_{\text{ЛЕПЗ-504}} = 114,91^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 8,4) = 0,316 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація реактивної потужності магістралі становить:

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 13,9 = 13,27 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 13,27 = 1,327 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 13,27 + 1,327 - 1,7 - 6,51 - 0,6 \cdot 1,54 = 5,54 \text{ (МВАр)}.$$

Зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 5850 КВАр в вузлі 501.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно програма рахує і усталений режим електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку представлені в додатку В.

Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та післяаварійний режими роботи мережі.

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 121кВ.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі $\pm 10\% U_{\text{ном}}$.

Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках В та Г.

7.4. Регулювання напруги у мережі

Споживачі можуть ефективно працювати тільки при нормованому значенні частоти і напруги, які є показниками якості електроенергії. Основна задача підтримки напруги в живлячих мережах полягає в забезпеченні потрібних показників якості енергії. В розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в центрах живлення трансформаторами з РПН.

Регулювання напруги виконується з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях.

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 7.1).

Таблиця 7.1 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	110,12	104,2	116,5
502	110,5	104,6	116,8
503	109,97	104,07	116,3
504	110,05	104,15	116,4

Таблиця 7.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10,04	9,44	10,68
502	10,58	10,02	11,19
503	10,13	9,54	10,76
504	10,24	9,66	10,87

На шинах високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті розрахунку режиму максимальних навантажень (додаток В).

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (7.1)$$

де $\Delta U'_T$ – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (7.2)$$

де U_{BH} – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо U_{HH6} рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}}. \quad (7.3)$$

Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, виходячи з меж регулювання і номінального коефіцієнта трансформації вибраних трансформаторів.

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації K_{Td} за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((12,4) \cdot (7,75/2)) + ((6,69) \cdot (139/2))}{110,02} = 4,66 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{110,02 + 4,66}{10,5} = 10,04$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T601д} = 10,141$, що відповідає 11-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (7.1).

$$U_{НН601д} = \frac{110,02 - 4,66}{10,04} = 10,4 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K _{Т6}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	4.66	10.04	10.40	11	10.141	0.10
502	0.59	10.47	10.51	9	10.455	0.10
503	3.76	10.11	10.47	11	10.141	0.09
504	2.76	10.22	10.42	10	10.298	0.09

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

На сьогодні для оцінки економічної ефективності проекту в енергетичній галузі застосовують показник рентабельності капіталовкладень, який з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років набуває вигляду:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (8.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (8.2)$$

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,68$ грн/кВт·год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$

[2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт·год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (8.3)$$

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (8.4)$$

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (4342 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (8.5)$$

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;

$K_{\text{ЛЕП}}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн..

Збільшення навантаження, що було визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозу навантаження на наступний період не призвів до необхідності збільшення потужності трансформаторів.

У відповідності з остаточним варіантом розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: Суворівка (вузол 7) – 504;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 504;
- будівництво лінії електропередач 504– 501;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 501;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Суворівка (вузол 7);

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 110-502 та 502-501,504-503;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 502, 503;
- організація відгалуджування у вузлі (вузол 110).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 8.1–8.6.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

Ч. ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	4 од.	373,308	25000,524	229,936	159,800	2,482	31256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1255,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції Суворівка (вузол 7):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Вузли ВРУ 110 кВ:								
1.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора з вимикача	1 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
1.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	3 од.	373,308	25000,524	229,936	159,800	2,482	31256,048	410,0
1.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
1.4	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	3 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1255 ,0
2	Вузли обладнання 10 кВ:								
2.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
2.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	1 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
2.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	2 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
2.1.3	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7

Продовження табл. 8.2 – Вартість реконструкції підстанції Суворівка (вузол 7)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1.4	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	5 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
2.1.5	Камери з іншим обладнанням 10кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
Загальна кошторисна вартість			47 526,47						

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.1	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0

2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			751,318	16996,13	716,44	477,06	9,574	18950,143	1064,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.5	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.6	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.7	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.8	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 147 525,5 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.4–8.6.

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.1	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

--	--	--

Продовження табл. 8.5 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503):

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7,0	2830,513	48,3
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			646,47	4874,011	146,03	151,62	17	5845,329	112,5
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Таблиця 8.6 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Тульчин-Рахни тяга" (вузол 110):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	2	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	472,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			259,817	342,264	49,9	32,16	2	686,23	100
Загальна кошторисна вартість			686,23						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 97 016,097 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (8.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (8,4 + 16,20) = 28\,470,41 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (4,8 + 7,8 + 8,4) = 24\,304,001 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 126\,385,5 + 28\,470,408 = 175\,995,908 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 97\,016,097 + 24\,304,007 = 121\,320,104 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (8.7)$$

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; $B_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; $\Delta W_{\text{т}}$ – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}; \quad (8.8)$$

де $\Delta W_{\text{тЛ}}$, $\Delta W_{\text{тП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100; \quad (8.9)$$

де $P_{\text{Л}}\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування повітряних ліній (0,3%).

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\text{П}} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}}\%)/100; \quad (8.10)$$

де $P_{\text{П}}\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій (3,0%).

Таким чином у відповідності з формулами (8.9-8.10) маємо:

$$B_{Л1} = (28\,47,408 \cdot 0,3)/100 = 85,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л2} = ((24\,304,007 \cdot 0,3)/100 = 72,91 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (175\,995,9 \cdot 3)/100 = 4425,7 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (97\,016,1 \cdot 3)/100 = 2910,5 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Д), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.8:

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП501-504,7-504 П/ст:504,501,110	813	104	9043
2	ЛЕП:110-502,502-501,504-503 П/ст:502,503,110	-246	54	-3913

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 85,4 + 4425,7 + 9043 \cdot 1,68 = 19\,703,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 72,9 + 2910,5 + (-3913) \cdot 1,68 = -3590,45 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткові надходження електроенергії в електричну мережу за рахунок її розвитку визначається як сумарне річне електроспоживання додатково приєднаних споживачів. Звідки, по роках розвитку:

$$W_{1(504+503)} = (8,09+5,93) \cdot 5800 = 81316 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(501+502)} = 12,4 \cdot 5800 + 10,7 \cdot 1200 = 84760 \text{ МВт·год}.$$

У відповідності з (8.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,68 \cdot 0,12 \cdot 81316 - 19703,22 = -3309,91 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,68 \cdot 0,12 \cdot 84760 - (-3590,45) = 20680 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (8.1):

$$E'_a = \frac{-3309,91/(1 + 0,2) + 20,680/(1 + 0,2)^2}{175995,9/(1 + 0,2) + 121320,104/(1 + 0,2)^2} = 0,058$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{\text{ок}} = 1 / E'_a = 1 / 0,058 = 17,1 \text{ років.}$$

Таблица 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	26,42
Сумарне максимальне генерування нових підстанцій мережі	МВт	10
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5800
Сумарна електроенергія, відпущена абонентами	млн.кВт*год	166,07
Сумарна електроенергія, отримана від СЕС	млн.кВт*год	12,00
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	млн.грн.	297,316
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	17,1
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,926
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,9
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	млн. кВт*год	5,13
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт*год	29,926

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів, але попри це термін окупності складає 17,1 років, що не є ефективно.

9 ЗАХИСТ ІЗОЛЯЦІЇ ПЛ ЗА ДОПОМОГОЮ ОБМЕЖУВАЧІВ ПЕРЕНАПРУГ

Для забезпечення надійності електропостачання споживачів в умовах недостатньої грозоупорності повітряних ліній є два основних шляхи:

- застосовувати на вже побудованих лініях «традиційні» і «Нетрадиційні» кошти підвищення грозоупорності;
- розвивати системи електропостачання, тобто будувати додаткові лінії.

На стадії проектування ПЛ розрахункове число відключень через грозові перенапруг знижують традиційними способами - зменшуючи імпульсний опір заземлення опор, застосовуючи блискавкозахисні (грозозахисні.Подвесніе) троси, знижуючи висоту опор (застосування залізобетонних опор замість металевих), збільшуючи імпульсну міцність лінійної ізоляції.

У ряді випадків традиційні способи підвищення грозостійкості ПЛ виявляються неефективними через несприятливі геофізичних умов (високий питомий опір ґрунтів) або метеоумов (високі ожеледно-вітрові навантаження для тросів). У подібних ситуаціях необхідно використовувати нетрадиційні способи підвищення грозостійкості ПЛ, які мають доповнити традиційні.

Нетрадиційним способом підвищення грозостійкості ПЛ всіх класів номінальної напруги є використання обмежувачів перенапруг нелінійних (ОПН), як ефективного зниження числа відключень ПЛ, через грозові перенапруги. Підвищення грозостійкості ПЛ за допомогою установки на опорах «підвісних» ОПН підтверджується науковими дослідженнями і досвідом експлуатації.

9.1. Обмежувачі перенапруг

Для захисту устаткування розподільчих пристроїв від грозових і комутаційних перенапруг традиційно використовувалися вентильні розрядники (РВ). Конструкція розрядників передбачала наявність нелінійних опорів і послідовно включеного іскрового проміжку, необхідного для виключення тривалого впливу на опору робочої напруги мережі.

Після того, як технологія виробництва нелінійних елементів вийшла на новий рівень, виявилось можливим допускати тривалий вплив на опору робочої напруги мережі без погіршення їх захисних властивостей. Одночасне використання нових високонелінійних опорів і відмова за непотрібністю від іскрових проміжків - ось основні особливості сучасних захисних апаратів від грозових і комутаційних перенапруг, які отримали назву ОПН.

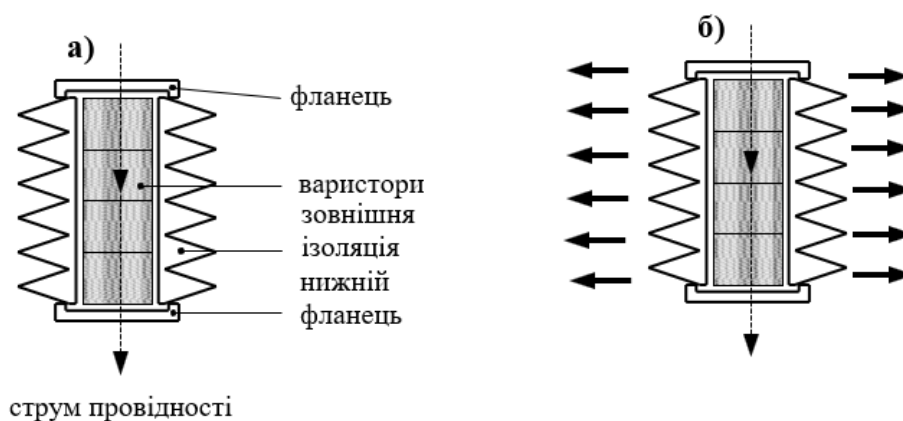


Рисунок 9.1. Основні частини конструкції ОПН і принцип його роботи.

Найважливішими частинами конструкції ОПН є показання на рис.9.1, а нелінійні елементи (варистори), зовнішня ізоляція, верхній і нижній фланці. Принцип роботи ОПН побудований на різко нелінійної вольтамперної характеристики варисторів, тобто нелінійної залежності струму від напруги. У нормальному режимі при впливі на ОПН фазного робочої напруги мережі в варисторах проходить струм провідності, величина якого становить частки міліампера. При виникненні перенапруг струм в варисторах різко зростає, а енергія перенапруг у вигляді тепла розсіюється в ОПН і в ланцюзі його заземлення. Отже, для успішної безаварійної роботи ОПН необхідно, щоб відведення тепла через його бічну поверхню (рис.9.1, б) був інтенсивніше процесу виділення тепла в варисторах. Інтервали часу між наступними один за одним грозовими і комутаційними перенапругами, як правило, цілком достатні для охолодження ОПН і його переходу в початковий стан, коли температура варисторів дорівнює або трохи більше температури навколишнього середовища. Навпаки, квазістаціонарних перенапруги можуть призводити до багаторазових спрацьовувань ОПН протягом малого інтервалу часу, недостатнього для охолодження варисторів. Саме тому кажуть, що ОПН призначені для захисту ізоляції від грозових і комутаційних перенапруг, але не призначені для захисту від квазістаціонарних. Відсутність в конструкції ОПН іскрових проміжків і використання полімерної ізоляції дозволили максимально спростити і здешевити конструкцію ОПН, зробити її вибухобезпечною, що зумовило широке застосування ОПН в енергетиці. Великі габарити і вага не давали можливості масово встановлювати РВ на повітряних лініях, тоді як легка і компактна конструкція сучасних ОПН з полімерною ізоляцією зробила їх дуже привабливим для захисту ізоляції ПЛ. Для захисту ПЛ необхідну кількість ОПН може бути можна порівняти з числом опор лінії, а струмові і енергетичні характеристики підвісних ОПН повинні бути не гірше, ніж у підстанційних апаратів. Незважаючи на це ОПН вже знаходять і будуть все більше знаходити застосування на повітряних лініях, оскільки в ряді випадків альтернативи їм немає.

Вважається, що комутаційні перенапруги призводять до виділення в ОПН енергій навіть більших, ніж при грозових перенапругах.

Нехай при включеннях і відключеннях ПЛ енергія накопичується в ємкості лінії, яка комутується:

$$W = \frac{CU_{\text{макс}}^2}{2}$$

$C=C \cdot l$ - ємність лінії, яка визначається через її довжину l і погонну C

Перенапруги зручно характеризувати кратністю - ступенем перевищення перенапруженнями амплітуди фазного значення найбільшої робочої напруги мережі $K = U_{\text{макс}} / (\sqrt{2} \cdot U_{\text{НР}} / \sqrt{3})$

де $U_{\text{НР}}$ найбільша робоча напруга мережі.

Тоді

$$W = \frac{C^* \cdot l \cdot (K \cdot \sqrt{2/3} \cdot U_{\text{НР}})^2}{2}$$

Для зіставлення ОПН різних класів напруги енергію краще оцінювати в відносних одиницях найбільшого робочої напруги ОПН

$$W_{\text{уд}} = \frac{W}{U_{\text{НРО}}}$$

де $W_{\text{уд}}$ - питома розсіює енергія, яка за своєю суттю і розмірності (Кл) відповідає заряду, який пройшов через ОПН. Остаточний вираз:

$$W_{\text{уд}} = \frac{C^* \cdot l \cdot K^2 \cdot U_{\text{НР}}}{3} \cdot \frac{U_{\text{НР}}}{U_{\text{НРО}}}$$

З виразу (9.1) видно, що питома енергія (заряд) комутаційних перенапруг пропорційна класу напруги $U_{\text{НР}}$ і довжині лінії l .

Згідно (9.1), задавшись певною довжиною лінії l , можна показати, що в мережі 750 кВ ($U_{\text{НР}} = 787$ кВ) комутаційні перенапруги мають питому енергію, яка більш ніж в 100 разів вище, ніж для мережі 6 кВ ($U_{\text{НР}} = 7.2$ кВ).

Середня довжина ПЛ 750 кВ на порядок перевищує таку для ПЛ 6 кВ. Якби комутаційні перенапруги дійсно були визначальними при виборі ОПН, то в мережах 6 кВ та в мережах 750 кВ були потрібні ОПН з питомими енергіями, що відрізняються на три порядки.

Дійсно, в даний час промисловість випускає ОПН 6 - 750 кВ з варисторами такого діаметру, що питома енергія кожного імпульсу змінюється в досить вузькому діапазоні $W_{\text{уд}} = 1.5 \div 10.0$ кДж/кВ відповідному діапазону значень прямокутних струмів $I_{\text{П}} \approx 300 \div 2000$ А.

Досвід експлуатації показує, що такі ОПН витримують вплив при комутаційних перенапругах навіть в мережах 330-750 кВ.

Вимоги до питомої енергії ОПН:

- для ОПН 6-220 кВ визначаються тільки грозовими перенапругами;
- для ОПН 330-750 кВ визначаються грозовими перенапругами, а для довгих ліній - комутаційними перенапругами.

Помилково вважають, що ОПН при установці на ПЛ повинні бути відбудовані від спрацьовувань при комутаційних перенапругах, пояснюючи це так:

- комутаційні перенапруги, володіючи помітною енергією, нібито витрачають ресурс варисторів ОПН, встановлених по трасі ПЛ для захисту ізоляції від грозових перенапруг;
- для захисту ізоляції ПЛ від комутаційних перенапруг вже є спеціальні ОПН, які розміщуються по кінцях ПЛ в розподільних пристроях.

Всі ці міркування щодо впливу комутаційних перенапруг на питання застосування підвісних ОПН мають під собою ґрунт лише тоді, коли мова йде про встановлення на трасі ПЛ єдиного комплекту ОПН 330-750 кВ, призначеного для захисту ізоляції якийсь із опор від грозових перенапруг. Однак, якщо для обмеження грозових перенапруг на трасі ПЛ встановлено кілька комплектів ОПН 330-750 кВ, то навіть для довгих ПЛ комутаційні перенапруги перестають бути розрахунковими, оскільки їх енергія ділиться між багатьма ОПН.

9.2 Грозові перенапруги на повітряних лініях

Місця установки обмежувачів перенапруг уздовж траси ПЛ

Якщо для конкретної ПЛ складно виявити несприятливі з точки зору грозових перекриттів ізоляції ділянки траси, конкретні неблагополучні місця і опори вздовж траси ПЛ, то тоді мова може йти про захист від грозових перенапруг усіх ділянок лінії. В такому випадку слід визначитися з тим, а як часто уздовж траси ПЛ треба встановлювати ОПН: на кожній опорі (рис.9.2, а), через опору (рис.9.2, б), через дві опори та ін. Інакше кажучи, треба мати уявлення про захисній зоні гострої ниркової недостатності.

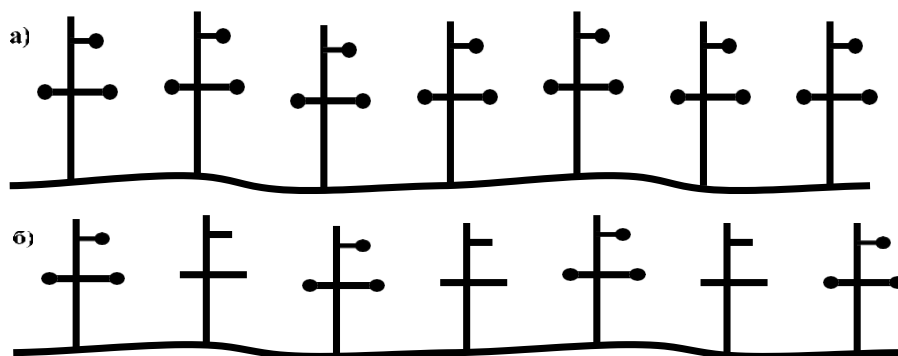


Рисунок 9.2. Розміщення ОПН уздовж всієї траси ПЛ: (а) - на кожній опорі, (б) - через опору.

При установці ОПН в розподільчому пристрої не допускають, щоб відстань по ошиновці від ОПН до силового трансформатора, що захищається перевищувало кілька десятків метрів [27]. Таким чином, захисна зона ОПН в розподільчому пристрої становить всього лише десятки метрів і тому не слід очікувати, що при установці ОПН на опорі ПЛ він зможе захищати ізоляцію відразу багатьох опор, віддалених від гострої ниркової недостатності на сотні метрів. Пробій ізоляції трансформатора і перекриття лінійної ізоляції ПЛ - це принципово різні події з точки зору економічного збитку. Крім того, в рамках заданого класу напруги розрядна напруга ізоляції ПЛ приблизно в 1.5 рази вище, ніж допустима напруга для внутрішньої ізоляції обладнання [28]. Проте, захисною зоною ОПН на ПЛ можна вважати лише кілька сотень метрів і ніяк не більше. Тому,

- для ПЛ 6-10 кВ (типовий проліт 60 м) не рідше ніж через 2-3 опори;
- для ПЛ 35-750 кВ на кожній опорі.

При грозових перенапругах на ділянках траси ПЛ або конкретних опорах, установка ОПН доцільна:

- на опорах, які часто вражаються блискавкою (рис.9.3, а та рис.9.3, б);
- на високих опорах з підвищеною індуктивністю (рис.9.3, б);
- на опорах з підвищеним опором заземлення (рис.9.3, в);
- в інших випадках.

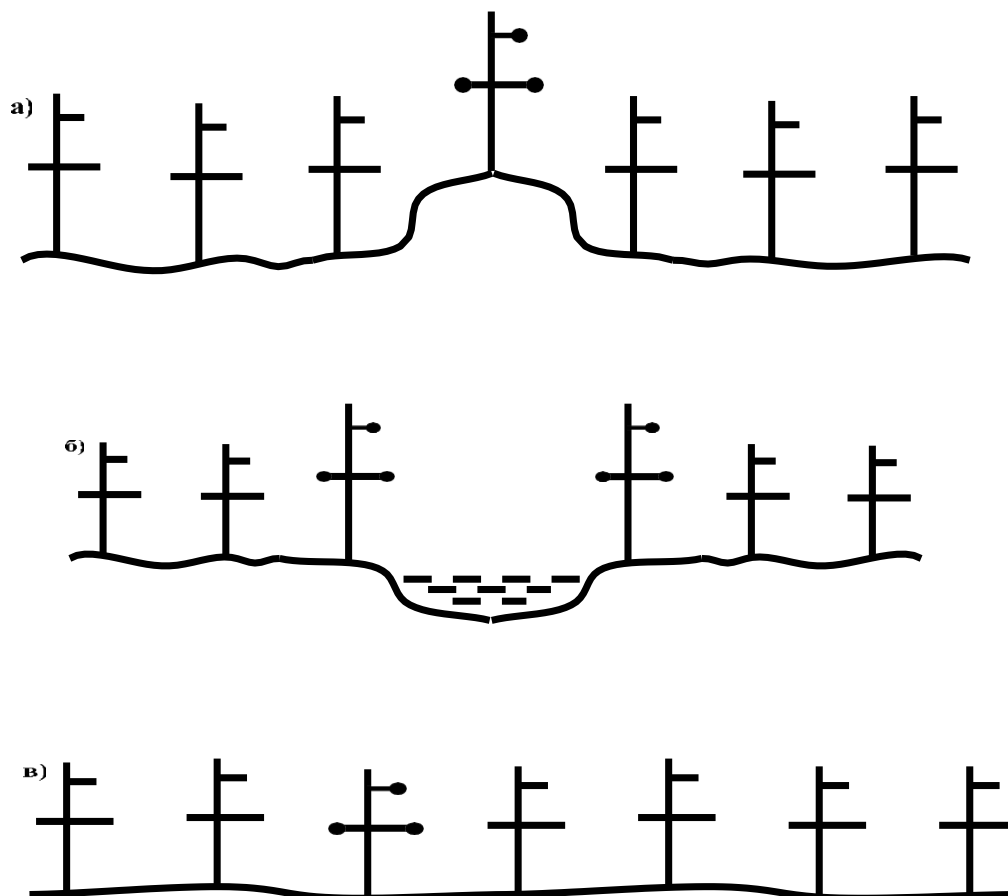


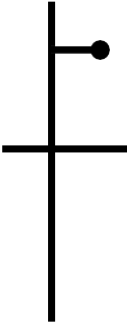
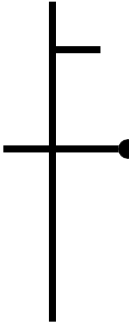
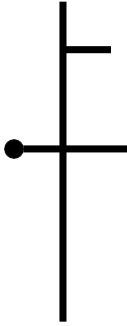
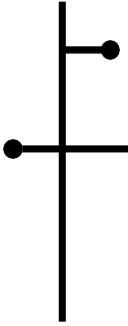
Рисунок 9.3. Розміщення ОПН на проблемних опорах: (а) - на опорах, які часто вражаються, (б) - на опорах з підвищеною індуктивністю, (в) - на опорах з підвищеним опором заземлення.

МІСЦЯ УСТАНОВКИ ОБМЕЖУВАЧІВ ПЕРЕНАПРУГ НА ОДНОЛАНЦЮГОВИХ ОПОРАХ

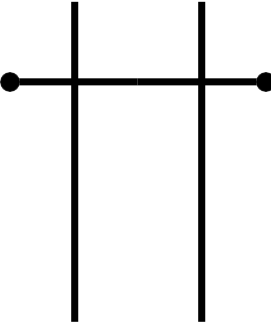
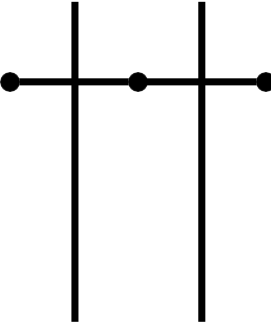
У табл.9.1-9.2 дані різні варіанти розміщення ОПН на одноланцюгової опорі ПЛ, що відрізняються кількістю необхідних апаратів і ефективністю зниження кількості грозових перекриттів ізоляції лінії.

При розрядах блискавки грозові перенапруги на ізоляції різних фаз можуть бути різні, а першочергова установка ОПН краща в ті фази, ізоляція яких піддається найбільшим впливів. Такі фази були виявлені раніше (в першому розділі) при спрощеному аналізі механізмів виникнення перенапруг і послужили основою для формулювання загальних рекомендацій по розміщенню ОПН на одноланцюгових опорах, які наведені в табл.9.3 для трикутного розташування проводів і в табл.9.4 для горизонтального розташування проводів.

Таблиця 9.1. Захист одноланцюгових ПЛ з трикутним розташуванням проводів.

розташування ОПН на опорі	у верхній фазі	в нижній фазі (Під верхньою)	в нижніх фазах	у всіх фазах
схема				
число ОПН на опорі	1	1	2	3

Таблиця 9.2. Захист одноланцюгових ПЛ з горизонтальним розміщенням проводів.

розташування ОПН на опорі	в крайніх фазах	у всіх фазах
схема		
число ОПН на опорі	2	3

У кожному конкретному випадку оптимальний варіант захисту ПЛ повинен бути доведений техніко-економічними розрахунками, в яких, зокрема, необхідно визначити, а які з 4-х зазначених в табл.9.3-9.4 розрахункових випадків є основними причинами відключень ПЛ.

Для трикутного розташування проводів обґрунтуванням узагальнених рекомендацій табл.9.3 служать наступні положення:

- розряди блискавки в проводи найбільш вірогідні для верхніх фаз і, тому, саме в них виправдана установка ОПН для захисту від перенапруг, викликаних прямими розрядами блискавки;
- при розрядах блискавки в опори лінії без тросу, незалежно від опору заземлення опор, найбільші перенапруги виникають на верхніх фазах, і саме вони вимагають захисту;
- при розрядах блискавки в троси вказати фази, які перекриваються частіше за інших, без проведення розрахунків досить складно, однак відомо, що при малих опорах заземлення частіше перекриваються верхні фази, а при підвищених опорах заземлення - нижні фази;
- індуктованим перенапругам піддається ізоляція всіх трьох фаз одноланцюгової опори, і, при захисті від них установка ОПН має бути на трьох фазах.

Для горизонтального розташування проводів обґрунтуванням узагальнених рекомендацій табл.9.4 служать наступні положення:

- при наявності тросів розряди блискавки вірогідні в крайні фази, а при відсутності троса в будь-яку фазу;
- всі три фазних проводи мають однакову висоту підвісу і рівну індуктивність ділянки опори від траверси до землі - тому при розрядах блискавки в опору лінії без троса не представляється можливим вказати фазу, ізоляція якої перекривається частіше за інших;
- при наявності тросів найбільший коефіцієнт зв'язку з тросами має місце для середньої фази (у неї «два троса», а у крайніх тільки «один трос») - тому при розрядах блискавки в трос найбільш часто будуть перекриватися крайні фази.

Таблиця 9.3. Грозові перенапруги на ізоляції одноланцюгової ПЛ з трикутним розташуванням проводів і рекомендації місць першочергової установки ОПН.

Номер розрахунко вого випадку	Місце розряду блискавки	Місце першочергової установки ОПН	
		верхні фази	нижні фази
1	в фазний провід	+	
2	в опорі лінії без троса	+	
3	в трос (поблизу або на відстані від опори)	+(Малі R_3)	+(Великі R_3)
4	поруч з ПЛ	+	+

Таблиця 9.4. Грозові перенапруги на ізоляції одноланцюгової ПЛ з горизонтальним розміщенням проводів і рекомендації місць першочергової установки ОПН.

номер розрахунко вого випадку	Місце розряду блискавки	Місце першочерговим установки ОПН	
		крайні фази	Середні фази
1	в фазний провід лінії без троса	+	+
	в фазний провід лінії з тросом	+	
2	в опорі лінії без троса	+	+
3	в трос (поблизу або на видаленні від опори)	+	
4	поруч з ПЛ	+	+

Для повітряних ліній 35-750 кВ, якщо заземлення і тросові захист виконані належним чином, в більшості випадків немає необхідності в масовій установці ОПН уздовж всієї траси ПЛ, а виправданою виявляється лише захист кількох

«слабких» опор (перетину з ПЛ вищого класу напруги, переходи через річки, ін. місця). Відчутна потреба в ОПН на ПЛ 35-750 кВ з'являється тоді, коли в силу різних причин традиційні засоби не реалізовані повною мірою:

- на частини траси або на всій її довжині відсутній тросовий захист;
- не забезпечені досить малі опори заземлення опор.

Спочатку обмежувачі перенапруг ОПН були призначені для захисту від перенапруг обладнання розподільчих пристроїв (РП), де змінили попереднє покоління захисних апаратів - вентильних розрядників. Особливість розподільного пристрою полягає в тому, що на його території малоімовірний розряд блискавки в струмоведучу частину електроустановки - це досягається розміщенням на території РП потужної системи блискавковідводів. Грозові перенапруги, що впливають на ізоляцію устаткування, викликаються грозовими хвилями, які надходили з приєднаних до РП повітряних ліній, де вони утворюються внаслідок розрядів блискавки в ПЛ або поруч з нею. Таким чином, встановлені в розподільчому пристрої ОПН розсіюють енергію грозових хвиль, вже ослаблених перекриттями ізоляції ПЛ, імпульсною короною і втратами.

Повітряні лінії мають власну систему захисту від прямих розрядів блискавки в струмопровідні частини (фазні проводи) - традиційний блискавкозахисний трос:

- ефективність троса така, що в ряді випадків ймовірність розряду блискавки в фазний провід по трасі ПЛ виявляється більше, ніж на території розподільчого пристрою, захищеного блискавковідводами;
- довжина ПЛ істотно більше габаритів РП;
- кількість ОПН на ПЛ може бути істотно більше, ніж в РП.

Якщо на ПЛ для захисту ізоляції від грозових перенапруг встановлено велику кількість ОПН, то необхідно зважати на імовірність прямого розряду блискавки в фазні проводи поблизу ОПН. При відсутності на ПЛ блискавкозахисного троса така імовірність стає більшою. ОПН може бути не

розрахований на такий потужний вплив, яким є прямий розряд блискавки. Оцінимо ступінь небезпеки прямого розряду блискавки.

Для ОПН з варисторами середнього діаметра справедливо тоді допустимий заряд складе

$$q = N \cdot \int_0^t i(t) \cdot dt = N \cdot I_{\Pi} \cdot T_{\Pi} = 2 \cdot 1000 \cdot (2000 \cdot 10^{-6}) = 4 \text{ Кл.}$$

При розрядах блискавки в опори і троси основна частина струму блискавки стікає по тілу опори заземлюючих пристроїв, не викликаючи помітних струмів в встановлених на лінії ОПН (за винятком підвищених R_3).

При розрядах блискавки в фазні проводи в ОПН протікають струми, зіставні з струмом блискавки - саме цей випадок є одним з найнебезпечніших з точки зору ризику перегріву і пошкодження ОПН.

9.3 Внутрішні перенапруги на повітряних лініях

Серед усіх відключень ПЛ через перенапруги домінуючою причиною є лише грозові. У разі розміщення ОПН на опорах повітряної лінії для захисту її ізоляції від грозових перенапруг небезпека перенапруг буде знижена. Разом з тим, встановлені ОПН будуть піддаватися не тільки грозовим, а й іншим видам перенапруг: комутаційним і квазістаціонарним.

КОМУТАЦІЙНІ ПЕРЕНАПРУГИ

Вважається, що комутаційні перенапруги призводять до виділення в ОПН енергій навіть більших, ніж при грозових перенапругах. При аналізі методик випробувань варисторів, що проводяться для тих, що розробляються конструкцій і типів ОПН: здатність варисторів розсіювати енергію перенапруг перевіряється на імпульсах струму прямокутної форми тривалістю T_{Π} мкс при величині струмів I_{Π} в кілька сотень ампер. З точки зору величини струму подібні дії дійсно схожі на струми в ОПН при обмеженні комутаційних перенапруг, хоча така велика тривалість струму в ОПН можлива лише при комутаціях повітряних ліній довжиною більше 500 км.

Квазістаціонарні перенапруги

На загальну думку сучасні ОПН не призначені для обмеження квазістаціонарних перенапруг, навіть при великому числі паралельно працюючих ОПН. Підвищення надійності роботи ОПН можливо або за рахунок зниження рівня квазістаціонарних перенапруг, або за рахунок зміни властивостей самого ОПН (рис.9.4):

- збільшення висоти колонки варисторів, тобто підвищення по напрузі вольтамперної характеристики, інакше зване «загрублення» ОПН;
- збільшення діаметра колонки варисторів, що при заданій висоті колонки означає збільшення маси ОПН, а значить його здатності поглинати енергію перенапруг без небезпечного перегріву.

Висота ОПН визначається вимогами до мінімально допустимих відстаней від струмоведучих частин до заземлених. Захисні властивості варисторів такі, що будівельна висота ОПН виявляється більше, ніж висота колонки варисторів. Для компенсації різниці висот ОПН і колонки варисторів в конструкції ОПН найчастіше є алюмінієві шайби (рис.9.4). У разі необхідності для збільшення висоти колонки варисторів досить замінити частину шайб на варистори, що не змінить габаритів ОПН і майже не вплине на його вартість.

У разі необхідності збільшення діаметра варисторів доведеться змінювати радіальні розміри всіх елементів ОПН (варисторів, ізоляції, фланців), що відчутно підвищить вартість ОПН.

Розглянемо два ОПН з різними вольтамперних характеристик, вільно показаними на рис.9.5. Нехай при заданому струмі падіння напруги на другому ОПН буде на 10% вище, ніж на першому: $U_2 = 1.1 \cdot U_1$. тоді при впливі на ОПН з боку мережі квазістаціонарних перенапруг рівня U' або U'' співвідношення струмів в ОПН складе $I_2 = (0.5 \div 0.7) I_1$.

Через різко нелінійну характеристику ОПН невелике підвищення вольтамперної характеристики ОПН по напрузі призводить до помітно більшого зниження струмів в ОПН, а значить підвищенню його надійності. Для досягнення того ж ефекту, що досягався при незначному завищенні висоти колонки варисторів (їх вольтамперної характеристики), буде потрібно набагато більше помітне збільшення діаметра варисторів. Тому при заданому рівні квазістаціонарних перенапруг підвищення надійності роботи ОПН доцільно тільки за рахунок деякого збільшення висоти колонки варисторів, а не за рахунок збільшення її діаметра.

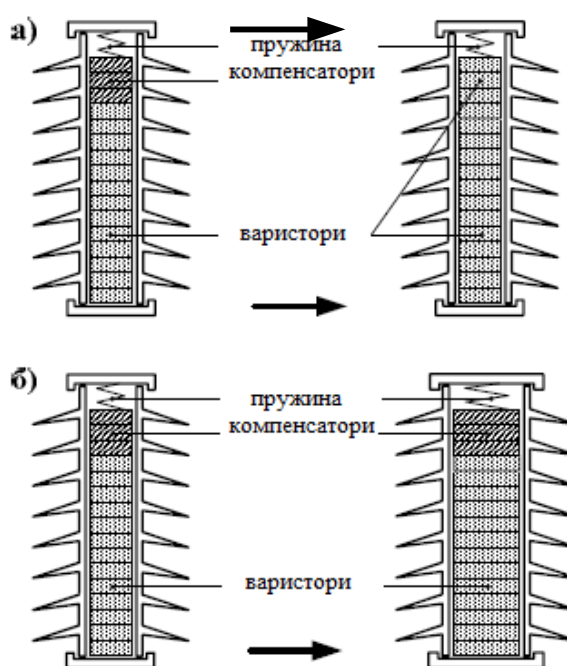


Рисунок 9.4. Різні способи підвищення надійності роботи ОПН: за рахунок збільшення висоти колонки варисторів (а) або діаметра колонки (б)

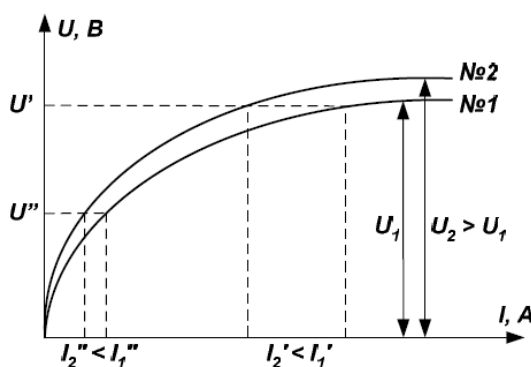


Рисунок 9.5 Підвищення надійності роботи ОПН

9.4. Способи приєднання обмежувачів перенапруг до повітряних ліній

Існує два основних типи ОПН, призначених для захисту ізоляції ПЛ від перенапруг (рис.9.6) - без зовнішнього іскрового проміжку і з ним.

ОПН із зовнішнім іскровим проміжком (ОПНІ) не слід плутати з вентиляними розрядниками. Дійсно РВ і ОПНІ мають послідовним іскровим проміжком, проте є такі відмінності:

- в конструкції ОПНІ використовується зовнішній іскровий проміжок, а в конструкції РВ - внутрішній;

- в конструкції ОПН і ОПНІ використовуються нелінійні елементи набагато досконаліші, ніж в конструкції РВ.

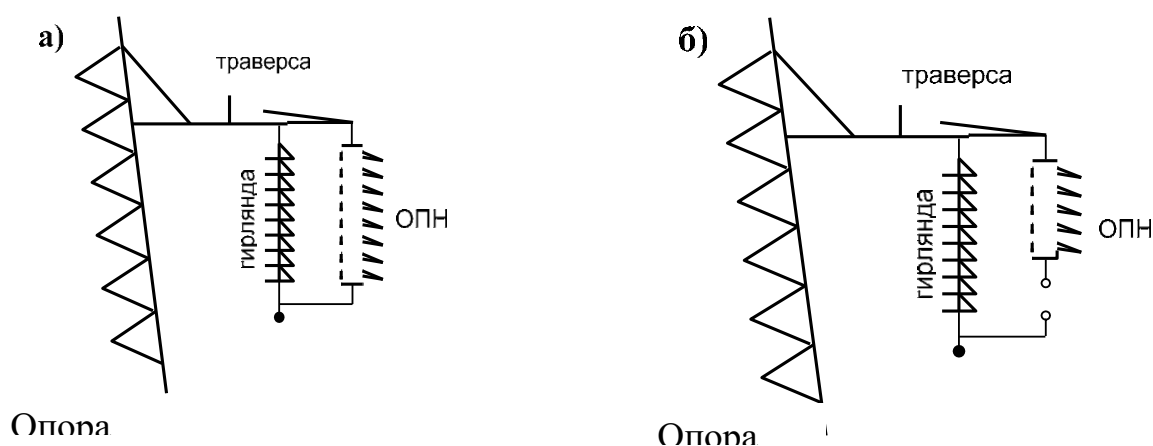


Рисунок 9.6. Принципові способи кріплення ОПН до опори: (а) - без іскрового проміжку, (б) - через зовнішній іскровий проміжок.

У конструкції ОПНІ іскровий проміжок (ІП) налаштовується на спрацювання при грозових перенапруженнях, виключаючи вплив на нелінійні елементи нормального робочого напруги мережі, а також квазістаціонарних і комутаційних перенапруг. Перераховані особливості ОПНІ, як це прийнято вважати, є його перевагами, проте, насправді:

- комутаційні перенапруги слід враховувати лише для довгої повітряної лінії 330-750 кВ і тільки тоді, коли на ній встановлений єдиний комплект ОПНІ;

- квазістаціонарних перенапруги майже не становлять небезпеки для ОПН при правильному виборі [30] його найбільшої робочої напруги $U_{нро}$

- для підвищення надійності ОПН на ПЛ допустимо застосовувати ОПН з підвищеним $U_{нро}$, оскільки ізоляція ПЛ має більшу імпульсну міцність в порівнянні з внутрішньою ізоляцією РП;

- тривалий вплив на ОПН робочої напруги мережі згідно з дослідженнями [31] призводить до відновлення первісної вольтамперної характеристики ОПН, компенсуючи деградацію властивостей нелінійних елементів, викликану проходженням імпульсних струмів;

- тривалий вплив напруги «підсушує» апарат, збільшуючи ризик його зволоження.

Лише для довгих ПЛ 330-750 кВ при одиничній установці ОПН наявність іскрового проміжку є певною перевагою ОПН, тоді як в інших випадках іскровий проміжок - скоріше недолік.

Найважливішим фактором, який слід враховувати при виборі способу приєднання ОПН до опори, є можливість подальшої експлуатації ПЛ в разі пошкодження одного з встановлених ОПН.

ОПНІ, як правило, має жорстке кріплення до опори, необхідне для забезпечення сталості габаритів іскрового проміжку. При виході з ладу ОПН, встановленого через іскровий проміжок, на ПЛ з'являється місце з ослабленою електричною міцністю. Виявлення такого ОПН буває утруднено, оскільки пошкодження ОПН може ніяк не позначитися на його зовнішньому вигляді, а значить, не завжди цей апарат можливо виявити візуальним оглядом при обході ПЛ.

Відсутність іскрового проміжку робить можливим приєднання ОПН до опори за допомогою гнучкого шлейфа, в який встановлюється спеціальний пристрій - «відділювач» (рис.9.7, а). Відокремлювач:

- не проявляє себе в нормальному режимі роботи, коли через ОПН проходять струми провідності ОПН, складові частки міліампер;

- не проявляє себе в режимі обмеження грозових і комутаційних перенапруг, коли через ОПН проходять імпульсні струми;

- руйнується (рис.9.7, б) при виході ОПН з ладу внаслідок протікання в ньому підвищених струмів промислової частоти.

У мережі з заземленою нейтраллю (це 110-750 кВ) в разі пошкодження ОПН в ньому пройде струм однофазного короткого замикання мережі, який призведе до швидкого руйнування «відділювача» і від'єднання ОПН від лінії ще до вимкнення ПЛ головними вимикачами. Хоча лінія буде короткочасно відключена, її автоматичне повторне включення буде успішним. При цьому наявність розірваного шлейфа не заважає подальшій експлуатації ПЛ і під час огляду ПЛ однозначно вказує на пошкоджений апарат (рис.9.7, б).

У мережі з ізольованою або компенсованою нейтраллю (це 6-35 кВ) в разі пошкодження ОПН складніше, так як в ОПН протікають лише малі (ємнісні) струми однофазного замикання на землю, які не здатні привести до надійного спрацьовування звичайного «Відділювача». Відсутність конструкції «отделителя» для мереж 6-35 кВ до недавнього часу було фактором, серйозно стримує застосування ОПН на ПЛ 6-35 кВ. В даний час така конструкція, яка отримала назву «Універсальний відділювач» (УВ), розроблена, випробувана і запатентована.

При однофазному замиканні в мережах 6-35 кВ внаслідок малості струмів релейний захист не може селективно виявити фідер з пошкодженням ізоляції, а працює лише на сигналізацію. Якщо замикання на землю пов'язано з пошкодженням одного з встановлених на лінії ОПН, то через кілька хвилин його УВ зруйнується, від'єднавши ОПН від лінії, відновивши нормальний режим роботи лінії і привівши до зникнення сигналізації.

При багатофазних пошкодженнях в мережі 6-35 кВ струми короткого замикання вже достатні для селективної роботи релейного захисту. Якщо одне з них пов'язано з пошкодженням встановленого на лінії ОПН, то в такому ОПН пройде струм короткого замикання, який призведе до швидкого (за частки секунди) руйнування відповідного УО, розриву шлейфу і від'єднання ОПН від лінії ще до вимкнення ПЛ головними вимикачами. При цьому розрив шлейфа:

- не дає пошкодженому ОПН заважати подальшої експлуатації ПЛ, забезпечуючи успішність АПВ;
- зменшує число місць мережі з порушенням ізоляції;
- під час огляду ПЛ однозначно вкаже на пошкоджений апарат (рис.9.7, б).

Наявність у ОПН іскрового проміжку, що не дозволяє використовувати будь-якої відділювач, може бути виправдано лише в деяких випадках при одиничній установці ОПН на протяжних ПЛ 330-750 кВ. У всіх інших випадках приєднання ОПН до ПЛ має бути безіскрова:

- через УВ в мережах з ізольованою (компенсованій) нейтраллю;
- через УВ або звичайний «відділювач» в мережах з заземленою нейтраллю.

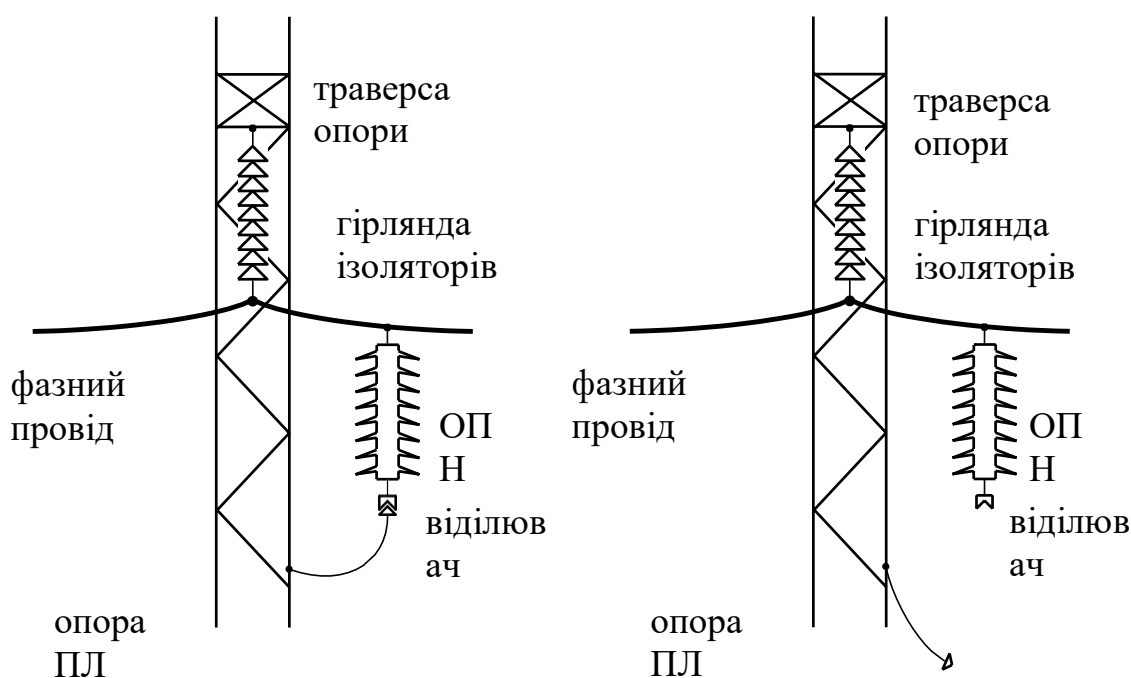


Рисунок 9.7. Варіант приєднання до опори ОПН без іскрового проміжку через відділювач: (а) - до пошкодження ОПН, (б) - після ушкодження

9.5. Вибір характеристик обмежувачів перенапруг і оцінка ризику його пошкодження

Якщо на кожній опорі ПЛ у всіх фазах встановлені ОПН, то грозові перекриття ізоляції ПЛ не можливі при будь-якому R_3 і будь-якій кількості тросів (0,1,2 ...), проте два цих чинника серйозно впливають на струм і енергію в ОПН, визначаючи ризик пошкодження встановлених апаратів, який слід враховувати при виборі основних характеристик ОПН.

В [30] показано, що основними характеристиками ОПН, пов'язаними з властивостями його нелінійних елементів, є:

- найбільша робоча напруга $U_{нро}$;
- питома енергія, що поглинається $W_{уд}$.

Ще одним важливим параметром є «імпульс великого струму» $I_{4/10}$ (форма 4/10 мкс), оскільки він відображає здатність ОПН пропускати значні за величиною імпульсні струми.

Найбільша робоча напруга $U_{нро}$ визначає:

- надійність роботи ОПН в нормальному режимі і при квазістаціонарних перенапругах (чим більше $U_{нро}$ - тим краще);
- рівень залишається напруги ОПН при обмеженні грозових і комутаційних перенапруг (чим менше $U_{нро}$ - тим краще).

Оскільки, як було показано, в рамках заданого класу напруги ОПН конкретне значення залишається напруги слабо впливає на число грозових відключень ПЛ, то з двох перерахованих факторів основна увага треба приділяти першому, тобто займатися підвищенням надійності роботи ОПН. Рекомендації по $U_{нро}$ зведені в табл.9.1.

Імпульс великого струму $I_{4/10}$ для ПЛ всіх класів напруги слід приймати максимально можливим - в даний час це 100 кА. Таке значення в вигляді жирної вертикальної риси нанесено на всіх наведених раніше малюнках, що стосуються струмових впливів на ОПН. Вибір $I_{4/10} = 100\text{кА}$ має на меті

підвищити надійність роботи ОПН, перш за все, при прямих розрядах блискавки в фазні проводи ПЛ.

Таблиця 9.7. Рекомендовані значення U_{HPO} і $I_{4/10}$, для підвищення надійності ОПН.

$U_{НОМ}$, кВ	6	10	35	110	220	330	500	750
U_{HPO} , кВ	7.6	12.7	42.5	88	176	230	333	500
$I_{4/10}$, кА	100	100	100	100	100	100	100	100

Здатність ОПН поглинати енергію W при грозових імпульсних токах спеціальними випробуваннями не перевіряється. W можна оцінити на основі випробувань ОПН більш високих класів пропускної здатності [29], в рамках яких на ОПН в сукупності з напругою промислової частоти впливають $N = 2$ імпульсний струм прямокутної форми тривалістю $T = 2000$ мкс і величині I_{Π}

$$W = N \cdot \int_t u(t) \cdot i(t) \cdot dt = N \cdot \left\{ \sqrt{2} \cdot U_{HPO} \right\} \cdot K \cdot I_{\Pi} \cdot T,$$

де $K \approx 2$ - кратність обмеження перенапруг

Питома енергією N імпульсів струму називається величина енергії, приведена до найбільшої робочої напруги ОПН:

$$W_{уд} = \frac{W}{U_{HPO}} = N \cdot \sqrt{2} \cdot K \cdot I_{\Pi} \cdot T.$$

Для ОПН 110 кВ, що має найбільшу робочу напругу $U_{HPO} = 88$ кВ і струм пропускної здатності $I_{\Pi} = 1000$ А, припустиму енергію можна оцінити як $W \approx 1000$ кДж. Таке значення в вигляді жирної вертикальної риски нанесено на всіх наведених раніше малюнках, що стосуються енергетичних впливів на ОПН.

При розрядах блискавки в фазні дроти і опори (ПЛ без тросу) енергія в найбільш навантаженому ОПН 110 кВ може помітно перевершувати рівень 1000 кДж, тобто завжди існує ризик пошкодження встановлених ОПН.

Ризик пошкодження ОПН залежить:

- від питомої енергії ОПН $W_{уд}$ (або від енергії W);
- від наявності у ОПН зовнішнього іскрового проміжку;
- від опору заземлення опор;
- від наявності троса;
- від числа фаз, в які на опорі встановлені ОПН;
- від числа опор з гострою нирковою недостатністю.

У разі, коли ОПН встановлені лише на кількох опорах уздовж траси ПЛ, отримати оцінку $N_{ОПН}$ не представляється можливим, оскільки вона пропорційна числу розрядів блискавки в лінію поблизу від розглянутого ОПН і його опори, а це число, залежне від великого числа складно чинників, що враховуються, назвати важко. Довіряти можна лише усередненим по трасі лінії оцінками числа розрядів блискавки.

В таблиці 9.7, видно, що річне число ушкоджень ОПН істотно знижується з ростом допустимих енергетичних впливів на ОПН (з ростом його питомої енергії $W_{уд}$ або пропорційній їй величині – струму пропускної здатності $I_{п}$).

Пошкодження ОПН викликає коротке замикання на ПЛ і вимагає її відключення з подальшим запуском циклу АПВ, успішність якого залежить від факту наявності універсального відділювача УВ.

Якщо ПЛ захищена за допомогою порівняно «легких» ОПН з струмом пропускної здатності $I_{п} = 500$ А, то частота пошкоджень ОПН в розрахунку на 100 км довжини ПЛ і 100 грозових годин частота складе:

- для ПЛ без троса $N_{ОПН} \approx 3$ в рік (три ОПН за рік);
- для ПЛ з тросом $N_{ОПН} \approx 0.01 \div 0.02$ в рік (один ОПН за 50-100 років).

З огляду на викладене, на ПЛ без троса використання «легких» ОПН неприпустимо, а рекомендується використання порівняно «важких» ОПН з грозових годин мати «розумне» річне число пошкоджень $N_{ОПН} \leq 0.5$ при реальних довжинах ліній і числі грозових годин мова йде про пошкодження одного ОПН за кілька років експлуатації ПЛ).

Таблиця 9.8, а. Оцінка по (9.4) річного числа пошкоджень ОПН при їх установці на усі три фази кожної опори одноланцюгової ПЛ 110 кВ без троса.

R_3 , Ом	I_{II} , А	D_Φ	P_Φ	D_O	P_0	$N_{ОПН}$, на 100 км і 100 год
10	500	0,5	0,0434	0,5	0,0048	2,41
	1000	0,5	0,0072	0,5	0,0002	0,37
	1500	0,5	0,0006	0,5	0,0000	0,03
30	500	0,5	0,0212	0,5	0,0252	2,32
	1000	0,5	0,0024	0,5	0,0040	0,32
	1500	0,5	0,0002	0,5	0,0000	0,01
100	500	0,5	0,0210	0,5	0,0438	3,24
	1000	0,5	0,0022	0,5	0,0070	0,46
	1500	0,5	0,0000	0,5	0,0012	0,06

Таблиця 9.9, б. Оцінка по (9.4) річного числа пошкоджень ОПН при їх установці в усі три фази кожної опори одноланцюгової ПЛ 110 кВ з тросом.

R_3 , Ом	I_{II} , А	D_Φ	P_Φ	$\square D_\Phi \square P_\Phi \square D_0 \square P_0 \square$	$N_{ОПН}$, на 100 км і 100 год
10	500	0,005	0,0434	0	0,0217
	1000	0,005	0,0072	0	0,0036
	1500	0,005	0,0006	0	0,0003
30	500	0,005	0,0212	0	0,0106
	1000	0,005	0,0024	0	0,0012
	1500	0,005	0,0002	0	0,0001
100	500	0,005	0,0210	0	0,0105
	1000	0,005	0,0022	0	0,0011
	1500	0,005	0,0000	0	0,0000

9.6 Традиційні способи підвищення грозостійкості

У разі розрядів блискавки в заземлені частини конструкції ПЛ 110 кВ для різних опорів заземлення опор були побудовані криві виду рис.9.4, а після їх обробки отриманий рис.9.5, на якому дані залежності ймовірності перекриття ізоляції фаз «А», «В», «С» від опору заземлення опори:

- пунктирна лінія відповідає нагоди розряду блискавки в опору ПЛ без троса;
- суцільна лінія відповідає нагоди розряду блискавки в трос; при «обстрілі» троса ймовірність розряду блискавки в трос вважається однаковою і для ділянки троса поблизу від опори, і для ділянки троса в середній частині прольоту між опорами.

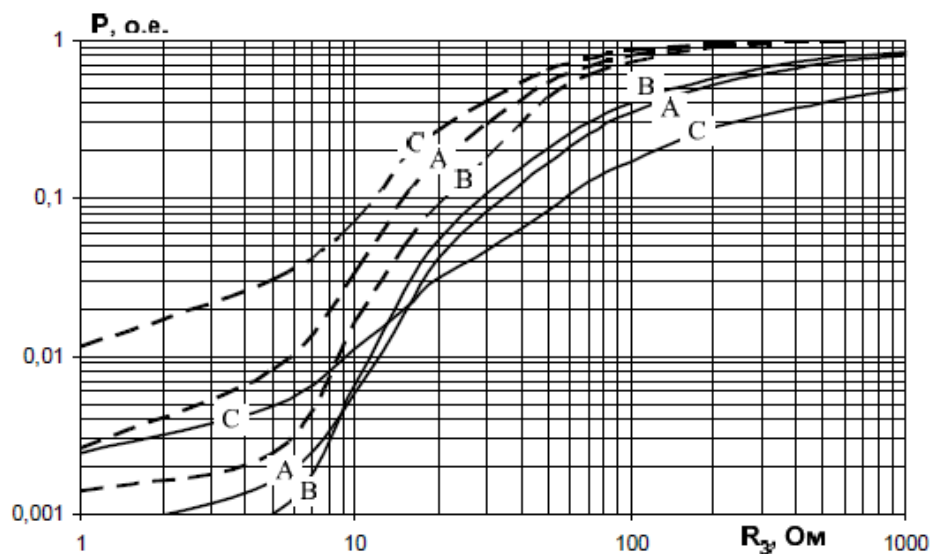


Рисунок 9.8. Імовірність перебиття ізоляції різних фаз однофазової ПЛ 110 кВ в залежності від опору заземлення опор: пунктирна лінія - при розрядах блискавки в опору лінії без тросу; суцільна лінія - при розрядах блискавки в трос лінії з тросом.

З рис.9.8 видно: при дуже малих опорах заземлення вірогідні перебиття ізоляції ПЛ 110 кВ. При розряді блискавки в трос або опору по опорі в землю стікає імпульсний струм, що створює падіння напруги на заземлювальному пристрої опори $R_z \cdot i_{оп}(t)$, і на індуктивності ділянки опори від землі до траверси $L_{ТРАВ} \cdot \delta i_{оп}(t) dt$.

Висока напруга на опорі щодо фазного проводу призводить до перебиття ізоляції з заземленою траверси на фазний провід, тобто до «зворотнього» перебиття. Внаслідок наявності падіння напруги на індуктивності опори навіть ідеальне заземлення опори $R_z \approx 0$ не гарантує відсутність зворотних перебиттів ізоляції ПЛ 110 кВ при ударах блискавки в її трос або опору. Оскільки для верхніх фаз ПЛ 110 кВ індуктивність $L_{ТРАВ}$ ділянки опори до заземлювального пристрою виявляється більше, то на

рис.2.8 (пунктир) для верхньої фази «С» зафіксована підвищена ймовірність перекриття ізоляції в порівнянні з нижніми фазами «А» і «В».

Для лінії з тросом по рис.9.8 (суцільна лінія) верхня фаза «С» є визначальною в числі зворотних перекриттів лише при «малих» опорах заземлення, коли слабо вплив встановленого троса на шляху розтікання струму блискавки. При «великих» опорах заземлення струм блискавки стікає в землю не тільки через заземлюючих пристроїв найближчої опори, а й по тросу направляється в заземлюючих пристроїв сусідніх опор (рис.2.9, а). Наявність напруги на тросі і опорі $u_{оп}(t)$ призводить до наведенням на фазні проводи $u_{ф}(t) = K_{фТ} u_{оп}(t)$, де $K_{фТ}$ - коефіцієнт зв'язку провода і троса [2]. Наведення (або коефіцієнт $K_{фТ}$) виявляються максимальними для верхнього фазного проводу «С», найбільш близько розташованого до тросу, тобто для верхньої фази буде найменша напруга на ізоляції $(1 - K_{фТ}) u_{оп}(t)$ і ймовірність її перекриття рис.3.5 (суцільна лінія) при «великих» опорах.

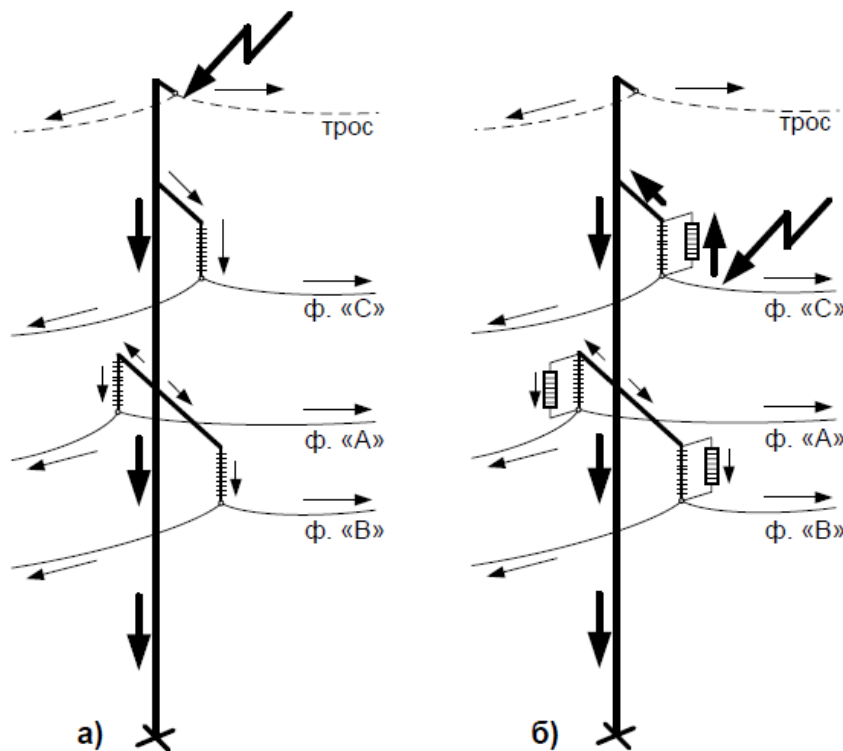


Рисунок 9.9. Шляхі розтікання струму блискавки, при розрядах:

(а) - в трос або опору лінії без ОПН, (б) - в фазний провід лінії з ОПН.

У мережі 110 кВ з заземленою нейтраллю для виникнення короткого замикання і появи необхідності вимкнення ПЛ достатньо перекриття ізоляції хоча б однієї з трьох фаз. Тому далі будемо розглядати лише максимальну серед усіх фаз ймовірність перекриття ізоляції ПЛ - для рис.2.8 така ймовірність показана на рис.2.10 (суцільна крива №2 і пунктирна крива №2). Криві №1 і №3 отримані в разі, коли довжина гірлянди ізоляторів ПЛ 110 кВ відрізняється від наведеної в розрахунках $L_{из} = 1.25$ м.

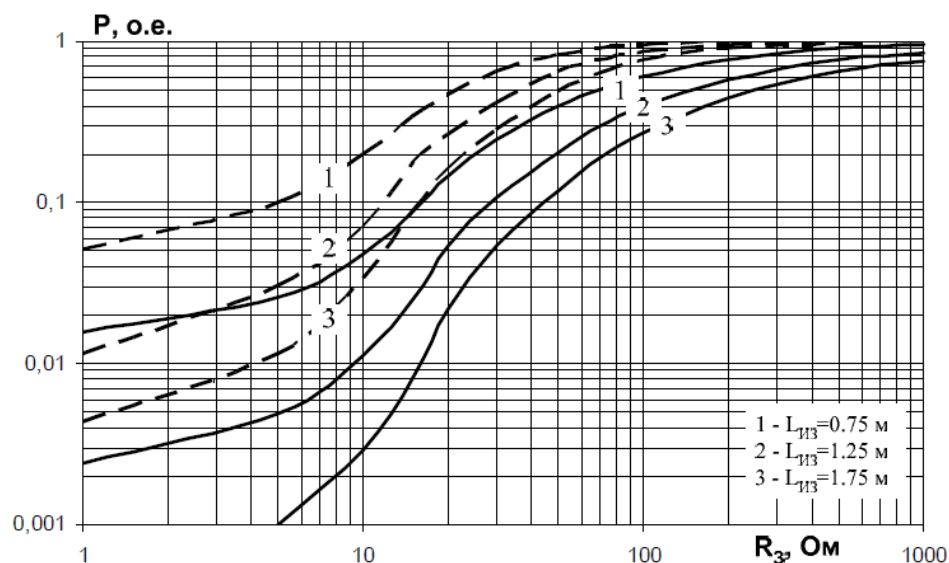


Рисунок 9.10. Імовірність перекриття ізоляції одноланцюгової ПЛ 110 кВ в залежності від опору заземлення опор і довжини гірлянди ізоляторів: пунктирна лінія - при розрядах блискавки в опору лінії без троса; суцільна лінія - при розрядах блискавки в трос лінії з тросом.

Криві, на рис.9.10, ілюструють відомий факт того, що для зниження ймовірності перекриття ізоляції ПЛ потрібно:

- зниження опору R_z заземлення опор;
- підвищення міцності ізоляції ПЛ (підвищення
- установка тросової захисту.

Для більш широкого діапазону довжин $L_{из} = 0.25 \div 2.25$ м, що охоплює класи напруги від 10 кВ до 220 кВ, ефективність традиційних засобів підвищення грозостійкості ПЛ можна оцінити за рис.9.11. Відповідно до рис.9.11 :

- кожне додаткове зменшення опору заземлення опор впливає на число перекриттів ізоляції ПЛ все більш відчутно;
- при посиленій ізоляції установка троса знижує число перекриттів ізоляції ПЛ в більше число разів, ніж це відбувається для недостатньо міцною ізоляції;
- установка троса значно ефективніший при малих опорах заземлення R_3 опор, ніж при підвищених.

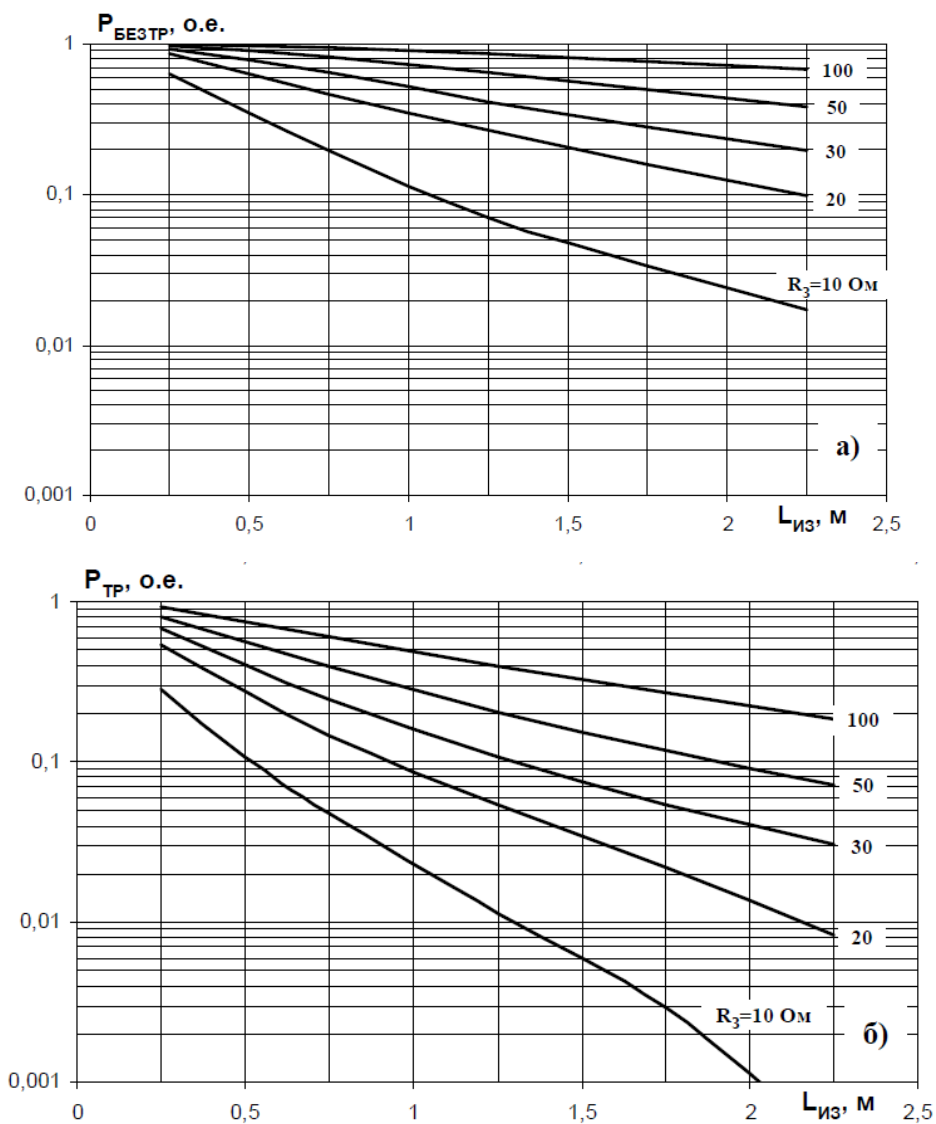


Рисунок 9.11. Імовірність перекриття ізоляції одноланцюгової ПЛ 110 кВ в залежності від опору заземлення опор і довжини гірлянди ізоляторів: (а) - при розрядах блискавки в опору лінії без троса, (б) - при розрядах блискавки в трос лінії з тросом.

Вплив троса додатково відображено на рис.9.12, отриманому на основі рис.9.11. Видно зниження ймовірності перекриття ізоляції ПЛ, якщо трос встановлювати на лініях з високою міцністю ізоляції і малими опорами заземлення опор. Дані рис.9.12 ілюструють неефективність троса при прямих розрядах блискавки в ПЛ 6-10 кВ з низькою імпульсною міцністю ізоляції.

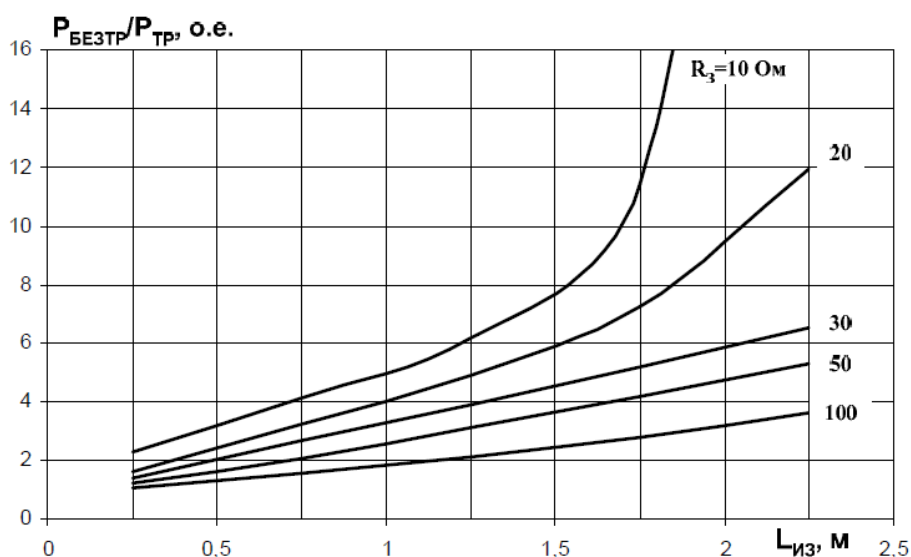


Рисунок 9.12. Ефективність установки троса при розрядах блискавки в заземлені частини ПЛ в залежності від опору заземлення опор і довжини гірлянди ізоляторів.

9.7 Встановлення обмежувачів перенапруг уздовж траси повітряної лінії при потраплянні блискавки в фазний провід

Перекриття ізоляції ПЛ 110 кВ можливо на опорах вздовж гірлянд ізоляторів. На опорі з ОПН при правильному виборі його характеристик перекриття ізоляції захищених фаз виключено, але зясуємо здатність ОПН в знижувати грозові перенапруги на ізоляції інших опор.

Тут і далі будемо вважати, що ОПН не має іскрового проміжку, оскільки саме такі апарати слід застосовувати при масовій установці ОПН уздовж траси ПЛ. Характеристики ОПН, приймемо як у ОПН 110 кВ з

найбільшою робочою напругою $U_{\text{нро}} = 88 \text{ кВ}$ напругою 250 кВ при імпульсному струмі 10 кА.

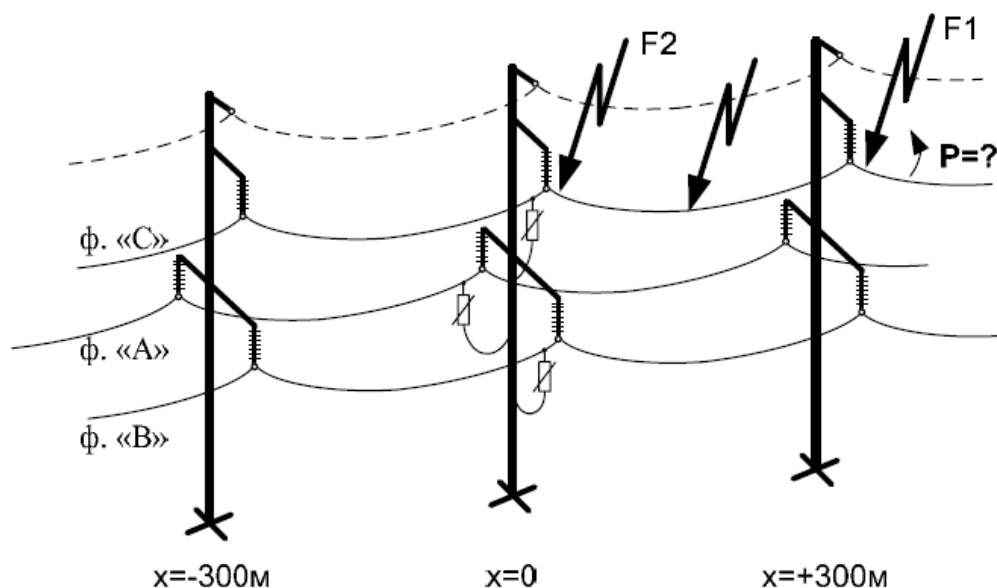


Рисунок 9.13. Одноланцюгова ПЛ з прольотом 300 м і комплектом ОПН на одній з опор.

На рис.9.13 показаний фрагмент одноланцюгової ПЛ 110 кВ, на якій ОПН встановлені не на кожній опорі, а через опору. Припустимо, що на ПЛ немає троса, а розряд блискавки відбувається в верхній фазний провід (точки №1,2,3). Імовірність перекриття ізоляції незахищеною опори в залежності від координати x місця розряду блискавки дана на рис.9.14.

Згідно рис.9.14 розряд блискавки в фазний провід на відстані $x = 300$ метрів від опори з ОПН (точка F1) не залежно від величини опору заземлення R_3 супроводжується перекриттям ізоляції ПЛ з імовірністю P . При розряді блискавки в точку F2 ($x = 0$, наявне ОПН) ймовірність P перекриття ізоляції незахищені опори зберігається. Це пояснюється тим, що по фазному проводу в сторону незахищені опори поширюється хвиля $u_{\text{ОПН}} + L_{\text{ТРАВ}} \cdot di(t)/dt + R_3 \cdot i(t)$,

максимальне значення якої в залежності від величини $i_M(t)$ струму блискавки і швидкості його зміни $di_M(t)/dt$ може помітно перевищувати і

залишається напруга опори ПЛ $u_{\text{ОПН}}$ на ОПН, і міцність гірлянди ізоляторів незахищеною.

Про ефективність масової установки ОПН на кожній другій опорі ПЛ можна судити по площі під кривими виду рис.9.14. Така площа являє собою середню ймовірність перекриття ізоляції при розряді блискавки в довільну точку фазного проводу, а результати її розрахунку представлені на рис.9.15 в залежності від опору заземлення опор і довжини прольоту. Крива №4 на рис.9.15 відповідає випадку відсутності ОПН на лінії.

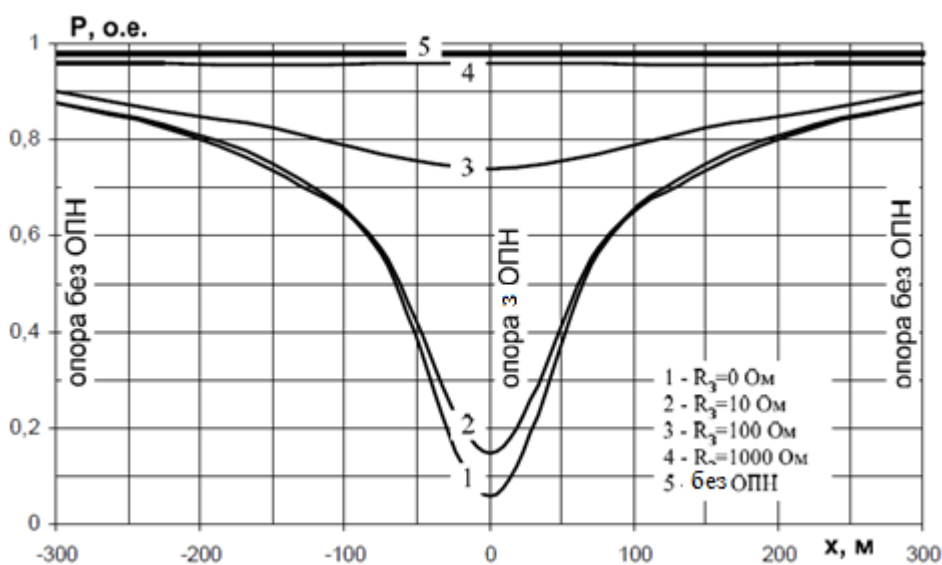


Рисунок 9.14. Імовірність перекриття ізоляції фази «С» на незахищеній ОПН опорі в залежності від координати x розряду блискавки в фазний провід «С» і опору заземлення R_z опор (трос не встановлено)

Аналіз залежностей рис.9.15, отриманих в окремому випадку розряду блискавки в фазний провід ПЛ 110 кВ без тросу, дозволяє зробити висновки, що співпадають з урахуванням світового досвіду:

- установка ОПН через опору є ефективною лише для ліній з малою довжиною прольоту; при типових довжинах прольоту ПЛ 110 кВ, що становлять 200-300 метрів, потрібна установка ОПН на кожній опорі;
- для захисту ізоляції лінії не має особливого сенсу прагнути до використання ОПН, мають знижені залишаються напруги; в рамках заданого класу напруги повітряної лінії і класу ОПН конкретне значення

залишається напруги ОПН не є фактором, серйозно впливає на процеси при розрядах блискавки в ПЛ.

Зроблені висновки багато в чому обумовлені кінцевою швидкістю поширення електромагнітної хвилі вздовж ПЛ: навіть найдосконаліший ОПН, що має мінімальні залишкові напруги, фізично не встигне вплинути на максимальні перенапруги в місці розряду блискавки, якщо він стався на відстані в кілька сотень метрів від ОПН. Але максимум напруги на ізоляції багато в чому визначає ймовірність її перекриття.

Оскільки швидкість хвилі кінцева і для ліній без троса, і для ліній з тросом, і при розрядах в фазний провід, і при розрядах в опору або трос, то висновки, проілюстровані на прикладі окремого випадку розряду блискавки в фазний провід ПЛ без троса, є тим Проте загальними:

- при захисті всієї траси ПЛ установка ОПН потрібно не рідше, ніж кожні 200-300 метрів, тобто на кожній опорі ПЛ 35-750 кВ або через кожні 2-3 опори для ПЛ 6-10 кВ;
- при установці ОПН на окремих опорах зона захисту ОПН обмежується ізоляцією цих опор.

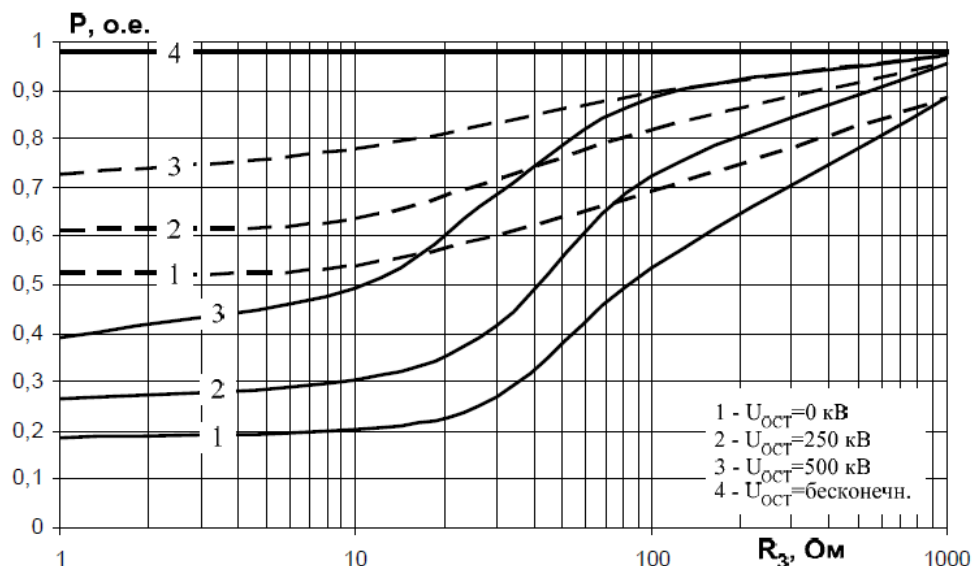


Рисунок 9.15. Ймовірність перекриття ізоляції ПЛ без троса при розрядах блискавки в фазний провід в залежності від опорного заземлення R_z опор і захисних характеристик ОПН, які встановлені на кожній другій опорі.

Довжина прольоту 300 м (пунктирна лінія) або 100 м (суцільна лінія).
Крива №4 відповідає відсутності ОПН.

9.8 Обґрунтування місць установки обмежувачів перенапруг на опорі ПЛ

Для ПЛ 110 кВ без троса небезпеку становлять і розряди блискавки в верхній фазний провід «С» і розряди в опору, які супроводжуються перекриттями, перш за все, фаз «С» і «А». Тому для ПЛ без троса поетапне підвищення грозостійкості за рахунок установки ОПН на кожній опорі може бути організовано наступним чином:

- ОПН не встановлені (крива №1 на рис.9.16);
- встановлення ОПН в фазу «С» (крива №2);
- встановлення ОПН в фази «С» і «А» (крива №3);
- встановлення ОПН в фази «С», «А», «В» ($P = 0$ на рис.9.16).

Для ПЛ 110 кВ з тросом при типових опорах заземлення основну небезпеку представляють зворотні перекриття при розрядах блискавки в трос, які по рис.9.5 (суцільна лінія) найбільш вірогідні на нижні фази «В» і «А». Тому для ПЛ з тросом поетапне підвищення грозоупорності за рахунок установки ОПН на кожній опорі може бути організовано так:

- ОПН не встановлені (крива №4 на рис.2.16);
 - встановлення ОПН в фазу «В» (крива №5);
 - встановлення ОПН в фази «В» і «А» (крива №6);
- установка ОПН в фази «В», «А», «С» ($P = 0$ на рис.2.16).

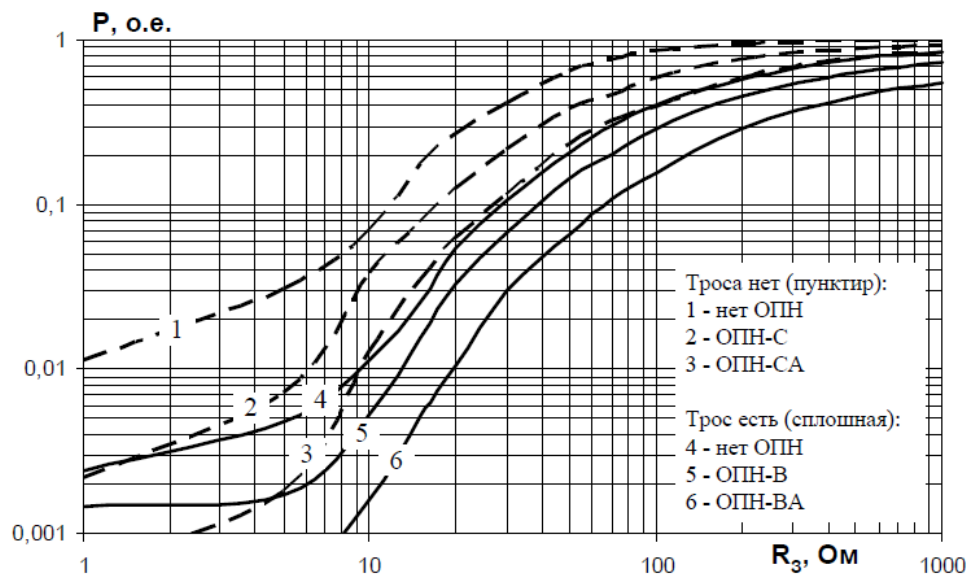


Рисунок 9.16. Імовірність перебиття ізоляції ПЛ в залежності від опору заземлення R_z опор і фаз установки ОПН на кожній опорі: пунктирна лінія - при розрядах блискавки в опору лінії без троса; суцільна лінія - при розрядах блискавки в трос лінії з тросом.

Оскільки грозові вимкнення ПЛ 110 кВ викликані не тільки розрядами блискавки в її заземлені частини (рис.9.16), а й розрядами в фазні дроти, то для отримання остаточного висновку про ефективність тієї чи іншої схеми розміщення ОПН на опорі потрібно провести розрахунок числа відключень ПЛ з урахуванням всіх можливих місць розряду блискавки.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розроблені заходи з охорони праці та цивільного захисту під час виконання робіт з обслуговування електричної мережі з обмежувачами перенапруг. На електротехнічний персонал, який виконує роботи з обслуговування електричної мережі з обмежувачами перенапруг, впливають такі шкідливі виробничі фактори [1, 2]:

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

хімічні фактори: речовини хімічного походження, в основному аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил, оксид вуглецю);

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: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

10.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Працівники, які обслуговують електроустановки, повинні вивчити ці Правила відповідно до вимог своєї посади або роботи, яку вони виконують, пройти навчання безпечним прийомам праці на робочому місці під керівництвом досвідченого працівника, перевірку знань та присвоєння групи з електробезпеки (далі - групи) відповідно до додатка 1 до цих Правил. Працівнику, який пройшов перевірку знань цих Правил, видається

посвідчення встановленої форми, яке він повинен мати при собі під час виконання робіт.

Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці. Працівники, які виконують роботи, зазначені у ДНАОП 0.00-8.02-93 "Перелік робіт з підвищеною небезпекою", повинні мати відповідний запис у посвідченні про перевірку знань. Забороняється допуск працівників, молодших 18 років, до робіт, зазначених у ДНАОП 0.03-8.07-94 "Перелік важких робіт і робіт зі шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх".

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

В електроустановках понад 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, а також старші в зміні повинні мати групу IV, решта - групу III. В електроустановках до 1000 В працівники зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, які одноособово обслуговують електроустановки, повинні мати групу III.

Допускається обмивати гірлянди ізоляторів, опорні ізолятори і фарфорову ізоляцію обладнання, не знімаючи напругу зі струмовідних частин, суцільним струменем води з питомою провідністю не вище 1430 мкСм/см для ПЛ і 667 мкСм/см для ВРУ.

Не допускається використовувати для обмивання ізоляторів воду з невідомою електропровідністю.

У разі обмивання ізоляції необхідно заземлювати ствол, цистерну з водою, а також механізми, що застосовуються. У разі обмивання з телескопічної вишки ствол з насадкою необхідно з'єднати з коліскою вишки та рамою автоцистерни гнучким мідним провідником перерізом не менше 25 мм². У разі обмивання із землі необхідно користуватись діелектричними

рукавичками, а у разі обмивання з телескопічної вишки або із спеціальної металевої площадки, змонтованої на автоцистерні, користуватись рукавичками не вимагається.

Забороняється під час обмивання, стоячи на землі, доторкатися до машини або механізму, які використовують для обмивання, виходити з кабіни або кузова та входити до них. Слід вжити заходів щодо запобігання наближенню сторонніх людей до машин та механізмів, які використовуються під час обмивання. Дозволяється переносити рукави з водою тільки після припинення обмивання.

В ЗРУ чистити ізолятори, не знімаючи напруги із струмовідних частин, слід спеціальними щітками на ізолювальних штангах або пілососом у комплекті з порожнистими ізолювальними штангами з насадками. Перед початком виконання робіт ізоляційні поверхні штанг слід очистити від пилу. Внутрішню порожнину штанг необхідно систематично очищати від пилу і в процесі чищення. Чищення слід проводити з підлоги або зі стійких помостів. У цьому разі слід користуватись діелектричними рукавичками.

10.1.2 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.

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [6] встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення. Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – 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 [7]: температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні допустимих параметрів мікроклімату не повинна перевищувати 2°C; якщо температура поверхонь вище або нижче допустимої температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше 1 м; для забезпечення нормованих значень швидкості руху повітря проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [6]. Нормовані параметри забруднення повітря в робочій зоні наведено в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб.м		Клас небезпеки
	Максимальна разова	Середньодобова	
Оксид вуглецю		20	4
Пил нетоксичний	4	4	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця [7]. Потрібно підкреслити, що будь-яке нагромадження пилу може привести до загоряння. Чим дрібніше пил (менша зернистість), тим вище небезпека. Планувати прибирання потрібно на час, коли устаткування вимкнене, зокрема в другу половину дня п'ятниці або на вихідні.

10.2.3 Виробниче освітлення

При поганому освітленні зростає потенційна небезпека помилкових дій і нещасних випадків: 5% травм можна пояснити недостатнім освітленням, а у 20% випадків воно сприяло їх появі. Погане освітлення може призвести до професійних захворювань: погіршують загальне самопочуття, зменшують фізичну і розумову працездатність.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в» [8]. Допустимі рівні виробничого освітлення 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 освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра. Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

10.2.4 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» [9].

Нормовані параметри виробничого шуму в робочій зоні наведено в таблиці 5.4.

Таблиця 10.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	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 в приміщенні, необхідно: безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін,

застосовувати підвісні звукопоглиначі; для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

10.2.5 Виробнича вібрація

На робочому місці присутня вібрація типу – За [10]. Нормовані параметри виробничої вібрації в робочій зоні наведено в таблиці 10.5.

Таблиця 10.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3^*}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

* В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, $\text{м/с} \cdot 10^{-2}$, в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

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.

10.2.6 Психофізіологічні фактори

а) Класи умов праці за показниками важкості праці: Загальні енергозатрати організму (кг/м): Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт) ; При регіональному навантаженні (для чоловіків) – 12000(40); При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – 40000(80); Маса вантажу. Що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи: При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук) – до 60000; При регіональному навантаженні (участь рук та плечового суглоба) – до 30000;

Статичне навантаження (кг/с): Двома руками (чоловіки) – до 70000; За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза: Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни. Нахил тулуба: Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів; Переміщення у просторі (переходи задля технологічного процесу) – більше 12.

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: Зміст роботи – рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; Розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження: Зосередження (%за зміну) – до 50; Щільність сигналів (звукові за 1 год) – до 150; Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80; Навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний; Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: Тривалість робочого дня - більше 8 год; Змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Всі електричні мережі мають свої слабкі ланки і є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. ЕМ є особливо уразливі через велику територію та безліч елементів можливого

впливу НС. Електропостачання багатьох об'єктів є стратегічним елементом, тому і важливим є питання забезпечення високої стійкості роботи мереж електропостачання, особливо заводів воєнного призначення.

Вплив радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища тощо. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем електропостачання. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і вигорання обмоток чи загорання трансформаторів.

Після опромінення системи електропостачання в елементах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробоя і опір витoku, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Особливо велику загрозу для систем управління ЕМ заводів, особливо військового спрямування виробництва має вплив електромагнітного імпульсу, який може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також внести серйозні порушення в роботу цифрових і контрольних пристроїв. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж на підприємстві та вибухів. Ці вторинні фактори надто небезпечні при виникненні на воєнному заводі. Саме тому є необхідність запобіганню дії цього фактору на електричне та електронне обладнання ЕМ.

10.3.1 Дослідження стійкості роботи електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань

Для визначення граничного значення дози опромінення $D_{\text{грі}}$, для елементів системи, при яких виникають незворотні зміни [15]. Отримані дані заносимо в таблицю 10.1.

Таблиця 10.1 – Граничні значення експозиційних доз елементів ЕМ

№пп блоку	Блоки (елементи) ЕМ	$D_{\text{грі}}, \text{P}$	$D_{\text{гр}}, \text{P}$
1	Блок живлення	10^5	10^4
2	Блок керування (МПК)	5×10^5	
3	Мікросхеми PIC16F877	10^4	
4	Транзистори КТ3102В	10^4	
5	Конденсатори Modulo 10	10^7	
6	Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм	10^7	

Проаналізувавши дані таблиці 10.1, визначили, що самим уразливими елементами електричної мережі з мінімальною дозою $D_{\text{грі}} = 10^4 \text{P}$ є такі мікросхеми та діоди. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_{\text{п}}})}{K_{\text{осл}}}, \quad (10.1)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 6,27 \text{ P/год}$);

t_k – час кінця опромінення ($t_k = 131400 \text{ год}$ (5 років));

$t_{\text{п}}$ – час початку опромінення ($t_{\text{п}} = 1 \text{ год}$).

$K_{\text{осл}}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{\text{осл}} = 2$).

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot 6,27 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{2} = 2266,55 \text{ (P)}.$$

Оскільки $D_{\text{грі}} > D_{\text{м}}$, то дана система електропостачання може вважатися стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_{\text{д}} = \frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (10.2)$$

$$t_o = \frac{10^4 \cdot 2 + 2 \cdot 6,27 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 6,27} = 1595,89 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $D_m = 2266,55 \text{ Р}$, а допустима - 10^4 Р . Отже, система електропостачання є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 1595,89 год. при рівні радіації 6,27 Р/год, це більше ніж час морального елементів ЕМ.

10.3.2 Дослідження стійкості роботи електричної мережі в умовах дії електромагнітного імпульсу

Початкові дані: $E_B = 9,24 \text{ кВ/м}$. $U_{ж} = 220 \text{ В}$; 5 В .

Дослідження стійкості роботи електричної мережі ведеться в послідовності:

1. Визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_B = 10^{-3} \cdot 9,24 \cdot 10^3 = 9,24 \text{ (В/м)};$$

2. Електрична мережа розподіляється на окремі функціональні вузли, зокрема: система живлення, мікропроцесорний блок. На кожній ділянці визначається максимальна довжина вертикальної і горизонтальної струмопровідної частини l_B і l_{Γ}

На ділянці системи живлення максимальна довжина вертикальної і горизонтальної струмопровідної частини $l_{B.ж} = 0,13 \text{ м}$, $l_{\Gamma.ж} = 0,11 \text{ м}$. На ділянці мікропроцесорного блоку $l_{B.м} = 0,017 \text{ м}$, $l_{\Gamma.м} = 0,021 \text{ м}$.

3. Для кожної ділянки визначаються наведені напруги у струмопровідних частинах.

На ділянці системи живлення:

$$U_{B.ж} = E_{\Gamma} \cdot l_{B.ж} = 9,24 \cdot 0,13 = 1,08 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma.ж} = E_B \cdot l_{\Gamma.ж} = 92,4 \cdot 10^3 \cdot 0,11 = 1760 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{B.M} = E_{\Gamma} \cdot I_{B.M} = 9,24 \cdot 0,017 = 0,272 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma.M} = E_B \cdot I_{\Gamma.M} = 9,24 \cdot 10^3 \cdot 0,021 = 336 \text{ (В)}.$$

На ділянці системи живлення:

$$U_{B.Ж} = E_{\Gamma} \cdot I_{B.Ж} = 9,24 \cdot 0,13 = 1,08 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma.Ж} = E_B \cdot I_{\Gamma.Ж} = 92,4 \cdot 10^3 \cdot 0,11 = 1760 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{B.M} = E_{\Gamma} \cdot I_{B.M} = 9,24 \cdot 0,017 = 0,272 \text{ (В)};$$

$$U_{\Gamma.M} = E_B \cdot I_{\Gamma.M} = 9,24 \cdot 10^3 \cdot 0,021 = 336 \text{ (В)}.$$

4. Визначається допустиме коливання напруги живлення

$$U_{\Delta} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}} \cdot N}{100} \text{ (В)},$$

На ділянці системи живлення:

$$U_{\Delta Ж} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}} \cdot N}{100} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{\Delta М} = U_{\text{м}} + \frac{U_{\text{м}} \cdot N}{100} = 5 + \frac{5}{100} \cdot 5 = 5,2 \text{ (В)}.$$

5. Визначаються коефіцієнти безпеки

$$K_{BV} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\Delta}}{U_B}, K_{BG} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\Delta}}{U_{\Gamma}}.$$

Для ділянки живлення

$$K_{BVЖ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\Delta Ж}}{U_{BЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1,08} = 46,63 \geq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{BGЖ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\Delta Ж}}{U_{\Gamma Ж}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1760} = -17,63 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

Для ділянки мікропроцесорного блоку

$$K_{BVM} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\Delta М}}{U_{BM}} = 20 \cdot \lg \frac{5,2}{0,272} = 33,31 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{BGM} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\Delta М}}{U_{\Gamma М}} = 20 \cdot \lg \frac{5,2}{336} = -28,6 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

6. Результати розрахунків заносимо в таблицю 10.2

Табл. 10.2 Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки елементів ЕМ.

Дільниця ЕМ	U _д , В	E _в , В/м	E _г , В/м	U _в , В	U _г , В	K _{БВ} , дБ	K _{БГ} , дБ
Блок живлення	231	11400	11,4	1,08	1760	46,63	-17,63
Мікропроцесорний блок	5,2	11400	11,4	0,272	336	33,31	-28,6

7. Дані таблиці аналізуємо і робимо висновки.

Коефіцієнти безпеки менше 40 дБ, тому дільниці вважаються нестійкими і необхідно застосовувати екранування.

10.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної мережі в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначається перехідне гасіння енергії електричного поля екраном (А, дБ). Для сталевго екрану визначається за допомогою формули

$$A = 5,2 \cdot t \cdot \sqrt{f}, (\text{дБ})$$

де t - товщина стінки екрану, см;

f – частота $f=15000$ Гц.

Для дільниці живлення

$$A_{ГЖ}=40-(-17,63)=47,63 (\text{дБ}),$$

$$t = \frac{A_{ГЖ}}{5,2\sqrt{f}} = \frac{47,63}{5,2\sqrt{15000}} = 0,074 (\text{см}).$$

Для дільниці мікропроцесорного блоку

$$A_{ГМ}=40-(-28,6)=68,6 (\text{дБ}),$$

$$t = \frac{A_{ГМ}}{5,2\sqrt{f}} = \frac{68,6}{5,2\sqrt{15000}} = 0,11 (\text{см}).$$

В умовах дії електромагнітного імпульсу коефіцієнт безпеки ЕМ для вертикальних струмопровідних частин дільниці живлення системи був більший за 40 дБ, в цьому випадку ЕМ стійка. Для горизонтальних струмопровідних частин коефіцієнт безпеки був менший за 40 дБ. Після застосування сталевих екранів коефіцієнт безпеки став не менше 40 дБ, а тому

система електропостачання є стійкою до ЕМІ і може працювати без суттєвих збоїв.

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку керування з використанням екрану товщиною 0,140 см зі сталі, система керування буде стійкою в умовах дії електромагнітного випромінювання, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 0,102 см, силові елементи будуть стійкими в умовах дії електромагнітного випромінювання.

Отже, після проведених розрахунків визначено, що робота електричної мережі при заданому рівні радіації 6,27 Р/год буде досить стійка. До дії ЕМІ система керування виявилась нестійкою. Застосування екранування блоків ЕМ суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів мережа буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 9,24 кВ/м. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади, які б вимикали радіотехнічні схеми на період впливу ЕМІ.

ВИСНОВКИ

В даній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми необхідно було підключити декілька нових споживачів (вузли 501, 503 та 504) та СЕС (вузол 502). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно І) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана із використанням симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Отримана мережа пройшла перевірку на такі параметри режиму як: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Для нових ПС (501,502,503,504) було вибрано схему РП типу: “місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з’єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,6 МВт при сумарній активній потужності генерації 121,7 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 301 401,62тис. грн.

Розрахунок рентабельності в даній роботі показав його достатню ефективність оскільки $E(0.073)$, та оптимальний термін окупності 17,1 років.

Для зменшення кількості відключень, спричинених грозами, можна використовувати обмежувачі перенапруг як основний або додатковий засіб. Обмежувачі перенапруг захищають ізоляцію на відстані до 200-300 метрів від місця встановлення. Щоб визначити необхідну кількість обмежувачів перенапруг, можна порівняти їх з необхідною кількістю опор:

- якщо на кожній опорі ПЛ без тросу буде встановлено по одному обмежувачу перенапруг, то це призведе до зменшення кількості відключень від грозових розрядів;

- якщо встановлено лише один обмежувач перенапруг на ПЛ без тросу на кожній опорі, то це призведе до зменшення кількості грозових відключень. Однак, у випадку ПЛ з тросом на кожній опорі встановлення обмежувача перенапруг на 1-2 фази не призведе до зменшення кількості грозових відключень. Щоб досягти цієї мети, необхідно встановлювати обмежувач перенапруг на усі фази кожної опори ліній з тросом.

Рекомендовано встановлювати обмежувач перенапруг на опорі без іскрових проміжків за допомогою спеціального пристрою - універсального відділювача. Для мереж з глухозаземленою нейтраллю рекомендовано використовувати відділювач для підключення обмежувача перенапруг.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У роботі є посилання на такі нормативні документи:

1. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;
2. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
3. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
4. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
5. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
6. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
7. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
8. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
9. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
10. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах.

ЛІТЕРАТУРА

1. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
2. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
3. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
4. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кв до 150 кв та ліній електропередавання напругою від 0,38 кв до 150 кв. норми», – СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.
5. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
6. https://zandz.com/ru/biblioteka/zazemlenie_opor_na liniyah elektropredach/
7. https://polygonal.com.ua/stalevI_bagatogrannI_opori_PL_110_kV.php
8. <https://leg.co.ua/arhiv/podstancii/elektricheskie-seti-energoemkih-predpriyatiy-29.html>
9. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
10. 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-](#)

11. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
12. 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.
13. 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>.
14. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
15. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
16. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
17. 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>.
18. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
19. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА
НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної мережі з дослідженням обмежувачів перенапруг

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☐ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. 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.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Студілко Т.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Собчук Н.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮЗавідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Комар В.О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

"__" червня 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«Розвиток електричної мережі з дослідженням обмежувачів перенапруг»

08-13.МКР.009.00.007.ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

Собчук Н.В.

(підпис)

Магістрант групи ЕСМ-22мз

Студілко Т.В.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена концентрацією електричних навантажень і виникненням крупних територіально-промислових комплексів, часто віддалених від джерел електропостачання, які потребують збільшення напруги живлячих ліній електропередачі;
- б) наказ про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних методів використовується схема існуючої мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1. Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подано в табл. 2.

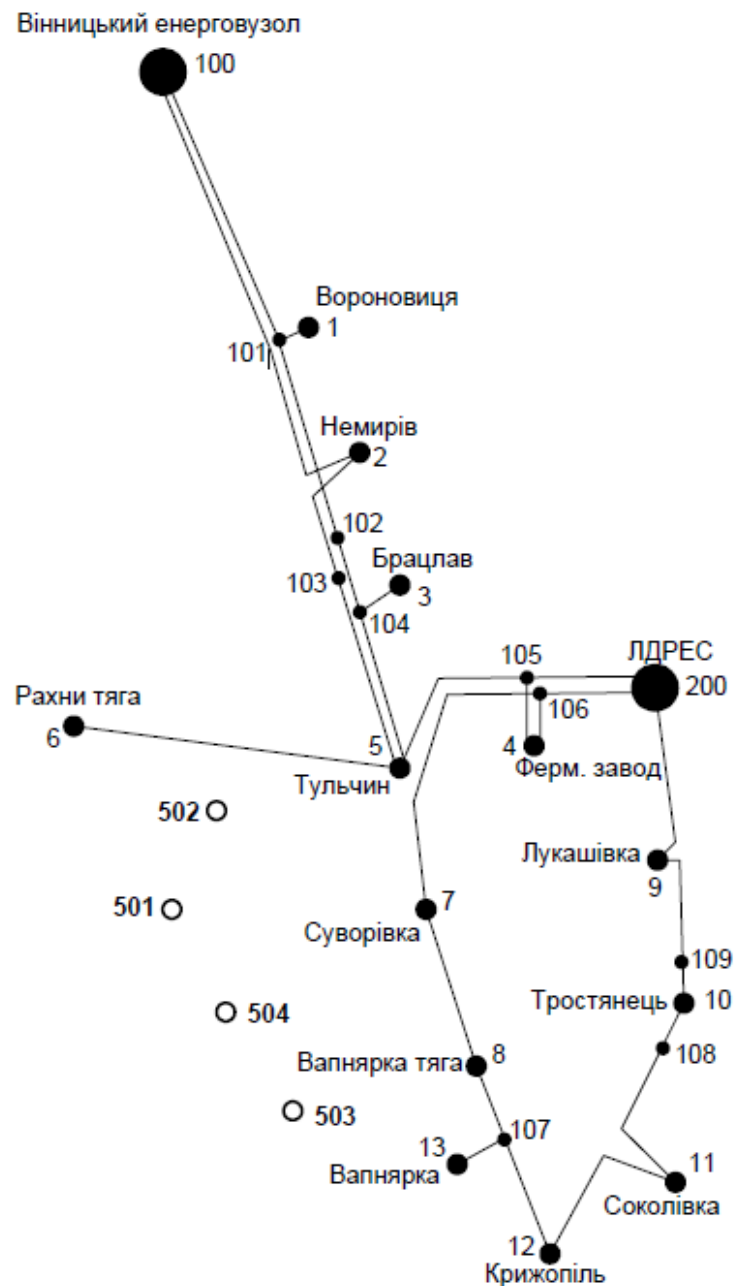


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5800 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 405 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

Таблиця 1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (501)	СЕС (502)	Нова 3 (503)	Нова 4 (504)
Навантаження, МВт	11,5	10	5,5	7,5
cos φ	0,88	0,99	0,87	0,9
Категорія споживачів	I	II	I	I

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Макс. навантаж., %	85	86	92	90	86	95	90	98	99	100

Таблиця 3 - Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	101	Вінницький енерговузол – 101	14,08	АС-185
101	1	101 – Вороновиця	7,55	АС-95
101	102	101 – 102	23,82	АС-185
102	104	102 – 104	14,2	АС-150
104	3	104 – Брацлав	5,1	АС-95
104	5	104 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	103	Немирів – 103	4	АС-185
103	5	103 – Тульчин	28,6	АС-150
5	6	Тульчин – Рахни тяга	37,53	АС-120
105	5	105 – Тульчин	24,8	АС-150
105	4	105 – Ферментний завод	0,8	АС-95
106	4	106 – Ферментний завод	0,8	АС-95
200	105	Ладизинська ТЕС – 105	2,3	АС-150
200	106	Ладизинська ТЕС – 106	2,3	АС-150
106	7	106 – Суворівка	37,46	АС-150
7	8	Суворівка – Вапнярка тяга	15,7	АС-150
200	9	Ладизинська ТЕС – Лукашівка	8,36	АС-150
9	109	Лукашівка – 109	29,77	АС-150
109	10	109 – Тростянець	0,5	АС-120
10	108	Тростянець – 108	0,5	АС-120
108	11	108 – Соколівка	27,91	АС-150
12	11	Крижопіль – Соколівка	15,8	АС-150
107	12	107 – Крижопіль	18,4	АС-150
107	13	107 – Вапнярка	0,015	АС-150
8	107	Вапнярка тяга – 107	7,4	АС-150

Таблиця 4 - Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Ладижинська ТЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,89	$2,2 + j1,13$	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,91	$6,2 + j2,82$	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,9	$2,5 + j1,21$	ТМН-6300/110/10	1
4	Ферментний завод	0,87	$11,4 + j6,46$	ТРДН-25000/110/10	2
5	Тульчин	0,88	$5,6 + j3,02$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
6	Рахни тяга	0,86	$16,4 + j9,73$	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
7	Суворівка	0,89	$3,2 + j1,64$	ТМН-6300/110/10	1
8	Вапнярка тяга	0,87	$14,2 + j8,05$	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
9	Лукашівка	0,9	$3,0 + j1,45$	ТМН-6300/110/10	1
10	Тростянець	0,86	$5,0 + j2,97$	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Соколівка	0,88	$3,4 + j1,84$	ТМН-6300/110/10	1
12	Крижопіль	0,9	$10,6 + j5,13$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
13	Вапнярка	0,87	$3,3 + j1,87$	ТМН-6300/110/10	1

4. Вимоги до виконання МКР

- метод динамічного програмування;
- - метод поконтурної оптимізації

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання			Формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина			Аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі			розділ 2
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування			розділ 3
5	Дослідження обмежувачів перенапруг			розділ 4
6	Розробка заходів безпеки життєдіяльності та цивільного захисту			розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки та презентації			пояснювальна записка, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відзив наукового керівника, відзив опонента, протоколи складання державних екзаменів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.108 МВт / 1168.814 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 1140.026 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.143 МВт / 21.246 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.143 МВт / 21.246 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.553 МВт / 4.848 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.272 МВт / 2.693 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.825 МВт / 7.541 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.968 МВт / 28.787 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-19.334	-8.932	115.500	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	115.000	-0.21
101	101	0.000	0.000	115.085	-0.19
102	102	0.000	0.000	114.536	-0.41
104	104	0.000	0.000	114.137	-0.53
5	Тульчин	0.000	0.000	113.846	-0.59
3	Брацлав	0.000	0.000	114.072	-0.54
2	Немирів	0.000	0.000	114.267	-0.51
103	103	0.000	0.000	114.226	-0.52
6	Рахни тяга	0.000	0.000	110.702	-1.26
105	105	0.000	0.000	115.288	-0.07
4	Ферментний завод	0.000	0.000	115.252	-0.08
106	106	0.000	0.000	115.265	-0.07
200	Ладизинська ТЕС	-76.972	-41.395	115.500	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	111.867	-1.14
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	110.621	-1.53
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.803	-0.23
109	109	0.000	0.000	112.627	-0.92
10	Тростянець	0.000	0.000	112.584	-0.93
108	108	0.000	0.000	112.554	-0.94
11	Соколівка	0.000	0.000	111.073	-1.42
12	Крижопіль	0.000	0.000	110.438	-1.62
107	107	0.000	0.000	110.496	-1.58
13	Вапнярка	0.000	0.000	110.496	-1.58
1001010		2.370	1.220	10.732	-2.45
2001010		3.340	1.520	10.794	-1.82
201		0.000	0.000	112.932	-1.84
202		0.000	0.000	112.932	-1.84
2002035		0.000	0.000	37.808	-1.84
2002010		3.340	1.520	10.794	-1.82
3001010		2.700	1.300	10.618	-3.15

4001010	6.145	3.485	10.259	-1.54
4002010	6.145	3.485	10.259	-1.53
501	0.000	0.000	112.300	-1.89
5001035	0.000	0.000	37.575	-1.88
5001010	3.020	1.630	10.696	-2.16
502	0.000	0.000	111.957	-2.19
5002035	0.000	0.000	37.575	-1.88
5002010	3.020	1.630	10.696	-2.16
601	0.000	0.000	108.865	-2.70
6001010	8.840	5.245	10.305	-3.60
602	0.000	0.000	108.865	-2.70
6002010	8.840	5.245	10.305	-3.60
7001010	3.450	1.770	10.288	-4.64
801	0.000	0.000	109.111	-2.77
8001027	0.000	0.000	26.091	-2.77
8001010	7.655	4.340	10.347	-3.56
802	0.000	0.000	109.111	-2.77
8002027	0.000	0.000	26.091	-2.77
8002010	7.655	4.340	10.347	-3.56
9001010	3.230	1.560	10.628	-3.32
1001	0.000	0.000	110.252	-2.66
10001035	0.000	0.000	36.911	-2.66
10001010	2.695	1.600	10.415	-3.69
1002	0.000	0.000	110.252	-2.66
10002035	0.000	0.000	36.911	-2.66
10002010	2.695	1.600	10.415	-3.69
11001010	3.670	1.980	10.159	-5.21
1201	0.000	0.000	108.056	-3.78
12001035	0.000	0.000	36.178	-3.78
12001010	5.715	2.765	10.200	-5.13
1202	0.000	0.000	108.066	-3.78
12002035	0.000	0.000	36.178	-3.78
12002010	5.715	2.765	10.201	-5.13
13001010	3.560	2.020	10.096	-5.29
2001035	0.000	0.000	37.808	-1.84
6001027	0.000	0.000	26.032	-2.70
6002027	0.000	0.000	26.032	-2.70

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	9.754	4.201	9.733	4.154	0.021	0.047	0.053	0.416
101	102	7.343	3.725	7.323	3.679	0.021	0.046	0.041	0.551
102	104	7.323	4.374	7.306	4.344	0.016	0.030	0.043	0.401
104	5	4.585	3.501	4.577	3.487	0.008	0.014	0.029	0.292
5	103	-2.769	-2.419	-2.776	-2.431	0.006	0.011	-0.019	-0.381
103	2	-2.776	-1.846	-2.776	-1.848	0.001	0.001	-0.017	-0.041
2	100	-9.519	-4.596	-9.580	-4.732	0.061	0.135	-0.053	-1.238
2	201	3.344	1.615	3.341	1.519	0.003	0.096	0.019	1.389
201	2001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	202	3.344	1.615	3.341	1.519	0.003	0.096	0.019	1.389
202	2002010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.019	0.07

2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.019	0.079
6	601	8.849	5.753	8.842	5.437	0.007	0.315	0.055	1.931
601	6001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.849	5.753	8.842	5.437	0.007	0.315	0.055	1.931
602	6002010	8.842	5.437	8.834	5.242	0.007	0.195	0.055	1.220
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.842	5.437	8.834	5.242	0.007	0.195	0.055	1.220
5	105	-16.900	-7.925	-17.040	-8.181	0.140	0.255	-0.094	-1.448
105	200	-25.945	-13.455	-25.976	-13.511	0.031	0.057	-0.146	-0.212
105	4	8.904	5.781	8.902	5.778	0.002	0.003	0.053	0.036
4	106	-3.465	-2.067	-3.466	-2.067	0.000	0.000	-0.020	-0.014
106	200	-27.837	-15.373	-27.874	-15.441	0.037	0.067	-0.159	-0.235
106	7	24.372	14.044	23.903	13.187	0.467	0.854	0.141	3.421
7	8	20.426	11.977	20.278	11.707	0.147	0.269	0.122	1.263
8	107	4.877	2.191	4.873	2.184	0.004	0.007	0.028	0.127
107	12	1.284	0.202	1.283	0.201	0.001	0.001	0.007	0.060
12	11	-10.221	-5.951	-10.259	-6.021	0.038	0.069	-0.062	-0.645
11	108	-13.960	-7.665	-14.081	-7.885	0.120	0.220	-0.083	-1.500
108	10	-14.081	-7.393	-14.083	-7.397	0.003	0.004	-0.081	-0.030
10	109	-19.527	-11.180	-19.533	-11.187	0.005	0.008	-0.115	-0.043
109	9	-19.533	-10.661	-19.777	-11.108	0.243	0.445	-0.114	-2.190
9	200	-23.031	-12.277	-23.122	-12.443	0.090	0.165	-0.131	-0.698
10	1001	2.702	1.785	2.698	1.667	0.004	0.117	0.017	2.437
1001	10001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1002	2.702	1.785	2.698	1.667	0.004	0.117	0.017	2.437
1002	10002010	2.698	1.667	2.693	1.599	0.004	0.068	0.017	1.469
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.698	1.667	2.693	1.599	0.004	0.068	0.017	1.469
12	1201	3.230	1.789	3.224	1.630	0.006	0.158	0.019	2.573
1201	12001035	-0.159	-0.037	-0.159	-0.037	0.000	0.000	-0.001	-0.008
12001035	12002035	-0.159	-0.037	-0.159	-0.037	0.000	0.000	-0.003	-0.000
1202	12002035	0.159	0.037	0.159	0.037	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.226	4.647	8.216	4.241	0.011	0.405	0.049	2.563
1202	12002010	8.056	4.204	8.046	3.961	0.010	0.242	0.048	1.611
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.148	0.000
1201	12001010	3.384	1.667	3.377	1.566	0.006	0.100	0.020	1.604
8	802	7.661	4.709	7.656	4.479	0.005	0.229	0.047	1.599
802	8002010	7.656	4.479	7.650	4.337	0.005	0.142	0.047	1.011
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.656	4.479	7.650	4.337	0.005	0.142	0.047	1.011
8	801	7.661	4.709	7.656	4.479	0.005	0.229	0.047	1.599
801	8001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.196	5.788	6.182	5.488	0.014	0.300	0.042	2.932
4001010	4002010	0.041	2.005	0.041	2.005	0.000	0.000	-0.113	-0.000
4	4002010	6.108	1.645	6.100	1.478	0.008	0.167	0.032	0.932
5	501	2.075	1.183	2.073	1.120	0.002	0.062	0.012	1.601
501	5001035	1.318	0.524	1.317	0.524	0.001	0.000	0.007	0.061
5001035	5002035	1.317	0.524	1.317	0.524	0.000	0.000	0.022	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.524	0.000	0.009	-0.007	-0.303

5	502	3.977	2.300	3.973	2.152	0.004	0.148	0.023	1.965
502	5002010	5.290	2.667	5.282	2.667	0.008	0.000	0.030	0.126
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.134	0.000
501	5001010	0.754	0.597	0.754	0.591	0.000	0.006	0.005	0.492
1	1001010	2.377	1.344	2.369	1.219	0.008	0.124	0.014	2.896
107	13	3.590	2.413	3.590	2.413	0.000	0.000	0.023	0.000
13	13001010	3.580	2.350	3.558	2.019	0.022	0.330	0.022	5.352
9	9001010	3.243	1.789	3.228	1.559	0.015	0.229	0.019	3.874
7	7001010	3.467	2.055	3.448	1.769	0.019	0.285	0.021	4.636
11	11001010	3.690	2.318	3.668	1.979	0.022	0.338	0.023	5.263
5	6	18.146	11.907	17.778	11.374	0.367	0.532	0.110	3.165
101	1	2.389	1.282	2.388	1.280	0.001	0.002	0.014	0.085
104	3	2.721	1.441	2.720	1.440	0.001	0.001	0.016	0.066
3	3001010	2.709	1.460	2.698	1.299	0.011	0.160	0.016	3.218

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.946 МВт / 1070.800 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.847 МВт / 18.312 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.847 МВт / 18.312 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.599 МВт / 5.250 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.360 МВт / 3.571 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.960 МВт / 8.821 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.806 МВт / 27.134 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-17.929	-7.113	115.500	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	115.084	-0.20
101	101	0.000	0.000	115.169	-0.18
102	102	0.000	0.000	114.756	-0.38
104	104	0.000	0.000	114.443	-0.49
5	Тульчин	0.000	0.000	114.023	-0.57
3	Брацлав	0.000	0.000	114.470	-0.51
2	Немирів	0.000	0.000	114.364	-0.50
103	103	0.000	0.000	114.332	-0.51
6	Рахни тяга	0.000	0.000	110.884	-1.23
105	105	0.000	0.000	115.298	-0.07
4	Ферментний завод	0.000	0.000	115.259	-0.08
106	106	0.000	0.000	115.271	-0.07
200	Ладизинська ТЕС	-91.959	-50.782	115.500	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	111.871	-1.14
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	110.625	-1.53
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.803	-0.23
109	109	0.000	0.000	112.628	-0.92
10	Тростянець	0.000	0.000	112.586	-0.93
108	108	0.000	0.000	112.556	-0.94
11	Соколівка	0.000	0.000	111.076	-1.42
12	Крижопіль	0.000	0.000	110.441	-1.62
107	107	0.000	0.000	110.500	-1.58
13	Вапнярка	0.000	0.000	110.499	-1.58
1001010		2.370	1.220	10.741	-2.43
2001010		3.340	1.520	10.803	-1.81
201		0.000	0.000	113.030	-1.83
202		0.000	0.000	113.030	-1.83
2002035		0.000	0.000	37.841	-1.83
2002010		3.340	1.520	10.803	-1.81
3001010		2.700	1.300	10.658	-3.10

4001010	6.145	3.485	10.260	-1.53
4002010	6.145	3.485	10.260	-1.53
501	0.000	0.000	112.479	-1.86
5001035	0.000	0.000	37.635	-1.85
5001010	3.020	1.630	10.713	-2.13
502	0.000	0.000	112.136	-2.17
5002035	0.000	0.000	37.635	-1.85
5002010	3.020	1.630	10.713	-2.13
601	0.000	0.000	109.050	-2.67
6001010	8.840	5.245	10.323	-3.57
602	0.000	0.000	109.050	-2.67
6002010	8.840	5.245	10.323	-3.57
7001010	3.450	1.770	10.288	-4.64
801	0.000	0.000	109.115	-2.77
8001027	0.000	0.000	26.091	-2.77
8001010	7.655	4.340	10.348	-3.55
802	0.000	0.000	109.115	-2.77
8002027	0.000	0.000	26.091	-2.77
8002010	7.655	4.340	10.348	-3.55
9001010	3.230	1.560	10.628	-3.32
1001	0.000	0.000	110.253	-2.66
0001035	0.000	0.000	36.911	-2.66
0001010	2.695	1.600	10.415	-3.69
1002	0.000	0.000	110.253	-2.66
0002035	0.000	0.000	36.911	-2.66
0002010	2.695	1.600	10.415	-3.69
1001010	3.670	1.980	10.159	-5.21
1201	0.000	0.000	108.059	-3.78
2001035	0.000	0.000	36.179	-3.78
2001010	5.715	2.765	10.201	-5.13
1202	0.000	0.000	108.069	-3.78
2002035	0.000	0.000	36.179	-3.78
2002010	5.715	2.765	10.201	-5.13
3001010	3.560	2.020	10.096	-5.29
2001035	0.000	0.000	37.841	-1.83
6001027	0.000	0.000	26.076	-2.67
6002027	0.000	0.000	26.076	-2.67

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.761	2.905	8.745	2.870	0.016	0.036	0.046	0.331
101	102	6.356	2.443	6.342	2.411	0.014	0.031	0.034	0.415
102	104	6.342	3.109	6.331	3.089	0.011	0.021	0.035	0.314
104	5	6.162	5.329	6.146	5.301	0.015	0.028	0.041	0.422
5	103	-2.365	-1.916	-2.369	-1.924	0.004	0.008	-0.015	-0.311
103	2	-2.369	-1.339	-2.370	-1.340	0.000	0.001	-0.014	-0.032
2	100	-9.113	-4.087	-9.167	-4.208	0.054	0.120	-0.050	-1.140
2	201	3.344	1.615	3.341	1.519	0.003	0.096	0.019	1.387
201	2001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.344	1.615	3.341	1.519	0.003	0.096	0.019	1.387
202	2002010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.019	0.079
2002010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.019	0.079
6	601	8.849	5.751	8.842	5.437	0.007	0.313	0.055	1.926
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.849	5.751	8.842	5.437	0.007	0.313	0.055	1.926
602	6002010	8.842	5.437	8.834	5.242	0.007	0.194	0.055	1.217
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.842	5.437	8.834	5.242	0.007	0.194	0.055	1.217
5	105	-15.734	-6.602	-15.851	-6.816	0.116	0.213	-0.086	-1.281
105	200	-25.208	-12.553	-25.237	-12.606	0.029	0.053	-0.141	-0.202
105	4	9.357	6.245	9.355	6.242	0.003	0.003	0.056	0.039
4	106	-3.013	-1.603	-3.013	-1.603	0.000	0.000	-0.017	-0.011
106	200	-27.392	-14.916	-27.427	-14.981	0.035	0.064	-0.156	-0.229
106	7	24.379	14.050	23.910	13.193	0.467	0.854	0.141	3.422
7	8	20.432	11.983	20.284	11.713	0.147	0.269	0.122	1.263
8	107	4.883	2.197	4.880	2.190	0.004	0.007	0.028	0.128
107	12	1.290	0.209	1.289	0.208	0.001	0.001	0.007	0.061
12	11	-10.215	-5.945	-10.253	-6.014	0.038	0.069	-0.062	-0.644
11	108	-13.954	-7.658	-14.074	-7.879	0.120	0.219	-0.083	-1.499
108	10	-14.074	-7.386	-14.077	-7.390	0.003	0.004	-0.081	-0.030
10	109	-19.521	-11.173	-19.526	-11.181	0.005	0.008	-0.115	-0.043
109	9	-19.526	-10.655	-19.770	-11.101	0.243	0.444	-0.114	-2.189
9	200	-23.024	-12.270	-23.115	-12.436	0.090	0.165	-0.131	-0.697
10	1001	2.702	1.785	2.698	1.667	0.004	0.117	0.017	2.436
1001	10001035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.702	1.785	2.698	1.667	0.004	0.117	0.017	2.436
1002	10002010	2.698	1.667	2.693	1.599	0.004	0.068	0.017	1.469
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.698	1.667	2.693	1.599	0.004	0.068	0.017	1.469
12	1201	3.230	1.789	3.224	1.630	0.006	0.158	0.019	2.573
1201	12001035	-0.159	-0.037	-0.159	-0.037	0.000	0.000	-0.001	-0.008
12001035	12002035	-0.159	-0.037	-0.159	-0.037	0.000	0.000	-0.003	-0.000
1202	12002035	0.159	0.037	0.159	0.037	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.226	4.647	8.216	4.241	0.011	0.405	0.049	2.563
1202	12002010	8.056	4.204	8.046	3.961	0.010	0.242	0.048	1.611
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.148	0.000
1201	12001010	3.384	1.667	3.377	1.566	0.006	0.100	0.020	1.603
8	802	7.661	4.709	7.656	4.479	0.005	0.229	0.047	1.599
802	8002010	7.656	4.479	7.650	4.337	0.005	0.142	0.047	1.011
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.656	4.479	7.650	4.337	0.005	0.142	0.047	1.011
8	801	7.661	4.709	7.656	4.479	0.005	0.229	0.047	1.599
801	8001027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8001027	8002027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	4001010	6.196	5.789	6.182	5.488	0.014	0.300	0.042	2.932
4001010	4002010	0.041	2.005	0.041	2.005	0.000	0.000	-0.113	-0.000
4	4002010	6.108	1.645	6.100	1.478	0.008	0.167	0.032	0.932
5	501	2.075	1.183	2.073	1.120	0.002	0.062	0.012	1.597
501	5001035	1.318	0.524	1.317	0.524	0.001	0.000	0.007	0.061
5001035	5002035	1.317	0.524	1.317	0.524	0.000	0.000	0.022	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.524	0.000	0.009	-0.007	-0.302
5	502	3.977	2.300	3.973	2.152	0.004	0.147	0.023	1.961

502	5002010	5.290	2.667	5.282	2.667	0.008	0.000	0.030	0.126
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.134	0.000
501	5001010	0.754	0.597	0.754	0.591	0.000	0.006	0.005	0.491
104	3	0.169	-1.639	0.169	-1.640	0.000	0.000	0.008	-0.026
3	5031	-6.350	-4.157	-6.355	-4.170	0.004	0.013	-0.038	-0.162
5031	5021	-14.49	-2.134	-14.513	-2.199	0.023	0.065	-0.074	-0.257
5021	5011	-2.593	-2.722	-2.595	-2.727	0.002	0.005	-0.019	-0.141
5011	200	-16.14	-10.665	-16.180	-10.75	0.033	0.094	-0.097	-0.475
5011	5011001	6.756	4.045	6.736	3.638	0.021	0.405	0.039	3.327
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.756	4.045	6.736	3.638	0.021	0.405	0.039	3.327
5021	5021001	-5.975	0.377	-5.996	0.000	0.021	0.376	-0.030	0.031
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.975	0.377	-5.996	0.000	0.021	0.376	-0.030	0.031
5031	5031001	4.053	-0.941	4.042	-1.124	0.010	0.182	0.021	-0.831
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.053	-0.941	4.042	-1.124	0.010	0.182	0.021	-0.831
5041	5041001	1.888	0.644	1.884	0.577	0.004	0.067	0.010	1.516
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.644	1.884	0.577	0.004	0.067	0.010	1.516
1	1001010	2.377	1.343	2.369	1.219	0.008	0.124	0.014	2.892
3	3001010	2.709	1.459	2.698	1.299	0.011	0.159	0.015	3.202
107	13	3.590	2.413	3.590	2.413	0.000	0.000	0.023	0.000
13	13001010	3.580	2.350	3.558	2.019	0.022	0.330	0.022	5.352
9	9001010	3.243	1.789	3.228	1.559	0.015	0.229	0.019	3.874
7	7001010	3.467	2.055	3.448	1.769	0.019	0.285	0.021	4.636
3	5041	3.799	1.325	3.798	1.323	0.001	0.002	0.020	0.047
11	11001010	3.690	2.318	3.668	1.979	0.022	0.338	0.023	5.263
5	6	18.145	11.901	17.778	11.370	0.366	0.530	0.110	3.159
101	1	2.389	1.282	2.388	1.280	0.001	0.002	0.014	0.085

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 122.160 МВт / 1072.985 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.078 МВт / 20.604 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.078 МВт / 20.604 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.541 МВт / 4.736 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.401 МВт / 3.979 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.942 МВт / 8.715 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.020 МВт / 29.319 млн.кВт*г (2.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-17.953	-7.544	110.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	109.550	-0.21
101	101	0.000	0.000	109.640	-0.20
102	102	0.000	0.000	109.193	-0.42
104	104	0.000	0.000	108.860	-0.54
5	Тульчин	0.000	0.000	108.416	-0.63
3	Брацлав	0.000	0.000	108.889	-0.56
2	Немирів	0.000	0.000	108.781	-0.54
103	103	0.000	0.000	108.746	-0.56
6	Рахни тяга	0.000	0.000	105.084	-1.35
105	105	0.000	0.000	109.784	-0.08
4	Ферментний завод	0.000	0.000	109.743	-0.08
106	106	0.000	0.000	109.755	-0.08
200	Ладизинська ТЕС	-92.150	-52.601	110.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	106.117	-1.25
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	104.788	-1.68
9	Лукашівка	0.000	0.000	109.253	-0.25
109	109	0.000	0.000	106.922	-1.01
10	Тростянець	0.000	0.000	106.876	-1.02
108	108	0.000	0.000	106.844	-1.03
11	Соколівка	0.000	0.000	105.261	-1.55
12	Крижопіль	0.000	0.000	104.586	-1.77
107	107	0.000	0.000	104.652	-1.73
13	Вапнярка	0.000	0.000	104.652	-1.73
1001010		2.370	1.220	10.196	-2.69
2001010		3.340	1.520	10.262	-1.99
201		0.000	0.000	107.373	-2.02
202		0.000	0.000	107.373	-2.02
2002035		0.000	0.000	35.947	-2.02
2002010		3.340	1.520	10.262	-1.99
3001010		2.700	1.300	10.107	-3.43
4001010		6.145	3.485	9.752	-1.69
4002010		6.145	3.485	9.752	-1.69

501	0.000	0.000	106.785	-2.06
5001035	0.000	0.000	35.728	-2.04
5001010	3.020	1.630	10.166	-2.36
502	0.000	0.000	106.423	-2.39
5002035	0.000	0.000	35.728	-2.04
5002010	3.020	1.630	10.166	-2.36
601	0.000	0.000	103.133	-2.95
6001010	8.840	5.245	9.750	-3.96
602	0.000	0.000	103.133	-2.95
6002010	8.840	5.245	9.750	-3.96
7001010	3.450	1.770	9.711	-5.16
801	0.000	0.000	103.182	-3.07
8001027	0.000	0.000	24.673	-3.07
8001010	7.655	4.340	9.775	-3.94
802	0.000	0.000	103.182	-3.07
8002027	0.000	0.000	24.673	-3.07
8002010	7.655	4.340	9.775	-3.94
9001010	3.230	1.560	10.076	-3.68
1001	0.000	0.000	104.395	-2.94
10001035	0.000	0.000	34.950	-2.94
10001010	2.695	1.600	9.847	-4.09
1002	0.000	0.000	104.395	-2.94
10002035	0.000	0.000	34.950	-2.94
10002010	2.695	1.600	9.847	-4.09
11001010	3.670	1.980	9.572	-5.80
1201	0.000	0.000	102.036	-4.19
12001035	0.000	0.000	34.163	-4.19
12001010	5.715	2.765	9.616	-5.70
1202	0.000	0.000	102.047	-4.19
12002035	0.000	0.000	34.163	-4.19
12002010	5.715	2.765	9.616	-5.70
13001010	3.560	2.020	9.505	-5.89
2001035	0.000	0.000	35.947	-2.02
6001027	0.000	0.000	24.661	-2.95
6002027	0.000	0.000	24.661	-2.95
5011	0.000	0.000	109.491	-0.19
5021	0.000	0.000	109.333	-0.23
5031	0.000	0.000	109.061	-0.49
5041	0.000	0.000	108.840	-0.59
5011001	6.740	3.640	9.999	-3.00
5011002	6.740	3.640	9.999	-3.00
5021001	-6.000	0.000	10.022	3.77
5021002	-6.000	0.000	10.022	3.77
5031001	4.045	-1.125	10.076	-3.21
5031002	4.045	-1.125	10.076	-3.21
5041001	1.885	0.577	9.419	-2.58
5041002	1.885	0.577	9.419	-2.58

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.775	3.156	8.757	3.116	0.018	0.040	0.049	0.361
101	102	6.368	2.589	6.352	2.553	0.016	0.035	0.036	0.449
102	104	6.352	3.185	6.339	3.162	0.013	0.023	0.038	0.334
104	5	6.165	5.379	6.147	5.348	0.017	0.031	0.043	0.446

5	103	-2.372	-1.959	-2.377	-1.968	0.005	0.009	-0.016	-0.331
103	2	-2.377	-1.438	-2.377	-1.439	0.000	0.001	-0.015	-0.035
2	100	-9.117	-4.253	-9.178	-4.388	0.061	0.135	-0.053	-1.224
2	201	3.344	1.625	3.341	1.519	0.003	0.106	0.020	1.469
201	2001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.344	1.625	3.341	1.519	0.003	0.106	0.020	1.469
202	2002010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.020	0.083
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.020	0.083
6	601	8.851	5.813	8.843	5.460	0.008	0.351	0.058	2.059
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.851	5.813	8.843	5.460	0.008	0.351	0.058	2.059
602	6002010	8.843	5.460	8.834	5.242	0.008	0.217	0.058	1.300
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.843	5.460	8.834	5.242	0.008	0.217	0.058	1.300
5	105	-15.763	-6.889	-15.89	-7.129	0.131	0.239	-0.091	-1.375
105	200	-25.266	-12.98	-25.298	-13.044	0.032	0.059	-0.149	-0.216
105	4	9.371	6.316	9.368	6.313	0.003	0.003	0.059	0.041
4	106	-2.995	-1.536	-2.995	-1.537	0.000	0.000	-0.018	-0.012
106	200	-27.450	-15.40	-27.490	-15.478	0.040	0.072	-0.165	-0.245
106	7	24.455	14.537	23.926	13.570	0.527	0.963	0.149	3.663
7	8	20.448	12.241	20.281	11.936	0.166	0.303	0.129	1.348
8	107	4.886	2.341	4.881	2.333	0.004	0.008	0.030	0.139
107	12	1.290	0.271	1.289	0.270	0.001	0.001	0.007	0.068
12	11	-10.215	-6.026	-10.257	-6.104	0.043	0.078	-0.065	-0.686
11	108	-13.960	-7.860	-14.095	-8.108	0.135	0.247	-0.088	-1.605
108	10	-14.095	-7.664	-14.098	-7.668	0.003	0.004	-0.087	-0.032
10	109	-19.540	-11.47	-19.547	-11.483	0.006	0.009	-0.122	-0.046
109	9	-19.547	-11.00	-19.822	-11.513	0.274	0.502	-0.121	-2.346
9	200	-23.077	-12.76	-23.179	-12.953	0.102	0.186	-0.139	-0.748
10	1001	2.703	1.807	2.698	1.676	0.005	0.131	0.018	2.601
1001	10001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.703	1.807	2.698	1.676	0.005	0.131	0.018	2.601
1002	10002010	2.698	1.676	2.693	1.599	0.005	0.076	0.018	1.568
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.698	1.676	2.693	1.599	0.005	0.076	0.018	1.568
12	1201	3.232	1.821	3.225	1.642	0.007	0.178	0.020	2.772
1201	12001035	-0.160	-0.037	-0.160	-0.037	0.000	0.000	-0.001	-0.008
12001035	12002035	-0.160	-0.037	-0.160	-0.037	0.000	0.000	-0.003	-0.000
1202	12002035	0.160	0.037	0.160	0.037	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.229	4.729	8.217	4.272	0.012	0.456	0.052	2.762
1202	12002010	8.057	4.234	8.046	3.961	0.012	0.273	0.051	1.735
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.157	0.000
1201	12001010	3.384	1.679	3.377	1.566	0.007	0.113	0.021	1.727
8	802	7.662	4.754	7.656	4.497	0.006	0.256	0.050	1.709
802	8002010	7.656	4.497	7.650	4.337	0.006	0.159	0.050	1.080
201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.020	0.083
6	601	8.851	5.813	8.843	5.460	0.008	0.351	0.058	2.059
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.851	5.813	8.843	5.460	0.008	0.351	0.058	2.059
602	6002010	8.843	5.460	8.834	5.242	0.008	0.217	0.058	1.300
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.843	5.460	8.834	5.242	0.008	0.217	0.058	1.300
5	105	-15.763	-6.889	-15.894	-7.129	0.131	0.239	-0.091	-1.375
105	200	-25.266	-12.98	-25.298	-13.044	0.032	0.059	-0.149	-0.216
105	4	9.371	6.316	9.368	6.313	0.003	0.003	0.059	0.041
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.656	4.497	7.650	4.337	0.006	0.159	0.050	1.080
8	801	7.662	4.754	7.656	4.497	0.006	0.256	0.050	1.709
801	8001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.188	5.613	6.173	5.291	0.015	0.321	0.044	2.990
4001010	4002010	0.032	1.808	0.032	1.808	0.000	0.000	-0.107	-0.000
4	4002010	6.118	1.863	6.109	1.674	0.009	0.188	0.034	1.090
5	501	2.076	1.191	2.073	1.122	0.003	0.069	0.013	1.694
501	5001035	1.319	0.525	1.318	0.525	0.001	0.000	0.008	0.064
5001035	5002035	1.318	0.525	1.318	0.525	0.000	0.000	0.023	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.318	-0.525	0.000	0.009	-0.008	-0.321
5	502	3.978	2.316	3.974	2.152	0.005	0.163	0.024	2.079
502	5002010	5.291	2.667	5.282	2.667	0.008	0.000	0.032	0.132
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.141	0.000
501	5001010	0.754	0.597	0.754	0.591	0.000	0.007	0.005	0.520
104	3	0.175	-1.673	0.174	-1.673	0.000	0.000	0.009	-0.028
3	5031	-6.344	-4.245	-6.349	-4.259	0.005	0.014	-0.040	-0.173
5031	5021	-14.484	-2.276	-14.509	-2.348	0.025	0.072	-0.077	-0.275
5021	5011	-2.590	-2.971	-2.592	-2.977	0.002	0.006	-0.021	-0.158
5011	200	-16.145	-11.020	-16.183	-11.126	0.037	0.105	-0.103	-0.510
5011	5011001	6.759	4.090	6.736	3.638	0.023	0.450	0.042	3.533
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.759	4.090	6.736	3.638	0.023	0.450	0.042	3.533
5021	5021001	-5.973	0.417	-5.996	-0.000	0.023	0.415	-0.032	0.080
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.973	0.417	-5.996	-0.000	0.023	0.415	-0.032	0.080
5031	5031001	4.054	-0.922	4.042	-1.124	0.011	0.201	0.022	-0.845
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.054	-0.922	4.042	-1.124	0.011	0.201	0.022	-0.845
5041	5041001	1.889	0.651	1.884	0.577	0.005	0.074	0.011	1.612
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.889	0.651	1.884	0.577	0.005	0.074	0.011	1.612
1	1001010	2.378	1.357	2.369	1.219	0.009	0.137	0.014	3.068
3	3001010	2.710	1.476	2.698	1.299	0.012	0.176	0.016	3.407
107	13	3.592	2.449	3.592	2.449	0.000	0.000	0.024	0.000
13	13001010	3.583	2.392	3.558	2.019	0.025	0.372	0.024	5.760
9	9001010	3.245	1.814	3.228	1.559	0.017	0.254	0.020	4.126
7	7001010	3.469	2.090	3.448	1.769	0.021	0.320	0.022	4.974
3	5041	3.798	1.337	3.797	1.334	0.001	0.003	0.021	0.050

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.780 МВт / 1069.075 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.661 МВт / 5.789 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.325 МВт / 3.226 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.016 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.640 МВт / 25.409 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-17.911	-6.695	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.615	-0.18
101	101	0.000	0.000	120.696	-0.17
102	102	0.000	0.000	120.312	-0.35
104	104	0.000	0.000	120.017	-0.45
5	Тульчин	0.000	0.000	119.618	-0.53
3	Брацлав	0.000	0.000	120.042	-0.47
2	Немирів	0.000	0.000	119.938	-0.46
103	103	0.000	0.000	119.909	-0.47
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.649	-1.13
105	105	0.000	0.000	120.810	-0.06
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.774	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.785	-0.07
200	Ладизинська ТЕС	-91.809	-49.104	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.595	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.421	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.311	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.270	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.243	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.853	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.254	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.305	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.305	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.283	-2.21
2001010		3.340	1.520	11.343	-1.65
201		0.000	0.000	118.671	-1.66
202		0.000	0.000	118.671	-1.66
2002035		0.000	0.000	39.729	-1.66
2002010		3.340	1.520	11.343	-1.65
3001010		2.700	1.300	11.206	-2.81
4001010		6.145	3.485	10.767	-1.40

4002010	6.145	3.485	10.767	-1.39
501	0.000	0.000	118.153	-1.70
5001035	0.000	0.000	39.536	-1.69
5001010	3.020	1.630	11.258	-1.94
502	0.000	0.000	117.827	-1.97
5002035	0.000	0.000	39.536	-1.69
5002010	3.020	1.630	11.258	-1.94
601	0.000	0.000	114.918	-2.42
6001010	8.840	5.245	10.890	-3.24
602	0.000	0.000	114.918	-2.42
6002010	8.840	5.245	10.890	-3.24
7001010	3.450	1.770	10.859	-4.20
801	0.000	0.000	114.995	-2.52
8001027	0.000	0.000	27.498	-2.52
8001010	7.655	4.340	10.915	-3.23
802	0.000	0.000	114.995	-2.52
8002027	0.000	0.000	27.498	-2.52
8002010	7.655	4.340	10.915	-3.23
9001010	3.230	1.560	11.177	-3.02
1001	0.000	0.000	116.068	-2.42
10001035	0.000	0.000	38.858	-2.42
10001010	2.695	1.600	10.978	-3.34
1002	0.000	0.000	116.068	-2.42
10002035	0.000	0.000	38.858	-2.42
10002010	2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010	3.670	1.980	10.739	-4.71
1201	0.000	0.000	114.016	-3.43
12001035	0.000	0.000	38.173	-3.43
12001010	5.715	2.765	10.778	-4.64
1202	0.000	0.000	114.025	-3.43
12002035	0.000	0.000	38.173	-3.43
12002010	5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010	3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035	0.000	0.000	39.729	-1.66
6001027	0.000	0.000	27.479	-2.42
6002027	0.000	0.000	27.479	-2.42
5011	0.000	0.000	120.557	-0.16
5021	0.000	0.000	120.431	-0.19
5031	0.000	0.000	120.193	-0.41
5041	0.000	0.000	119.997	-0.49
5011001	6.740	3.640	11.240	-2.46
5011002	6.740	3.640	11.240	-2.46
5021001	-6.000	0.000	11.537	3.10
5021002	-6.000	0.000	11.537	3.10
5031001	4.045	-1.125	11.586	-2.66
5031002	4.045	-1.125	11.586	-2.66
5041001	1.885	0.577	11.348	-2.13
5041002	1.885	0.577	11.348	-2.13

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.751	2.661	8.737	2.629	0.014	0.032	0.044	0.305
101	102	6.347	2.304	6.335	2.276	0.013	0.028	0.032	0.386
102	104	6.335	3.043	6.324	3.024	0.010	0.019	0.034	0.296

104	5	6.161	5.286	6.147	5.261	0.014	0.025	0.039	0.400
5	103	-2.359	-1.881	-2.363	-1.888	0.004	0.007	-0.015	-0.292
103	2	-2.363	-1.244	-2.364	-1.244	0.000	0.001	-0.013	-0.029
2	100	-9.112	-3.926	-9.160	-4.034	0.049	0.108	-0.048	-1.066
2	201	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
201	2001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
202	2002010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
602	6002010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
5	105	-15.710	-6.329	-15.815	-6.520	0.104	0.190	-0.082	-1.198
105	200	-25.162	-12.152	-25.188	-12.199	0.026	0.047	-0.133	-0.190
105	4	9.347	6.189	9.345	6.186	0.002	0.003	0.053	0.037
4	106	-3.027	-1.663	-3.028	-1.663	0.000	0.000	-0.016	-0.011
106	200	-27.345	-14.467	-27.376	-14.525	0.032	0.058	-0.148	-0.215
106	7	24.317	13.613	23.898	12.847	0.417	0.763	0.133	3.209
7	8	20.422	11.756	20.289	11.514	0.132	0.241	0.115	1.189
8	107	4.882	2.062	4.879	2.056	0.003	0.006	0.026	0.118
107	12	1.290	0.150	1.290	0.149	0.000	0.001	0.006	0.054
12	11	-10.216	-5.878	-10.251	-5.940	0.034	0.062	-0.058	-0.608
11	108	-13.950	-7.477	-14.057	-7.674	0.107	0.196	-0.078	-1.407
108	10	-14.057	-7.130	-14.060	-7.134	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.506	-10.901	-19.511	-10.908	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.511	-10.328	-19.729	-10.726	0.217	0.397	-0.108	-2.050
9	200	-22.982	-11.812	-23.063	-11.960	0.081	0.147	-0.124	-0.652
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1001	10001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503

801	8001027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.884
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.271	0.007	0.149	0.030	0.785
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.056	0.011	1.512
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.286
5	502	3.976	2.286	3.972	2.152	0.004	0.133	0.022	1.856
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.466
104	3	0.163	-1.600	0.163	-1.601	0.000	0.000	0.008	-0.025
3	5031	-6.357	-4.067	-6.361	-4.078	0.004	0.011	-0.036	-0.153
5031	5021	-14.498	-1.995	-14.519	-2.055	0.021	0.059	-0.070	-0.240
5021	5011	-2.598	-2.486	-2.599	-2.490	0.001	0.004	-0.017	-0.126
5011	200	-16.151	-10.337	-16.181	-10.421	0.030	0.084	-0.092	-0.444
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5021	5021001	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5031	5031001	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5041	5041001	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.737
3	3001010	2.708	1.443	2.698	1.299	0.010	0.144	0.015	3.022
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.003
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.345
3	5041	3.800	1.316	3.800	1.314	0.001	0.002	0.019	0.045
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922
5	6	18.113	11.730	17.783	11.252	0.329	0.476	0.104	2.986
101	1	2.389	1.263	2.388	1.262	0.001	0.001	0.013	0.081

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.780 МВт / 1069.075 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.661 МВт / 5.789 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.325 МВт / 3.226 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.016 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.640 МВт / 25.409 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-17.911	-6.695	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.615	-0.18
101	101	0.000	0.000	120.696	-0.17
102	102	0.000	0.000	120.312	-0.35
104	104	0.000	0.000	120.017	-0.45
5	Тульчин	0.000	0.000	119.618	-0.53
3	Брацлав	0.000	0.000	120.042	-0.47
2	Немирів	0.000	0.000	119.938	-0.46
103	103	0.000	0.000	119.909	-0.47
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.649	-1.13
105	105	0.000	0.000	120.810	-0.06
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.774	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.785	-0.07
200	Ладизинська ТЕС	-91.809	-49.104	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.595	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.421	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.311	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.270	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.243	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.853	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.254	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.305	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.305	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.283	-2.21
2001010		3.340	1.520	11.343	-1.65
201		0.000	0.000	118.671	-1.66
202		0.000	0.000	118.671	-1.66
2002035		0.000	0.000	39.729	-1.66
2002010		3.340	1.520	11.343	-1.65
3001010		2.700	1.300	11.206	-2.81
4001010		6.145	3.485	10.767	-1.40

4002010	6.145	3.485	10.767	-1.39
501	0.000	0.000	118.153	-1.70
5001035	0.000	0.000	39.536	-1.69
5001010	3.020	1.630	11.258	-1.94
502	0.000	0.000	117.827	-1.97
5002035	0.000	0.000	39.536	-1.69
5002010	3.020	1.630	11.258	-1.94
601	0.000	0.000	114.918	-2.42
6001010	8.840	5.245	10.890	-3.24
602	0.000	0.000	114.918	-2.42
6002010	8.840	5.245	10.890	-3.24
7001010	3.450	1.770	10.859	-4.20
801	0.000	0.000	114.995	-2.52
8001027	0.000	0.000	27.498	-2.52
8001010	7.655	4.340	10.915	-3.23
802	0.000	0.000	114.995	-2.52
8002027	0.000	0.000	27.498	-2.52
8002010	7.655	4.340	10.915	-3.23
9001010	3.230	1.560	11.177	-3.02
1001	0.000	0.000	116.068	-2.42
10001035	0.000	0.000	38.858	-2.42
10001010	2.695	1.600	10.978	-3.34
1002	0.000	0.000	116.068	-2.42
10002035	0.000	0.000	38.858	-2.42
10002010	2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010	3.670	1.980	10.739	-4.71
1201	0.000	0.000	114.016	-3.43
12001035	0.000	0.000	38.173	-3.43
12001010	5.715	2.765	10.778	-4.64
1202	0.000	0.000	114.025	-3.43
12002035	0.000	0.000	38.173	-3.43
12002010	5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010	3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035	0.000	0.000	39.729	-1.66
6001027	0.000	0.000	27.479	-2.42
6002027	0.000	0.000	27.479	-2.42
5011	0.000	0.000	120.557	-0.16
5021	0.000	0.000	120.431	-0.19
5031	0.000	0.000	120.193	-0.41
5041	0.000	0.000	119.997	-0.49
5011001	6.740	3.640	11.075	-2.46
5011002	6.740	3.640	11.075	-2.46
5021001	-6.000	0.000	11.040	3.10
5021002	-6.000	0.000	11.040	3.10
5031001	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5031002	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5041001	1.885	0.577	10.412	-2.13
5041002	1.885	0.577	10.412	-2.13

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
100	101	8.751	2.661	8.737	2.629	0.014	0.032	0.044	0.305
101	102	6.347	2.304	6.335	2.276	0.013	0.028	0.032	0.386
102	104	6.335	3.043	6.324	3.024	0.010	0.019	0.034	0.296

104	5	6.161	5.286	6.147	5.261	0.014	0.025	0.039	0.400
5	103	-2.359	-1.881	-2.363	-1.888	0.004	0.007	-0.015	-0.292
103	2	-2.363	-1.244	-2.364	-1.244	0.000	0.001	-0.013	-0.029
2	100	-9.112	-3.926	-9.160	-4.034	0.049	0.108	-0.048	-1.066
2	201	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
201	2001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
202	2002010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
601	6001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
602	6002010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
5	105	-15.710	-6.329	-15.815	-6.520	0.104	0.190	-0.082	-1.198
105	200	-25.162	-12.152	-25.188	-12.199	0.026	0.047	-0.133	-0.190
105	4	9.347	6.189	9.345	6.186	0.002	0.003	0.053	0.037
4	106	-3.027	-1.663	-3.028	-1.663	0.000	0.000	-0.016	-0.011
106	200	-27.345	-14.467	-27.376	-14.525	0.032	0.058	-0.148	-0.215
106	7	24.317	13.613	23.898	12.847	0.417	0.763	0.133	3.209
7	8	20.422	11.756	20.289	11.514	0.132	0.241	0.115	1.189
8	107	4.882	2.062	4.879	2.056	0.003	0.006	0.026	0.118
107	12	1.290	0.150	1.290	0.149	0.000	0.001	0.006	0.054
12	11	-10.216	-5.878	-10.251	-5.940	0.034	0.062	-0.058	-0.608
11	108	-13.950	-7.477	-14.057	-7.674	0.107	0.196	-0.078	-1.407
108	10	-14.057	-7.130	-14.060	-7.134	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.506	-10.901	-19.511	-10.908	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.511	-10.328	-19.729	-10.726	0.217	0.397	-0.108	-2.050
9	200	-22.982	-11.812	-23.063	-11.960	0.081	0.147	-0.124	-0.652
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1001	10001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8002010	8001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503

801	8001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.884
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.271	0.007	0.149	0.030	0.785
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.056	0.011	1.512
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.286
5	502	3.976	2.286	3.972	2.152	0.004	0.133	0.022	1.856
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.466
104	3	0.163	-1.600	0.163	-1.601	0.000	0.000	0.008	-0.025
3	5031	-6.357	-4.067	-6.361	-4.078	0.004	0.011	-0.036	-0.153
5031	5021	-14.498	-1.995	-14.519	-2.055	0.021	0.059	-0.070	-0.240
5021	5011	-2.598	-2.486	-2.599	-2.490	0.001	0.004	-0.017	-0.126
5011	200	-16.151	-10.337	-16.181	-10.421	0.030	0.084	-0.092	-0.444
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5021	5021001	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5031	5031001	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5041	5041001	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.737
3	3001010	2.708	1.443	2.698	1.299	0.010	0.144	0.015	3.022
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.003
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.345
3	5041	3.800	1.316	3.800	1.314	0.001	0.002	0.019	0.045
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922
5	6	18.113	11.730	17.783	11.252	0.329	0.476	0.104	2.986
101	1	2.389	1.263	2.388	1.262	0.001	0.001	0.013	0.081

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 125.569 МВт / 1099.982 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.988 МВт / 1075.079 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.718 МВт / 17.037 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.718 МВт / 17.037 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.593 МВт / 5.191 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.270 МВт / 2.674 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.862 МВт / 7.865 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.581 МВт / 24.902 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-21.460	-9.274	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.478	-0.22
101	101	0.000	0.000	120.559	-0.20
102	102	0.000	0.000	119.956	-0.45
104	104	0.000	0.000	119.517	-0.59
5	Тульчин	0.000	0.000	119.330	-0.60
3	Брацлав	0.000	0.000	119.381	-0.62
2	Немирів	0.000	0.000	119.782	-0.50
103	103	0.000	0.000	119.738	-0.52
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.353	-1.21
105	105	0.000	0.000	120.794	-0.07
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.761	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.776	-0.07
200	Ладизинська ТЕС	-92.109	-48.714	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.588	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.415	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.309	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.268	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.240	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.849	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.249	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.300	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.300	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.270	-2.26
2001010		3.340	1.520	11.328	-1.70
201		0.000	0.000	118.512	-1.71
202		0.000	0.000	118.512	-1.71
2002035		0.000	0.000	39.676	-1.71
2002010		3.340	1.520	11.328	-1.70
3001010		2.700	1.300	11.141	-3.00
4001010		6.145	3.485	10.766	-1.40
4002010		6.145	3.485	10.766	-1.40
501		0.000	0.000	117.861	-1.78

5001035	0.000	0.000	39.438	-1.77
5001010	3.020	1.630	11.230	-2.03
502	0.000	0.000	117.534	-2.06
5002035	0.000	0.000	39.438	-1.77
5002010	3.020	1.630	11.230	-2.03
601	0.000	0.000	114.617	-2.51
6001010	8.840	5.245	10.861	-3.33
602	0.000	0.000	114.617	-2.51
6002010	8.840	5.245	10.861	-3.33
7001010	3.450	1.770	10.859	-4.20
801	0.000	0.000	114.989	-2.52
8001027	0.000	0.000	27.496	-2.52
8001010	7.655	4.340	10.914	-3.23
802	0.000	0.000	114.989	-2.52
8002027	0.000	0.000	27.496	-2.52
8002010	7.655	4.340	10.914	-3.23
9001010	3.230	1.560	11.177	-3.02
1001	0.000	0.000	116.066	-2.42
10001035	0.000	0.000	38.857	-2.42
10001010	2.695	1.600	10.978	-3.34
1002	0.000	0.000	116.066	-2.42
10002035	0.000	0.000	38.857	-2.42
10002010	2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010	3.670	1.980	10.739	-4.71
1201	0.000	0.000	114.011	-3.43
12001035	0.000	0.000	38.172	-3.43
12001010	5.715	2.765	10.777	-4.64
1202	0.000	0.000	114.020	-3.43
12002035	0.000	0.000	38.172	-3.43
12002010	5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010	3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035	0.000	0.000	39.676	-1.71
6001027	0.000	0.000	27.407	-2.51
6002027	0.000	0.000	27.407	-2.51
5011	0.000	0.000	120.644	-0.14
5021	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	0.000	0.000	119.336	-0.65
5011001	6.740	3.640	11.084	-2.44
5011002	6.740	3.640	11.084	-2.44
5021001	-6.000	0.000	0.000	0.000
5021002	-6.000	0.000	0.000	0.000
5031001	4.045	-1.125	0.000	0.000
5031002	4.045	-1.125	0.000	0.000
5041001	1.885	0.577	10.353	-2.31
5041002	1.885	0.577	10.353	-2.31

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
100	101	11.268	4.499	11.242	4.443	0.025	0.056	0.058	0.442
101	102	8.853	4.115	8.826	4.056	0.026	0.059	0.047	0.606
102	104	8.826	4.819	8.805	4.781	0.021	0.038	0.048	0.441
104	5	2.280	2.799	2.277	2.794	0.003	0.005	0.017	0.188
5	103	-3.374	-2.582	-3.382	-2.596	0.008	0.014	-0.021	-0.410

103	2	-3.382	-1.954	-3.383	-1.955	0.001	0.002	-0.019	-0.044
2	100	-10.130	-4.639	-10.192	-4.775	0.061	0.136	-0.054	-1.223
2	201	3.343	1.606	3.341	1.519	0.003	0.087	0.018	1.318
201	2001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.341	1.519	0.003	0.087	0.018	1.318
202	2002010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.702	8.841	5.418	0.007	0.283	0.052	1.820
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.702	8.841	5.418	0.007	0.283	0.052	1.820
602	6002010	8.841	5.418	8.834	5.242	0.007	0.175	0.052	1.150
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.418	8.834	5.242	0.007	0.175	0.052	1.150
5	105	-18.567	-8.112	-18.718	-8.387	0.150	0.274	-0.098	-1.470
105	200	-26.990	-13.410	-27.020	-13.465	0.030	0.055	-0.144	-0.206
105	4	8.272	5.580	8.270	5.578	0.002	0.002	0.048	0.033
4	106	-4.102	-2.271	-4.102	-2.272	0.000	0.000	-0.022	-0.015
106	200	-28.404	-15.066	-28.438	-15.129	0.034	0.062	-0.153	-0.224
106	7	24.302	13.604	23.883	12.839	0.417	0.762	0.133	3.208
7	8	20.407	11.748	20.274	11.506	0.132	0.241	0.115	1.188
8	107	4.867	2.054	4.864	2.048	0.003	0.006	0.026	0.117
107	12	1.275	0.142	1.275	0.141	0.000	0.001	0.006	0.053
12	11	-10.231	-5.886	-10.265	-5.949	0.034	0.062	-0.059	-0.609
11	108	-13.965	-7.485	-14.072	-7.682	0.107	0.196	-0.078	-1.408
108	10	-14.072	-7.139	-14.075	-7.142	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.521	-10.910	-19.526	-10.917	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.526	-10.337	-19.744	-10.736	0.217	0.397	-0.108	-2.051
9	200	-22.998	-11.821	-23.079	-11.970	0.081	0.148	-0.124	-0.653
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1001	10001035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1002	10002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
801	8001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

802	8002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.885
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.272	0.007	0.149	0.030	0.786
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.057	0.012	1.519
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.287
5	502	3.976	2.287	3.972	2.152	0.004	0.134	0.022	1.865
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.468
5041	5041001	1.888	0.638	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.450
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.638	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.450
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.366	0.038	3.141
5011002	5011001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.366	0.038	3.141
5	6	18.115	11.738	17.783	11.258	0.330	0.479	0.104	2.996
101	1	2.389	1.264	2.388	1.262	0.001	0.002	0.013	0.081
104	3	6.526	2.638	6.520	2.631	0.006	0.007	0.034	0.137
3	3001010	2.708	1.445	2.698	1.299	0.010	0.145	0.015	3.055
3	5041	3.800	1.317	3.799	1.315	0.001	0.002	0.019	0.045
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.744
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.004
200	5011	13.572	8.151	13.552	8.094	0.020	0.057	0.075	0.356
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.346
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
801	8001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.885
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.272	0.007	0.149	0.030	0.786

2рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.799 МВт / 1069.265 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.673 МВт / 16.587 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.673 МВт / 16.587 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.660 МВт / 5.779 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.326 МВт / 3.233 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.012 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.659 МВт / 25.599 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-19.340	-8.305	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.541	-0.19
101	101	0.000	0.000	120.622	-0.18
102	102	0.000	0.000	120.119	-0.38
104	104	0.000	0.000	119.748	-0.49
5	Тульчин	0.000	0.000	119.463	-0.55
3	Брацлав	0.000	0.000	119.691	-0.51
2	Немирів	0.000	0.000	119.853	-0.47
103	103	0.000	0.000	119.816	-0.48
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.490	-1.15
105	105	0.000	0.000	120.802	-0.07
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.767	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.780	-0.07
200	Ладизинська ТЕС	-90.399	-48.040	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.591	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.418	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.310	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.269	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.241	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.851	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.251	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.302	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.302	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.276	-2.23
2001010		3.340	1.520	11.335	-1.66
201		0.000	0.000	118.585	-1.68
202		0.000	0.000	118.585	-1.68
2002035		0.000	0.000	39.700	-1.68
2002010		3.340	1.520	11.335	-1.66
3001010		2.700	1.300	11.171	-2.87
4001010		6.145	3.485	10.767	-1.40
4002010		6.145	3.485	10.767	-1.40
501		0.000	0.000	117.996	-1.72
5001035		0.000	0.000	39.483	-1.71
5001010		3.020	1.630	11.243	-1.97
502		0.000	0.000	117.669	-2.00
5002035		0.000	0.000	39.483	-1.71
5002010		3.020	1.630	11.243	-1.97
601		0.000	0.000	114.756	-2.45
6001010		8.840	5.245	10.874	-3.27
602		0.000	0.000	114.756	-2.45
6002010		8.840	5.245	10.874	-3.27
7001010		3.450	1.770	10.859	-4.20
801		0.000	0.000	114.992	-2.52
8001027		0.000	0.000	27.497	-2.52
8001010		7.655	4.340	10.914	-3.23
802		0.000	0.000	114.992	-2.52
8002027		0.000	0.000	27.497	-2.52
8002010		7.655	4.340	10.914	-3.23
9001010		3.230	1.560	11.177	-3.02
1001		0.000	0.000	116.067	-2.42
10001035		0.000	0.000	38.857	-2.42

10001010	2.695	1.600	10.978	-3.34
1002	0.000	0.000	116.067	-2.42
10002035	0.000	0.000	38.857	-2.42
10002010	2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010	3.670	1.980	10.739	-4.71
1201	0.000	0.000	114.013	-3.43
12001035	0.000	0.000	38.172	-3.43
12001010	5.715	2.765	10.778	-4.64
1202	0.000	0.000	114.023	-3.43
12002035	0.000	0.000	38.172	-3.43
12002010	5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010	3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035	0.000	0.000	39.700	-1.68
6001027	0.000	0.000	27.441	-2.45
6002027	0.000	0.000	27.441	-2.45
5011	0.000	0.000	120.644	-0.14
5021	0.000	0.000	119.873	-0.28
5031	0.000	0.000	119.755	-0.47
5041	0.000	0.000	119.646	-0.53
5011001	6.740	3.640	11.084	-2.44
5011002	6.740	3.640	11.084	-2.44
5021001	-6.000	0.000	10.989	3.04
5021002	-6.000	0.000	10.989	3.04
5031001	4.045	-1.125	11.048	-2.73
5031002	4.045	-1.125	11.048	-2.73
5041001	1.885	0.577	10.381	-2.18
5041002	1.885	0.577	10.381	-2.18

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	9.761	3.808	9.742	3.766	0.019	0.042	0.050	0.379
101	102	7.353	3.440	7.335	3.399	0.018	0.041	0.039	0.505
102	104	7.335	4.164	7.320	4.137	0.015	0.027	0.040	0.373
104	5	4.568	3.675	4.561	3.662	0.007	0.013	0.028	0.286
5	103	-2.770	-2.326	-2.776	-2.336	0.005	0.010	-0.017	-0.355
103	2	-2.776	-1.693	-2.776	-1.694	0.000	0.001	-0.016	-0.037
2	100	-9.524	-4.376	-9.579	-4.497	0.054	0.120	-0.050	-1.151
2	201	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.315
201	2001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.315
202	2002010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.701	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.815
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.701	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.815
602	6002010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.175	0.052	1.147
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.175	0.052	1.147
5	105	-16.887	-7.492	-17.012	-7.720	0.124	0.227	-0.089	-1.344

105	200	-25.906	-12.947	-25.934	-12.998	0.028	0.051	-0.138	-0.199
105	4	8.895	5.784	8.893	5.782	0.002	0.002	0.051	0.035
4	106	-3.479	-2.067	-3.479	-2.067	0.000	0.000	-0.019	-0.013
106	200	-27.790	-14.865	-27.823	-14.926	0.033	0.060	-0.150	-0.220
106	7	24.311	13.608	23.892	12.842	0.417	0.763	0.133	3.208
7	8	20.415	11.750	20.283	11.508	0.132	0.241	0.115	1.188
8	107	4.876	2.057	4.872	2.051	0.003	0.006	0.026	0.118
107	12	1.284	0.144	1.283	0.143	0.000	0.001	0.006	0.053
12	11	-10.223	-5.883	-10.257	-5.946	0.034	0.062	-0.058	-0.608
11	108	-13.956	-7.483	-14.064	-7.679	0.107	0.196	-0.078	-1.407
108	10	-14.064	-7.136	-14.066	-7.139	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.512	-10.907	-19.517	-10.914	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.517	-10.334	-19.735	-10.732	0.217	0.397	-0.108	-2.051
9	200	-22.989	-11.818	-23.070	-11.966	0.081	0.148	-0.124	-0.653
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1001	10001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
10002010	10001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
801	8001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.885
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.272	0.007	0.149	0.030	0.786
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.056	0.012	1.515
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.286
5	502	3.976	2.286	3.972	2.152	0.004	0.134	0.022	1.860
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.467
5021	5021001	-5.977	0.347	-5.996	-0.000	0.019	0.345	-0.029	-0.014
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.977	0.347	-5.996	-0.000	0.019	0.345	-0.029	-0.014
5031	5031001	4.052	-0.956	4.042	-1.124	0.009	0.167	0.020	-0.811
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.052	-0.956	4.042	-1.124	0.009	0.167	0.020	-0.811
5041	5041001	1.888	0.638	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.439

5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.638	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.439
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.366	0.038	3.141
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.366	0.038	3.141
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.740
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.003
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.345
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922
3	5041	3.800	1.317	3.799	1.315	0.001	0.002	0.019	0.045
5	6	18.114	11.734	17.783	11.255	0.330	0.477	0.104	2.991
101	1	2.389	1.264	2.388	1.262	0.001	0.001	0.013	0.081
104	3	2.752	1.120	2.751	1.119	0.001	0.001	0.014	0.058
200	5011	13.572	8.151	13.552	8.094	0.020	0.057	0.075	0.356
3	3001010	2.708	1.444	2.698	1.299	0.010	0.144	0.015	3.036
3	5031	-3.769	-1.351	-3.770	-1.354	0.001	0.003	-0.019	-0.065
5031	5021	-11.907	0.725	-11.92	0.686	0.014	0.039	-0.057	-0.120

Зрiк

ЗАГАЛЬНА IНФОРМАЦIЯ

Тривалiсть звітнього перiоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.780 МВт / 1069.075 млн.кВт*г

Вiдпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

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

Сумарнi втрати в ЛЕП: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.661 МВт / 5.789 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.325 МВт / 3.226 млн.кВт*г

Сумарнi втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.016 млн.кВт*г

СУМАРНI ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.640 МВт / 25.409 млн.кВт*г (2.4%)

IНФОРМАЦIЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вiнницьки енерговузол	-17.911	-6.695	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.615	-0.18
101	101	0.000	0.000	120.696	-0.17
102	102	0.000	0.000	120.312	-0.35
104	104	0.000	0.000	120.017	-0.45
5	Тульчин	0.000	0.000	119.618	-0.53
3	Брацлав	0.000	0.000	120.042	-0.47
2	Немирiв	0.000	0.000	119.938	-0.46
103	103	0.000	0.000	119.909	-0.47
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.649	-1.13
105	105	0.000	0.000	120.810	-0.06
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.774	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.785	-0.07
200	Ладжинська ТЕС	-91.809	-49.104	121.000	0.00
7	Суворiвка	0.000	0.000	117.595	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.421	-1.40
9	Лукашiвка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.311	-0.85

10	Тростянець	0.000	0.000	118.270	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.243	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.853	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.254	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.305	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.305	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.283	-2.21
2001010		3.340	1.520	11.343	-1.65
201		0.000	0.000	118.671	-1.66
202		0.000	0.000	118.671	-1.66
2002035		0.000	0.000	39.729	-1.66
2002010		3.340	1.520	11.343	-1.65
3001010		2.700	1.300	11.206	-2.81
4001010		6.145	3.485	10.767	-1.40
4002010		6.145	3.485	10.767	-1.39
501		0.000	0.000	118.153	-1.70
5001035		0.000	0.000	39.536	-1.69
5001010		3.020	1.630	11.258	-1.94
502		0.000	0.000	117.827	-1.97
5002035		0.000	0.000	39.536	-1.69
5002010		3.020	1.630	11.258	-1.94
601		0.000	0.000	114.918	-2.42
6001010		8.840	5.245	10.890	-3.24
602		0.000	0.000	114.918	-2.42
6002010		8.840	5.245	10.890	-3.24
7001010		3.450	1.770	10.859	-4.20
801		0.000	0.000	114.995	-2.52
8001027		0.000	0.000	27.498	-2.52
8001010		7.655	4.340	10.915	-3.23
802		0.000	0.000	114.995	-2.52
8002027		0.000	0.000	27.498	-2.52
8002010		7.655	4.340	10.915	-3.23
9001010		3.230	1.560	11.177	-3.02
1001		0.000	0.000	116.068	-2.42
10001035		0.000	0.000	38.858	-2.42
10001010		2.695	1.600	10.978	-3.34
1002		0.000	0.000	116.068	-2.42
10002035		0.000	0.000	38.858	-2.42
10002010		2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010		3.670	1.980	10.739	-4.71
1201		0.000	0.000	114.016	-3.43
12001035		0.000	0.000	38.173	-3.43
12001010		5.715	2.765	10.778	-4.64
1202		0.000	0.000	114.025	-3.43
12002035		0.000	0.000	38.173	-3.43
12002010		5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010		3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035		0.000	0.000	39.729	-1.66
6001027		0.000	0.000	27.479	-2.42
6002027		0.000	0.000	27.479	-2.42
5011		0.000	0.000	120.557	-0.16
5021		0.000	0.000	120.431	-0.19
5031		0.000	0.000	120.193	-0.41
5041		0.000	0.000	119.997	-0.49
5011001		6.740	3.640	11.075	-2.46
5011002		6.740	3.640	11.075	-2.46

5021001	-6.000	0.000	11.040	3.10
5021002	-6.000	0.000	11.040	3.10
5031001	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5031002	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5041001	1.885	0.577	10.412	-2.13
5041002	1.885	0.577	10.412	-2.13

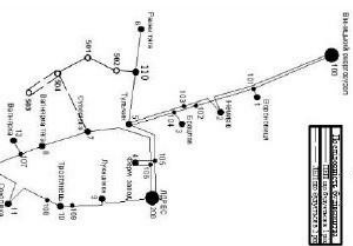
ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.751	2.661	8.737	2.629	0.014	0.032	0.044	0.305
101	102	6.347	2.304	6.335	2.276	0.013	0.028	0.032	0.386
102	104	6.335	3.043	6.324	3.024	0.010	0.019	0.034	0.296
104	5	6.161	5.286	6.147	5.261	0.014	0.025	0.039	0.400
5	103	-2.359	-1.881	-2.363	-1.888	0.004	0.007	-0.015	-0.292
103	2	-2.363	-1.244	-2.364	-1.244	0.000	0.001	-0.013	-0.029
2	100	-9.112	-3.926	-9.160	-4.034	0.049	0.108	-0.048	-1.066
2	201	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
201	2001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
202	2002010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
601	6001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
602	6002010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
5	105	-15.710	-6.329	-15.815	-6.520	0.104	0.190	-0.082	-1.198
105	200	-25.162	-12.152	-25.188	-12.199	0.026	0.047	-0.133	-0.190
105	4	9.347	6.189	9.345	6.186	0.002	0.003	0.053	0.037
4	106	-3.027	-1.663	-3.028	-1.663	0.000	0.000	-0.016	-0.011
106	200	-27.345	-14.467	-27.376	-14.525	0.032	0.058	-0.148	-0.215
106	7	24.317	13.613	23.898	12.847	0.417	0.763	0.133	3.209
7	8	20.422	11.756	20.289	11.514	0.132	0.241	0.115	1.189
8	107	4.882	2.062	4.879	2.056	0.003	0.006	0.026	0.118
107	12	1.290	0.150	1.290	0.149	0.000	0.001	0.006	0.054
12	11	-10.216	-5.878	-10.251	-5.940	0.034	0.062	-0.058	-0.608
11	108	-13.950	-7.477	-14.057	-7.674	0.107	0.196	-0.078	-1.407
108	10	-14.057	-7.130	-14.060	-7.134	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.506	-10.901	-19.511	-10.908	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.511	-10.328	-19.729	-10.726	0.217	0.397	-0.108	-2.050
9	200	-22.982	-11.812	-23.063	-11.960	0.081	0.147	-0.124	-0.652
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1001	10001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

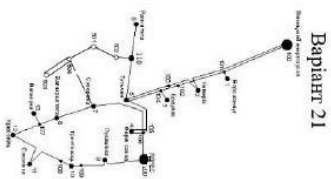
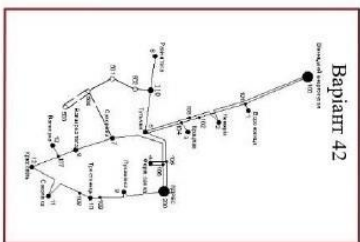
1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8002010	8001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
801	8001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.884
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.271	0.007	0.149	0.030	0.785
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.056	0.011	1.512
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.286
5	502	3.976	2.286	3.972	2.152	0.004	0.133	0.022	1.856
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.466
104	3	0.163	-1.600	0.163	-1.601	0.000	0.000	0.008	-0.025
3	5031	-6.357	-4.067	-6.361	-4.078	0.004	0.011	-0.036	-0.153
5031	5021	-14.498	-1.995	-14.519	-2.055	0.021	0.059	-0.070	-0.240
5021	5011	-2.598	-2.486	-2.599	-2.490	0.001	0.004	-0.017	-0.126
5011	200	-16.151	-10.337	-16.181	-10.421	0.030	0.084	-0.092	-0.444
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5021	5021001	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5031	5031001	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5041	5041001	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.737
3	3001010	2.708	1.443	2.698	1.299	0.010	0.144	0.015	3.022
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.003
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.345
3	5041	3.800	1.316	3.800	1.314	0.001	0.002	0.019	0.045
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922
5	6	18.113	11.730	17.783	11.252	0.329	0.476	0.104	2.986
101	1	2.389	1.263	2.388	1.262	0.001	0.001	0.013	0.081

Схема існуючої мережі та розташування

ОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ



Варіанти розвитку існуючої мережі



Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ	
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт
Сумарне максимальне генерування нових підстанцій мережі	МВт
Тривалість виносу витрати найбільшого навантаження для нових споживачів	год
Сумарна електроенергія, відпущена новим абонентами	млн. кВт*год
Сумарна електроенергія, отримана від СЕС	млн. кВт*год
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	млн грн
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік
Очікувані витрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	М
Очікувані витрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%
Зміна витрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	млн. кВт*год
Очікувані витрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт*год

