

MR-5774

6 м. 21
Р64

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

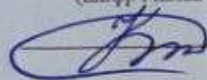
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток районної електричної мережі з аналізом сучасних систем
моніторингу повітряних ліній електропередавання»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)



Бойко І. М.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Малогулко Ю. В.

(прізвище та ініціали)

« 05 » червня 2024 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ



Вайтук Ю. Н.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

 д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

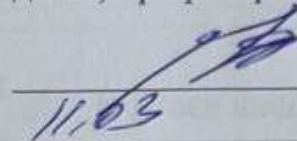
Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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 системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.



2024 року

З А В Д А Н Н Я **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Бойко Ірині Миколаївні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток районної електричної мережі з аналізом сучасних систем моніторингу повітряних ліній електропередавання»

керівник роботи к.т.н., доцент, доцент каф. ЕСС Малогулко Ю. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

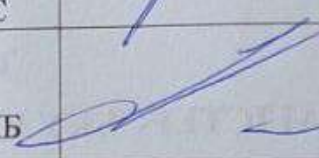
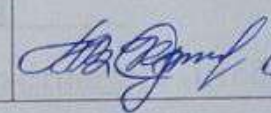
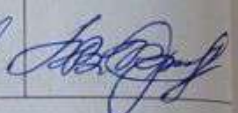
2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Теоретичні відомості щодо проблеми розрахунку режимів електричних мереж; електрична схема електричних мереж 35/110 кВ АТ «Вінницяобленерго» та прилеглих районів; інформація про основне обладнання ліній 110-35 кВ та підстанцій 110/10 кВ, 110/35 кВ, 110/35/10 кВ; дані щодо режимних замірів споживання електричної енергії у розрізі підстанцій; методика техніко-економічного оцінювання варіантів проектних рішень.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимально схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. 5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Економічна частина. 9. Аналіз сучасних систем моніторингу повітряних ліній електропередавання. 10. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Актуальність. 1. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. 5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 6. Аналіз сучасних систем моніторингу електропередавання. 7. Приклади комерційних систем моніторингу повітряних ліній ЛЕП. 8. Лазерна картографія ЛЕП. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

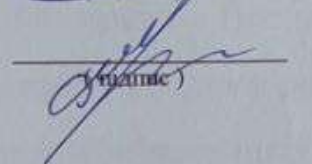
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Промітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	
2	Прогнозування електричних навантажень. Визначення оптимально схеми електричної мережі. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування.	21.01.24	01.03.24	
3	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі.	02.03.24	22.03.24	
4	Економічна частина. Аналіз сучасних систем моніторингу повітряних ліній електропередавання	23.03.24	15.04.24	

5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	
9	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	
10	Захист МКР	За графіко м		

Студент

Керівник роботи


(підпис)


(підпис)

І. М. Бойко

Ю. В. Малогулко

АНОТАЦІЯ

Бойко Ірина Миколаївна «Розвиток районної електричної мережі з аналізом сучасних систем моніторингу повітряних ліній електропередавання». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 101 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 21 назва; рис.: 23; табл. 31.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено прогнозування електричних навантажень, розраховано режим існуючої мережі, сформовано максимальний граф електричної мережі. Визначено оптимальну схему електричної мережі та вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибрано потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та схеми розподільних пристроїв підстанцій. Оцінено баланс потужностей. Розраховано та проаналізовано усталені режими електричної мережі. Визначено оптимальний варіант розвитку мережі. Проведено аналіз сучасних систем моніторингу повітряних ліній електропередавання.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, силовий трансформатор, метод динамічного програмування, кабельна лінія електропередавання.

ABSTRACT

Boyko Iryna «Development of the district electric network with analysis of modern monitoring systems of overhead power lines». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2024. 101 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 21 titles; fig.: 23; tabl. 31.

In the master's qualification work forecasting of electric loads is carried out, the mode of an existing network is calculated, the maximum graph of an electric network is formed. The optimal scheme of the electric network is determined and the optimal scheme of electric network development is chosen by the method of dynamic programming. The power of transformers at consumer substations and schemes of switchgear of substations are selected. Capacity balance estimated. The established modes of the electric network are calculated and analyzed. The optimal variant of network development is determined. The analysis of modern monitoring systems of overhead power lines was carried out.

Keywords: distribution network, power transformer, method of dynamic programming, cable power transmission line.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	9
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	10
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	12
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	14
2.1 Лінеаризація цільової функції	14
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	28
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	29
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	32
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	35
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	36
5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	37
5.3 Оцінювання надійності схем підстанцій	38
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	42
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	42
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	44
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	44

7.2 Регулювання напруги у мережі	45
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	49
9 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ	66
9.1 Характеристики втрат енергії у повітряних лініях	66
9.2 Підвищення ефективності передачі потужності через ЛЕП	67
9.3 Історія розробки систем моніторингу повітряних ліній електропередавання	68
9.4 Структура систем моніторингу повітряних електромереж	69
9.4.1 Система живлення автономних вимірювальних блоків	71
9.4.2 Канал передачі даних	72
9.4.3 Моніторинг погодних умов вздовж ліній електропередачі	72
9.4.4 Стан проводів та ізоляції ЛЕП	73
9.4.5 Ожеледиця на проводах ЛЕП	74
9.4.6 Коронний розряд на дротах	74
9.4.7 Вплив гармонік	74
9.5 Приклади комерційних систем моніторингу повітряних мереж ЛЕП	75
9.5.1 Система моніторингу проводів ЛЕП САТ-1	75
9.5.2 Безконтактні вимірювачі струму та температури проводу	77
9.5.3 Осцилографування історії аварій	79
9.6 Методи локалізації струмів витоку та КЗ у ЛЕП	79
9.7 Лазерна картографія ЛЕП	80
9.8 Монтаж системи моніторингу під напругою	81
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	84
10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	84
10.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	84
10.1.2 Електробезпека	88

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	90
10.2.1 Мікроклімат	90
10.2.2 Склад повітря робочої зони	91
10.2.3 Виробниче освітлення	92
10.2.4 Виробничий шум	93
10.2.5 Виробнича вібрація	94
10.2.6 Психофізіологічні фактори	95
ВИСНОВКИ	97
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	100
ДОДАТКИ	102
Додаток А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	
Додаток Б Технічне завдання МКР	
Додаток В Безпека у надзвичайних ситуаціях	
Додаток Г, Д, Е, Є, Ж, З Результати розрахунків	

ВСТУП

Актуальність теми. При проектуванні та розвитку сучасних електричних мереж необхідно враховувати різноманітні аспекти, щоб забезпечити надійне та якісне електропостачання, використовуючи передові конструкційні принципи. Це вимагає системного підходу та контролю різних факторів, які визначають техніко-економічну ефективність електричної мережі, оптимальний рівень експлуатації та управління з мінімальними витратами.

Будівництво мережі завжди виходить із конкретної мети, для якої враховується прогноз майбутнього розвитку чи розширення мережі. Цей прогноз встановлює додаткові обмеження та вимоги, які враховуються під час проектування та будівництва мережі.

Детальні розрахункові режими для перспективного планування включають аналіз наступних факторів:

- Зміни навантаження та генерації протягом доби і року.
- Вплив погодних умов на попит на електроенергію та технічні характеристики системи.
- Прогнозування конкретних умов, таких як випадкові події, пов'язані з кліматичними умовами чи відключення електростанцій.
- Розподіл генеруючих блоків на основі ринкового моделювання або структури покриття навантаження.
- Розташування об'єктів генерації та споживання з урахуванням регіональних особливостей.
- Припущення щодо майбутнього розвитку мережі.

З практичної точки зору, електрична схема розподільних установок повинна бути максимально простою, але при цьому забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі за допомогою автоматичних засобів управління.

Для нового будівництва електричних мереж з напругою від 6 кВ до 750 кВ існують типові схеми розподільних установок, які детально описані в

"Правилах улаштування електроустановок" в таблицях 4.2.10-4.2.13. Ці схеми повинні використовуватися під час будівництва. Перед початком будівництва рекомендується використовувати математичні методи для визначення найоптимальніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- Симплекс-метод, що допомагає визначити найменш вартісний варіант схеми підключення нових споживачів.
- Метод динамічного програмування, який визначає найкращу послідовність будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій. Після затвердження конфігурації та послідовності будівництва мережі, визначаються такі параметри, як номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють заплановану конфігурацію мережі тощо. При розробці проекту встановлюється відповідна кількість та тип обладнання, визначаються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, а також вибирається оптимальний розподіл джерел реактивної потужності і необхідні засоби для регулювання напруги з метою досягнення економічності.

На сьогоднішній день ринкові відносини між споживачем та виробником електричної енергії зобов'язують виробника до безперебійного та якісного електропостачання. Але, на жаль, нинішнє обладнання, що використовується в Україні, морально і фізично застаріло. Повітряні лінії електропередавання (ПЛЕП) є одними з найнадійніших елементів сучасної енергетичної системи.

Значною частиною пошкодження повітряних ліній (ПЛ) є обриви проводів (зокрема через атмосферні тиски) та короткі замикання. При цьому, щоб визначити місце пошкодження і локалізувати його, потрібно витратити велику кількість грошей і часу.

В цій ситуації розгляд питань діагностики старого електричного обладнання та запобіжні заходи щодо уникнення можливих аварій, так само і на ПЛ, стають дуже актуальними. Серед основних - крадіжка частин

конструкції анкерних опор, дефекти в ізоляторах (тріщини, сколи), а також метод виявлення ожеледиці на проводах ЛЕП. Через тяжкість відкладень ожеледиці можуть траплятися обриви проводів і вихід з ладу опор ПЛЕП. Також, при появі ожеледиці, погіршується високочастотний зв'язок по електричним лініям, що застосовується для передачі сигналів релейного захисту (РЗ) та протиаварійної автоматики і технологічної інформації.

Аварії через ожеледицю на ПЛ є найважчими і важко усуваються через те, що взимку ґрунт промерзлий, дороги не розчищені та утворення ожеледиці відбувається не в одному місці, а «розпорошене» по лінії. Аварії через ожеледицю на ПЛ найчастіше виявляються масово і вимагають великих економічних вкладень. Завчасне виявлення ожеледиці та передчасне усунення її наслідків на ПЛ шляхом плавлення є основними завданнями організацій, що займаються енергопостачання.

Протягом останнього десятиріччя було помітно недостатнє фінансування для оновлення технічного обладнання електростанцій і мереж. Зменшення промислового виробництва призвело до швидкого зношення енергетичного обладнання. За даними ДП "НЕК" Укренерго, близько 30% обладнання підстанцій напругою від 110 до 750 кВ та 40-50% обладнання електричних мереж вже перевищили свій ресурс. Ситуація ще гірша на багатьох промислових підприємствах, де середній вік електрообладнання перевищує 30 років і понад 80% вже вичерпали свій фізичний ресурс. Темпи вибуття зношеного електрообладнання зростають на рівні 2-6% щороку. Водночас спостерігається стабільне збільшення на 0,4-0,7% кількості технологічних порушень і аварій, більшість з яких пов'язані з електропередачами та обладнанням, заповненим оливою, зокрема силовими трансформаторами і автотрансформаторами. [1].

Розподіл пошкоджень в роботі електротехнічного обладнання в електричних мережах напругою 110 кВ і вище показує, що повітряні лінії електропередач є найбільш уразливим елементом, займаючи 57% всіх випадків. Це свідчить про те, що перерви у їх роботі призводять до найбільших

збитків. Статистика також вказує на те, що значна частина обладнання експлуатується вже понад 30 років. Це може призвести до збільшення споживання палива, погіршення екологічних показників, зростання кількості ремонтів і аварійних ситуацій, що можуть спричинити недовідпуск електроенергії споживачам. Зношене обладнання також може призвести до втрат електроенергії та зниження ефективності його функціонування. Всі ці чинники підвищують ризик масових технологічних аварій і зниження надійності електропостачання [2].

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є аналіз сучасних систем моніторингу повітряних ліній електропередавання при розвитку електричної мережі.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв’язуються такі **основні задачі**:

- визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі;
- на основі аналізу основних техніко-економічних показників роботи фрагменту електричної мережі визначити доцільність виконання оптимізації;
- провести аналіз систем моніторингу повітряних ліній електропередавання.

Об’єктом дослідження магістерської роботи є електрична мережа напругою 110/10 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проєктування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв’язання поставлених задач використано методи динамічного програмування. Під час визначення оптимальної схеми електричної мережі використовується симплекс-метод.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Метод найменших квадратів дозволяє знайти аналітичний вираз $P'_{\max}(T)$, який найточніше відповідає залежності максимальної потужності від часу, з мінімальною похибкою. Цей метод дозволяє замінити функцію $P_{\max}(T)$, представлену у табличному вигляді, аналітичним виразом.

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

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

Для визначення числових коефіцієнтів a' та b' використовується метод найменших квадратів, який базується на мінімізації виразу відповідно до цього методу:

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

Після застосування процесу диференціювання до вхідної функції, кінцева форма системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' представлена таким виглядом:

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20175 \cdot b' = 951, \\ 20175 \cdot a' + 40703145 \cdot b' = 1918766. \end{cases}$$

звідки $a' = -2925,45$, $b' = 1,49697$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,49697T - 2925,45$$

За допомогою редактора Excel отримаємо апроксимаційну характеристику, також її коефіцієнти (рис 1.1).

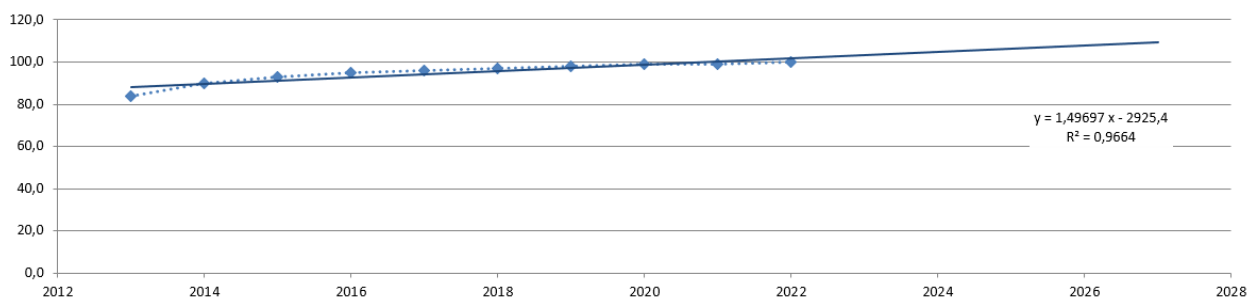


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи представлений графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що передбачається збільшення загального навантаження до 109,3 % від проектної потужності електромережі до 2027 року, що на 9,3 % перевищує прогноз. Таким чином, для забезпечення надійності та якості електропостачання необхідно вжити заходів, таких як перевірка відповідності прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої електричної мережі

Результати розрахунку максимального навантаження існуючої мережі, враховуючи прогноз, свідчать про те, що напруги в усіх вузлах відповідають встановленим обмеженням або можуть бути приведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв.

На підставі розрахунків режиму максимальних навантажень існуючої мережі, які відображені у додатку, встановлено, що напруги в усіх вузлах відповідають встановленим обмеженням або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв.

Перевіривши струмові навантаження ліній електропередачі та трансформаторів, було встановлено, що основне обладнання працює у режимах, які є економічними або наближеними до них. Втрати в електроенергії в електричній мережі відносно невеликі:

- в ПЛЕП – 1,99 МВт;
- в трансформаторах – 1,06 МВт з них холостого ходу 0,64 МВт та навантажувальні 0,43 МВт.

Було проведено аналіз відповідності струмових навантажень ліній передачі електроенергії та трансформаторів. Результати свідчать про те, що основне обладнання функціонує в економічних режимах або наближених до них, що відображено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	6-204	6-7	209-14	14-15
Марка проводу	АС-95	АС-95	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	300	300	520	520
Розрах. струм, А	4	32	65	61

У зоні, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередавання мають достатній резерв щодо пропускної здатності для забезпечення нових споживачів електроенергії та забезпечення необхідних рівнів напруги в вузлах, як це вказано у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	204	6	14	15
Напруга вузла, кВ	110,52	110,52	112,72	112,53

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень вказує на те, що струмове навантаження ПЛЕП 110 кВ (табл. 1.1) є незначним у порівнянні з тривало допустимим струмом. Це створює можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без необхідності внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

З урахуванням розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2), можна визначити, що всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна проводити 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 території, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередачі мають достатній залишковий резерв пропускної здатності для забезпечення перевезення електроенергії новим споживачам.

Отже, на підставі розрахункових даних визначаємо потенційні вузли, до яких можливо підключити нові підстанції. Зазначені варіанти включають вузли: №204 – 110,52 кВ, №14 Сосонка-тяга – 112,72 кВ, №6 Хмільник – 110,52 кВ, №15 Калинівка – 112,53 кВ.

Оцінюючи розташування нових підстанцій та їх відстань до існуючої мережі, ми створили максимальний граф (рис. 1.2), який враховує всі можливі сценарії приєднання нових підстанцій.

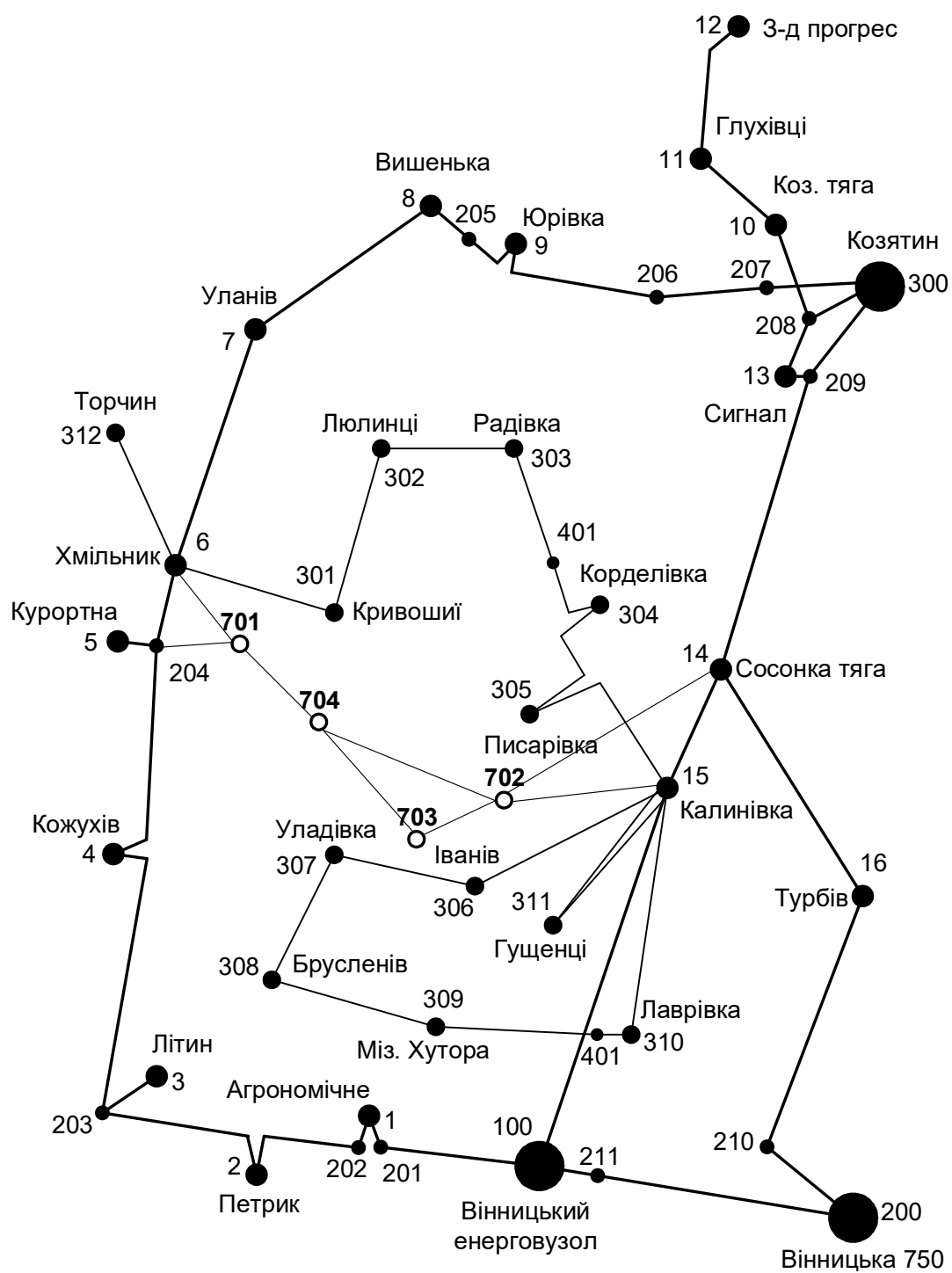


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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 мереж, але й параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Неможливо вирішити ці питання одночасно у вигляді єдиної математичної моделі. 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. Отже, для моделювання процесу розвитку електричної мережі, функція мети може бути виражена як нелінійна функція з лінійними та 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 дисконтовані 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 на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км. Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (5248 год/рік для $T_{нб} = 6400$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 3,68 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Максимальний граф для зручності було розбито на 2 ділянки, тому результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $B_d = a + b \cdot P^2$ (частина 1)

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	$U_{ном}$, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. б, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
6	701	1,4	7	110	1573,680	0,131	3525,0	1,807	3705,7
204	701	1,1	5,5	110	1573,680	0,131	2769,7	1,420	2911,6
14	702	4	20	110	1573,680	0,131	10071,6	5,163	10587,8
15	702	2,5	12,5	110	1573,680	0,131	6294,7	3,227	6617,4
704	702	3	15	110	1573,680	0,131	7553,7	3,872	7940,9
704	703	2,2	11	110	1573,680	0,131	5539,4	2,839	5823,3
703	702	1,3	6,5	110	1573,680	0,131	3273,3	1,678	3441,0
701	704	1,2	6	110	1573,680	0,131	3021,5	1,549	3176,3

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції
дисконтованих витрат типу $B_d = a + b \cdot P^2$ (частина 2)

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коефіцієнт a1, тис. грн	Коефіцієнт b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
6-701	1,4	21,6	4367,3	4064,1	4737,9	3525,0	39,011	4367,3	4198,8
204-701	1,1	21,6	3431,4	3193,2	3722,6	2769,7	30,651	3431,4	3299,1
14-702	4	21,6	12478,0	11611,7	13536,8	10071,6	111,460	12478,0	11996,7
15-702	2,5	21,6	7798,7	7257,3	8460,5	6294,7	69,662	7798,7	7497,9
704-702	3	21,6	9358,5	8708,7	10152,6	7553,7	83,595	9358,5	8997,5
704-703	2,2	21,6	6862,9	6386,4	7445,2	5539,4	61,303	6862,9	6598,2
703-702	1,3	21,6	4055,3	3773,8	4399,5	3273,3	36,224	4055,3	3898,9
701-704	1,2	19,8	3625,6	3408,1	3891,4	3021,5	30,588	3625,6	3504,8

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

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

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

Назва ЛЕП	Дов-жина, км	Орієн- товна пот. P, що переда-ється по ЛЕП, МВт	Дискон-товані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дискон-товані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дискон-товані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. c, тис. грн/МВт	Дискон-товані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дискон-товані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дискон-товані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
6-701	1,4	21,6	4367,3	4207,3	4544,2	202,3	4367,3	3930,6	4804,0
204-701	1,1	21,6	3431,4	3305,7	3570,4	158,9	3431,4	3088,3	3774,6
14-702	4	21,6	12478,0	12020,7	12983,3	578,0	12478,0	11230,2	13725,8
15-702	2,5	21,6	7798,7	7513,0	8114,6	361,2	7798,7	7018,9	8578,6
704-702	3	21,6	9358,5	9015,6	9737,5	433,5	9358,5	8422,6	10294,3
704-703	2,2	21,6	6862,9	6611,4	7140,8	317,9	6862,9	6176,6	7549,2
703-702	1,3	21,6	4055,3	3906,7	4219,6	187,8	4055,3	3649,8	4460,9
701-704	1,2	19,8	3625,6	3510,8	3752,4	183,6	3625,6	3263,0	3988,1

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод - це метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому виконується систематичний рух по опорних планах з метою знаходження оптимального розв'язку. Цей метод також відомий як метод поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням вибраних критеріїв та параметрів, які підлягають оптимізації з математичної точки зору, задача оптимізації формулюється наступним 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]

Розв'язання задачі лінійного програмування (2.3) згідно з умовами (2.4) за допомогою симплекс-методу (СМ) включає два етапи:

1. I-ий етап СМ включає процес приведення системи обмежень та цільової функції до канонічного вигляду.
2. II-ий етап СМ включає оптимізацію цільової функції, яка була отримана на першому етапі. Це досягається за допомогою 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 модель була побудована з урахуванням заданих напрямків потужності в максимальному графі, може виникнути ситуація, коли деякі змінні приймають від'ємні значення. Це протиріччя може бути вирішено шляхом введення 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
	6-701	204-701	14-702	15-702	704-702	702-704	704-703	703-704	703-702	702-703	701-704	704-701	0-0	0-0		
701	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	9,40	9,40
702	0	0	1	1	1	-1	0	0	1	-1	0	0	0	0	13,70	13,70
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	16,40	16,40
704	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	1	-1	0	0	-10,00	-10,00
Коефіцієнти цільової функції	491,298	307,992	1403,708	378,025	1052,781	1052,781	582,329	772,039	456,205	522,184	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Потужності ЛЕП	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		
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 1)

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
	6-701	204-701	14-702	15-702	704-702	702-704	704-703	703-704	703-702	702-703	701-704	704-701	0-0	0-0		
701	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	9,40	0,00
702	0	0	1	1	1	-1	0	0	1	-1	0	0	0	0	13,70	0,00
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	16,40	0,00
704	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	1	-1	0	0	-10,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	491,298	307,992	1403,708	378,025	1052,781	1052,781	582,329	772,039	456,205	522,184	0,000	0,000	0,000	0,000		19595,412
Потужності ЛЕП	0,000	15,800	0,000	13,700	0,000	0,000	16,400	0,000	0,000	0,000	6,400	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	2769,677	0,000	6294,721	0,000	0,000	5539,354	0,000	0,000	0,000	3021,466	0,000	0,000	0,000		17625,218
Змінні складові витрат	0,000	354,415	0,000	605,600	0,000	0,000	763,687	0,000	0,000	0,000	63,437	0,000	0,000	0,000		1787,139
Дисконтовані витрати, тис. грн																19412,396

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

У контексті симплекс-методу, необхідно внести корективи до коефіцієнтів цільової функції, оскільки перетоки по лініям можуть змінюватись. Внаслідок цього, ми змінюємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок, як показано на рис. 2.3.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	6-701	204-701	14-702	15-702	704-702	702-704	704-703	703-704	703-702	702-703	701-704	704-701	0-0	0-0		
701	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	9,40	0,00
702	0	0	1	1	1	-1	0	0	1	-1	0	0	0	0	13,70	0,00
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	16,40	0,00
704	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	1	-1	0	0	-10,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	491,298	197,727	1403,708	503,673	1052,781	1052,781	384,332	772,039	456,205	456,205	482,016	421,112	0,000	0,000		18745,495
Потужності ЛЕП	0,000	9,400	0,000	20,100	0,000	0,000	10,000	0,000	0,000	6,400	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	2769,677	0,000	6294,721	0,000	0,000	5539,354	0,000	0,000	3273,255	3021,466	0,000	0,000	0,000		20898,472
Змінні складові витрат	0,000	125,445	0,000	1303,578	0,000	0,000	283,941	0,000	0,000	68,724	0,000	0,000	0,000	0,000		1781,687
Дисконтовані витрати, тис. грн																22680,159

Рисунок 2.3 – Внесення змін в вартісні коефіцієнти шляхом модифікації перетоків потужності через лінії

Після остаточно уточнення отримаємо:

Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
Номери вузлів	6-701	204-701	14-702	15-702	704-702	702-704	704-703	703-704	703-702	702-703	701-704	704-701	0-0	0-0	
701	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	9,40
702	0	0	1	1	1	-1	0	0	1	-1	0	0	0	0	13,70
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	16,40
704	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	1	-1	0	0	-10,00
Коефіцієнти цільової функції	491,298	307,992	1403,708	378,025	1052,781	1052,781	582,329	772,039	456,205	522,184	421,112	421,112	0,000	0,000	19658,693
Потужності ЛЕП	0,000	9,400	0,000	20,100	0,000	0,000	10,000	0,000	0,000	6,400	0,000	0,000	0,000	0,000	
Постійні складові витрат	0,000	2769,677	0,000	6294,721	0,000	0,000	5539,354	0,000	0,000	3273,255	0,000	0,000	0,000	0,000	17877,006
Змінні складові витрат	0,000	125,445	0,000	1303,578	0,000	0,000	283,941	0,000	0,000	68,724	0,000	0,000	0,000	0,000	1781,687
Дисконтовані витрати, тис. грн															19658,693

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

Потоки не змінилися і вартість проекту також. Значить процес розрахунку завершено. Повторюємо дії для 2 частини графа.

Поєднавши результати, отримали найкращу сукупність ЛЕП для передачі енергії від СЕС та до споживачів.

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

Однак ця конфігурація не забезпечує визначений рівень надійності для нових споживачів, тому необхідно встановлювати додаткові дволанцюгові лінії або будувати нові трансмісійні лінії для створення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 701 – 704 довжиною 14 км тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

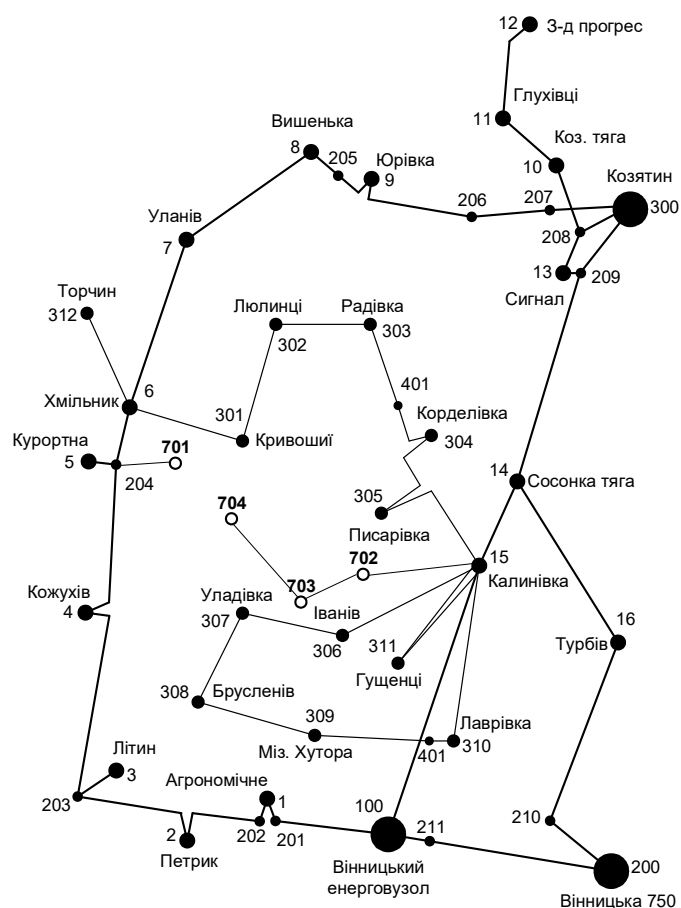


Рисунок 2.5 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за
симплекс-методом

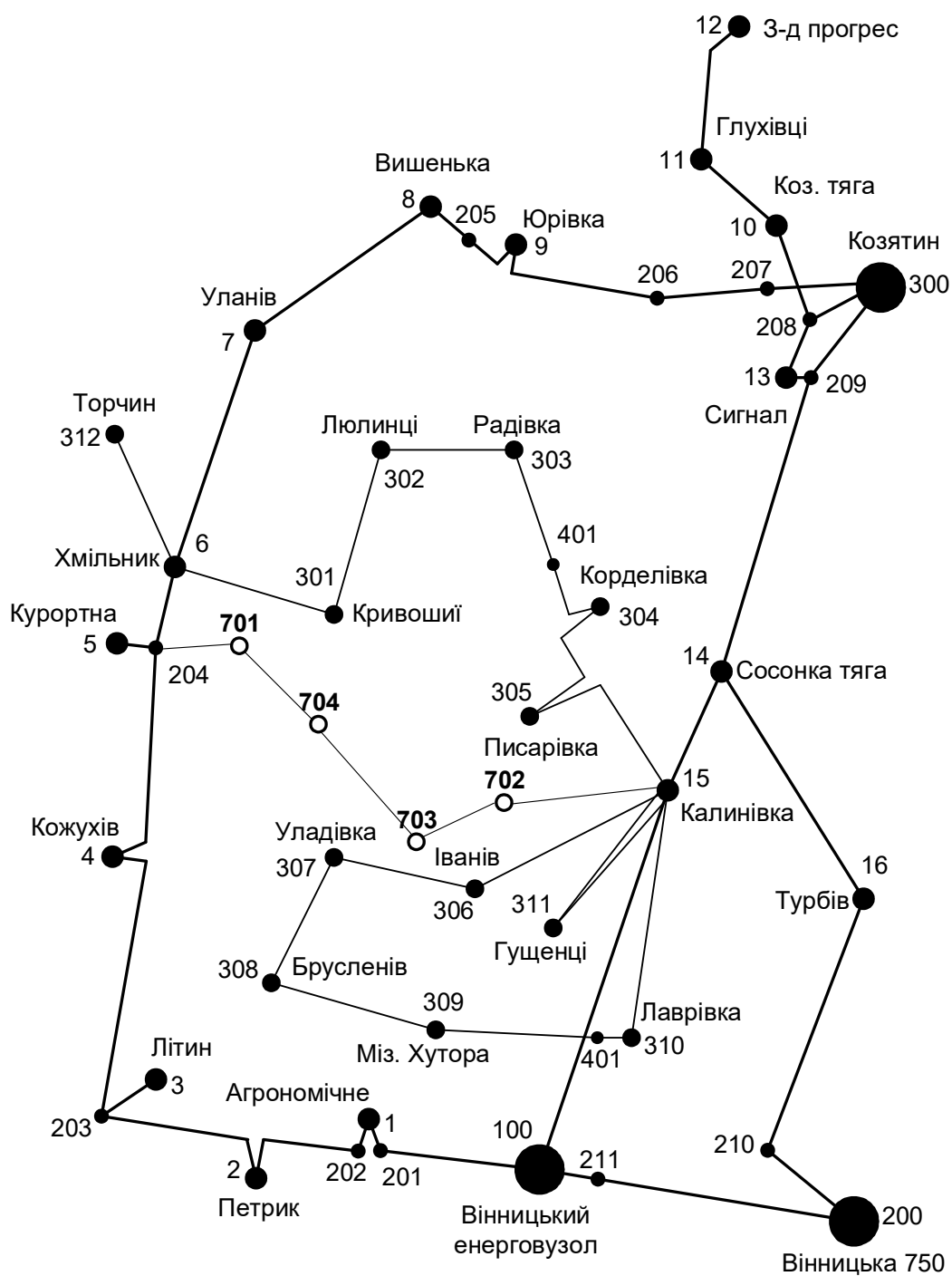


Рисунок 2.6 – Оптимальна конфігурація електричної мережі з урахуванням вимог до надійності для споживачів першої категорії

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

У енергетичній галузі, для вирішення задач оптимізації, які пов'язані з плануванням перспективного розвитку електромереж і враховують часовий фактор, використовуються не лише методи лінійної та нелінійної оптимізації, але й метод динамічного програмування.

Динамічне програмування відноситься до методів нелінійного програмування і дозволяє оптимізувати багатокрокові процеси для функцій з багатьма змінними. При використанні динамічного програмування, операція розбивається на послідовні кроки, на кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Необхідно розробити схему електричної мережі для забезпечення електропостачання нових навантажень, які будуть введені протягом двох років у вузлах 701, 702, 703, 704.

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \times K_d + E, \quad (3.2)$$

Для вирішення вказаних задач (3.1), можна використовувати метод нелінійного програмування, зокрема, метод динамічного програмування.

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

На прямому етапі рухаючись від першого року до останнього, визначається умовно оптимальна схема електричної мережі. Кожен крок обирається таким чином, щоб сумарні витрати на поточний та наступний рік були мінімальними.

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

Таким чином, перша етап включає розрахунок витрат на перший рік, враховуючи всі можливі варіанти реалізації. Отриманий результат відображає оптимальні дисконтовані витрати.

Проте, через невідомість варіантів наступних років на попередніх етапах, отриманий розв'язок є наближеним і потребує подальшого уточнення.

На другому етапі здійснюється рух від останнього року до першого, де уточнюються параметри електричної мережі та траєкторія оптимального будівництва згідно з критерієм (3.3).

Задача динамічного програмування формулюється з використанням цільової функції (3.1), де функція витрат може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

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 чотири роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 30 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

Варіант №2

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію до пунктів 704-703, 703-702, 702-15. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{704-703} + \Delta L_{703-702} + \Delta L_{702-15} = 11 + 6,5 + 12,5 = 30 \text{ (км)},$$

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 таблиці 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 2 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 204-701 . Результати розрахунків подано в таблиці 3.2.

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

Для варіанту 2 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 701-704. Результати розрахунків подано в таблиці 3.3.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Bi	Bi, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	204-701	5,5	29,50	29	4004,685	19350,7	16125,59	16125,59
		701-704	6	20,10		3647,007			
		704-703	11	30,10		8110,856			
		703-702	6,5	13,70		3588,156			
	2	704-703	11	10,00	30	5823,4	16763,42	13969,52	13969,52
		703-702	6,5	6,4		3342,09			
		702-15	12,5	20,10		7597,932			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Bi	Bi, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	702-15	12,50	23,04	12,50	8006,964	8006,964	5560,392	21685,98
	21	204-701	5,5	6,57	11,5	2831,051	5864,961	4072,89	18042,41
		701-704	6	2,82		3033,91			
	22	204-701	5,5	9,40	5,5	2895,183	2895,183	2010,544	15980,06
	23	701-704	6	10,00	6	3176,4	3176,4	2205,833	16175,35

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вt	Вартість
3	221	701-704	6	2,82	6	3033,91	3033,91	1755,735	17735,8
	231	204-701	5,5	6,57	5,5	2831,051	2831,051	1638,34	17813,69

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з таблиці 3.3 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 221 приєднання підстанцій 701, 702, 703, 704 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому, другому та третьому роках. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування (зворотній хід)

варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вt	Вартість
221	701-704	6	2,82	6	3033,91	3033,91	2528,259	14360,4
22	204-701	5,5	2,82	5,5	2781,084	2781,084	1931,309	11832,14
2	704-703	11	7,16	30	5685,092	17108,63	9900,83	9900,83
	703-702	6,5	9,24		3416,578			
	702-15	12,5	23,04		8006,964			

Використання схеми, обраної за симплекс-методом та розрахункових потужностей у лініях має змогу скоротити кількість обчислень, оскільки використання зворотного ходу виявляється непотрібним.

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

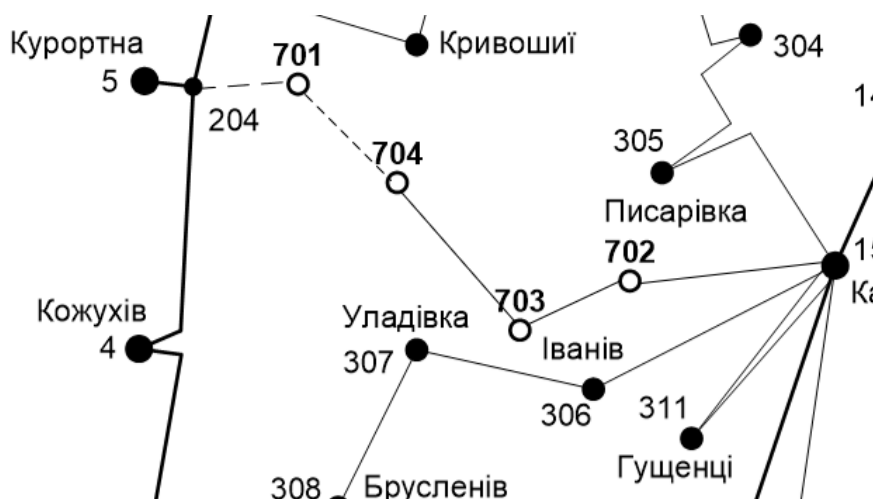


Рисунок 3.1 – Фрагмент оптимальної схеми згідно методу динамічного програмування

На першому році:

————— будівництво лінії електропередач: 704-703, 703-702, 702-15;

На другому році:

----- будівництво ліній електропередач: 204-701;

На третьому році:

----- будівництво ліній електропередач: 701-704.

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Використовуючи значення максимальних навантажень нових споживачів розраховуємо імовірне навантаження на головних ділянках ЛЕП за допомогою ПК «ВТРАТИ».

Згідно отриманих даних та використовуючи таблицю 2.5.16 ПУЕ обираємо рекомендований переріз проводу майбутніх ліній – алюміній 120 мм² для ЛЕП 110 кВ, 1 провід у фазі.

Після вибору оптимальної схеми ЕМ розраховуємо режими максимальних навантажень та визначають струми у окремих ЛЕП $I_{\max}$ та з урахуванням середніх темпів зростання навантаження та співпадіння максимумів за виразом 3.5:

$$I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (3.5)$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6400$ (год). Отже $\alpha_T = 1,3$, оскільки $T_{\text{нб}} > 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_I = 1,05$.

$$\begin{aligned} I_{\text{розр}300-701} &= \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{6,99}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 50 \text{ (A)}; \\ I_{\text{розр}701-704} &= 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{4,11}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 29,45 \text{ (A)}; \\ I_{\text{розр}704-703} &= 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{7,65}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 54,9 \text{ (A)}; \\ I_{\text{розр}703-702} &= 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{13,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 99,67 \text{ (A)}; \\ I_{\text{розр}702-15} &= 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{28,4}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 203,45 \text{ (A)}. \end{aligned}$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження $T_{\text{нб}}$ (6400 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 3.6:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}}; \quad (3.6)$$

$J_{\text{ек}}$ для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 5000 годин становить – 0,8 – 0,6 А/мм².

$$\begin{aligned} F_{\text{розр}300-701} &= \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{50}{0,8} = 62,9 \text{ (мм}^2\text{)}; \\ F_{\text{розр}701-704} &= \frac{29,45}{0,8} = 36,8 \text{ (мм}^2\text{)}; \\ F_{\text{розр}704-703} &= \frac{54,9}{0,8} = 68,6 \text{ (мм}^2\text{)}; \\ F_{\text{розр}703-702} &= \frac{99,67}{0,8} = 124,6 \text{ (мм}^2\text{)}; \\ F_{\text{розр}702-15} &= \frac{203,5}{0,8} = 254,4 \text{ (мм}^2\text{)}. \end{aligned}$$

Згідно ПУЕ мережу 110 кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19, отже приймаємо АС-120/19 для усіх ділянок мережі.

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 300-701;

2й – розрив лінії 300-701 та відсутня генерація на СЕС (704);

3й – розрив лінії 15-702;

4й – розрив лінії 15-702 та відсутня генерація на СЕС (704);

5й – розрив лінії 703-704;

6й – розрив лінії 701-704.

Отримані результати представлені у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{па1},$ А	$I_{па2},$ А	$I_{па3},$ А	$I_{па4},$ А	$I_{па5},$ А	$I_{па6},$ А	$I_{па,А}$ $_{тах}$	$I_{па}$ $_{доп.}$	Марка проводу
300-701	0	0	256,4	320,08	38,2	78,1	320,08	605	АС-240/39
701-704	78	78	203,4	240,5	71,65	0	240,5		АС-240/39
704-703	37,6	77,3	239,8	239,9	0	71,5	239,9		АС-240/39
703-702	146,5	207,7	107,7	107,8	130,45	70,7	146,5		АС-240/39
702-15	253,9	285,4	0	0	239,5	174,5	285,4		АС-240/39

Під час оцінки відповідності провідників для мережі 110 кВ, як визначено Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), рекомендується використовувати провід АС 240/39. Тим не менше, можливе також використання проводу АС-120/19. Після порівняння струмів у випадку аварійних ситуацій з допустимими значеннями для проводу АС-120/19 було вирішено використовувати його. Це рішення прийнято на підставі того, що провід АС-120/19 повністю відповідає вимогам нормативних документів.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

У роботі не проведено детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях в нормальних режимах, враховуючи графік роботи, коефіцієнт початкового навантаження та температуру навколишнього середовища. З цієї причини в практиці проектування може виникати ситуація, коли потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях обирається з урахуванням допустимого перевантаження після аварійних режимів на 40% протягом максимальної загальної добової навантаженості, але лише протягом не більше 6 годин протягом не більше 5 днів.

Вибір трансформаторів здійснюється згідно таких критеріїв:

1. Якщо на підстанції присутні споживачі 1-ої категорії, то повинно бути встановлено не менше двох трансформаторів.
2. На підстанціях, які забезпечують електропостачання споживачів 2-ої і 3-ої категорій, допускається встановлення одного трансформатора, за умови наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше однієї доби, хоча такі можливості в даний час є досить обмеженими.

Вибір трансформаторів здійснюється на підставі наступного виразу:

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

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

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{10,93}{1,4 \cdot (2-1)} = 7,8 \text{ (МВА)}.$$

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

У вузлах 702, 703 та 704 також встановлюємо два трансформатори.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає $\leq 0,7-0,8$, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Результати проведених розрахунків свідчать, що трансформатори, які були обрані з врахуванням встановленої потужності, здатні не лише забезпечити надійне електропостачання споживачів, але й сприяють розвитку споживання електроенергії. Вибір трансформаторів для інших підстанцій був здійснений за аналогічними принципами, і отримані результати можна знайти в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0,7	7,95	139	70
702	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
703	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
704	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0,7	7,95	139	70

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_3 = \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot S_H} \leq 0.7 - 0.8. \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{31.па} = \frac{10,93}{2 \cdot 10} = 0,54 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{32.па} = \frac{15,05}{2 \cdot 16} = 0,47 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{33.па} = \frac{18,22}{2 \cdot 16} = 0,42 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{34.па} = \frac{10}{2 \cdot 10} = 0,5 \leq 0,7 - 0,8.$$

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань, а також роль і положення підстанції в електричній мережі, включаючи лінії і трансформатори.

Електрична схема підстанції повинна відповідати наступним функціям, враховуючи її місце в електричній мережі:

- Забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах згідно з вимогами надійності електропостачання та наявністю резервних джерел живлення.
- Забезпечувати надійний транзит потоків електроенергії через підстанцію у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах залежно від значення для конкретного ділянки мережі.
- Враховувати поетапний розвиток підстанції, динаміку навантаження мережі та інші фактори. Розвиток підстанції має відбуватися етапами, з врахуванням простоти і економічності, мінімізуючи роботи з реконструкції і забезпечуючи мінімальне обмеження електропостачання споживачів.
- Враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

При проектуванні нових підстанцій з напругою від 6 кВ до 750 кВ, переважно використовуються електричні схеми розподільних установок, які можна знайти в таблицях 4.2.10 - 4.2.13.

При будівництві нових електричних підстанцій з напругою від 6 кВ до 750 кВ, рекомендується застосовувати переважно електричні схеми розподільних установок, які можна знайти в таблицях 4.2.10-4.2.13 [1]. Для забезпечення підвищеної надійності та безпеки обслуговування підстанцій, ці схеми повинні бути оснащені комутаційними елементами та додатковими компонентами, які відповідають вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Принципові

схеми електричних розподільних установок напругою від 6 кВ до 750 кВ для електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Оскільки на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлено по два трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції, становить дві, для цих вузлів була обрана схема «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис. 5.1).

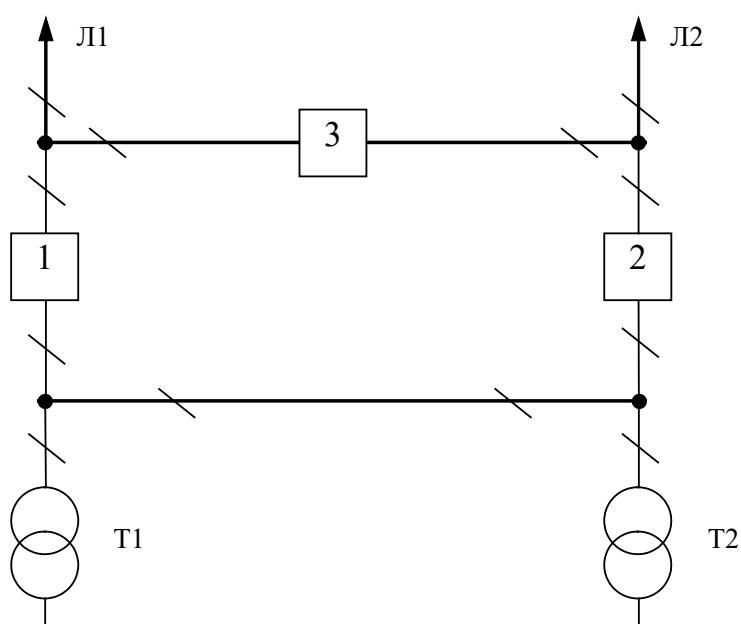


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Літин (вузол 3) пропонується реконструювати наявну схему на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», оскільки кількість приєднань збільшиться до 3-х (рис. 5.2).

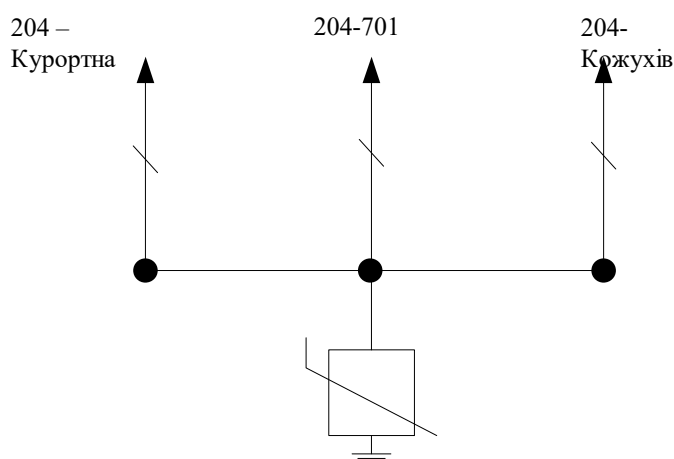


Рисунок 5.2 – Схема РП у вузлі 204

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Калинівка» (вузол 15) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна секціонована система збірних шин з обхідною» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин (рис 5.3).

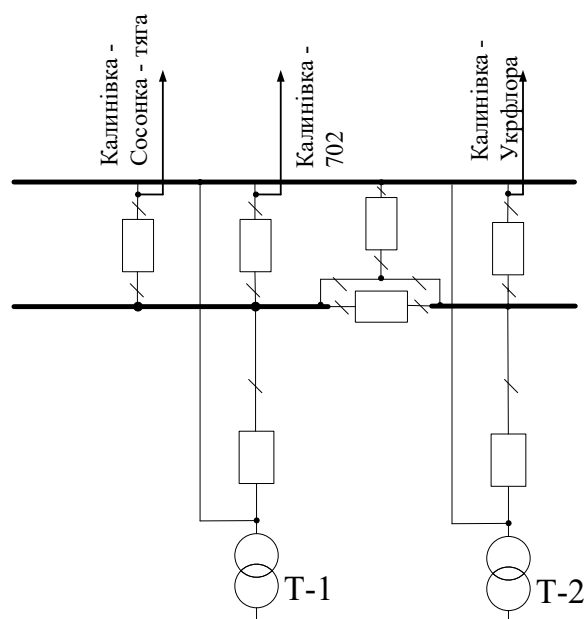


Рисунок 5.3 – Одна секціонована система збірних шин з обхідною

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Виконання розрахунків надійності схем розподільчих пристроїв (РП) включає в себе оцінку ймовірностей відключень елементів (таких як лінії, трансформатори, генератори), які комутуються в РП, а також поділ РП на електрично незалежні частини. Крім того, розрахунки враховують тривалість аварійного відключення елементів, а також час, необхідний для ремонту та розділення РП після відмов вимикачів РП та самого комутуючого обладнання в нормальних і ремонтних режимах. Надалі буде наведений розрахунок для схеми підстанції з найбільшим навантаженням – **ПС 704 - СЕС**.

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_R (год.).

Розрахунок ведеться по формі таблиці 5.1, де в лівому стовпці вписані 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 , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{\Pi} = 3 \cdot 10^{-4}$ (відн. од.).

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:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,0003 = 0,9997.$$

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:

$$\omega_{1,2} = 0,03 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 9 \cdot 10^{-9} \text{ 1/рік.}$$

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

$$T_{B2;\Pi1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{\Pi1}),$$

де $T_{\Pi1} = 45$ год;

$$\text{Тоді:} \quad T_{B2\Pi1} = 20 - ((20)^2 / 2 \cdot 45) = 15,5 \text{ год.}$$

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 сформувати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (таблиця 5.2).

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 704)

Вимикач, що відмовив	Параметр потоковідмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,0315		G1, W1, D (W2, G2) – T_0	G1, W1, G2, W2 – T_0
			G1, W1, D (W2, G2) – T_B	G1, G2 D (W2, W1) – T_B
Q2	0,0315	G2, G1, W2, W1 – T_0		G1, W1, G2, W2 – T_0
		G1, W1, D (W2, G2) – T_B		G2, W2 D (W1, G1) – T_B
Q3	0,0315	G2, G1, W2, W1 – T_0	G2, W2, D (W1, G1) – T_0	
		G1, G2, D (W2, W1) – T_B	G2, W2, D (W1, G1) – T_B	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Елементи, які відключились	Р, МВт	t, год	K _o		K _p	
			W _{ЛВ}	W _{ГВ}	W _{ЛВ}	W _{ГВ}
G1, W1, D(W2,G2)	0	1	1	0	1	0
G2, G1, W2, W1	10	1	1	0	4	0
G2, W2, D(W1, G1)	0	1	1	0	1	0
G1	0	15.5	1	0	0	0
D(W1,G1), D(W2, G2)	0	15.5	1	0	0	0
G2	0	15.5	1	0	0	0
G1, W1, D(W2,G2)	0	15.5	0	0	2	0
G2, G1, D(W1,W2)	10	15.5	0	0	2	0
G2, W2, D(W1, G1)	0	15.5	0	0	2	0

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 ($Z_0 = 540$ грн./кВт·год.);

$$M_{зб} = y_0 \cdot \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i ; \quad (5.5)$$

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

$$\Delta W_{нд} = \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i . \quad (5.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

$W_{рік}$, МВт·год	$\Delta W_{нд}$, МВт·год	$M_{зб}$, тис. грн.
52480	0,316	1,607

З розрахунків можна дійти до висновку, що схема дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

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 $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 601,602,603,604 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 39,5 + 0.05 \cdot 39,5 = 37,52 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{М}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$; $K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

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

$$Q_{\Gamma} = 37,52 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 37,52 \text{ (МВАр)}.$$

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

Загальна реактивна потужність, яка споживається в районі, визначається шляхом сумування відповідних навантажень у окремих точках з урахуванням коефіцієнта одночасності. Для реактивних навантажень, цей коефіцієнт орієнтовно становить 0.95.

Розрахунок генерування реактивної потужності відрізка ЛЕП:

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

Розрахунок генерування реактивної потужності відрізка ЛЕП 204-701:

$$Q_{\text{ЛЕП204-701}} = 108,95^2 \cdot (3,02 \cdot 10^{-6} \cdot 5,5) = 0,197 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарне генерування реактивної потужності магістралі становить:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,197 + 0,214 + 0,393 + 0,234 + 0,46 = 1,5 \text{ (МВАр)}.$$

$$\text{Розрахункова } Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 19,76 = 18,77 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 18,77 = 1,87 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 18,77 + 1,87 - 1,5 - 12,33 = 6,81 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 18,77 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 12,33 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-6750-450 УЗ на 6750 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 701.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі (ЕМ) здійснюється за допомогою програмного комплексу Втрати «RVM – Hign». Цей комплекс програмного забезпечення надає можливість виконати розрахунок усталеного режиму на основі вказаної інформації про відгалуження (довжина, тип проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) вхідної електричної мережі, яка працює при напрузі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Результати розрахунків за програмою надають інформацію про втрати потужності та електроенергії в електричній мережі, а також про стан усталеного режиму. Зокрема, програма видає дані про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках. Результати розрахунків усталеного режиму для вхідної електричної мережі з напругою 110/35/10 кВ наведені в додатках у вигляді трьох таблиць: загальні результати розрахунків втрат електричної енергії, результати розрахунків по вітках та результати розрахунків по вузлах.

Файл з вхідними даними, враховуючи розвиток, 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; рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 115 кВ.

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

Післяаварійний режим - це режим функціонування енергосистеми, в якому передбачено планове обмеження навантаження на певні споживачі з метою забезпечення належної надійності та якості електропостачання залишковим частинам споживачів. Рівень напруги в балансувальних вузлах приймається на рівні 121 кВ.

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

Дані для визначення мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після проведення розширення подано в додатках В та Г, відповідно.

7.2 Регулювання напруги у мережі

Нормальна робота споживачів залежить від забезпечення стабільних значень частоти та напруги, які є показниками якості електроенергії. Одним із основних завдань є підтримка потрібних параметрів напруги в розподільчих мережах напругою 10 кВ. Для цього використовуються трансформатори з регульованим перетворенням напруги (РПН), які здійснюють регулювання напруги в центрах живлення. У цьому розділі виконується вибір оптимальних налаштувань трансформаторів. Метою регулювання напруги є забезпечення нормативних відхилень напруги на вторинних шинах підстанцій.

Значення напруг в вузлах на високій та низькій сторонах без впливу РПН наведені у таблиці 7.1.

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	109,5	104,13	115,9
702	109,64	104,27	116,02
703	109,38	104	115,78
704	109,5	104,12	115,89

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
701	10,5	9,98	11,11
702	10,2	9,67	10,83
703	10,1	9,56	10,73
704	10,49	9,97	11,1

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

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.

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \chi_{RT} + (Q_H - Q_{KP}) \chi_{XT}}{U_{BH}} \quad (7.2)$$

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:

$$K_{\text{Тд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10.5} = 10.9. \quad (7.4)$$

З урахуванням обмежень регулювання, кожен наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступній відпайці, буде обчислюватись шляхом множення розрахованого коефіцієнта трансформації ($K_{\text{Тд}}$), який визначається за виразом (7.4), на відносну кількість робочих витків, що відповідає даній відпайці. Коефіцієнт трансформації для ЕОМ, натомість, є оберненим значенням дійсного коефіцієнта трансформації. За допомогою виразу (7.2) ми розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, які будуть приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{\text{Т701}} = \frac{(9,4) \cdot (7,95 / 2) + (5,58) \cdot (139 / 2)}{109,5} = 3,88 (\text{кВ}).$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т701б}} = \frac{111,53 - 4,2}{10,5} = 10,22.$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т701д}} = 9,984$, що відповідає 12-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН701д}} = \frac{109,5 - 3,88}{9,984} = 10,57 (\text{кВ}).$$

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
К _{Тб}	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
701	3,88	10,058	10,57	12	9,984	0,100
702	2,76	10,179	10,54	11	10,141	0,098
703	3,49	10,083	10,44	12	10,141	0,098
704	0,36	10,463	10,59	10	10,298	0,097

Після впровадження заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях, було проведено розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі після застосування бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (додаток Д). Отримані результати свідчать про те, що наявні засоби регулювання на цих підстанціях забезпечують можливість експлуатації з необхідними показниками якості електроенергії на стороні 10 кВ.

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі

У попередніх розділах було проведено розрахунки для вибору оптимального варіанту розвитку 110 кВ електричної мережі, включаючи вибір головних схем вузлових та споживальних підстанцій, обладнання підстанцій та електричних мереж, аналіз режиму максимальних навантажень та розробку заходів для підтримки якості напруги в системі. Ці дії надали достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

В енергетичній галузі для оцінки економічної ефективності проекту застосовується показник рентабельності капіталовкладень. Оскільки проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років, формула для цього показника матиме наступний вигляд:

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

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), $C_T = 3,68$ 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; В – 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 -тій 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 -тої ЛЕП, Ом/км;

τ – час максимальних втрат (5248 год);

ΔL_i – довжина i -тої 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 ліній електропередавання: 704-703, 703-702, 702-15;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 702, 703, 704;
- реконструкція ПС «Калинівка».

На другому році:

- будівництво ліній електропередавання: 204-701;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 701;
- спорудження відгалуження у вузлі 204.

На третьому році:

- будівництво ліній електропередавання: 701-704;

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у таблицях 8.1 – 8.4.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,38	734,56	601,984	4,916	24509,72
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
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	12 од.	463,392	4139,724	111,768	125,424	12	4852,308
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		849,552	6598,895	192,694	203,984	22	7867,124

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	135,424
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
5.1.9	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
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	1709,318
Загальна кошторисна вартість			61643,366						

Таблиця 8.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,38	734,56	601,984	4,916	24509,72
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
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	14 од.	540,624	4829,678	130,396	146,328	14	5661,026
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		926,784	7288,849	211,322	224,888	24	8675,842

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	135,424
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
5.1.9	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
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	1709,318
Загальна кошторисна вартість			61564,984						

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,22
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
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	689,954	18,628	20,904	2	808,718
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		463,392	3149,125	99,554	99,464	12	3823,534

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

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	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	135,424
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
5.1.9	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
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	1709,318
Загальна кошторисна вартість			51207,178						

Таблиця 8.4 – Вартість реконструкції ПС «Калинівка»

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	4	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096
	Приєднання 110 кВ силового трансформатора з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.3	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	4	584,828	795,68	61,624	44,448	4	1490,58
2.4	Приєднання 110 кВ силового трансформатора з роз'єднувачем	2	148,916	5028,102	209,134	138,372	2,386	5526,91
2.5	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974
Всього ВРУ 110 кВ			1661,762	23780,72	1030,863	693,774	14,886	27182,02
Загальна кошторисна вартість			27182,02					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 201597,548 тис. грн..

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.5–8.6.

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	2,028	19004,22
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
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	8 од.	308,928	2759,816	74,512	83,616	8	3234,872
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		695,088	5218,987	155,438	162,176	18	6249,688

Продовження таблиці 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	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
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
4.4	БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	2804,525
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
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
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
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
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
5.1.9	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
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			54037,691					

Таблиця 8.6 – Вартість облаштування відгалуження від вузла 204

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23
Загальна кошторисна вартість			586,237					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 54 623,928.

На третьому році будівництва пов'язаного з будівництвом нових ПС або ж реконструкцією існуючих відбуватися не буде, тому укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 0 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (11+6,5+12,5) = 47210,404 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 5,5 = 8655,240 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 6 = 9442,08 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 47210,404 + 201597,548 = 248807,952 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 8655,240 + 65967,121 = 74622,362 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 9442,08 + 0 = 9442,08 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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; ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (8.8)$$

де $\Delta W_{\text{ЛЛ}}$, $\Delta W_{\text{ПП}}$ – 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:

$$B_{\text{Л1}} = 47210,404 \cdot 0,3/100 = 141,631 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (8655,240 \cdot 0,3)/100 = 25,965 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{ЛЗ} = (9442,08 \cdot 0,3)/100 = 28,326 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (248807,952 \cdot 3)/100 = 7464,238 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (74622,362 \cdot 3)/100 = 2238,670 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П3} = 0 \text{ (тис.грн.)}.$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.7.

Таблиця 8.7 – 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	ЛЕП: 704-703, 703-702, 702-15 П/ст: 702, 703, 704	1000	240	1240
2	ЛЕП: 204-701 П/ст: 701	560	60	620
3	ЛЕП: 701-704 П/ст: -	-90	0	-90

Річні видатки було розраховано за виразом (8.7).

$$B_1 = 141,631 + 7464,238 + (1240 \cdot 3,68) = 12169,069 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 25,965 + 2238,670 + (620 \cdot 3,68) = 4546,236 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 28,326 + 0 + (-90 \cdot 3,68) = -302,873 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$W_{1(702+703+704)} = (13,7 + 16,4) \cdot 6500 + 10 \cdot 1200 = 207650 \text{ (МВт·год)};$$

$$W_{2(701)} = 9,4 \cdot 6500 = 61100 \text{ (МВт·год)}.$$

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

$$\Pi_1 = 5,08 \cdot 0,12 \cdot 12000 + 3,68 \cdot 0,12 \cdot 195650 - 11371,196 = 82343,044 \text{ (тис.грн.)};$$

$$\Pi_2 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 61100 - 4546,236 = 22435,524 \text{ (тис.грн.)};$$

$$\Pi_3 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 0 - (-302,873) = 302,873 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$E'_a = \frac{88343,044 / (1 + 0,2) + 22435,524 / (1 + 0,2)^2 + 302,873 / (1 + 0,2)^3}{248807,952 / (1 + 0,2) + 74622,362 / (1 + 0,2)^2 + 9442,08 / (1 + 0,2)^3} = 0,337.$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,267 = 2,96 \text{ роки}.$$

Таблиця 8.8 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	39,5
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6500
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт·год	1 211 680
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	256221,476
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,82
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,93
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт · год	8150
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт·год	24150

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів.

Рентабельність проекту розвитку в цілому відносно задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (2,96 роки) підтверджують ефективність.

9 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Втрати енергії під час передачі через повітряні лінії електропередавання зазвичай досить високі. Потужність втрачається як у обладнанні, що забезпечує перетворення енергії, так і на лініях. Втрати електроенергії у проводах залежать від сили струму, тому при передачі її на далекі відстані напруга підвищують за допомогою трансформаторів, у стільки ж разів зменшуючи силу струму, що при передачі тієї ж потужності дозволяє значно знизити втрати. Проте зі зростанням напруги починають відбуватися різні розрядні явища, які також роблять свій внесок у втрати. Встановлене на вузлових станціях для перерозподілу електроенергії обладнання дозволяє контролювати потоки енергії та їх параметри, а також оцінювати втрати та якість електроенергії.

9.1 Характеристики втрат енергії у повітряних лініях

Можна виділити такі типи втрат у повітряних ЛЕП:

- неминучі втрати за рахунок омичного опору проводів;
- втрати на електромагнітне випромінювання;
- втрати при виникненні коронного розряду на проводах та ізоляторах;
- втрати при виникненні резонансних явищ у проводі при неузгодженні з навантаженням;
- витоки струму за рахунок порушення ізоляції;
- витік струму при міжфазних коротких замикання та замиканні на землю.

Наявність несприятливих погодних умов (дощ, сніг, туман, сильний вітер, ожеледиця) призводить до додаткових втрат, зокрема до виникнення коротких замикань, часткового пошкодження і обриву проводів.

9.2 Підвищення ефективності передачі потужності через ЛЕП

При транспортуванні електроенергії через конкретну ЛЕП регламентовані допустимі струмові навантаження. При цьому використовуються граничні значення струму, що визначають провисання проводів вище критичного. Ці дані взяті для екстремальних умов, які більш ніж в 90% часу експлуатації ЛЕП не зустрічаються. Отже, є ресурс пропускання великих потужностей без порушення регламенту. Тобто можна передавати додаткову потужність (15-30%) майже в 90% часу експлуатації. Наявність системи моніторингу дозволяє без зменшення регламенту надійності використовувати цей додатковий ресурс. Для цього необхідно контролювати рівень струму і температуру проводів по всій трасі і відповідно до реального стану лінії динамічно регулювати рівень потужності, що передається (рис. 9.1).

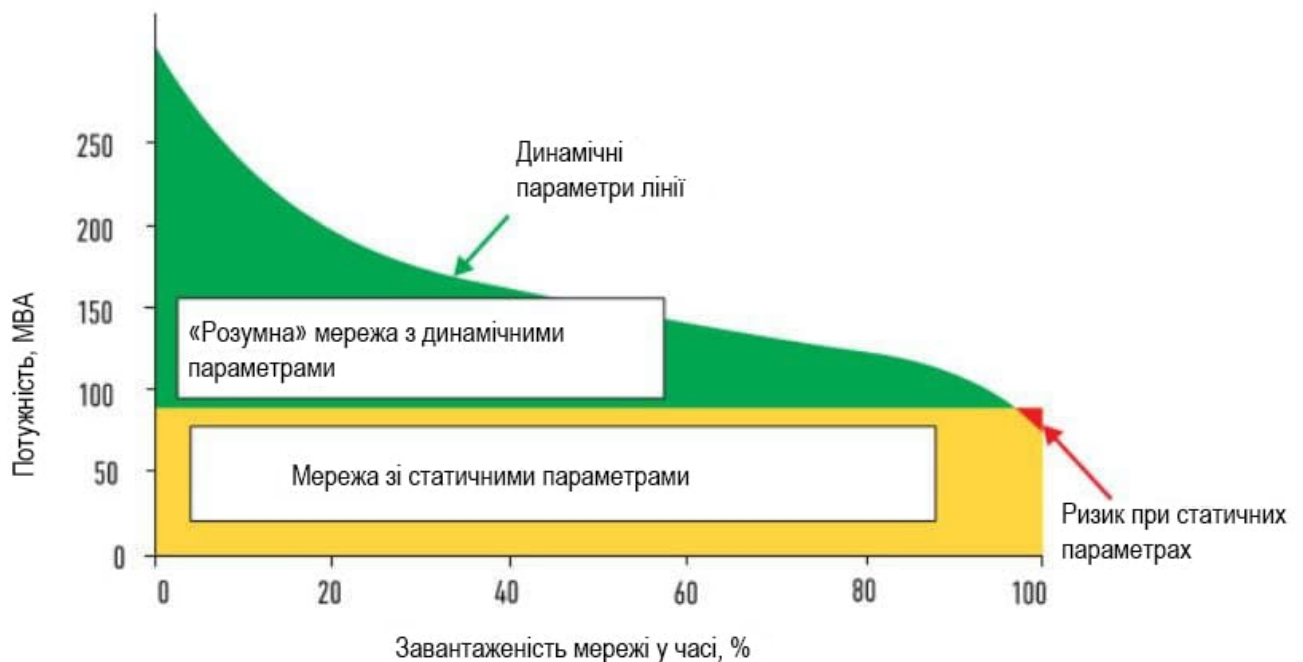


Рисунок 9.1 – Ефективність передавання енергії в ЛЕП зі статичними та динамічними параметрами

9.3 Історія розробки систем моніторингу повітряних ліній електропередавання

Телеметричний контроль параметрів проводів ЛЕП було вперше запропоновано понад 40 років тому. Першим контрольованим параметром за допомогою телеметричного радіоканалу став струм в проводі. До цього часу відноситься поява американського патенту Remote measuring system («Системи дистанційного вимірювання струму в проводі з передачею вимірюваного значення по радіоканалу»). У запропонованому рішенні використовувалося живлення пристрою вимірювання індукційного трансформатора за рахунок струму, що протікає в проводі. Він вимірювався через трансформаторний датчик струму. Сигнал модулював мережевий ланцюг лампового передавача (рис. 9.2).

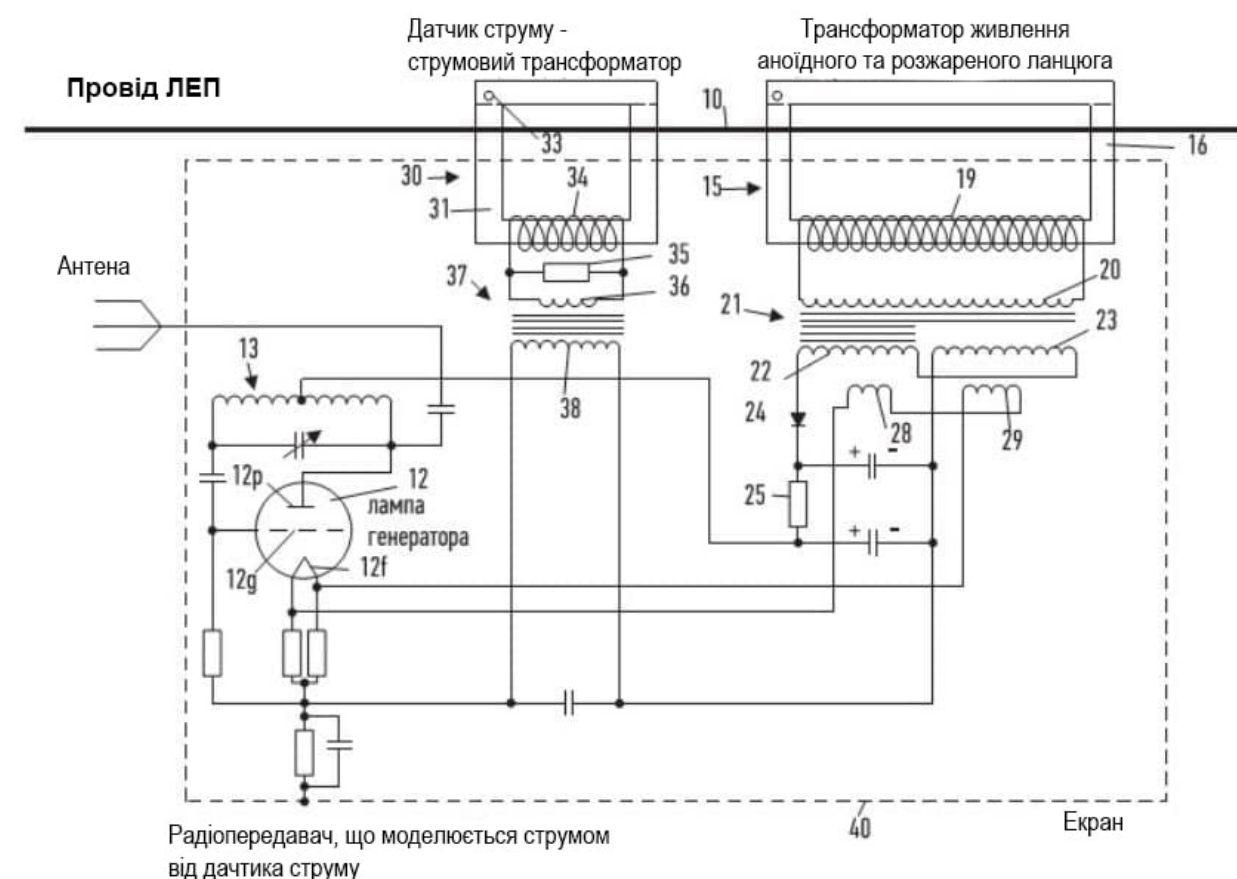


Рисунок 9.2 - Схема дистанційного вимірювача струму із радіоканалом

Як видно на рисунку, у вимірнику струму використовувалися вимірювальний та струмовий трансформатори для живлення лампової схеми (ланцюг анода та розжарення). Передавач виконаний на одноламповому каскаді. Використовується АМ ВЧ-сигналу за допомогою модуляції мережевого струму генератора передавача. Пізніше з'явився патент, у якому вже використовувалася транзисторна елементна база: System for transmitting to assemble point a signal that varies as function of the current flow in a high voltage conductor (Pat. № 3,428,896 від 1966 р.). В останні 15 років завдяки розвитку інформаційних технологій стала можлива комерційна реалізація систем моніторингу проводів ЛЕП.

9.4 Структура систем моніторингу повітряних електромереж

В даний час у всьому світі знаходять широке застосування різні системи моніторингу повітряних ЛЕП, що забезпечують системного оператора докладною інформацією про стан повітряних кабельних мереж електропостачання. Система моніторингу складається із мережі вимірювальних блоків, пов'язаних через канал зв'язку з обладнанням на диспетчерському пункті. Вимірювальні блоки розподілені вздовж траси ЛЕП і монтуються на опорах або безпосередньо на високовольтних дротах. На рис. 9.3 показано структуру системи моніторингу пропускної спроможності проводів ЛЕП.



Рисунок 9.3 – Система моніторингу проводів ЛЕП

Диспетчерські пункти розташовані у вузлових точках мереж перерозподілу енергії. В даний час у них, як правило, використовуються системи SCADA, що забезпечують обробку та інтерпретацію отриманих від вимірювальних блоків даних (рис. 9.4). У вимірювальний блок входять такі основні компоненти:

- група датчиків вимірювання основних поточних параметрів провідної лінії;
- процесорний модуль для обробки виміряних даних;
- система передачі;
- модуль автономного живлення.

Залежно від функціонального призначення в системах моніторингу можуть використовуватись різні типи датчиків:

- для вимірювання струму у дроті;
- температури дроту у прольоті;
- механічної напруги дроту в точках підвісу (тензодатчики);
- для вимірювання згасання в оптичних волокнах грозотроса або фазного дроту;
- для вимірювання критичних стріл провисання;
- кліматичних умов (метеостанція);
- вібраційних характеристик дротів (акселерометри).

Вимірювання струму здійснюється безконтактним методом, для чого використовуються датчики на основі ефекту Холла або котушки Рогівського.

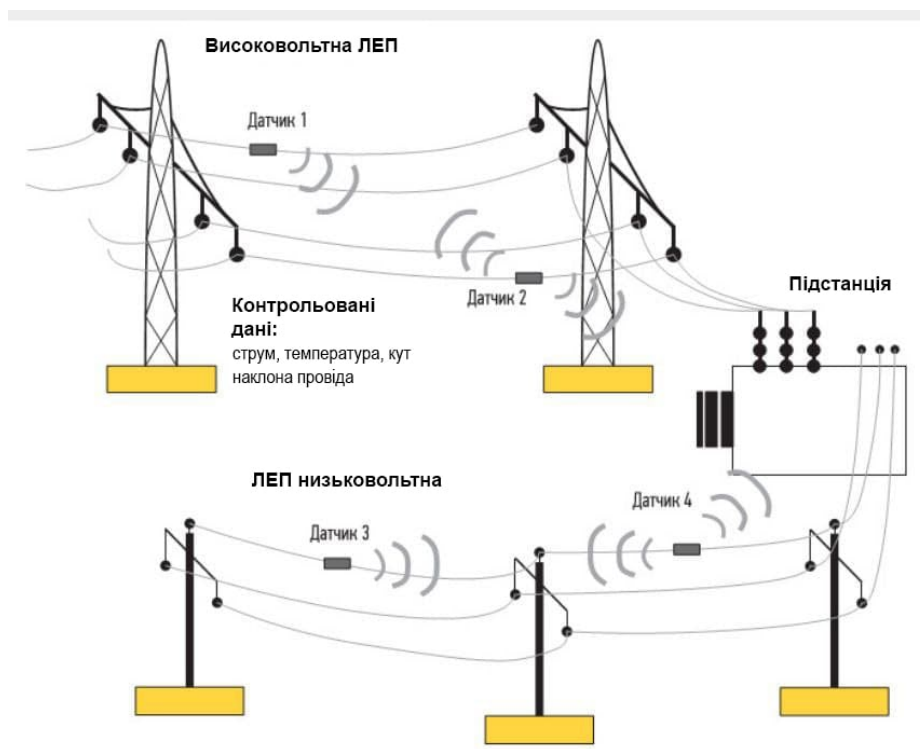


Рисунок 9.4 – Структура вимірювального блока та центра моніторингу

9.4.1 Система живлення автономних вимірювальних блоків

В даний час для живлення вимірювальних блоків систем моніторингу повітряних ліній (ПЛ) використовується два варіанти. Для вимірювальних систем, що розміщуються на щоглах опор ЛЕП, як правило, використовуються акумуляторні батареї, що заряджаються від сонячних батарей. Для вимірювальних модулів, що монтуються безпосередньо на проводах ЛЕП, живлення проводиться від струмового трансформатора.

Струмовий трансформатор перетворює енергію безпосередньо з проводу ЛЕП. Як джерело збудження (первинна обмотка трансформатора) використовується струмонесучий провід ЛЕП. Вторинна обмотка трансформатора - тороїдальна котушка з феромагнітним сердечником. Модуль індукційного джерела живлення складається з струмового трансформатора, випрямляча, акумулятора енергії (іоністора) та перетворювача напруги, який забезпечує роботу всіх цифрових та аналогових вузлів вимірювача.

9.4.2 Канал передачі даних

В даний час для передачі даних в системах моніторингу ПЛ в основному використовуються бездротові канали зв'язку - це GSM-або ISM-радіо-модеми, що працюють на частотах 434, 868 МГц і 2,4 ГГц.

GSM-модеми вже понад десять років використовуються на ринку засобів АСУ ТП, у тому числі для передачі даних у системах моніторингу. У перших моделях можливості були обмежені передачею SMS-повідомлень та даних у аналоговому режимі. Робота таких пристроїв в режимі аналогового модему забезпечує швидкість передачі даних всього 9,5 кбод, а оплата проводиться відповідно до часу знаходження в мережі. Система GPRS реалізує пакетну комутацію протягом усього каналу зв'язку, істотно оптимізуючи послуги передачі у мережах стандарту GSM. Вона практично миттєво встановлює з'єднання, використовує мережеві ресурси та займає ділянку діапазону частот тільки в моменти фактичної передачі даних, що гарантує надзвичайно ефективне використання доступної смуги частот. GPRS надає послугу багатоточкової передачі між провайдером певної мережі та групою мобільних абонентів з терміналами GPRS. Для GPRS потрібна оплата трафіку, яка нараховується лише за обсяг переданої та прийнятої інформації, а не за час знаходження модему у стані приймання/передачі.

Для передачі даних від модулів вимірювачів на сервер системи моніторингу може бути використана бездротова мережа, створена на основі радіомодемів xBee компанії Digi. В даний час випускаються трансивери на частоти 868 МГц та 2,4 ГГц. Трансивери забезпечують дальність передачі у прямій видимості до 4 км. На базі мережі трансиверів ZigBee з топологією backbone можна організувати естафетну передачу даних через мережу між вимірниками до сервера даних системи моніторингу. Напрямок передачі в мережі передачі вздовж ЛЕП завжди встановлено у бік сервера. Для підвищення надійності передбачено можливість альтернативного обходу проблемного вузла, що блокує зв'язок по ланцюгу.

9.4.3 Моніторинг погодних умов вздовж ліній електропередачі

На ЛЕП постійно впливають погодні умови. Температура, опади, атмосферний тиск, вологість, а також швидкість та напрям вітру є важливими параметрами, вимірювання яких необхідне для моніторингу погодних умов для ЛЕП. Знання поточної погодної ситуації вздовж лінії електропередач дозволяє зменшити кількість відключень енергії. Датчики та системи стеження за погодними умовами повинні розташовуватися вздовж ЛЕП. Енергетичним компаніям потрібні достовірні метеорологічні дані для управління роботою електромереж. Для контролю можуть використовуватися як повні метеорологічні станції, що працюють в автономному режимі, так і набір дистанційних датчиків, змонтованих на опорах.

9.4.4 Стан проводів та ізоляції ЛЕП

У процесі експлуатації може відбуватися пошкодження та зношення проводів, а також забруднення та пробій ізоляторів. При цьому виникають міжфазні витоки та замикання, а також замикання на землю. Крім того, за рахунок старіння проводів при нагріванні струмом, що протікає, може відбуватися критичне провисання і торкання проводів як землі, так і об'єктів рельєфу. Більшість пошкоджень повітряних ліній становлять короткі замикання та обриви проводів. При цьому визначення місця пошкодження та відновлення пошкоджених ділянок електроліній мережі є найбільш складними та тривалими операціями. Короткі замикання та обриви призводять до значних втрат електроенергії.

Пропускна здатність ПЛ обмежується нагріванням проводів та стійкістю електропередачі. Причому зі збільшенням довжини ліній другий фактор (стійкість) визначає межу потужності, що передається. Провисання дроту, що характеризується стрілою провисання, у прольоті ЛЕП виникає внаслідок подовження дроту при нагріванні і залежить як від температури повітря, так і від нагрівання самого дроту внаслідок протікання струму.

У проектній документації на ЛЕП вказані допустимі параметри стріли провисання для кожного прольоту траси. Стріла провисання може визначатися як за допомогою тензодатчиків, розташованих на опорах у точках підвісу

дротів, так і побічно, за даними датчиків акселерометрів вимірювальних модулів, змонтованих безпосередньо на дроті. При цьому також враховуються температури навколишнього повітря та дроти та величина струму через провід. Наявність цих даних дозволяє визначати небезпечні режими експлуатації проводів у прольотах та за необхідності змінювати ресурс допустимого струмового навантаження.

9.4.5 Ожеледиця на проводах ЛЕП

Зледеніння також є загрозою для ЛЕП, а сніговий буран може стати важким випробуванням для забезпечення працездатності системи. Ожеледно-морозові відкладення на проводах і тросах ПЛ відбуваються при температурі повітря близько -5°C та швидкості вітру 5–10 м/с. Ожеледиця обумовлює додаткові механічні навантаження на всі елементи ПЛ. При значних ожеледних відкладеннях можливі обриви проводів, тросів, руйнування арматури, ізоляторів і навіть опор ПЛ. Ожеледиця є однією з причин «пляски» проводів, здатної призвести до їх схлещування. Наявність ожеледиці можна визначити при оцінці сукупності даних, отриманих від метеодатчиків, тензодатчиків підвісу та акселерометрів.

9.4.6 Коронний розряд на дротах

Коронний розряд виникає в різко неоднорідних полях, у яких іонізаційні процеси можуть відбуватися у вузькій ділянці поблизу електродів. До таких полів належить і електричне поле проводів повітряних ЛЕП. Ця високочастотна складова струму корони є джерелом інтенсивного електромагнітного випромінювання з широким спектром частот, що створює перешкоди радіо- та телевізійному прийому. Втрати на корону для ліній різних напруг мають значення (для лінії ПЛ 500 кВ середньорічні втрати на корону становлять близько 9–11 кВт/км). Наявність коронного розряду може визначатися за допомогою спектрального аналізу сукупності струмових сигналів, синхронізованих з часовими мітками GPS.

9.4.7 Вплив гармонік

Однією з основних проблем при транспортуванні електроенергії є вплив найвищих гармонік напруги та струму на елементи систем електропостачання. Несинусоїдні струми в елементах електричної мережі викликають додаткові втрати потужності та електроенергії. Розмір цих втрат залежить від ступеня спотворення синусоїдальності. Основний внесок у втрати вносять 3-я, 5-а та 7-а гармоніки.

Величина додаткових втрат у лінії визначається такими факторами, як гармонічний склад та величина струму вищих гармонік, їх розподіл вздовж траси лінії, опори дротів та тросів. Високий рівень додаткових втрат активної потужності та енергії говорить про наявність резонансних процесів у лініях, що призводить до погіршення якості електроенергії, що передається, і зниження терміну служби електрообладнання мережі.

Аналіз гармонік струму дозволяє виявляти виток та замикання, а також локалізувати їх на рівні сегментів мережі. Виявлення резонансних явищ у топології мережі дозволяє вжити заходів для кращого узгодження з навантаженням та зменшити втрати енергії у мережах під час транспортування.

9.5 Приклади комерційних систем моніторингу повітряних мереж ЛЕП

На сьогоднішній день в нашій країні та за кордоном використовується ряд комерційних систем моніторингу повітряних електромереж, орієнтованих на вирішення певних завдань. Розглянемо структури типових систем моніторингу, які відрізняються як функціональними характеристиками, так і ціною, і навіть способом монтажу на ЛЕП.

9.5.1 Система моніторингу проводів ЛЕП CAT-1

Однією з перших комерційних систем моніторингу стала система CAT-1, розроблена 1991 р. американською компанією The Valley Group, Inc. В даний час у всьому світі використовується понад 300 систем моніторингу CAT-1. Система забезпечує моніторинг у реальному часі погодних умов та натягу

проводів у точках кріплення до опор. Основний модуль системи монтується на опорі ЛЕП та важить близько 50 кг. Датчики вимірювання натягу проводів є тензодатчиками в корпусі з нержавіючої сталі з отворами кріплення і встановлюються між ізолятором і опорою. Основою тензодатчиків є вимірювальний перетворювач. Основний модуль САТ-1 складається з вологостійкого алюмінієвого корпусу з блоком електроніки, вбудованого модему, антен для передачі даних та кріпильних елементів. Модуль призначений для експлуатації в діапазоні температур довкілля $-40...+60$ °С. Для забезпечення безперервної роботи модуля використовується 12 В акумуляторна батарея, зарядний пристрій і панель сонячної батареї (рис. 9.5).



Рисунок 9.5 – Модуль живлення САТ-1. Вимірювальний модуль монтується на опорі

Незважаючи на простоту вимірювань, система за рахунок використання патентованих алгоритмів аналізу забезпечує виявлення та розрахунок багатьох корисних параметрів ПЛ, наприклад стріли провисання, струмової пропускної спроможності лінії та навіть наявності ожеледиці на проводах. На рис. 9.6 показана структура системи моніторингу САТ-1, виявлення ожеледиці на проводах.

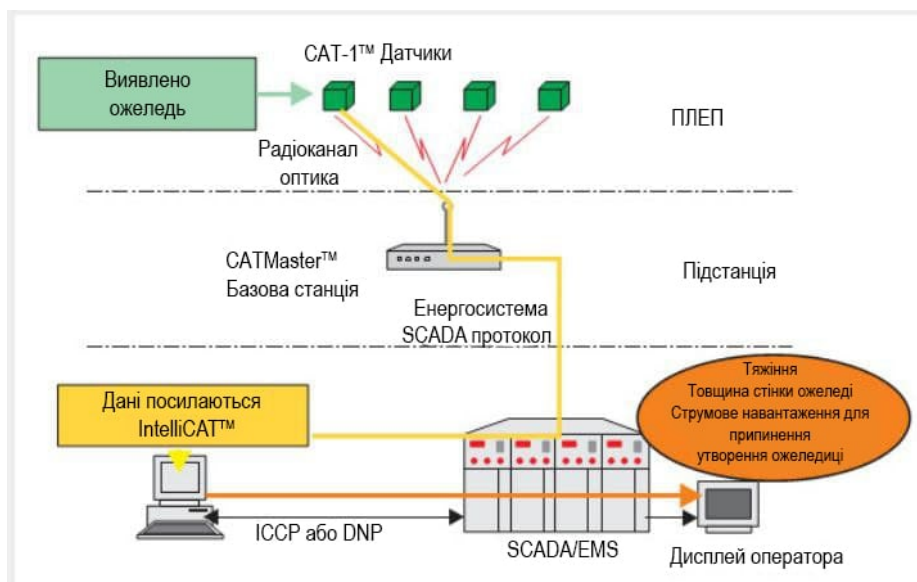


Рисунок 9.6 – Приклад використання системи моніторингу CAT-1 для виявлення ожеледиці на проводах

9.5.2 Безконтактні вимірювачі струму та температури проводу

В даний час набула широкого поширення інша концепція реалізації вимірювального модуля для систем моніторингу OTLM (Over head Transmission Line Monitoring), тобто моніторинг пропускної здатності ПЛ. На відміну від системи моніторингу CAT-1, модуль OTLM конструктивно монтується на високовольтний провід. Вимірювання струму в проводі та живлення модуля здійснюється безконтактно. Живлення приладу здійснюється від енергії, що отримується від проводу через струмовий трансформатор. Система OTLM забезпечує в реальному часі вимірювання температури та струму дротів.

На рисунку 9.7 показано загальний вигляд OTLM-модуля, виробленого словенською компанією C&G.

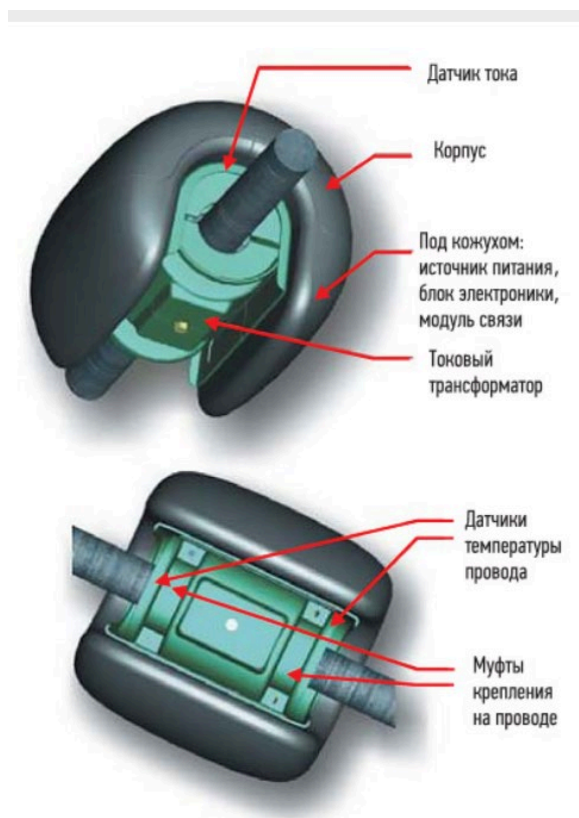


Рисунок 9.7 – Загальний вигляд пристрою OTLM

Основні характеристики вимірювального модуля OTLM:

- діаметр капсули 305 мм; довжина 300 мм;
- вага капсули 10 кг;
- діапазон застосування на лініях ЛЕП – до 420 кВ;
- частота 50 Гц;
- діаметр струмонесучого проводу 10-50 мм;
- діапазон робочих струмів 50-1100 А;
- діапазон вимірювання температури проводу $-40 \dots +125^{\circ}\text{C}$;
- діапазон робочих температур $-40 \dots +70^{\circ}\text{C}$;
- точність вимірювання температури до 1°C ;
- канал передачі даних - GSM (900/1100/1800/1900 МГц);
- протокол передачі SMS/GPRS.

Пристрій вимірює струм в проводі та температуру проводу у фіксованих точках. Прилад має кріплення для монтажу безпосередньо на провід. Джерело живлення – вбудований струмовий трансформатор. Отримувана енергія

використовується для живлення всього пристрою. Жодних зовнішніх джерел живлення не потрібно. Також у приладі використовується GPS-приймач. Виміряні значення струму та температури прив'язані, таким чином, до конкретних координат положення блоку на ЛЕП та міток точного часу. Дані вимірювань періодично передаються до диспетчерського пункту, обладнаного системою SCADA, через стандартний IEC-протокол. Дані доступні через веб-браузер.

9.5.3 Осцилографування історії аварій

Реєстрація в ОЗУ з кільцевим записом значень струму в лінії з тимчасовою прив'язкою дозволяє реєструвати в пам'яті передаварійну та післяаварійну історію подій у локальній точці установки вимірювача на проводі. Осцилограми, що містять передісторію та історію аварії тривалістю кілька хвилин, архівуються у ОЗУ великої ємності (FRAM). Ці дані можуть бути передані на сервер диспетчерського пункту або використані системою декількох вимірювальних модулів для аналізу та локалізації аварійної події, наприклад факту короткого замикання або обриву дроту.

9.6 Методи локалізації струмів витоку та КЗ у ЛЕП

Лінії електричних мереж з великими струмами замикання на землю характеризуються досить великою довжиною. Методи та засоби ЗМП тут засновані на вимірюванні та запам'ятовуванні параметрів аварійного режиму та обчисленні відстані до місць пошкодження. Обробка результатів вимірювання виконується вже після вимкнення лінії релейним захистом. Одночасна фіксація аварійного сигналу до відключення джерела живлення ЛЕП пристроями контролю струму та напруги у дроті повітряної ЛЕП та спільне оброблення результатів вимірювань пропонованими способами дозволяє швидко і досить просто визначити місце пошкодження. Метод заснований на реєстрації системою синхронізованих від GPS датчиків струму та напруги часу проходження стрибка фазної напруги. Значення тимчасових міток передаються в диспетчерський центр обробки, де визначається сегмент

пошкодженої проводової мережі. Аналізується аварійний сигнал, у якому виділяють одинадцяту гармоніку. Аналіз фазової характеристики вздовж лінії передачі дозволяє локалізувати місце аварії.

9.7 Лазерна картографія ЛЕП

Досягнуті останніми роками технологічні успіхи у вдосконаленні засобів авіаційного дистанційного зондування дозволяють використовувати принципово нові підходи для топографічного моніторингу ЛЕП. За допомогою лазерного аерокартографічного сканування зараз можна отримувати точні карти розташування всіх об'єктів ЛЕП, у тому числі опор та проводів із прив'язкою до 3D-рельєфу місцевості. Топологія рельєфу, стан опор, висота підвісу, становище інших значимих об'єктів у безпосередній близькості від ЛЕП — усе це тепер доступно оператору систем SCADA, поруч із оперативною інформацією стану проводів і кліматичних умов. При лазерному скануванні вздовж траси ЛЕП можна паралельно проводити тепловізійну зйомку (рис. 9.8). Класичними прикладами є виявлення дефектів ізоляції та вимірювання температури проводів при зйомці ЛЕП та термоконтроль стану теплових комунікацій та огорожувальних конструкцій будівель на предмет наднормативних втрат енергії.

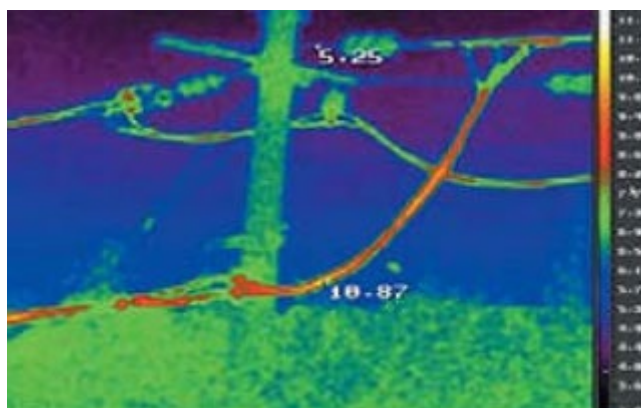


Рисунок 9.8 - Інфрачервоне зображення фрагмента ЛЕП, отримане за допомогою тепловізора IRTIS, що працює у спектральному діапазоні 3-5 мкм

Використання лазерного локатора дозволяє отримувати тривимірні образи рельєфу та всіх наземних об'єктів, а також проводити за ними геометричні виміри (рис. 9.9).

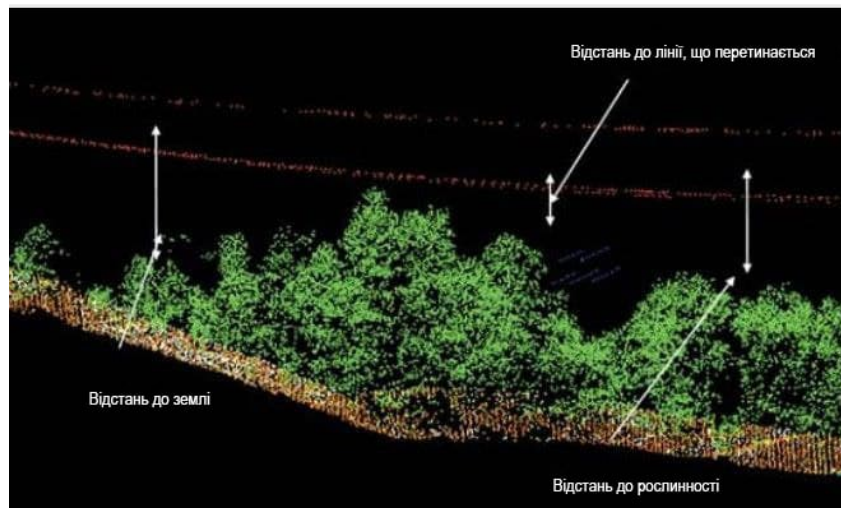


Рисунок 9.9 – Приклад представлення топологічної моделі траси в системі SCADA

Спільне використання лазерно-локаційної та інфрачервоної зйомки дозволяє одночасно вимірювати справжню температуру дроту та стрілу провисання, а також визначати місця витоків енергії та пошкоджені ізолятори.

9.8 Монтаж системи моніторингу під напругою

Експлуатація електроустановок та електрообладнання електричних мереж без їх відключення стає нині основним способом обслуговування, і вона широко застосовується у різних країнах світу на лініях електропередачі всіх класів напруги – від 0,38 до 750 кВ. Ця технологія була розроблена в СРСР ще в 50-ті роки та широко використовувалася на практиці. Застосування цієї системи дозволяє зберігати нормальний режим роботи електричних мереж під час монтажу додаткового обладнання та регламентних робіт. Прогресивність робіт під напругою дає економічні переваги за збереження безпеки операторів.

Для проведення монтажних робіт на ПЛ під напругою використовуються гідропідйомники, система ізоляції, електропровідний комплект спецодягу, що утворює клітку Фарадея, усередині якої дія поля зведена до мінімуму (рис. 9.10). Вся система гарантує захист електромонтера від протікання струму нижче порога чутливості. Це досягається вирівнюванням потенціалів робочого місця в системі «провід-підйомник-оператор» та шунтуванням з одночасним застосуванням надійної ізоляції робочого місця від землі або заземлених елементів опори. При цьому від впливу електричного поля електромонтер захищається електропровідним комплектом спецодягу. Для зручності і технологічності монтажу на проводі корпус вимірювача, в якому розміщуються датчик струму, трансформатор і блок електроніки, що живить, виконується з двох половинок. Обидві половинки корпусу з'єднані шарнірним механізмом.



Рисунок 9.10 – Монтаж вимірювального блока на проводах ЛЕП

Управління шарнірним механізмом при монтажі вимірювача струму на дроті ЛЕП здійснюється за допомогою спеціальної поворотної штанги із шестигранним ключем. Перед монтажем, повертаючи ключ проти годинникової стрілки, розсуваються секції корпусу. Далі вимірник чіпляється на провід ЛЕП. Фіксація корпусу вимірювача струму на дроті проводиться поворотом технологічного ключа за годинниковою стрілкою. При цьому обидві половинки корпусу сходяться, замикаючи контур навколо дроту.

Вбудовані муфти забезпечують жорстку фіксацію корпусу вимірювача струму на дроті ЛЕП (рис. 9.11).



Рисунок 9.11 - Монтаж вимірювача Donut на проводі ЛЕП

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розроблені заходи з охорони праці та цивільного захисту під час моніторингу повітряних ліній електропередач. На електротехнічний оперативно-ремонтний персонал, який здійснює моніторинг повітряних ліній електропередач, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [11, 12].

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо). Хімічні фактори: речовини хімічного походження, переважно аерозолі фіброгенної дії (металевий і будівельний пил). Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні та 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

Забороняється виконувати будь-які ремонтні та відновлювальні роботи, а також підніматись на опору та її конструктивні елементи під час огляду ПЛ або повітряного перемикального пункту. Піднімання на опору допускається тільки при верховому огляді ПЛ.

У важко прохідній місцевості (болота, водяні перешкоди, гори, лісові завали тощо) і за умов несприятливої погоди (дощ, туман, снігопад, сильний

вітер, мороз тощо), а також в темну пору доби огляд ПЛ повинні виконувати два працівники з групами III і II. В решті випадків дозволяється одноособово проводити огляд ПЛ працівникові з групою III. Забороняється йти під проводами під час огляду ПЛ в темну пору доби. Під час пошуку пошкоджень на ПЛ працівники, які оглядають лінію, повинні мати при собі попереджувальні знаки або плакати.

Забороняється на ПЛ понад 1000 В наближатись до проводу, який лежить на землі, на відстань менше ніж 8 м. Поблизу такого проводу треба організувати охорону, щоб запобігти наближенню до нього людей і тварин, встановити попереджувальні знаки або плакати. А потім необхідно повідомити про те, що сталося, власникові електричних мереж та дочекатись приїзду ремонтної бригади.

Забороняється на ПЛ наближатись до опор, що перебувають під напругою, на відстань менше ніж 8 м за наявності ознак протікання струму замикання на землю внаслідок пошкодження ізоляторів, дотику проводу до тіла опори тощо (випаровування вологи з ґрунту, поява електричної дуги на елементах опор та в місцях безпосереднього закріплення опори у ґрунті).

У разі виконання робіт на ділянках перетинання ПЛ з транспортними магістралями (залізниця, судноплавні річки та канали), коли необхідно тимчасово припинити рух транспорту або на час його руху припинити роботи на ПЛ, працівник, який видає наряд, повинен викликати на місце робіт представника служби руху транспортної магістралі. Цей представник повинен забезпечити припинення руху транспорту на необхідний час або попередити лінійну бригаду про наближення транспорту. Щоб пропустити транспорт, проводи, які заважають руху, слід підняти на безпечну висоту.

У разі виконання робіт на ділянці перетинання або зближення ПЛ із шосе та польовими дорогами для попередження водіїв транспорту або для припинення за узгодженням з Державтоінспекцією його руху керівник робіт повинен виставити на шосе чи дорозі сигнальників, а також встановити попереджувальні дорожні знаки "Ремонтні роботи" та застережні знаки. За

необхідності на місце робіт треба викликати представника автоінспекції. Сигнальники повинні перебувати на відстані 100 м з обох боків від місця перетинання або зближення ПЛ з дорогами і мати при собі вдень червоні прапорці, а вночі - червоні ліхтарі.

Особливу увагу потрібно приділяти убезпеченню працівників під час виконання робіт в діючих електроустановках. Найбільш ефективним засобом захисту працівників є встановлення заземлень. Встановлювати заземлення на струмопровідні частини необхідно безпосередньо після перевірки відсутності напруги.

Переносні заземлення спочатку треба приєднати до заземлювального пристрою, а потім, після перевірки відсутності напруги, встановити на струмопровідні частини. Знімати переносне заземлення необхідно в зворотній послідовності: спочатку зняти його зі струмопровідних частин, а потім від заземлювального пристрою.

Встановлення та зняття переносних заземлень слід виконувати в діелектричних рукавичках із застосуванням в електроустановках понад 1000 В ізолювальної штанги. Закріплювати затискачі переносних заземлень слід цією ж штангою або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках. Забороняється користуватися для заземлення провідниками, не призначеними для цього, а також приєднувати заземлення за допомогою скручування.

В електроустановках понад 1000 В (підстанції) заземлювати слід струмопровідні частини всіх фаз (полюсів) відключеної для робіт ділянки з усіх боків, з яких може бути подана напруга, за винятком відключених для робіт збірних шин, на які достатньо встановити одне заземлення. Під час робіт на відключеному лінійному роз'єднувачі на проводи спусків з боку ПЛ, незалежно від наявності заземлювальних ножів, має бути встановлене таке додаткове заземлення, яке не порушується під час виконання операцій з роз'єднувачем.

Заземлені струмопровідні частини мають бути відокремлені від струмопровідних частин, що перебувають під напругою, видимим розривом

(вимкненими вимикачами, роз'єднувачами, відокремлювачами або вимикачами навантаження, знятими запобіжниками, демонтованими шинами або проводами). Безпосередньо на робочому місці заземлення додатково встановлюється в тих випадках, коли ці частини можуть опинитися під наведеною напругою (потенціалом), яка може викликати ураження струмом, або коли на них може бути подана напруга понад 42 В змінного і 110 В постійного струму від стороннього джерела.

В електроустановках, конструкція яких така, що встановлення заземлень небезпечне (наприклад, в деяких розподільчих шафах, КРУ окремих типів, збірках з вертикальним розташуванням фаз), під час підготовки робочого місця слід вжити додаткових заходів безпеки, що перешкоджають помилковому поданню напруги до місця роботи: приводи і вимкнені апарати замикаються на замок; на ножі або верхні контакти роз'єднувачів рубильників, автоматів тощо встановлюються гумові ковпаки або спеціальні накладки з ізоляційних матеріалів; запобіжники, ввімкнені послідовно з комутаційними апаратами, знімаються. Ці технічні заходи мають бути вказані в місцевій інструкції з експлуатації. В разі неможливості вжиття зазначених додаткових заходів мають бути від'єднані кінці лінії живлення – в РУ, на щиті, збірці або безпосередньо на місці роботи. Список таких електроустановок визначається і затверджується особою, відповідальною за електрогосподарство.

Встановлення заземлення не потрібне під час роботи на електроустаткуванні, якщо від нього з усіх боків від'єднані шини, проводи та кабелі, якими може бути подана напруга; якщо на нього не може бути подана напруга зворотною трансформацією або від стороннього джерела і за умови, що на цьому устаткуванні не наводиться напруга. Кінці від'єднаних кабелів в цьому разі мають бути замкнені накоротко і заземлені.

Під час робіт в РУ встановлювати заземлення на протилежних кінцях ліній, що живлять це РУ, не потрібно, крім випадків, коли під час проведення робіт необхідно знімати заземлення з виводів ліній.

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.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [13], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [16] 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 [17]:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні допустимих параметрів мікроклімату не повинна перевищувати 2°C.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче допустимої температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше 1 м.

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

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожуючими конструкціями виробничих приміщень, що мають висоту 2 м над рівнем підлоги або площини, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м^3 [16]. 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 небезпечності
	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]. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів з очищення забруднених поверхонь. Потрібно підкреслити, що будь-яке нагромадження пилу може привести до загоряння. Чим дрібніше пил (менша зернистість), тим вище небезпека. Тому необхідно здійснювати наступні заходи: очищувати металевий пил якнайчастіше, щодня протирати гарячі поверхні, при високих концентраціях пилу обробляти запилені поверхні по частинам. Низька вологість збільшує потенційну небезпеку, це повинне прийматися в увагу під

час прибирання. 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». Допустимі рівні виробничого освітлення наведені в таблиці 10.3.

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

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

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

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».

Нормовані параметри виробничого шуму в робочій зоні наведено в таблиці 10.4.

Шум порушує нормальну роботу шлунка, особливо впливає на центральну нервову систему. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

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

Вібрація відноситься до факторів, які мають велику біологічну активність. Як загальна, так і локальна вібрація несприятливо впливає на організм людини, викликає зміну у функціональному стані вестибулярного апарату, центральної нервової, серцево-судинної систем, погіршує самопочуття та може призвести до розвитку професійних захворювань.

У нашому цеху присутня вібрація типу – За. Тобто технологічна вібрація, яка діє на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання. Нормовані параметри виробничої вібрації в робочій зоні наведено в таблиці 10.5.

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.

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.

10.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [11]. Робота монтажника потребує великих фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (ккал/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, ккал/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кг – до 30 кг; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук) – до 40000; при регіональному навантаженні (участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кг/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаємного розташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км.

2. 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; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності. Сенсорні навантаження: зосередження (%за зміну) – більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – більше 300; 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 – 8 год; змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

Дослідження безпеки роботи системи наведено у додатку В.

ВИСНОВОК

В магістерській кваліфікаційній роботі потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 703) та СЕС (вузол 704). Відповідно до категорії споживачів (переважно I), було розроблено конфігурацію, що забезпечує необхідний рівень надійності. Живлення реалізовано за допомогою двох центрів через одноланцюгові лінії. Оптимальну схему визначено за допомогою симплекс-методу, після чого проведено перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування та обрано найбільш економічно доцільний варіант.

Оскільки центром забезпечення слугує вузол 204, тому для нього виконуємо відгалуження з роз'єднувачем та ОПН. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Калинівка» (вузол 15) пропонується здійснити її реконструкцію на схему «Одна секціонована система збірних шин з обхідною» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі.

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 701, 702, 703 та 704 було вибрано схему РП типу «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги. Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,82 МВт при сумарній електроенергії, відпущеної новими підстанціям 1 211 680 МВт*год.

Загальні витрати на мережу складають 256221,476 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки E близький до E_a , та швидкий термін окупності 3 роки.

Устаткування, яке на сьогоднішній день використовується в Україні, досить сильно застаріло, як фізично, і морально. Воно є майже таким самим, як і в зарубіжних країнах, тільки з відставанням на 20-30 років. Аварії через ожеледицю на ПЛ є найважчими і важко усуваються через те, що взимку ґрунт промерзлий, дороги не розчищені та утворення ожеледиці відбувається не в одному місці, а розкидане по лінії. Аварії через ожеледицю на ПЛ, найчастіше виявляються масово та вимагають великих економічних вкладень.

На процес появи ожеледиці на ЛЕП впливають:

- висота підвісу дроту;
- швидкість вітру;
- температура повітря;
- діаметр проводів;
- дія електромагнітного поля;
- закручування дротів;
- протікання струму навантаження по дротах.

Для повітряних ліній електропередавання, які зазнають високих ожеледних та вітрових навантажень, слід забезпечувати передчасне виявлення появи ожеледиці та оперативність передачі диспетчеру інформації для своєчасної плавлення ожеледиці.

Домінуючий тренд у сфері розробки нових засобів боротьби з ожеледними відкладеннями на проводах ПЛ полягає у використанні комбінованих перетворювальних установок, здатних здійснювати при

виникненні необхідності плавлення ожеледиці, а решту часу – компенсацію реактивної потужності.

Найбільш перспективним слід визнати спосіб плавлення ожеледиці струмом ультранизької частоти, який поєднує переваги плавлення змінним струмом промислової частоти (на трьох проводах одночасно) і плавки постійним струмом (обмежений тільки активним опором, відрізняється плавним регулюванням струму плавки). Додаткова перевага даної технології полягає в тому, що установка для плавлення ожеледиці струмом ультранизької частоти легко трансформується в статичний компенсатор реактивної потужності. Це дозволяє експлуатувати дороге перетворювальне обладнання протягом календарного року. Проте зберігається такий недолік, як необхідність відключення ПЛ для очищення.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elektrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. <https://vseosvita.ua/library/embed/01005ovr-7043.docx.html>
3. <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/scenarii-realizacii-energeticheskoy-strategii-ukrainy-v-2035-godu/>.
4. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
5. 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, – 42 с.
6. Кирик В. В. Електричні мережі та ситеми: підручник /В.В. Кирик. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с. ISBN 978-966-990- 031-9.
7. Біткін С. Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ / Біткін С., Бовкун Я., Болдирєв О., - Київ: Міненерговугілля, 2011. – 190с.
8. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
9. Distributed fiber optic sensing and dynamic rating of power cables by Anders, George J. Cherukupalli. IEEE Press, 2020, 243 pp.
10. Режим доступу: https://tfk.net/catalog/kabelno_provodnikovaya_produktsiya/kabel_vysokogo_napryazheniya/silovoy_kabel_xruhaxs_64_110kv_1x150rmc_95_analog_apvegapu_110_1x150_95.html.

11. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

12. 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->.

13. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

14. 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.

15. 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>.

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

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

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

19. 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>.

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

21. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: «Розвиток районної електричної мережі з аналізом сучасних систем моніторингу повітряних ліній електропередавання»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет
електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichesk

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 Unichesk щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Бойко І.М.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Малогулко Ю.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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
«РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ
СУЧАСНИХ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ»

08-21.МКР.020.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

Малогулко Ю.В.

(підпис)

Магістр групи ЕСМ-22м3

Бойко І.М.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що відповідно до Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, №2484 від 10.12.2021 року **«Про схвалення Плану розвитку системи розподілу ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ» на 2022 – 2026 роки»**, а також воєнного стану та пошкодження більшості енергосистем країни, гостро постає питання про розвиток електричних мереж, більше того, як на перспективу, так і в темпі часу;

б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11 березня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проаналізувати сучасні системи моніторингу ліній електропередавання при розвитку електричної мережі;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. 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 МЕН 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
5. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового.

Тривалість використання найбільшого навантаження 6400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 540 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 35 км за рік. Повітряні лінії напругою 110 кВ, конструкція опор – стандартна та компактна, елементи грозозахисту: трос.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність виконання оптимізації.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень. Визначення оптимально схеми електричної мережі. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування.	21.01.24	01.03.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1, 2, 3 ПЗ
3	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей. Розрахунок і аналіз ustalених режимів	02.03.24	22.03.24	розділ 4, 5, 6, 7

	електричної мережі.			
4	Економічна частина. Аналіз сучасних систем моніторингу повітряних ліній електропередавання	23.03.24	15.04.24	розділ 8, 9
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	пояснювальна записка
6	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	розділ 5,6
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, 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 кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ. ДОСЛІДЖЕННЯ БЕЗПЕКИ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ 110 КВ В УМОВАХ ДІЇ ЗАГРОЗЛИВИХ ЧИННИКІВ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ

Всі електричні мережі мають свої слабкі ланки до і є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Районні електричні мережі є особливо уразливі через велику територію та безліч елементів можливого впливу НС. Електричні мережі є стратегічним елементом, тому і важливим є питання забезпечення високої стійкості роботи районної мережі в любых умовах їх роботи і НС.

Вплив радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, часу опромінення тощо. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем управління ЕМ. 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 в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробою і опір витоку, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Особливо велику загрозу для систем управління районної електричної мережі 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. Саме тому є необхідність запобіганню дії цього

фактору на електричне та електронне обладнання районної електричної мережі.

В.1 Дослідження стійкості роботи районної електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань

Для проведення аналізу вразливості ЕМ визначаємо граничні значення дози опромінення $D_{\text{грi}}$, для елементної бази систем керування ЕМ, при яких виникають незворотні зміни [22]. Отримані дані зводимо в таблицю В.1.

Таблиця В.1 – Граничні значення експозиційних доз

№	Блоки (елементи)	Елементна база ЕМ	$D_{\text{грi}}, \text{P}$	$D_{\text{гр}}, \text{P}$
1	Блок живлення	Мікросхема К 155 РЕЗ	10^5	10^4
2	Блок керування ЕМ	Транзистори КТ-646	10^4	
		Конденсатори СП5-30	10^7	
		Резистори ПЭВ 100-150 Ом	10^7	
3	Силові елементи	Трансформатор ТМ-100/6	10^7	
		Тиристори Т171-320-1.6	10^5	
		Дросель PLM3216	10^5	
		Реактори ФРОС-125/0.5УЗ	10^5	

Проаналізувавши дані таблиці В.1 визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $D_{\text{грi}} = 10^4 \text{P}$ є транзистори, а також деякі елементи блоку живлення. Блок живлення в разі високих рівнів радіації необхідно перенести в підвальне приміщення, що збільшить його захисні властивості (при збільшенні коефіцієнта ослаблення радіації). Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_m = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}, \quad (B.1)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 4,53$ Р/год);

t_k – час кінця опромінення ($t_k = 87600$ год (10 років));

t_n – час початку опромінення ($t_n = 1$ год).

$K_{осл}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{осл} = 1$).

$$D_m = \frac{2 \cdot 4,53 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{1} = 3275,11 \text{ (Р)}.$$

Оскільки $D_{грi} > D_m$, то дана система стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \frac{D_{гр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (B.2)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 4,53 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,53} = 1104,75 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази систем управління ЕМ $D_m = 3275,11$ Р, а допустима – 10^4 Р. Таким чином система ЕМ є стійкими в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 1104,75 год., при рівні радіації 4,53 Р/год.

В.2 Дослідження стійкості роботи районної електричної мережі в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначимо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_r = E_b \cdot 10^{-3}, \text{ кВ/м},$$

$$E_r = 12,85 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 12,85 \text{ (В/м)}.$$

Визначаємо горизонтальну та вертикальну напругу наводки [25].

$$U_{ri} = E_b \cdot l_{ri}, \text{ В},$$

$$U_{ri} = 12,85 \cdot 10^3 \cdot 0,5 = 6425 \text{ (В)}.$$

$$U_{bi} = E_r \cdot l_B, \text{ В},$$

$$U_{bi} = 12,85 \cdot 0,5 = 6,425 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення для різних блоків:

$$U_d = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N, \quad (\text{В.3})$$

де N – відсоток допуску.

$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)},$$

$$U_d = 24 + \frac{24}{100} \cdot 10 = 26,4 \text{ (В)},$$

$$U_{\ddot{a}} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кожної ділянки:

$$K_6 = 20 \cdot \lg \frac{U_d}{U_{r(B)}} \geq 40 \text{ [дБ]},$$

Горизонтальної:

$$K_{6_{r1}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{6425} = -52,47 \text{ (дБ)},$$

$$K_{6_{r2}} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{6425} = -46,45 \text{ (дБ)},$$

$$K_{6_{r3}} = 20 \cdot \lg \frac{399}{6425} = -22,46 \text{ (дБ)}.$$

Вертикальної:

$$K_{6_{b1}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{6,425} = 7,5 \text{ (дБ)},$$

$$K_{6_{b2}} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{6,425} = 13,54 \text{ (дБ)},$$

$$K_{6_{b3}} = 20 \cdot \lg \frac{399}{6,425} = 37,53 \text{ (дБ)}.$$

Отримані дані коефіцієнтів безпеки контурів РЕМ заносимо в табл. В.2.

Таблиця В.2 – Значення коефіцієнтів безпеки системи управління та автоматики районної електричної мережі

№	Найменування блоків	Кб _г , дБ	Кб _в , дБ	Результат дії
1	Блок живлення, 12 В	-52,47	7,5	Нестійкий
2	Блок управління, 24 В	-46,45	13,54	Нестійкий
3	Силові елементи, 380 В	-22,46	37,53	Нестійкі

Границя стійкості системи керування $Kb_{\min} = -52,47$ дБ, а $Kb_{\text{гр}} = 37,53$ дБ.

Отже, районна електрична мережа є нестійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи районної електричної мережі в умовах надзвичайних ситуацій

Для підвищення стійкості РЕМ необхідно використовувати екранування напівпровідникових елементів та горизонтальних струмопровідних елементів.

Необхідне перехідне гасіння енергії електричного імпульсу екраном буде складати для сталі:

$$A = 40 + Kb_{\min}, \quad (\text{В.4})$$

Для БЖ:

$$A_1 = 40 + 52,47 = 92,47 \text{ (дБ)};$$

Для БУ:

$$A_2 = 40 + 46,45 = 86,45 \text{ (дБ)};$$

Для СЕ:

$$A_3 = 40 + 22,46 = 62,46 \text{ (дБ)}.$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (\text{В.5})$$

де f - найбільш характерна частота, ($f = 15$ кГц).

Для БЖ:

$$t_1 = \frac{92,47}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,14 \text{ (см)};$$

Для БУ:

$$t_1 = \frac{86,45}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,13 \text{ (см)};$$

Для СЕ:

$$t_1 = \frac{62,46}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,1 \text{ (см)}.$$

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку керування з використанням екрану товщиною 0,14 см зі сталі, система керування буде стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною не менше 0,1 см, силові елементи будуть стійкими в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В умовах дії іонізуючого випромінювання системи РЕМ в цілому залишаються стійкими. Тому іонізуюче випромінювання для обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу. Для нормальної роботи об'єкта під час аварій з такими наслідками, як іонізуюче випромінювання, потрібно перейти обслуговуючому персоналу на роботу скороченими робочими змінами з контролем допустимої дози. Також після проведених розрахунків визначено, що робота РЕМ стійка при заданому рівні радіації 4,53 Р/год. До дії ЕМІ система керування виявилась нестійкою. Застосування екранування систем управління і автоматики районної електричної мережі суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів система буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 12,85 кВ/м. Ще одним варіантом підвищення стійкості РЕМ в цілому до впливу ЕМІ є зменшення довжин струмопровідних частин шляхом схемокомпоновки елементів РЕМ. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, застосовувати зенерівські діоди для довгих ліній, а також прилади, які б вимикали електронні схеми на період впливу ЕМІ.

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год

Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 91.813 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 89.900 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.169 МВт / 0.000 тис.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.169 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.561 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.232 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.793 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.962 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-35.767	-15.014	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.903	-0.27
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.689	-0.33
202	202	0.000	0.000	113.514	-0.39
2	Петрик	0.000	0.000	112.329	-0.68
203	203	0.000	0.000	111.583	-0.91
3	Літин	0.000	0.000	111.575	-0.91
4	Кожухів	0.000	0.000	110.882	-1.10
204	204	0.000	0.000	110.716	-1.14
5	Курортна	0.000	0.000	110.675	-1.15
6	Хмільник	0.000	0.000	110.655	-1.18
7	Уланів	0.000	0.000	111.272	-1.09
8	Вишенька	0.000	0.000	112.028	-0.90
205	205	0.000	0.000	112.509	-0.78
9	Юрівка	0.000	0.000	112.770	-0.69
206	206	0.000	0.000	114.004	-0.37
207	207	0.000	0.000	114.867	-0.06
300	Козятин	-56.045	-28.261	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.507	-0.20
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.404	-0.63
11	Глухівці	0.000	0.000	113.101	-0.74
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.700	-0.89
13	Сигнал	0.000	0.000	114.508	-0.19
209	209	0.000	0.000	114.509	-0.19
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.661	-0.54
15	Калинівка	0.000	0.000	113.694	-0.53
211	211	0.000	0.000	114.969	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.594	-0.20
210	210	0.000	0.000	114.441	-0.26
16	Турбів	0.000	0.000	113.852	-0.46
1001		3.200	1.550	10.520	-3.46
1002		3.300	1.690	10.354	-3.99
2003		0.000	0.000	36.720	-2.36
1003		3.700	2.100	10.385	-3.21
1004		2.500	1.350	10.298	-3.65
1005		4.400	2.370	10.249	-4.01
2006		0.000	0.000	35.953	-4.12
1006		6.800	3.480	10.255	-4.07
1007		2.600	1.330	10.338	-3.73
1008		3.100	1.760	10.315	-4.02
2009		0.000	0.000	37.631	-1.01
1009		3.200	1.730	10.727	-1.23
20010		0.000	0.000	26.817	-1.87

10010	16.000	7.290	10.652	-2.64
10032	0.000	0.000	10.385	-3.22
200102	0.000	0.000	26.817	-1.87
100102	0.000	0.000	10.653	-2.64
10011	4.700	2.410	10.655	-2.19
100112	0.000	0.000	10.655	-2.19
10012	6.200	3.510	10.480	-3.31
20013	0.000	0.000	37.667	-1.87
10013	8.400	4.530	10.729	-2.06
200132	0.000	0.000	37.667	-1.87
100132	0.000	0.000	10.729	-2.06
20014	0.000	0.000	26.819	-1.89
10014	11.000	5.640	10.720	-1.87
200142	0.000	0.000	26.819	-1.89
100142	0.000	0.000	10.721	-1.87
20015	0.000	0.000	37.750	-1.38
10015	6.400	3.100	10.749	-1.69
200152	0.000	0.000	37.750	-1.38
100152	0.000	0.000	10.749	-1.69
20016	0.000	0.000	37.729	-1.39
10016	4.400	2.370	10.751	-1.59
200162	0.000	0.000	37.729	-1.39
100162	0.000	0.000	10.751	-1.59
10003	0.000	0.000	109.684	-2.36
10006	0.000	0.000	107.391	-4.12
10009	0.000	0.000	112.404	-1.01
100010	0.000	0.000	112.148	-1.87
1000102	0.000	0.000	112.148	-1.87
100013	0.000	0.000	112.307	-2.09
1000132	0.000	0.000	112.717	-1.64
100014	0.000	0.000	112.154	-1.89
1000142	0.000	0.000	112.160	-1.89
100015	0.000	0.000	112.481	-1.71
1000152	0.000	0.000	112.778	-1.38
100016	0.000	0.000	112.741	-1.39
1000162	0.000	0.000	112.494	-1.61

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.407	0.898	1.406	0.847	0.002	0.050	0.009	1.970
10003	1003	1.406	0.847	1.404	0.818	0.002	0.029	0.009	1.191
1003	10032	-2.294	-1.281	-2.294	-1.281	0.000	0.000	-0.146	-0.000
3	10032	2.303	1.410	2.294	1.281	0.009	0.129	0.014	3.159
100	201	19.532	8.788	19.386	8.613	0.145	0.174	0.107	1.098
201	1	19.386	8.880	19.360	8.842	0.026	0.038	0.108	0.215
1	202	16.136	7.093	16.118	7.066	0.018	0.026	0.089	0.176
202	2	16.118	7.393	15.986	7.235	0.131	0.157	0.090	1.190
203	4	8.866	3.766	8.822	3.714	0.043	0.052	0.050	0.707
4	204	6.304	2.533	6.296	2.524	0.007	0.009	0.035	0.168
204	6	1.867	0.085	1.866	0.084	0.001	0.001	0.010	0.062
6	7	-4.984	-3.492	-5.006	-3.519	0.022	0.027	-0.032	-0.620
7	8	-7.625	-4.332	-7.663	-4.386	0.037	0.054	-0.045	-0.763
8	205	-10.787	-5.899	-10.821	-5.948	0.033	0.048	-0.063	-0.484
205	9	-10.821	-5.658	-10.837	-5.688	0.016	0.030	-0.063	-0.263
9	206	-14.092	-7.350	-14.204	-7.512	0.111	0.161	-0.081	-1.240
206	207	-14.204	-6.837	-14.274	-6.966	0.070	0.128	-0.080	-0.865
207	300	-14.274	-6.592	-14.284	-6.614	0.010	0.022	-0.079	-0.133
11	10011	2.352	1.283	2.348	1.205	0.004	0.078	0.014	1.772
10011	100112	-2.349	-1.203	-2.349	-1.203	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11	100112	2.353	1.281	2.349	1.203	0.004	0.078	0.014	1.770
10	100010	8.005	3.993	8.000	3.776	0.005	0.215	0.045	1.308
100010	20010	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.007	-0.021	0.007	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.007	0.021	-0.007	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.006	3.993	8.001	3.777	0.005	0.215	0.045	1.308
1000102	100102	8.008	3.756	8.003	3.622	0.005	0.133	0.045	0.828
100102	10010	8.003	3.622	8.003	3.622	0.000	0.000	0.475	0.001

100010	10010	7.993	3.798	7.987	3.664	0.005	0.133	0.045	0.836
300	208	21.001	10.887	20.947	10.769	0.053	0.117	0.119	0.493
208	13	-6.301	-3.322	-6.301	-3.322	0.000	0.000	-0.036	-0.001
13	209	-14.772	-8.582	-14.772	-8.582	0.000	0.000	-0.086	-0.001
209	300	-20.708	-10.644	-20.761	-10.761	0.052	0.116	-0.117	-0.492
209	14	5.936	3.035	5.910	2.977	0.026	0.058	0.034	0.852
14	15	-1.328	-1.303	-1.328	-1.304	0.000	0.001	-0.009	-0.033
15	100	-7.792	-3.872	-7.845	-3.990	0.053	0.117	-0.044	-1.311
15	100015	2.942	1.457	2.940	1.382	0.002	0.076	0.017	1.258
100015	20015	-1.412	-0.506	-1.412	-0.515	0.000	0.010	-0.008	-0.295
20015	200152	-1.412	-0.515	-1.412	-0.515	0.000	0.000	-0.023	-0.000
1000152	200152	1.413	0.515	1.412	0.515	0.000	0.000	0.008	0.018
15	1000152	3.464	1.807	3.462	1.741	0.002	0.065	0.020	0.944
1000152	100152	2.050	1.226	2.049	1.211	0.001	0.015	0.012	0.416
100152	10015	2.049	1.211	2.049	1.211	0.000	0.000	0.128	0.000
100015	10015	4.352	1.887	4.347	1.887	0.005	0.000	0.024	0.104
14	100014	5.504	2.993	5.499	2.824	0.005	0.168	0.032	1.563
100014	20014	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.003	-0.009	0.003	-0.009	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.009	-0.003	0.009	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1000142	5.508	2.981	5.504	2.813	0.005	0.168	0.032	1.557
1000142	100142	5.507	2.803	5.502	2.803	0.005	0.000	0.032	0.074
100142	10014	5.502	2.803	5.502	2.803	0.000	0.000	0.332	0.001
100014	10014	5.496	2.833	5.491	2.833	0.005	0.000	0.032	0.074
14	16	-3.870	-1.050	-3.875	-1.058	0.005	0.007	-0.020	-0.193
16	210	-8.329	-3.251	-8.361	-3.297	0.032	0.046	-0.045	-0.591
210	200	-8.361	-2.871	-8.369	-2.883	0.008	0.012	-0.045	-0.154
200	211	-8.369	-2.508	-8.389	-2.543	0.019	0.035	-0.044	-0.375
211	100	-8.389	-2.234	-8.390	-2.237	0.002	0.003	-0.044	-0.031
16	100016	1.510	0.845	1.509	0.812	0.001	0.033	0.009	1.141
100016	20016	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	200162	0.960	0.377	0.960	0.377	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-0.960	-0.373	-0.960	-0.377	0.000	0.004	-0.005	-0.214
16	1000162	2.896	1.642	2.893	1.564	0.002	0.077	0.017	1.399
1000162	100162	3.853	1.937	3.849	1.937	0.004	0.000	0.022	0.092
100162	10016	3.849	1.937	3.849	1.937	0.000	0.000	0.231	0.000
100016	10016	0.549	0.435	0.549	0.432	0.000	0.003	0.004	0.354
13	1000132	3.656	2.191	3.652	2.065	0.004	0.126	0.021	1.837
1000132	200132	0.937	0.386	0.937	0.382	0.000	0.004	0.005	0.219
200132	20013	0.937	0.382	0.937	0.382	0.000	0.000	0.015	0.000
100013	20013	-0.937	-0.378	-0.937	-0.382	0.000	0.004	-0.005	-0.219
13	100013	4.759	2.707	4.753	2.499	0.006	0.207	0.028	2.276
100013	10013	5.690	2.876	5.681	2.876	0.009	0.000	0.033	0.135
10013	100132	-2.713	-1.651	-2.713	-1.651	0.000	0.000	-0.171	-0.000
1000132	100132	2.715	1.679	2.713	1.651	0.001	0.027	0.016	0.571
1	1001	3.213	1.779	3.198	1.549	0.015	0.229	0.019	3.901
10006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	27.248	14.460	27.093	14.117	0.154	0.342	0.155	1.110
10	11	10.999	5.999	10.982	5.961	0.017	0.038	0.064	0.305
11	12	6.246	3.690	6.234	3.661	0.013	0.029	0.037	0.405
12	10012	6.215	3.875	6.196	3.508	0.018	0.365	0.037	3.299
204	5	4.429	2.734	4.428	2.732	0.001	0.002	0.027	0.042
5	1005	4.414	2.670	4.397	2.369	0.017	0.301	0.027	3.765
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	3.734	2.437	3.733	2.437	0.000	0.000	0.023	0.009
2	203	12.661	5.745	12.599	5.657	0.061	0.088	0.071	0.752
9	10009	3.199	1.769	3.198	1.745	0.001	0.024	0.019	0.375
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10009	1009	3.198	1.745	3.198	1.729	0.001	0.016	0.019	0.258
8	1008	3.114	2.000	3.098	1.759	0.016	0.240	0.019	4.436
7	1007	2.609	1.490	2.598	1.329	0.011	0.160	0.016	3.391
6	10006	6.823	3.939	6.809	3.478	0.014	0.459	0.041	3.518
10006	1006	6.809	3.478	6.796	3.478	0.014	0.000	0.041	0.165
4	1004	2.509	1.503	2.498	1.349	0.010	0.153	0.015	3.412
2	1002	3.315	1.947	3.298	1.689	0.017	0.257	0.020	4.330

ДОДАТОК Д

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.: 131.047 МВт / 1147.973 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.920 МВт / 16.930 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.920 МВт / 16.930 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.716 МВт / 6.273 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.911 МВт / 3.935 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.627 МВт / 10.209 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.547 МВт / 27.139 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-57.944	-39.696	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	112.667	-0.24
1	Агрономічне	0.000	0.000	112.201	-0.31
202	202	0.000	0.000	111.775	-0.37
2	Петрик	0.000	0.000	109.008	-0.64
203	203	0.000	0.000	106.954	-0.91
3	Літин	0.000	0.000	106.899	-0.91
4	Кожухів	0.000	0.000	106.483	-1.08
204	204	0.000	0.000	106.419	-1.11
5	Курортна	0.000	0.000	106.377	-1.12
6	Хмільник	0.000	0.000	106.545	-1.12
7	Уланів	0.000	0.000	108.101	-1.10
8	Вишенька	0.000	0.000	109.777	-0.92
205	205	0.000	0.000	110.686	-0.80
9	Юрівка	0.000	0.000	111.199	-0.70
206	206	0.000	0.000	113.258	-0.39
207	207	0.000	0.000	114.761	-0.06
300	Козятин	-60.134	-38.616	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.487	-0.18
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.517	-0.54
11	Глухівці	0.000	0.000	113.267	-0.64
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.944	-0.78
13	Сигнал	0.000	0.000	114.487	-0.18
209	209	0.000	0.000	114.487	-0.18
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.690	-0.76
15	Калинівка	0.000	0.000	112.494	-0.82
211	211	0.000	0.000	114.947	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.317	-0.27
210	210	0.000	0.000	114.068	-0.35
16	Турбів	0.000	0.000	113.130	-0.62
1001		3.030	1.710	10.344	-3.34
1002		3.460	1.670	10.022	-4.34
2003		0.000	0.000	34.889	-3.10
1003		5.080	2.740	9.819	-4.41
1004		3.240	1.570	9.797	-4.71
1005		4.430	2.270	9.835	-4.25
2006		0.000	0.000	34.650	-4.38
1006		1.940	1.100	9.965	-3.47
1007		2.920	1.570	9.967	-4.25
1008		3.350	1.620	10.113	-4.45
2009		0.000	0.000	37.118	-0.96
1009		2.590	1.540	10.583	-1.14
20010		0.000	0.000	26.845	-1.56

10010		13.180	7.470	10.663	-2.19
10032		0.000	0.000	9.819	-4.41
200102		0.000	0.000	26.845	-1.56
100102		0.000	0.000	10.664	-2.19
10011		4.000	2.160	10.690	-1.86
100112		0.000	0.000	10.690	-1.86
10012		5.510	2.670	10.574	-2.92
20013		0.000	0.000	37.757	-1.56
10013		6.910	3.920	10.759	-1.71
200132		0.000	0.000	37.757	-1.56
100132		0.000	0.000	10.760	-1.71
20014		0.000	0.000	26.680	-1.73
10014		7.780	4.200	10.667	-1.71
200142		0.000	0.000	26.680	-1.73
100142		0.000	0.000	10.667	-1.71
20015		0.000	0.000	35.963	-4.57
10015		6.050	2.930	10.317	-4.35
200152		0.000	0.000	35.964	-4.57
100152		0.000	0.000	10.317	-4.35
20016		0.000	0.000	37.443	-1.62
10016		4.650	2.630	10.666	-1.83
200162		0.000	0.000	37.443	-1.62
100162		0.000	0.000	10.666	-1.83
10003		0.000	0.000	104.214	-3.10
10006		0.000	0.000	104.236	-3.49
10009		0.000	0.000	110.871	-0.96
100010		0.000	0.000	112.265	-1.56
1000102		0.000	0.000	112.265	-1.56
100013		0.000	0.000	112.602	-1.74
1000132		0.000	0.000	112.958	-1.37
100014		0.000	0.000	111.573	-1.73
1000142		0.000	0.000	111.577	-1.73
100015		0.000	0.000	108.056	-4.40
1000152		0.000	0.000	107.649	-4.63
100016		0.000	0.000	111.891	-1.63
1000162		0.000	0.000	111.615	-1.86
301	Кривошиї	0.000	0.000	33.567	-5.38
302	Люлинці	0.000	0.000	33.201	-5.84
303	Радівка	0.000	0.000	33.548	-5.89
401	401	0.000	0.000	34.201	-5.65
304	Корделівка	0.000	0.000	34.484	-5.50
305	Писарівка	0.000	0.000	34.980	-5.19
306	Іванів	0.000	0.000	35.138	-5.17
307	Уладівка	0.000	0.000	34.733	-5.50
308	Брусленів	0.000	0.000	34.725	-5.46
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	34.895	-5.31
402	402	0.000	0.000	35.295	-5.01
310	Лаврівка	0.000	0.000	35.318	-4.98
311	Гущенці	0.000	0.000	35.848	-4.64
312	Торчин	0.000	0.000	35.551	-4.72
100301		1.190	0.670	9.820	-7.20
100302		2.590	1.400	9.779	-7.32
100303		1.730	0.840	9.905	-7.22
100304		2.160	1.110	10.060	-7.82
100305		1.300	0.700	10.241	-7.02
100306		2.270	1.290	6.231	-6.32
100307		2.490	1.200	10.270	-6.80
100308		0.650	0.380	10.687	-6.89
100309		1.300	0.630	10.235	-7.17
100310		1.400	0.800	10.609	-5.91
100311		1.080	0.580	10.594	-5.75
100312		1.400	0.720	10.406	-6.64
1003021		0.000	0.000	9.779	-7.32
1003031		0.000	0.000	9.905	-7.22
1003061		0.000	0.000	6.231	-6.33
1003071		0.000	0.000	10.270	-6.80
1003101		0.000	0.000	10.609	-5.91
1003111		0.000	0.000	10.595	-5.75
701		0.000	0.000	106.434	-0.92
704		0.000	0.000	106.430	-0.85
703		0.000	0.000	106.173	-1.00

702	0.000	0.000	106.106	-1.07
100701	16.640	9.870	9.154	-8.83
1007011	0.000	0.000	10.180	-0.92
100702	8.640	3.940	8.955	-11.78
1007022	0.000	0.000	10.149	-1.07
100703	2.590	1.260	9.770	-8.00
1007033	0.000	0.000	10.617	-1.00
100704	-12.970	0.000	10.139	8.34
1007044	0.000	0.000	10.180	-0.85

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3	10003	1.936	1.233	1.932	1.129	0.004	0.104	0.012	2.824
10003	1003	1.932	1.129	1.928	1.068	0.004	0.060	0.012	1.707
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.209	-0.000
3	10032	3.167	1.936	3.149	1.670	0.018	0.265	0.020	4.528
100	201	32.453	26.234	31.901	25.569	0.550	0.662	0.209	2.334
201	1	31.901	25.831	31.801	25.685	0.100	0.145	0.210	0.466
1	202	28.747	23.778	28.663	23.657	0.083	0.121	0.192	0.427
202	2	28.663	23.973	28.062	23.250	0.599	0.721	0.193	2.772
3	701	12.737	16.577	12.685	16.502	0.051	0.075	0.113	0.465
701	704	-4.157	3.052	-4.161	3.047	0.004	0.005	-0.028	0.002
704	703	8.660	1.044	8.642	1.018	0.018	0.026	0.047	0.263
703	702	6.006	-0.525	6.002	-0.531	0.004	0.006	0.033	0.069
702	6	-2.802	-6.564	-2.819	-6.589	0.017	0.025	-0.039	-0.437
6	7	-9.381	-10.754	-9.514	-10.915	0.133	0.160	-0.077	-1.557
7	8	-12.457	-12.067	-12.613	-12.293	0.155	0.225	-0.092	-1.682
8	205	-15.989	-13.718	-16.091	-13.866	0.102	0.148	-0.111	-0.913
205	9	-16.091	-13.586	-16.141	-13.678	0.050	0.091	-0.110	-0.516
9	206	-18.785	-15.141	-19.049	-15.524	0.263	0.382	-0.125	-2.065
206	207	-19.049	-14.858	-19.217	-15.164	0.167	0.305	-0.123	-1.505
207	300	-19.217	-14.791	-19.240	-14.843	0.023	0.052	-0.122	-0.239
203	3	17.870	19.798	17.861	19.787	0.009	0.011	0.144	0.055
6	204	1.408	2.061	1.406	2.058	0.002	0.002	0.014	0.125
204	4	-3.054	-0.322	-3.055	-0.324	0.002	0.002	-0.017	-0.065
4	203	-6.321	-1.869	-6.343	-1.896	0.022	0.027	-0.036	-0.476
100015	20015	0.705	1.240	0.705	1.231	0.000	0.009	0.008	0.657
15	100015	8.493	5.494	8.471	4.758	0.022	0.733	0.052	4.744
15	1000152	14.748	9.895	14.711	8.510	0.037	1.380	0.091	5.185
1000152	200152	16.413	9.090	16.368	9.090	0.045	0.000	0.100	0.215
200152	20015	16.368	9.090	16.368	9.090	0.000	0.000	0.300	0.000
1000152	100152	-1.702	-0.580	-1.703	-0.590	0.000	0.010	-0.010	-0.252
100152	10015	-1.703	-0.590	-1.703	-0.590	0.000	0.000	-0.101	-0.000
100015	10015	7.766	3.518	7.749	3.518	0.017	0.000	0.045	0.188
14	100014	3.891	2.190	3.888	2.103	0.002	0.087	0.023	1.158
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.894	2.182	3.892	2.095	0.002	0.087	0.023	1.154
1000142	100142	3.894	2.088	3.892	2.088	0.002	0.000	0.023	0.053
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.239	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.002	0.000	0.023	0.053
1000132	200132	0.773	0.337	0.773	0.334	0.000	0.003	0.004	0.188
200132	20013	0.773	0.334	0.773	0.334	0.000	0.000	0.013	0.000
100013	20013	-0.773	-0.331	-0.773	-0.334	0.000	0.003	-0.004	-0.188
100013	10013	4.683	2.495	4.677	2.495	0.006	0.000	0.027	0.111
10013	100132	-2.229	-1.422	-2.229	-1.422	0.000	0.000	-0.142	-0.000
1000132	100132	2.230	1.441	2.229	1.422	0.001	0.019	0.014	0.484
13	1000132	3.005	1.865	3.003	1.778	0.003	0.086	0.018	1.561
13	100013	3.914	2.307	3.910	2.164	0.004	0.143	0.023	1.936
2	203	24.574	21.716	24.213	21.191	0.360	0.522	0.173	2.060
6	10006	5.129	2.655	5.121	2.388	0.008	0.266	0.031	2.482
10006	2006	3.181	1.289	3.178	1.230	0.003	0.058	0.019	0.844
2006	301	3.178	1.271	3.100	1.177	0.078	0.094	0.057	1.130
301	302	1.899	0.491	1.882	0.471	0.017	0.020	0.034	0.391
302	303	-0.726	-1.036	-0.734	-1.046	0.008	0.010	-0.022	-0.342
303	401	-2.478	-1.936	-2.518	-1.984	0.040	0.048	-0.054	-0.664

401	304	-2.518	-1.950	-2.534	-1.973	0.016	0.023	-0.054	-0.290
304	305	-4.711	-3.215	-4.761	-3.287	0.050	0.072	-0.095	-0.511
305	20015	-6.073	-4.041	-6.198	-4.222	0.125	0.180	-0.120	-1.012
14	209	-10.732	-7.004	-10.832	-7.225	0.099	0.220	-0.066	-1.806
209	13	9.463	5.460	9.463	5.460	0.000	0.000	0.055	0.000
13	208	2.487	0.925	2.487	0.925	0.000	0.000	0.013	0.000
208	300	-20.492	-11.823	-20.546	-11.942	0.053	0.119	-0.119	-0.514
11	10011	2.002	1.138	1.998	1.080	0.003	0.057	0.012	1.558
10011	100112	-1.999	-1.079	-1.999	-1.079	0.000	0.000	-0.122	-0.000
11	100112	2.002	1.136	1.999	1.079	0.003	0.057	0.012	1.556
10	1000102	6.594	3.992	6.590	3.832	0.004	0.160	0.039	1.288
1000102	100102	6.598	3.814	6.594	3.715	0.004	0.099	0.039	0.813
100102	10010	6.594	3.715	6.594	3.715	0.000	0.000	0.409	0.001
100010	10010	6.582	3.849	6.578	3.750	0.004	0.099	0.039	0.819
10	100010	6.593	3.992	6.589	3.832	0.004	0.159	0.039	1.288
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	14	-10.343	-6.542	-10.353	-6.565	0.010	0.023	-0.063	-0.198
209	300	-20.295	-11.713	-20.348	-11.831	0.053	0.117	-0.118	-0.513
16	1000162	3.061	1.826	3.058	1.735	0.003	0.090	0.018	1.568
1000162	100162	4.075	2.155	4.071	2.155	0.005	0.000	0.024	0.097
100162	10016	4.071	2.155	4.070	2.155	0.000	0.000	0.249	0.000
100016	10016	0.577	0.477	0.577	0.473	0.000	0.004	0.004	0.391
16	100016	1.597	0.940	1.595	0.902	0.001	0.038	0.009	1.278
100016	20016	1.018	0.425	1.018	0.425	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.018	0.425	1.018	0.425	0.000	0.000	0.017	0.000
1000162	200162	-1.017	-0.420	-1.018	-0.425	0.000	0.005	-0.006	-0.242
14	16	-7.500	-3.300	-7.521	-3.331	0.021	0.031	-0.042	-0.443
16	210	-12.226	-5.807	-12.300	-5.913	0.073	0.106	-0.069	-0.942
210	200	-12.300	-5.490	-12.319	-5.518	0.020	0.028	-0.068	-0.250
200	211	-12.319	-5.145	-12.364	-5.228	0.045	0.082	-0.067	-0.631
211	100	-12.364	-4.919	-12.368	-4.925	0.004	0.007	-0.067	-0.053
15	100	-12.955	-8.165	-13.122	-8.537	0.167	0.370	-0.078	-2.518
307	1003071	1.249	0.637	1.244	0.599	0.004	0.037	0.023	0.586
1003071	100307	1.244	0.599	1.244	0.599	0.000	0.000	0.078	0.000
307	100307	1.248	0.637	1.244	0.600	0.004	0.037	0.023	0.586
306	100306	1.138	0.678	1.134	0.645	0.004	0.033	0.022	0.587
100306	1003061	-1.135	-0.644	-1.135	-0.644	0.000	0.000	-0.121	-0.000
306	1003061	1.138	0.676	1.135	0.644	0.004	0.033	0.022	0.586
20015	310	3.500	1.903	3.451	1.844	0.049	0.059	0.064	0.664
310	402	2.034	0.942	2.033	0.940	0.001	0.001	0.037	0.024
402	309	2.033	0.965	2.015	0.944	0.018	0.022	0.037	0.415
309	308	0.703	0.285	0.701	0.281	0.003	0.003	0.013	0.178
308	307	0.044	-0.090	0.044	-0.090	0.000	0.000	0.002	-0.007
307	306	-2.463	-1.390	-2.484	-1.420	0.021	0.030	-0.047	-0.421
306	20015	-4.773	-2.814	-4.855	-2.932	0.081	0.117	-0.091	-0.854
310	1003101	0.549	1.022	0.540	0.968	0.008	0.053	0.019	1.605
1003101	100310	0.540	0.968	0.540	0.968	0.000	0.000	0.060	0.000
310	100310	0.860	-0.155	0.859	-0.169	0.002	0.014	0.014	0.012
311	1003111	0.542	0.305	0.540	0.290	0.002	0.015	0.010	0.596
1003111	100311	0.540	0.290	0.540	0.290	0.000	0.000	0.033	0.000
311	100311	0.542	0.305	0.540	0.290	0.002	0.015	0.010	0.597
303	1003031	0.868	0.447	0.865	0.420	0.004	0.027	0.017	0.619
1003031	100303	0.865	0.420	0.865	0.420	0.000	0.000	0.056	0.000
303	100303	0.868	0.447	0.864	0.420	0.004	0.027	0.017	0.619
302	100302	1.299	0.747	1.294	0.700	0.005	0.047	0.026	0.700
100302	1003021	-1.294	-0.699	-1.294	-0.699	0.000	0.000	-0.087	-0.000
302	1003021	1.300	0.746	1.294	0.699	0.005	0.047	0.026	0.699
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	100308	0.653	0.404	0.650	0.380	0.004	0.024	0.013	0.805
309	100309	1.307	0.687	1.299	0.630	0.008	0.057	0.024	0.899
7	1007	2.933	1.792	2.918	1.569	0.015	0.222	0.018	4.163
9	10009	2.589	1.567	2.589	1.550	0.000	0.017	0.016	0.336
5	1005	4.445	2.594	4.427	2.269	0.018	0.324	0.028	3.818
20015	312	1.427	0.798	1.413	0.785	0.014	0.013	0.026	0.418
312	100312	1.409	0.785	1.399	0.720	0.009	0.065	0.026	0.979
20015	311	1.093	0.607	1.090	0.603	0.003	0.003	0.020	0.119
10009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	22.979	13.117	22.865	12.864	0.114	0.252	0.133	0.974
4	1004	3.256	1.841	3.238	1.569	0.018	0.271	0.020	4.383

305	100305	1.308	0.759	1.299	0.700	0.009	0.059	0.025	0.959
304	100304	2.172	1.230	2.159	1.109	0.013	0.120	0.042	1.107
10	11	9.594	4.748	9.582	4.720	0.013	0.028	0.054	0.252
11	12	5.548	2.741	5.539	2.720	0.009	0.021	0.031	0.326
8	1008	3.366	1.892	3.348	1.619	0.018	0.272	0.020	4.355
12	10012	5.520	2.934	5.507	2.668	0.013	0.265	0.032	2.527
204	5	4.460	2.653	4.458	2.651	0.001	0.002	0.028	0.043
10009	1009	2.589	1.550	2.588	1.539	0.000	0.011	0.016	0.230
301	100301	1.197	0.725	1.189	0.670	0.008	0.055	0.024	0.946
10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.049
702	100702	8.785	6.203	8.635	3.938	0.150	2.257	0.058	14.431
702	1007022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
703	100703	2.625	1.701	2.588	1.259	0.037	0.440	0.017	9.406
703	1007033	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
704	100704	-12.847	2.078	-12.962	-0.000	0.114	2.069	-0.070	1.535
704	1007044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
701	100701	16.809	13.408	16.630	9.864	0.179	3.530	0.116	11.844
701	1007011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	1002	3.478	1.965	3.458	1.669	0.020	0.295	0.021	4.519
1	1001	3.043	1.937	3.028	1.709	0.015	0.227	0.019	4.236

ДОДАТОК Е

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.: 130.943 МВт / 1147.058 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.070 МВт / 17.577 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.070 МВт / 17.577 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.651 МВт / 5.705 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.720 МВт / 3.109 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.371 МВт / 8.814 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.441 МВт / 26.391 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергoвузол	-57.838	-37.915	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	107.671	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	107.209	-0.39
202	202	0.000	0.000	106.788	-0.46
2	Петрик	0.000	0.000	104.044	-0.81
203	203	0.000	0.000	102.034	-1.16
3	Літин	0.000	0.000	101.981	-1.16
4	Кожухів	0.000	0.000	101.531	-1.34
204	204	0.000	0.000	101.462	-1.37
5	Курортна	0.000	0.000	101.417	-1.38
6	Хмільник	0.000	0.000	101.593	-1.38
7	Уланів	0.000	0.000	103.110	-1.31
8	Вишенька	0.000	0.000	104.763	-1.08
205	205	0.000	0.000	105.671	-0.93
9	Юрівка	0.000	0.000	106.182	-0.81
206	206	0.000	0.000	108.253	-0.44
207	207	0.000	0.000	109.761	-0.07
300	Козятин	-60.135	-38.127	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.457	-0.20
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.436	-0.59
11	Глухівці	0.000	0.000	108.172	-0.70
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.831	-0.85
13	Сигнал	0.000	0.000	109.457	-0.20
209	209	0.000	0.000	109.458	-0.20
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.547	-0.82
15	Калинівка	0.000	0.000	107.338	-0.89
211	211	0.000	0.000	109.944	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.271	-0.30
210	210	0.000	0.000	109.006	-0.38
16	Турбів	0.000	0.000	108.014	-0.67
1001		3.030	1.710	9.845	-3.72
1002		3.460	1.670	9.524	-4.90
2003		0.000	0.000	33.189	-3.58
1003		5.080	2.740	9.325	-5.02
1004		3.240	1.570	9.300	-5.35
1005		4.430	2.270	9.341	-4.84
2006		0.000	0.000	32.860	-4.99
1006		1.940	1.100	9.465	-3.99
1007		2.920	1.570	9.468	-4.79
1008		3.350	1.620	9.611	-4.97
2009		0.000	0.000	35.433	-1.10
1009		2.590	1.540	10.101	-1.30

20010		0.000	0.000	25.614	-1.70
10010		13.180	7.470	10.168	-2.40
10032		0.000	0.000	9.325	-5.02
200102		0.000	0.000	25.614	-1.70
100102		0.000	0.000	10.168	-2.40
10011		4.000	2.160	10.195	-2.04
100112		0.000	0.000	10.195	-2.04
10012		5.510	2.670	10.073	-3.20
20013		0.000	0.000	36.044	-1.70
10013		6.910	3.920	10.269	-1.87
200132		0.000	0.000	36.044	-1.70
100132		0.000	0.000	10.269	-1.87
20014		0.000	0.000	25.437	-1.89
10014		7.780	4.200	10.169	-1.87
200142		0.000	0.000	25.437	-1.89
100142		0.000	0.000	10.169	-1.87
20015		0.000	0.000	34.131	-5.04
10015		6.050	2.930	9.796	-4.80
200152		0.000	0.000	34.131	-5.04
100152		0.000	0.000	9.796	-4.80
20016		0.000	0.000	35.708	-1.77
10016		4.650	2.630	10.169	-2.01
200162		0.000	0.000	35.708	-1.77
100162		0.000	0.000	10.169	-2.01
10003		0.000	0.000	99.135	-3.58
10006		0.000	0.000	99.009	-4.00
10009		0.000	0.000	105.837	-1.10
100010		0.000	0.000	107.119	-1.70
1000102		0.000	0.000	107.119	-1.70
100013		0.000	0.000	107.478	-1.90
1000132		0.000	0.000	107.851	-1.50
100014		0.000	0.000	106.374	-1.89
1000142		0.000	0.000	106.378	-1.89
100015		0.000	0.000	102.621	-4.85
1000152		0.000	0.000	102.188	-5.11
100016		0.000	0.000	106.711	-1.78
1000162		0.000	0.000	106.422	-2.04
301	Кривошиї	0.000	0.000	31.672	-6.07
302	Люлинці	0.000	0.000	31.261	-6.55
303	Радівка	0.000	0.000	31.607	-6.57
401	401	0.000	0.000	32.285	-6.28
304	Корделівка	0.000	0.000	32.577	-6.10
305	Писарівка	0.000	0.000	33.097	-5.74
306	Іванів	0.000	0.000	33.256	-5.71
307	Уладівка	0.000	0.000	32.826	-6.07
308	Брусленів	0.000	0.000	32.816	-6.03
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	32.997	-5.86
402	402	0.000	0.000	33.422	-5.53
310	Лаврівка	0.000	0.000	33.447	-5.50
311	Гущенці	0.000	0.000	34.009	-5.12
312	Торчин	0.000	0.000	33.694	-5.21
100301		1.190	0.670	9.235	-8.11
100302		2.590	1.400	9.185	-8.22
100303		1.730	0.840	9.312	-8.06
100304		2.160	1.110	9.469	-8.71
100305		1.300	0.700	9.660	-7.80
100306		2.270	1.290	5.886	-7.00
100307		2.490	1.200	9.688	-7.53
100308		0.650	0.380	10.073	-7.63
100309		1.300	0.630	9.650	-7.94
100310		1.400	0.800	10.032	-6.54
100311		1.080	0.580	10.033	-6.36
100312		1.400	0.720	9.833	-7.35
1003021		0.000	0.000	9.185	-8.22
1003031		0.000	0.000	9.312	-8.06
1003061		0.000	0.000	5.887	-7.00
1003071		0.000	0.000	9.688	-7.53
1003101		0.000	0.000	10.032	-6.54
1003111		0.000	0.000	10.034	-6.36
701		0.000	0.000	101.548	-1.19
704		0.000	0.000	101.564	-1.12

703	0.000	0.000	101.291	-1.29
702	0.000	0.000	101.215	-1.35
100701	16.640	9.870	9.227	-5.29
1007011	0.000	0.000	9.228	-5.29
100702	8.640	3.940	9.138	-6.83
1007022	0.000	0.000	9.139	-6.83
100703	2.590	1.260	9.722	-4.96
1007033	0.000	0.000	9.722	-4.96
100704	-12.970	0.000	9.725	3.89
1007044	0.000	0.000	9.724	3.89

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.937	1.251	1.932	1.135	0.004	0.115	0.013	3.018
10003	1003	1.932	1.135	1.928	1.068	0.004	0.067	0.013	1.823
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.220	-0.000
3	10032	3.169	1.965	3.149	1.670	0.020	0.294	0.021	4.837
100	201	32.273	23.979	31.713	23.305	0.558	0.671	0.211	2.330
201	1	31.713	23.544	31.611	23.397	0.101	0.147	0.211	0.463
1	202	28.557	21.463	28.473	21.341	0.084	0.121	0.192	0.422
202	2	28.473	21.630	27.869	20.904	0.601	0.723	0.193	2.752
3	701	12.556	13.929	12.511	13.863	0.045	0.066	0.106	0.435
701	704	-4.239	2.216	-4.243	2.211	0.004	0.005	-0.027	-0.019
704	703	8.633	1.151	8.613	1.122	0.020	0.029	0.049	0.280
703	702	5.996	-0.217	5.992	-0.224	0.005	0.007	0.034	0.078
702	6	-2.733	-5.094	-2.745	-5.112	0.012	0.018	-0.033	-0.377
6	7	-9.336	-9.484	-9.464	-9.637	0.127	0.153	-0.076	-1.520
7	8	-12.407	-10.872	-12.562	-11.096	0.154	0.223	-0.092	-1.661
8	205	-15.939	-12.592	-16.044	-12.743	0.104	0.151	-0.112	-0.913
205	9	-16.044	-12.488	-16.095	-12.582	0.051	0.093	-0.111	-0.514
9	206	-18.733	-14.057	-19.007	-14.453	0.272	0.394	-0.127	-2.078
206	207	-19.007	-13.845	-19.180	-14.162	0.173	0.316	-0.125	-1.511
207	300	-19.180	-13.821	-19.205	-13.875	0.024	0.054	-0.124	-0.240
203	3	17.689	17.193	17.681	17.183	0.008	0.010	0.139	0.054
6	204	1.422	2.024	1.420	2.022	0.002	0.002	0.014	0.130
204	4	-3.041	-0.414	-3.043	-0.416	0.002	0.002	-0.017	-0.070
4	203	-6.309	-2.017	-6.334	-2.047	0.025	0.030	-0.038	-0.510
100015	20015	0.711	1.250	0.710	1.239	0.001	0.011	0.008	0.700
15	100015	8.515	5.599	8.491	4.779	0.024	0.817	0.055	5.071
15	1000152	14.788	10.086	14.747	8.540	0.041	1.539	0.096	5.543
1000152	200152	16.461	9.130	16.411	9.130	0.050	0.000	0.106	0.226
200152	20015	16.411	9.130	16.411	9.130	0.000	0.000	0.317	0.000
1000152	100152	-1.714	-0.590	-1.714	-0.601	0.000	0.011	-0.010	-0.273
100152	10015	-1.714	-0.601	-1.715	-0.601	0.000	0.000	-0.107	-0.000
100015	10015	7.780	3.529	7.761	3.529	0.019	0.000	0.048	0.197
14	100014	3.891	2.199	3.889	2.103	0.003	0.096	0.024	1.220
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.895	2.191	3.892	2.095	0.003	0.096	0.024	1.216
1000142	100142	3.895	2.088	3.892	2.088	0.003	0.000	0.024	0.055
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.250	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.003	0.000	0.024	0.055
1000132	200132	0.773	0.338	0.773	0.334	0.000	0.003	0.005	0.198
200132	20013	0.773	0.334	0.773	0.334	0.000	0.000	0.013	0.000
100013	20013	-0.773	-0.331	-0.773	-0.334	0.000	0.003	-0.005	-0.198
100013	10013	4.684	2.495	4.677	2.495	0.007	0.000	0.028	0.116
10013	100132	-2.229	-1.422	-2.229	-1.422	0.000	0.000	-0.148	-0.000
1000132	100132	2.230	1.443	2.229	1.422	0.001	0.021	0.014	0.509
13	1000132	3.006	1.876	3.003	1.781	0.003	0.095	0.019	1.643
13	100013	3.915	2.321	3.911	2.164	0.005	0.157	0.024	2.038
2	203	24.380	19.300	24.023	18.783	0.356	0.515	0.172	2.020
6	10006	5.147	2.848	5.138	2.543	0.009	0.304	0.033	2.796
10006	2006	3.198	1.444	3.195	1.376	0.003	0.067	0.020	0.988
2006	301	3.195	1.413	3.104	1.304	0.090	0.108	0.061	1.240
301	302	1.903	0.607	1.883	0.583	0.020	0.024	0.036	0.437
302	303	-0.726	-0.935	-0.734	-0.945	0.008	0.010	-0.022	-0.342

303	401	-2.478	-1.842	-2.522	-1.894	0.043	0.052	-0.056	-0.691
401	304	-2.522	-1.864	-2.539	-1.889	0.017	0.025	-0.056	-0.302
304	305	-4.717	-3.145	-4.772	-3.225	0.055	0.080	-0.100	-0.538
305	20015	-6.085	-3.987	-6.224	-4.188	0.138	0.200	-0.127	-1.068
14	209	-10.744	-7.170	-10.854	-7.416	0.110	0.245	-0.069	-1.921
209	13	9.453	5.412	9.453	5.412	0.000	0.000	0.057	0.000
13	208	2.480	0.883	2.480	0.883	0.000	0.000	0.014	0.000
208	300	-20.505	-12.051	-20.564	-12.182	0.059	0.131	-0.125	-0.544
11	10011	2.002	1.143	1.998	1.080	0.003	0.063	0.012	1.641
10011	100112	-1.999	-1.079	-1.999	-1.079	0.000	0.000	-0.128	-0.000
11	100112	2.003	1.142	1.999	1.079	0.003	0.063	0.012	1.639
10	1000102	6.595	4.018	6.591	3.842	0.004	0.175	0.041	1.359
1000102	100102	6.599	3.824	6.595	3.715	0.004	0.109	0.041	0.857
100102	10010	6.595	3.715	6.594	3.715	0.000	0.000	0.429	0.001
100010	10010	6.582	3.859	6.578	3.750	0.004	0.109	0.041	0.864
10	100010	6.594	4.018	6.590	3.842	0.004	0.175	0.041	1.359
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	14	-10.389	-6.718	-10.401	-6.744	0.012	0.026	-0.066	-0.211
209	300	-20.307	-11.939	-20.366	-12.070	0.058	0.130	-0.124	-0.543
16	1000162	3.061	1.835	3.058	1.735	0.003	0.099	0.019	1.652
1000162	100162	4.076	2.155	4.071	2.155	0.005	0.000	0.025	0.102
100162	10016	4.071	2.155	4.070	2.155	0.000	0.000	0.261	0.000
100016	10016	0.577	0.477	0.577	0.473	0.000	0.004	0.004	0.412
16	100016	1.597	0.945	1.595	0.903	0.002	0.042	0.010	1.346
100016	20016	1.018	0.425	1.018	0.425	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.018	0.425	1.018	0.425	0.000	0.000	0.018	0.000
1000162	200162	-1.018	-0.420	-1.018	-0.425	0.000	0.006	-0.006	-0.256
14	16	-7.530	-3.387	-7.553	-3.422	0.024	0.034	-0.044	-0.470
16	210	-12.255	-5.937	-12.336	-6.055	0.081	0.118	-0.073	-0.998
210	200	-12.336	-5.669	-12.358	-5.700	0.022	0.031	-0.072	-0.266
200	211	-12.358	-5.359	-12.408	-5.451	0.050	0.092	-0.071	-0.674
211	100	-12.408	-5.168	-12.413	-5.176	0.004	0.008	-0.070	-0.056
15	100	-12.966	-8.346	-13.152	-8.760	0.186	0.412	-0.083	-2.675
307	1003071	1.249	0.641	1.244	0.599	0.005	0.042	0.025	0.631
1003071	100307	1.244	0.599	1.244	0.599	0.000	0.000	0.082	0.000
307	100307	1.249	0.642	1.244	0.600	0.005	0.042	0.025	0.631
306	100306	1.138	0.682	1.134	0.645	0.004	0.036	0.023	0.629
100306	1003061	-1.135	-0.644	-1.135	-0.644	0.000	0.000	-0.128	-0.000
306	1003061	1.139	0.680	1.135	0.644	0.004	0.036	0.023	0.628
20015	310	3.509	1.925	3.454	1.859	0.055	0.066	0.068	0.706
310	402	2.037	0.960	2.036	0.959	0.001	0.002	0.039	0.026
402	309	2.036	0.981	2.016	0.957	0.020	0.024	0.039	0.443
309	308	0.704	0.287	0.701	0.284	0.003	0.004	0.013	0.190
308	307	0.044	-0.094	0.044	-0.094	0.000	0.000	0.002	-0.008
307	306	-2.463	-1.401	-2.486	-1.435	0.023	0.034	-0.050	-0.448
306	20015	-4.775	-2.832	-4.866	-2.964	0.091	0.131	-0.096	-0.908
310	1003101	0.537	0.942	0.529	0.890	0.008	0.052	0.019	1.578
1003101	100310	0.529	0.890	0.529	0.890	0.000	0.000	0.059	0.000
310	100310	0.872	-0.075	0.870	-0.090	0.002	0.016	0.015	0.073
311	1003111	0.542	0.306	0.540	0.290	0.003	0.017	0.011	0.637
1003111	100311	0.540	0.290	0.540	0.290	0.000	0.000	0.035	0.000
311	100311	0.542	0.307	0.540	0.290	0.003	0.017	0.011	0.637
303	1003031	0.869	0.450	0.865	0.420	0.004	0.030	0.018	0.669
1003031	100303	0.865	0.420	0.865	0.420	0.000	0.000	0.059	0.000
303	100303	0.869	0.450	0.864	0.420	0.004	0.030	0.018	0.670
302	100302	1.300	0.753	1.294	0.700	0.006	0.053	0.028	0.758
100302	1003021	-1.294	-0.699	-1.294	-0.699	0.000	0.000	-0.092	-0.000
302	1003021	1.300	0.752	1.294	0.699	0.006	0.053	0.028	0.757
702	100702	4.353	2.514	4.317	1.970	0.036	0.542	0.029	6.323
100702	1007022	-4.318	-1.968	-4.318	-1.968	0.000	0.000	-0.299	-0.000
702	1007022	4.354	2.512	4.318	1.968	0.036	0.542	0.029	6.318
703	100703	1.303	0.741	1.294	0.630	0.009	0.111	0.009	4.408
100703	1007033	-1.294	-0.629	-1.294	-0.629	0.000	0.000	-0.085	-0.000
703	1007033	1.304	0.741	1.294	0.629	0.009	0.111	0.009	4.407
704	100704	-6.450	0.562	-6.481	-0.003	0.031	0.562	-0.037	0.109
100704	1007044	6.481	-0.003	6.480	-0.003	0.000	0.000	0.384	0.001
704	1007044	-6.449	0.567	-6.480	0.003	0.031	0.562	-0.037	0.116
701	1007011	8.363	5.799	8.319	4.927	0.044	0.869	0.058	5.463
1007011	100701	8.319	4.927	8.318	4.927	0.000	0.000	0.604	0.001

701	100701	8.356	5.810	8.312	4.937	0.044	0.869	0.058	5.472
305	100305	1.309	0.766	1.299	0.700	0.010	0.067	0.026	1.031
304	100304	2.174	1.245	2.159	1.109	0.015	0.135	0.044	1.196
10	11	9.594	4.837	9.581	4.806	0.014	0.031	0.057	0.267
11	12	5.549	2.789	5.539	2.766	0.010	0.023	0.033	0.345
8	1008	3.368	1.921	3.348	1.619	0.020	0.301	0.021	4.644
12	10012	5.521	2.962	5.507	2.668	0.015	0.292	0.033	2.674
204	5	4.461	2.683	4.459	2.681	0.002	0.002	0.030	0.045
10009	1009	2.589	1.551	2.588	1.539	0.000	0.012	0.016	0.242
301	100301	1.198	0.732	1.189	0.670	0.009	0.062	0.026	1.022
10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.013	0.051
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	100308	0.654	0.407	0.650	0.380	0.004	0.027	0.014	0.865
309	100309	1.308	0.694	1.299	0.630	0.009	0.064	0.026	0.968
7	1007	2.935	1.816	2.918	1.569	0.016	0.246	0.019	4.438
9	10009	2.589	1.570	2.589	1.551	0.000	0.018	0.016	0.353
5	1005	4.447	2.629	4.427	2.269	0.020	0.359	0.029	4.080
20015	312	1.429	0.807	1.413	0.793	0.016	0.014	0.028	0.443
312	100312	1.410	0.793	1.399	0.720	0.011	0.073	0.028	1.050
20015	311	1.093	0.611	1.090	0.607	0.003	0.004	0.021	0.126
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	22.985	13.271	22.859	12.993	0.125	0.277	0.140	1.026
4	1004	3.258	1.871	3.238	1.569	0.020	0.301	0.021	4.693
2	1002	3.480	1.997	3.458	1.669	0.022	0.327	0.022	4.824
1	1001	3.045	1.961	3.028	1.709	0.017	0.251	0.019	4.490

ДОДАТОК Є

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.: 129.993 МВт / 1138.736 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.124 МВт / 13.494 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.124 МВт / 13.494 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.804 МВт / 7.041 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.568 МВт / 2.454 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.372 МВт / 9.495 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.496 МВт / 22.988 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-57.173	-34.577	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	118.990	-0.27
1	Агрономічне	0.000	0.000	118.591	-0.35
202	202	0.000	0.000	118.230	-0.41
2	Петрик	0.000	0.000	115.861	-0.73
203	203	0.000	0.000	114.133	-1.03
3	Літин	0.000	0.000	114.087	-1.03
4	Кожухів	0.000	0.000	113.701	-1.18
204	204	0.000	0.000	113.642	-1.21
5	Курортна	0.000	0.000	113.603	-1.21
6	Хмільник	0.000	0.000	113.759	-1.21
7	Уланів	0.000	0.000	115.077	-1.14
8	Вишенька	0.000	0.000	116.502	-0.94
205	205	0.000	0.000	117.285	-0.80
9	Юрівка	0.000	0.000	117.721	-0.70
206	206	0.000	0.000	119.510	-0.38
207	207	0.000	0.000	120.797	-0.06
300	Козятин	-59.850	-35.552	121.000	0.00
208	208	0.000	0.000	120.519	-0.17
10	Козятин тяга	0.000	0.000	119.605	-0.49
11	Глухівці	0.000	0.000	119.370	-0.58
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	119.067	-0.71
13	Сигнал	0.000	0.000	120.520	-0.17
209	209	0.000	0.000	120.520	-0.17
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	118.858	-0.69
15	Калинівка	0.000	0.000	118.678	-0.75
211	211	0.000	0.000	120.952	-0.02
200	200	0.000	0.000	120.371	-0.25
210	210	0.000	0.000	120.139	-0.32
16	Турбів	0.000	0.000	119.265	-0.57
1001		3.030	1.710	10.979	-3.05
1002		3.460	1.670	10.706	-3.99
2003		0.000	0.000	37.364	-2.95
1003		5.080	2.740	10.536	-4.08
1004		3.240	1.570	10.516	-4.35
1005		4.430	2.270	10.551	-3.95
2006		0.000	0.000	37.100	-4.07
1006		1.940	1.100	10.665	-3.27
1007		2.920	1.570	10.660	-3.91
1008		3.350	1.620	10.782	-4.06
2009		0.000	0.000	39.308	-0.94

1009		2.590	1.540	11.210	-1.10
20010		0.000	0.000	28.317	-1.40
10010		13.180	7.470	11.256	-1.97
10032		0.000	0.000	10.537	-4.09
200102		0.000	0.000	28.317	-1.40
100102		0.000	0.000	11.257	-1.97
10011		4.000	2.160	11.281	-1.68
100112		0.000	0.000	11.281	-1.68
10012		5.510	2.670	11.173	-2.63
20013		0.000	0.000	39.807	-1.40
10013		6.910	3.920	11.347	-1.54
200132		0.000	0.000	39.807	-1.40
100132		0.000	0.000	11.347	-1.54
20014		0.000	0.000	28.169	-1.56
10014		7.780	4.200	11.263	-1.55
200142		0.000	0.000	28.169	-1.56
100142		0.000	0.000	11.263	-1.55
20015		0.000	0.000	38.174	-4.08
10015		6.050	2.930	10.944	-3.89
200152		0.000	0.000	38.174	-4.08
100152		0.000	0.000	10.944	-3.89
20016		0.000	0.000	39.521	-1.46
10016		4.650	2.630	11.261	-1.66
200162		0.000	0.000	39.521	-1.46
100162		0.000	0.000	11.261	-1.66
10003		0.000	0.000	111.605	-2.95
10006		0.000	0.000	111.545	-3.29
10009		0.000	0.000	117.412	-0.94
100010		0.000	0.000	118.423	-1.40
1000102		0.000	0.000	118.423	-1.40
100013		0.000	0.000	118.736	-1.57
1000132		0.000	0.000	119.073	-1.24
100014		0.000	0.000	117.801	-1.56
1000142		0.000	0.000	117.805	-1.56
100015		0.000	0.000	114.603	-3.93
1000152		0.000	0.000	114.239	-4.14
100016		0.000	0.000	118.094	-1.47
1000162		0.000	0.000	117.832	-1.68
301	Кривошиї	0.000	0.000	36.060	-4.91
302	Люлинці	0.000	0.000	35.697	-5.29
303	Радівка	0.000	0.000	35.990	-5.30
401	401	0.000	0.000	36.575	-5.07
304	Корделівка	0.000	0.000	36.827	-4.93
305	Писарівка	0.000	0.000	37.277	-4.65
306	Іванів	0.000	0.000	37.401	-4.62
307	Уладівка	0.000	0.000	37.023	-4.91
308	Брусленів	0.000	0.000	37.016	-4.88
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	37.175	-4.75
402	402	0.000	0.000	37.548	-4.48
310	Лаврівка	0.000	0.000	37.570	-4.46
311	Гущенці	0.000	0.000	38.066	-4.15
312	Торчин	0.000	0.000	37.788	-4.22
100301		1.190	0.670	10.587	-6.48
100302		2.590	1.400	10.542	-6.57
100303		1.730	0.840	10.649	-6.45
100304		2.160	1.110	10.783	-6.96
100305		1.300	0.700	10.947	-6.26
100306		2.270	1.290	6.644	-5.64
100307		2.490	1.200	10.966	-6.05
100308		0.650	0.380	11.422	-6.13
100309		1.300	0.630	10.935	-6.38
100310		1.400	0.800	11.303	-5.27
100311		1.080	0.580	11.270	-5.13
100312		1.400	0.720	11.094	-5.91
1003021		0.000	0.000	10.542	-6.57
1003031		0.000	0.000	10.649	-6.45
1003061		0.000	0.000	6.644	-5.64
1003071		0.000	0.000	10.967	-6.05
1003101		0.000	0.000	11.303	-5.27
1003111		0.000	0.000	11.270	-5.13
701		0.000	0.000	113.714	-1.06

704	0.000	0.000	113.737	-1.00
703	0.000	0.000	113.499	-1.14
702	0.000	0.000	113.433	-1.19
100701	16.640	9.870	10.452	-4.29
1007011	0.000	0.000	10.453	-4.29
100702	8.640	3.940	10.380	-5.49
1007022	0.000	0.000	10.381	-5.50
100703	2.590	1.260	10.994	-4.04
1007033	0.000	0.000	10.994	-4.04
100704	-12.970	0.000	10.894	2.98
1007044	0.000	0.000	10.894	2.98

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	10003	1.935	1.211	1.931	1.121	0.003	0.090	0.012	2.611
10003	1003	1.931	1.121	1.928	1.068	0.003	0.052	0.012	1.579
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.195	-0.000
3	10032	3.165	1.901	3.149	1.670	0.015	0.230	0.019	4.187
100	201	31.785	21.827	31.359	21.314	0.424	0.510	0.184	2.012
201	1	31.359	21.606	31.282	21.494	0.077	0.112	0.184	0.399
1	202	28.229	19.615	28.165	19.523	0.063	0.092	0.167	0.362
202	2	28.165	19.877	27.708	19.327	0.456	0.548	0.168	2.375
3	701	12.516	13.120	12.482	13.071	0.034	0.049	0.092	0.374
701	704	-4.256	1.799	-4.258	1.795	0.003	0.004	-0.023	-0.026
704	703	8.623	0.982	8.608	0.959	0.016	0.023	0.044	0.243
703	702	5.993	-0.295	5.989	-0.300	0.004	0.005	0.030	0.068
702	6	-2.723	-4.886	-2.732	-4.900	0.009	0.013	-0.028	-0.326
6	7	-9.338	-9.002	-9.435	-9.118	0.096	0.116	-0.066	-1.320
7	8	-12.377	-10.157	-12.494	-10.327	0.117	0.169	-0.080	-1.432
8	205	-15.869	-11.660	-15.949	-11.775	0.079	0.115	-0.097	-0.787
205	9	-15.949	-11.461	-15.988	-11.532	0.039	0.071	-0.097	-0.439
9	206	-18.637	-12.980	-18.847	-13.283	0.208	0.302	-0.111	-1.795
206	207	-18.847	-12.541	-18.979	-12.782	0.131	0.240	-0.109	-1.290
207	300	-18.979	-12.369	-18.997	-12.410	0.018	0.041	-0.108	-0.203
203	3	17.646	16.287	17.639	16.279	0.006	0.008	0.121	0.046
6	204	1.440	2.022	1.438	2.020	0.002	0.002	0.013	0.117
204	4	-3.021	-0.287	-3.022	-0.289	0.001	0.002	-0.015	-0.060
4	203	-6.287	-1.756	-6.306	-1.779	0.019	0.023	-0.033	-0.438
100015	20015	0.700	1.196	0.699	1.188	0.000	0.008	0.007	0.597
15	100015	8.458	5.295	8.439	4.651	0.019	0.641	0.048	4.335
15	1000152	14.683	9.515	14.651	8.307	0.032	1.203	0.085	4.728
1000152	200152	16.328	8.826	16.289	8.826	0.039	0.000	0.094	0.203
200152	20015	16.289	8.826	16.289	8.826	0.000	0.000	0.280	0.000
1000152	100152	-1.678	-0.519	-1.678	-0.527	0.000	0.008	-0.009	-0.214
100152	10015	-1.678	-0.527	-1.678	-0.527	0.000	0.000	-0.093	-0.000
100015	10015	7.739	3.455	7.724	3.455	0.015	0.000	0.043	0.177
14	100014	3.890	2.181	3.888	2.103	0.002	0.078	0.022	1.092
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.894	2.173	3.892	2.095	0.002	0.078	0.022	1.088
1000142	100142	3.894	2.088	3.892	2.088	0.002	0.000	0.022	0.050
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.226	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.002	0.000	0.022	0.050
1000132	200132	0.773	0.336	0.773	0.334	0.000	0.003	0.004	0.177
200132	20013	0.773	0.334	0.773	0.334	0.000	0.000	0.012	0.000
100013	20013	-0.773	-0.331	-0.773	-0.334	0.000	0.003	-0.004	-0.177
100013	10013	4.682	2.495	4.677	2.495	0.005	0.000	0.026	0.105
10013	100132	-2.229	-1.422	-2.229	-1.422	0.000	0.000	-0.134	-0.000
1000132	100132	2.230	1.440	2.229	1.422	0.001	0.017	0.013	0.457
13	1000132	3.005	1.854	3.002	1.776	0.002	0.078	0.017	1.474
13	100013	3.914	2.293	3.910	2.164	0.004	0.128	0.022	1.827
2	203	24.222	17.885	23.951	17.494	0.269	0.389	0.150	1.737
6	10006	5.139	2.708	5.132	2.470	0.007	0.236	0.029	2.373
10006	2006	3.192	1.371	3.189	1.319	0.003	0.052	0.018	0.824
2006	301	3.189	1.366	3.119	1.282	0.070	0.084	0.054	1.079
301	302	1.919	0.610	1.903	0.591	0.015	0.018	0.032	0.383

302	303	-0.705	-0.905	-0.711	-0.912	0.006	0.007	-0.019	-0.292
303	401	-2.455	-1.794	-2.488	-1.833	0.032	0.039	-0.049	-0.595
401	304	-2.488	-1.795	-2.500	-1.813	0.013	0.018	-0.048	-0.259
304	305	-4.676	-3.041	-4.718	-3.102	0.042	0.060	-0.087	-0.464
305	20015	-6.029	-3.847	-6.135	-4.001	0.105	0.153	-0.111	-0.923
14	209	-10.714	-6.725	-10.801	-6.918	0.087	0.192	-0.061	-1.670
209	13	9.479	5.571	9.479	5.571	0.000	0.000	0.053	0.000
13	208	2.498	1.022	2.498	1.022	0.000	0.000	0.013	0.000
208	300	-20.478	-11.520	-20.526	-11.626	0.048	0.106	-0.112	-0.481
11	10011	2.001	1.132	1.998	1.080	0.003	0.051	0.011	1.469
10011	100112	-1.999	-1.079	-1.999	-1.079	0.000	0.000	-0.116	-0.000
11	100112	2.002	1.130	1.999	1.079	0.003	0.051	0.011	1.467
10	1000102	6.593	3.966	6.590	3.822	0.003	0.143	0.037	1.213
1000102	100102	6.598	3.804	6.594	3.715	0.003	0.089	0.037	0.765
100102	10010	6.594	3.715	6.594	3.715	0.000	0.000	0.388	0.001
100010	10010	6.581	3.839	6.578	3.750	0.003	0.089	0.037	0.771
10	100010	6.593	3.965	6.589	3.821	0.003	0.143	0.037	1.213
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	14	-10.269	-6.191	-10.278	-6.211	0.009	0.020	-0.058	-0.181
209	300	-20.280	-11.412	-20.327	-11.516	0.047	0.104	-0.111	-0.480
16	1000162	3.060	1.816	3.057	1.735	0.002	0.081	0.017	1.478
1000162	100162	4.075	2.155	4.071	2.155	0.004	0.000	0.023	0.092
100162	10016	4.071	2.155	4.070	2.155	0.000	0.000	0.236	0.000
100016	10016	0.577	0.477	0.577	0.473	0.000	0.003	0.004	0.369
16	100016	1.596	0.935	1.595	0.901	0.001	0.034	0.009	1.205
100016	20016	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	200162	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-1.017	-0.420	-1.018	-0.424	0.000	0.005	-0.005	-0.228
14	16	-7.452	-3.136	-7.471	-3.163	0.019	0.027	-0.039	-0.410
16	210	-12.180	-5.593	-12.244	-5.686	0.065	0.093	-0.065	-0.878
210	200	-12.244	-5.217	-12.262	-5.242	0.017	0.025	-0.064	-0.232
200	211	-12.262	-4.828	-12.301	-4.901	0.040	0.072	-0.063	-0.582
211	100	-12.301	-4.558	-12.305	-4.564	0.003	0.006	-0.063	-0.048
15	100	-12.936	-7.861	-13.083	-8.187	0.146	0.325	-0.074	-2.332
307	1003071	1.248	0.632	1.244	0.599	0.004	0.033	0.022	0.540
1003071	100307	1.244	0.599	1.244	0.599	0.000	0.000	0.073	0.000
307	100307	1.248	0.633	1.244	0.600	0.004	0.033	0.022	0.540
306	100306	1.137	0.674	1.134	0.645	0.003	0.029	0.020	0.543
100306	1003061	-1.135	-0.644	-1.135	-0.644	0.000	0.000	-0.113	-0.000
306	1003061	1.138	0.672	1.135	0.644	0.003	0.029	0.020	0.542
20015	310	3.492	1.882	3.449	1.830	0.043	0.052	0.060	0.621
310	402	2.030	0.922	2.029	0.921	0.001	0.001	0.034	0.023
402	309	2.029	0.949	2.014	0.930	0.016	0.019	0.034	0.386
309	308	0.703	0.282	0.700	0.279	0.002	0.003	0.012	0.166
308	307	0.044	-0.085	0.044	-0.085	0.000	0.000	0.001	-0.006
307	306	-2.463	-1.380	-2.482	-1.406	0.018	0.026	-0.044	-0.392
306	20015	-4.772	-2.797	-4.844	-2.900	0.071	0.103	-0.085	-0.798
310	1003101	0.564	1.124	0.555	1.068	0.009	0.056	0.019	1.643
1003101	100310	0.555	1.068	0.555	1.068	0.000	0.000	0.061	0.000
310	100310	0.846	-0.256	0.844	-0.268	0.001	0.013	0.014	-0.057
311	1003111	0.542	0.303	0.540	0.290	0.002	0.013	0.009	0.554
1003111	100311	0.540	0.290	0.540	0.290	0.000	0.000	0.031	0.000
311	100311	0.542	0.303	0.540	0.290	0.002	0.013	0.009	0.554
303	1003031	0.868	0.443	0.865	0.420	0.003	0.023	0.016	0.567
1003031	100303	0.865	0.420	0.865	0.420	0.000	0.000	0.052	0.000
303	100303	0.868	0.443	0.864	0.420	0.003	0.023	0.016	0.567
302	100302	1.299	0.740	1.294	0.700	0.004	0.040	0.024	0.640
100302	1003021	-1.294	-0.699	-1.294	-0.699	0.000	0.000	-0.080	-0.000
302	1003021	1.299	0.740	1.294	0.699	0.004	0.040	0.024	0.639
702	100702	4.345	2.391	4.317	1.970	0.028	0.420	0.025	5.380
100702	1007022	-4.318	-1.968	-4.318	-1.968	0.000	0.000	-0.263	-0.000
702	1007022	4.346	2.389	4.318	1.968	0.028	0.420	0.025	5.376
703	100703	1.301	0.717	1.294	0.630	0.007	0.087	0.008	3.811
100703	1007033	-1.294	-0.629	-1.294	-0.629	0.000	0.000	-0.075	-0.000
703	1007033	1.302	0.717	1.294	0.629	0.007	0.087	0.008	3.809
704	100704	-6.456	0.447	-6.481	-0.003	0.025	0.448	-0.033	-0.028
100704	1007044	6.481	-0.003	6.480	-0.003	0.000	0.000	0.343	0.001
704	1007044	-6.456	0.452	-6.480	0.003	0.025	0.448	-0.033	-0.021
701	1007011	8.353	5.606	8.318	4.927	0.034	0.677	0.051	4.717

1007011	100701	8.318	4.927	8.318	4.927	0.000	0.000	0.533	0.001
701	100701	8.346	5.617	8.312	4.937	0.034	0.677	0.051	4.725
305	100305	1.307	0.752	1.299	0.700	0.008	0.052	0.023	0.885
304	100304	2.170	1.214	2.159	1.109	0.012	0.104	0.039	1.015
10	11	9.595	4.647	9.584	4.622	0.011	0.025	0.051	0.237
11	12	5.548	2.687	5.540	2.668	0.008	0.019	0.030	0.306
8	1008	3.364	1.859	3.348	1.619	0.016	0.239	0.019	4.043
12	10012	5.519	2.907	5.507	2.668	0.012	0.237	0.030	2.372
204	5	4.459	2.618	4.458	2.616	0.001	0.001	0.026	0.040
10009	1009	2.589	1.549	2.588	1.539	0.000	0.010	0.015	0.217
301	100301	1.196	0.717	1.189	0.670	0.007	0.047	0.022	0.867
10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.046
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	100308	0.653	0.401	0.650	0.380	0.003	0.021	0.012	0.744
309	100309	1.306	0.680	1.299	0.630	0.007	0.050	0.023	0.828
7	1007	2.931	1.764	2.918	1.569	0.013	0.194	0.017	3.861
9	10009	2.589	1.564	2.589	1.549	0.000	0.015	0.015	0.317
5	1005	4.443	2.551	4.427	2.269	0.016	0.281	0.026	3.531
20015	312	1.425	0.788	1.412	0.777	0.012	0.011	0.025	0.392
312	100312	1.407	0.777	1.399	0.720	0.008	0.057	0.025	0.905
20015	311	1.092	0.602	1.090	0.599	0.002	0.003	0.019	0.111
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	22.976	12.951	22.873	12.725	0.102	0.226	0.126	0.918
4	1004	3.254	1.805	3.238	1.569	0.016	0.235	0.019	4.045
2	1002	3.475	1.928	3.458	1.669	0.017	0.258	0.020	4.192
1	1001	3.042	1.911	3.028	1.709	0.013	0.202	0.017	3.964

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.: 130.132 МВт / 1139.954 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.268 МВт / 14.114 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.268 МВт / 14.114 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.775 МВт / 6.789 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.591 МВт / 2.555 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.366 МВт / 9.343 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.634 МВт / 23.458 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-57.272	-35.125	119.000	0.00
201	201	0.000	0.000	116.938	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	116.530	-0.35
202	202	0.000	0.000	116.159	-0.42
2	Петрик	0.000	0.000	113.730	-0.74
203	203	0.000	0.000	111.957	-1.05
3	Літин	0.000	0.000	111.909	-1.05
4	Кожухів	0.000	0.000	111.513	-1.20
204	204	0.000	0.000	111.453	-1.23
5	Курортна	0.000	0.000	111.413	-1.24
6	Хмільник	0.000	0.000	111.572	-1.24
7	Уланів	0.000	0.000	112.921	-1.17
8	Вишенька	0.000	0.000	114.383	-0.96
205	205	0.000	0.000	115.186	-0.82
9	Юрівка	0.000	0.000	115.634	-0.72
206	206	0.000	0.000	117.468	-0.39
207	207	0.000	0.000	118.791	-0.06
300	Козятин	-59.890	-35.983	119.000	0.00
208	208	0.000	0.000	118.509	-0.17
10	Козятин тяга	0.000	0.000	117.577	-0.51
11	Глухівці	0.000	0.000	117.337	-0.60
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	117.028	-0.73
13	Сигнал	0.000	0.000	118.510	-0.17
209	209	0.000	0.000	118.510	-0.17
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	116.807	-0.71
15	Калинівка	0.000	0.000	116.623	-0.77
211	211	0.000	0.000	118.950	-0.02
200	200	0.000	0.000	118.355	-0.26
210	210	0.000	0.000	118.117	-0.33
16	Турбів	0.000	0.000	117.224	-0.58
1001		3.030	1.710	10.775	-3.16
1002		3.460	1.670	10.494	-4.13
2003		0.000	0.000	36.615	-3.05
1003		5.080	2.740	10.320	-4.23
1004		3.240	1.570	10.299	-4.50
1005		4.430	2.270	10.334	-4.09
2006		0.000	0.000	36.341	-4.21
1006		1.940	1.100	10.450	-3.39
1007		2.920	1.570	10.446	-4.05
1008		3.350	1.620	10.571	-4.20
2009		0.000	0.000	38.607	-0.97
1009		2.590	1.540	11.009	-1.13
20010		0.000	0.000	27.827	-1.45

10010		13.180	7.470	11.059	-2.04
10032		0.000	0.000	10.320	-4.23
200102		0.000	0.000	27.827	-1.45
100102		0.000	0.000	11.060	-2.04
10011		4.000	2.160	11.084	-1.74
100112		0.000	0.000	11.085	-1.74
10012		5.510	2.670	10.973	-2.72
20013		0.000	0.000	39.124	-1.45
10013		6.910	3.920	11.151	-1.59
200132		0.000	0.000	39.124	-1.45
100132		0.000	0.000	11.151	-1.59
20014		0.000	0.000	27.674	-1.61
10014		7.780	4.200	11.065	-1.60
200142		0.000	0.000	27.674	-1.61
100142		0.000	0.000	11.065	-1.60
20015		0.000	0.000	37.447	-4.23
10015		6.050	2.930	10.737	-4.04
200152		0.000	0.000	37.447	-4.24
100152		0.000	0.000	10.737	-4.04
20016		0.000	0.000	38.830	-1.51
10016		4.650	2.630	11.063	-1.71
200162		0.000	0.000	38.830	-1.51
100162		0.000	0.000	11.064	-1.71
10003		0.000	0.000	109.370	-3.05
10006		0.000	0.000	109.300	-3.40
10009		0.000	0.000	115.319	-0.97
100010		0.000	0.000	116.372	-1.45
1000102		0.000	0.000	116.372	-1.45
100013		0.000	0.000	116.693	-1.62
1000132		0.000	0.000	117.037	-1.28
100014		0.000	0.000	115.732	-1.61
1000142		0.000	0.000	115.735	-1.62
100015		0.000	0.000	112.446	-4.08
1000152		0.000	0.000	112.071	-4.30
100016		0.000	0.000	116.031	-1.52
1000162		0.000	0.000	115.765	-1.74
301	Кривошиї	0.000	0.000	35.278	-5.09
302	Люлинці	0.000	0.000	34.907	-5.49
303	Радівка	0.000	0.000	35.209	-5.50
401	401	0.000	0.000	35.808	-5.26
304	Корделівка	0.000	0.000	36.067	-5.12
305	Писарівка	0.000	0.000	36.528	-4.82
306	Іванів	0.000	0.000	36.658	-4.80
307	Уладівка	0.000	0.000	36.271	-5.09
308	Брусленів	0.000	0.000	36.263	-5.06
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	36.426	-4.92
402	402	0.000	0.000	36.808	-4.64
310	Лаврівка	0.000	0.000	36.830	-4.62
311	Гущенці	0.000	0.000	37.336	-4.30
312	Торчин	0.000	0.000	37.053	-4.38
100301		1.190	0.670	10.347	-6.73
100302		2.590	1.400	10.301	-6.82
100303		1.730	0.840	10.411	-6.70
100304		2.160	1.110	10.549	-7.23
100305		1.300	0.700	10.717	-6.50
100306		2.270	1.290	6.508	-5.85
100307		2.490	1.200	10.738	-6.28
100308		0.650	0.380	11.181	-6.37
100309		1.300	0.630	10.705	-6.62
100310		1.400	0.800	11.075	-5.47
100311		1.080	0.580	11.048	-5.33
100312		1.400	0.720	10.868	-6.14
1003021		0.000	0.000	10.301	-6.82
1003031		0.000	0.000	10.411	-6.70
1003061		0.000	0.000	6.509	-5.85
1003071		0.000	0.000	10.738	-6.29
1003101		0.000	0.000	11.075	-5.47
1003111		0.000	0.000	11.048	-5.33
701		0.000	0.000	111.527	-1.08
704		0.000	0.000	111.549	-1.02
703		0.000	0.000	111.305	-1.17

702	0.000	0.000	111.238	-1.22
100701	16.640	9.870	10.233	-4.45
1007011	0.000	0.000	10.234	-4.45
100702	8.640	3.940	10.159	-5.70
1007022	0.000	0.000	10.159	-5.70
100703	2.590	1.260	10.766	-4.18
1007033	0.000	0.000	10.767	-4.19
100704	-12.970	0.000	10.684	3.12
1007044	0.000	0.000	10.684	3.12

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----									
3	10003	1.935	1.217	1.931	1.123	0.004	0.094	0.012	2.675
10003	1003	1.931	1.123	1.928	1.068	0.004	0.055	0.012	1.618
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.199	-0.000
3	10032	3.165	1.911	3.149	1.670	0.016	0.240	0.019	4.290
100	201	31.859	22.176	31.412	21.640	0.444	0.535	0.188	2.063
201	1	31.412	21.921	31.331	21.803	0.081	0.117	0.189	0.409
1	202	28.278	19.916	28.211	19.819	0.066	0.096	0.171	0.372
202	2	28.211	20.162	27.732	19.585	0.478	0.575	0.172	2.436
3	701	12.522	13.248	12.486	13.196	0.036	0.052	0.094	0.384
701	704	-4.253	1.868	-4.256	1.864	0.003	0.004	-0.024	-0.025
704	703	8.625	1.011	8.608	0.988	0.016	0.024	0.045	0.249
703	702	5.994	-0.280	5.990	-0.286	0.004	0.006	0.031	0.070
702	6	-2.724	-4.917	-2.734	-4.931	0.010	0.014	-0.029	-0.334
6	7	-9.337	-9.077	-9.438	-9.199	0.101	0.121	-0.067	-1.352
7	8	-12.381	-10.274	-12.503	-10.451	0.122	0.177	-0.082	-1.469
8	205	-15.879	-11.813	-15.962	-11.934	0.083	0.120	-0.100	-0.807
205	9	-15.962	-11.630	-16.003	-11.705	0.041	0.074	-0.099	-0.451
9	206	-18.650	-13.158	-18.869	-13.475	0.218	0.316	-0.114	-1.841
206	207	-18.869	-12.758	-19.008	-13.011	0.138	0.252	-0.112	-1.326
207	300	-19.008	-12.611	-19.027	-12.655	0.019	0.043	-0.111	-0.209
203	3	17.652	16.430	17.645	16.422	0.007	0.008	0.124	0.048
6	204	1.437	2.022	1.435	2.020	0.002	0.002	0.013	0.119
204	4	-3.024	-0.309	-3.026	-0.311	0.001	0.002	-0.016	-0.061
4	203	-6.290	-1.801	-6.310	-1.825	0.020	0.024	-0.034	-0.449
100015	20015	0.701	1.204	0.701	1.196	0.000	0.008	0.007	0.613
15	100015	8.466	5.342	8.446	4.671	0.020	0.668	0.049	4.451
15	1000152	14.698	9.603	14.665	8.344	0.033	1.255	0.087	4.856
1000152	200152	16.348	8.874	16.307	8.874	0.041	0.000	0.096	0.207
200152	20015	16.307	8.874	16.307	8.874	0.000	0.000	0.286	0.000
1000152	100152	-1.683	-0.530	-1.683	-0.539	0.000	0.008	-0.009	-0.223
100152	10015	-1.683	-0.539	-1.684	-0.539	0.000	0.000	-0.095	-0.000
100015	10015	7.745	3.467	7.730	3.467	0.015	0.000	0.043	0.181
14	100014	3.890	2.184	3.888	2.103	0.002	0.081	0.022	1.113
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.894	2.176	3.892	2.095	0.002	0.081	0.022	1.109
1000142	100142	3.894	2.088	3.892	2.088	0.002	0.000	0.022	0.051
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.230	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.002	0.000	0.022	0.051
1000132	200132	0.773	0.337	0.773	0.334	0.000	0.003	0.004	0.180
200132	20013	0.773	0.334	0.773	0.334	0.000	0.000	0.012	0.000
100013	20013	-0.773	-0.331	-0.773	-0.334	0.000	0.003	-0.004	-0.180
100013	10013	4.683	2.495	4.677	2.495	0.006	0.000	0.026	0.107
10013	100132	-2.229	-1.422	-2.229	-1.422	0.000	0.000	-0.137	-0.000
1000132	100132	2.230	1.440	2.229	1.422	0.001	0.018	0.013	0.466
13	1000132	3.005	1.858	3.003	1.777	0.002	0.081	0.017	1.502
13	100013	3.914	2.297	3.910	2.164	0.004	0.133	0.022	1.862
2	203	24.245	18.115	23.962	17.705	0.282	0.408	0.153	1.782
6	10006	5.140	2.729	5.133	2.481	0.007	0.247	0.030	2.439
10006	2006	3.193	1.382	3.190	1.327	0.003	0.054	0.018	0.849
2006	301	3.190	1.372	3.117	1.284	0.073	0.088	0.055	1.104
301	302	1.916	0.608	1.900	0.589	0.016	0.019	0.033	0.391
302	303	-0.708	-0.910	-0.714	-0.918	0.006	0.008	-0.019	-0.300
303	401	-2.458	-1.802	-2.492	-1.843	0.034	0.041	-0.050	-0.610

401	304	-2.492	-1.806	-2.506	-1.825	0.013	0.019	-0.050	-0.265
304	305	-4.682	-3.058	-4.726	-3.121	0.044	0.063	-0.089	-0.476
305	20015	-6.037	-3.869	-6.148	-4.030	0.110	0.160	-0.113	-0.946
14	209	-10.718	-6.798	-10.809	-6.999	0.090	0.200	-0.063	-1.711
209	13	9.475	5.543	9.475	5.543	0.000	0.000	0.053	0.000
13	208	2.496	0.999	2.496	0.999	0.000	0.000	0.013	0.000
208	300	-20.481	-11.609	-20.531	-11.719	0.049	0.110	-0.114	-0.491
11	10011	2.001	1.134	1.998	1.080	0.003	0.053	0.011	1.497
10011	100112	-1.999	-1.079	-1.999	-1.079	0.000	0.000	-0.118	-0.000
11	100112	2.002	1.132	1.999	1.079	0.003	0.053	0.011	1.495
10	1000102	6.594	3.974	6.590	3.825	0.004	0.148	0.038	1.237
1000102	100102	6.598	3.807	6.594	3.715	0.004	0.092	0.038	0.780
100102	10010	6.594	3.715	6.594	3.715	0.000	0.000	0.394	0.001
100010	10010	6.581	3.842	6.578	3.750	0.004	0.092	0.038	0.787
10	100010	6.593	3.974	6.589	3.825	0.004	0.148	0.038	1.237
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	14	-10.287	-6.272	-10.296	-6.293	0.009	0.021	-0.060	-0.186
209	300	-20.283	-11.501	-20.332	-11.609	0.049	0.108	-0.113	-0.491
16	1000162	3.060	1.819	3.058	1.735	0.002	0.084	0.018	1.507
1000162	100162	4.075	2.155	4.071	2.155	0.004	0.000	0.023	0.094
100162	10016	4.071	2.155	4.070	2.155	0.000	0.000	0.240	0.000
100016	10016	0.577	0.477	0.577	0.473	0.000	0.003	0.004	0.376
16	100016	1.596	0.937	1.595	0.901	0.001	0.035	0.009	1.228
100016	20016	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.005	0.046
20016	200162	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-1.017	-0.420	-1.018	-0.424	0.000	0.005	-0.005	-0.233
14	16	-7.464	-3.175	-7.483	-3.204	0.019	0.028	-0.040	-0.420
16	210	-12.191	-5.648	-12.258	-5.746	0.067	0.097	-0.066	-0.897
210	200	-12.258	-5.292	-12.276	-5.318	0.018	0.026	-0.065	-0.238
200	211	-12.276	-4.918	-12.317	-4.994	0.041	0.075	-0.064	-0.597
211	100	-12.317	-4.663	-12.321	-4.669	0.003	0.006	-0.064	-0.050
15	100	-12.939	-7.940	-13.092	-8.280	0.152	0.338	-0.075	-2.388
307	1003071	1.248	0.634	1.244	0.599	0.004	0.034	0.022	0.554
1003071	100307	1.244	0.599	1.244	0.599	0.000	0.000	0.074	0.000
307	100307	1.248	0.634	1.244	0.600	0.004	0.034	0.022	0.554
306	100306	1.137	0.675	1.134	0.645	0.003	0.030	0.021	0.557
100306	1003061	-1.135	-0.644	-1.135	-0.644	0.000	0.000	-0.116	-0.000
306	1003061	1.138	0.674	1.135	0.644	0.003	0.030	0.021	0.556
20015	310	3.495	1.888	3.450	1.834	0.045	0.054	0.061	0.634
310	402	2.031	0.928	2.030	0.927	0.001	0.001	0.035	0.023
402	309	2.030	0.954	2.014	0.935	0.016	0.020	0.035	0.395
309	308	0.703	0.283	0.700	0.280	0.002	0.003	0.012	0.170
308	307	0.044	-0.086	0.044	-0.086	0.000	0.000	0.002	-0.006
307	306	-2.463	-1.383	-2.482	-1.410	0.019	0.027	-0.045	-0.401
306	20015	-4.772	-2.802	-4.847	-2.910	0.074	0.107	-0.087	-0.815
310	1003101	0.559	1.089	0.550	1.034	0.009	0.055	0.019	1.630
1003101	100310	0.550	1.034	0.550	1.034	0.000	0.000	0.061	0.000
310	100310	0.851	-0.222	0.849	-0.235	0.001	0.013	0.014	-0.035
311	1003111	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.014	0.010	0.567
1003111	100311	0.540	0.290	0.540	0.290	0.000	0.000	0.032	0.000
311	100311	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.014	0.010	0.568
303	1003031	0.868	0.444	0.865	0.420	0.004	0.024	0.016	0.583
1003031	100303	0.865	0.420	0.865	0.420	0.000	0.000	0.053	0.000
303	100303	0.868	0.444	0.864	0.420	0.004	0.024	0.016	0.583
302	100302	1.299	0.742	1.294	0.700	0.005	0.042	0.025	0.658
100302	1003021	-1.294	-0.699	-1.294	-0.699	0.000	0.000	-0.082	-0.000
302	1003021	1.299	0.741	1.294	0.699	0.005	0.042	0.025	0.658
702	100702	4.346	2.410	4.317	1.970	0.029	0.438	0.026	5.527
100702	1007022	-4.318	-1.968	-4.318	-1.968	0.000	0.000	-0.269	-0.000
702	1007022	4.347	2.408	4.318	1.968	0.029	0.438	0.026	5.523
703	100703	1.302	0.721	1.294	0.630	0.008	0.091	0.008	3.905
100703	1007033	-1.294	-0.629	-1.294	-0.629	0.000	0.000	-0.077	-0.000
703	1007033	1.302	0.720	1.294	0.629	0.008	0.090	0.008	3.904
704	100704	-6.455	0.465	-6.481	-0.003	0.026	0.466	-0.033	-0.009
100704	1007044	6.481	-0.003	6.480	-0.003	0.000	0.000	0.350	0.001
704	1007044	-6.455	0.470	-6.480	0.003	0.026	0.466	-0.033	-0.002
701	1007011	8.354	5.636	8.318	4.927	0.036	0.706	0.052	4.835
1007011	100701	8.318	4.927	8.318	4.927	0.000	0.000	0.544	0.001
701	100701	8.348	5.646	8.312	4.937	0.036	0.706	0.052	4.843

305	100305	1.307	0.754	1.299	0.700	0.008	0.054	0.024	0.908
304	100304	2.171	1.219	2.159	1.109	0.012	0.109	0.040	1.043
10	11	9.595	4.680	9.583	4.654	0.012	0.026	0.052	0.242
11	12	5.548	2.704	5.539	2.685	0.009	0.019	0.030	0.312
8	1008	3.365	1.869	3.348	1.619	0.017	0.249	0.019	4.139
12	10012	5.519	2.915	5.507	2.668	0.012	0.246	0.031	2.421
204	5	4.459	2.627	4.458	2.626	0.001	0.002	0.027	0.041
10009	1009	2.589	1.549	2.588	1.539	0.000	0.010	0.015	0.221
301	100301	1.196	0.719	1.189	0.670	0.007	0.050	0.023	0.891
10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.046
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	100308	0.653	0.402	0.650	0.380	0.004	0.022	0.012	0.763
309	100309	1.307	0.682	1.299	0.630	0.008	0.052	0.023	0.850
7	1007	2.932	1.772	2.918	1.569	0.013	0.202	0.017	3.953
9	10009	2.589	1.565	2.589	1.549	0.000	0.015	0.015	0.323
5	1005	4.443	2.563	4.427	2.269	0.016	0.293	0.027	3.618
20015	312	1.425	0.791	1.412	0.780	0.013	0.012	0.025	0.400
312	100312	1.408	0.780	1.399	0.720	0.009	0.060	0.025	0.928
20015	311	1.092	0.604	1.090	0.600	0.003	0.003	0.019	0.114
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	22.976	13.005	22.870	12.770	0.106	0.234	0.128	0.936
4	1004	3.254	1.815	3.238	1.569	0.016	0.245	0.019	4.148
2	1002	3.476	1.939	3.458	1.669	0.018	0.269	0.020	4.293
1	1001	3.042	1.919	3.028	1.709	0.014	0.209	0.018	4.049

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.: 118.493 МВТ / 1037.995 МЛН.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 114.320 МВТ / 1001.443 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 3.048 МВТ / 13.165 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 3.048 МВТ / 13.165 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.717 МВТ / 6.280 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.463 МВТ / 2.001 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.180 МВТ / 8.281 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 4.228 МВТ / 21.445 МЛН.КВТ*Г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗЛО	-58.719	-31.143	119.000	0.00
201	201	0.000	0.000	117.050	-0.38
1	АГРОНОМІЧНЕ	0.000	0.000	116.668	-0.47
202	202	0.000	0.000	116.324	-0.55
2	ПЕТРИК	0.000	0.000	114.042	-1.01
203	203	0.000	0.000	112.413	-1.42
3	ЛІТИН	0.000	0.000	112.363	-1.42
4	КОЖУХІВ	0.000	0.000	112.236	-1.53
204	204	0.000	0.000	112.266	-1.55
5	КУРОРТНА	0.000	0.000	112.225	-1.56
6	ХМІЛЬНИК	0.000	0.000	112.538	-1.53
7	УЛАНІВ	0.000	0.000	113.673	-1.38
8	ВИШЕНЬКА	0.000	0.000	114.924	-1.11
205	205	0.000	0.000	115.630	-0.94
9	ЮРІВКА	0.000	0.000	116.017	-0.82
206	206	0.000	0.000	117.656	-0.43
207	207	0.000	0.000	118.819	-0.07
300	КОЗЯТИН	-59.773	-33.143	119.000	0.00
208	208	0.000	0.000	118.510	-0.17
10	КОЗЯТИН ТЯГА	0.000	0.000	117.578	-0.51
11	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	117.338	-0.60
12	ЗАВОД ПРОГРЕС	0.000	0.000	117.029	-0.73
13	СИГНАЛ	0.000	0.000	118.511	-0.17
209	209	0.000	0.000	118.511	-0.17
14	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	116.821	-0.71
15	КАЛИНІВКА	0.000	0.000	116.639	-0.78
211	211	0.000	0.000	118.951	-0.02
200	200	0.000	0.000	118.358	-0.26
210	210	0.000	0.000	118.123	-0.33
16	ТУРБІВ	0.000	0.000	117.234	-0.59
1001		3.030	1.710	10.788	-3.27
1002		3.460	1.670	10.525	-4.38
2003		0.000	0.000	36.771	-3.40
1003		5.080	2.740	10.365	-4.58
1004		3.240	1.570	10.371	-4.79
1005		4.430	2.270	10.415	-4.36
2006		0.000	0.000	36.585	-4.47
1006		1.940	1.100	10.528	-3.65
1007		2.920	1.570	10.521	-4.22
1008		3.350	1.620	10.625	-4.32
2009		0.000	0.000	38.736	-1.07

1009		2.590	1.540	11.046	-1.23
20010		0.000	0.000	27.827	-1.45
10010		13.180	7.470	11.059	-2.04
10032		0.000	0.000	10.365	-4.58
200102		0.000	0.000	27.827	-1.45
100102		0.000	0.000	11.060	-2.04
10011		4.000	2.160	11.084	-1.74
100112		0.000	0.000	11.085	-1.74
10012		5.510	2.670	10.973	-2.72
20013		0.000	0.000	39.125	-1.45
10013		6.910	3.920	11.151	-1.59
200132		0.000	0.000	39.125	-1.45
100132		0.000	0.000	11.151	-1.59
20014		0.000	0.000	27.677	-1.62
10014		7.780	4.200	11.066	-1.60
200142		0.000	0.000	27.677	-1.62
100142		0.000	0.000	11.066	-1.60
20015		0.000	0.000	37.477	-4.23
10015		6.050	2.930	10.745	-4.03
200152		0.000	0.000	37.478	-4.23
100152		0.000	0.000	10.745	-4.03
20016		0.000	0.000	38.833	-1.51
10016		4.650	2.630	11.064	-1.71
200162		0.000	0.000	38.833	-1.51
100162		0.000	0.000	11.064	-1.71
10003		0.000	0.000	109.836	-3.40
10006		0.000	0.000	110.120	-3.67
10009		0.000	0.000	115.703	-1.07
100010		0.000	0.000	116.373	-1.45
1000102		0.000	0.000	116.373	-1.45
100013		0.000	0.000	116.695	-1.62
1000132		0.000	0.000	117.038	-1.28
100014		0.000	0.000	115.745	-1.62
1000142		0.000	0.000	115.749	-1.62
100015		0.000	0.000	112.523	-4.08
1000152		0.000	0.000	112.161	-4.29
100016		0.000	0.000	116.041	-1.52
1000162		0.000	0.000	115.775	-1.74
301	КРИВОШИЇ	0.000	0.000	35.474	-5.27
302	ЛЮЛИНЦІ	0.000	0.000	35.071	-5.62
303	РАДІВКА	0.000	0.000	35.331	-5.58
401	401	0.000	0.000	35.897	-5.31
304	КОРДЕЛІВКА	0.000	0.000	36.139	-5.15
305	ПИСАРІВКА	0.000	0.000	36.584	-4.84
306	ІВАНІВ	0.000	0.000	36.689	-4.79
307	УЛАДІВКА	0.000	0.000	36.303	-5.09
308	БРУСЛЕНІВ	0.000	0.000	36.295	-5.06
309	МІЗ. ХУТОРА	0.000	0.000	36.457	-4.92
402	402	0.000	0.000	36.839	-4.64
310	ЛАВРІВКА	0.000	0.000	36.861	-4.62
311	ГУЩЕНЦІ	0.000	0.000	37.367	-4.30
312	ТОРЧИН	0.000	0.000	37.083	-4.38
100301		1.190	0.670	10.407	-6.89
100302		2.590	1.400	10.351	-6.94
100303		1.730	0.840	10.449	-6.78
100304		2.160	1.110	10.571	-7.25
100305		1.300	0.700	10.734	-6.51
100306		2.270	1.290	6.514	-5.85
100307		2.490	1.200	10.747	-6.28
100308		0.650	0.380	11.191	-6.36
100309		1.300	0.630	10.715	-6.62
100310		1.400	0.800	11.085	-5.47
100311		1.080	0.580	11.057	-5.32
100312		1.400	0.720	10.878	-6.13
1003021		0.000	0.000	10.351	-6.94
1003031		0.000	0.000	10.449	-6.78
1003061		0.000	0.000	6.514	-5.85
1003071		0.000	0.000	10.747	-6.28
1003101		0.000	0.000	11.085	-5.47
1003111		0.000	0.000	11.057	-5.32
701		0.000	0.000	111.962	-1.50

100701					16.640	9.870	10.277	-4.84	
1007011					0.000	0.000	10.277	-4.84	

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ									
N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QП,МВАР	РК,МВТ	QК,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I,КА	DU,КВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3	10003	1.935	1.216	1.931	1.123	0.004	0.093	0.012	2.686
10003	1003	1.931	1.123	1.928	1.068	0.004	0.054	0.012	1.623
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.198	-0.000
3	10032	3.165	1.909	3.149	1.670	0.016	0.238	0.019	4.304
701	100701	8.348	5.640	8.312	4.937	0.035	0.700	0.052	4.865
100701	1007011	-8.318	-4.927	-8.318	-4.927	0.000	0.000	-0.542	-0.001
701	1007011	8.354	5.630	8.318	4.927	0.035	0.700	0.052	4.857
100	201	33.325	18.350	32.897	17.834	0.427	0.514	0.184	1.952
201	1	32.897	18.116	32.819	18.003	0.078	0.112	0.185	0.383
1	202	29.765	16.116	29.702	16.024	0.063	0.092	0.167	0.346
202	2	29.702	16.367	29.244	15.817	0.456	0.548	0.168	2.294
2	203	25.758	14.351	25.491	13.964	0.266	0.386	0.149	1.646
203	4	3.576	-0.143	3.570	-0.150	0.006	0.007	0.018	0.183
4	204	0.306	-1.633	0.305	-1.633	0.000	0.001	0.009	-0.028
204	6	-4.154	-3.954	-4.163	-3.964	0.009	0.011	-0.029	-0.273
6	7	-9.342	-6.521	-9.418	-6.612	0.076	0.091	-0.058	-1.143
7	8	-12.360	-7.674	-12.459	-7.818	0.099	0.143	-0.074	-1.262
8	205	-15.835	-9.172	-15.905	-9.275	0.070	0.102	-0.092	-0.711
205	9	-15.905	-8.969	-15.940	-9.032	0.034	0.063	-0.091	-0.391
9	206	-18.588	-10.484	-18.778	-10.759	0.189	0.274	-0.106	-1.647
206	207	-18.778	-10.041	-18.898	-10.261	0.120	0.219	-0.104	-1.166
207	300	-18.898	-9.861	-18.915	-9.898	0.017	0.037	-0.103	-0.181
6	10006	5.152	2.932	5.145	2.680	0.008	0.251	0.030	2.603
10006	2006	3.205	1.580	3.202	1.524	0.003	0.056	0.019	0.946
2006	301	3.202	1.569	3.126	1.478	0.076	0.091	0.056	1.150
301	302	1.925	0.803	1.908	0.782	0.017	0.021	0.034	0.421
302	303	-0.700	-0.716	-0.705	-0.722	0.005	0.006	-0.016	-0.261
303	401	-2.449	-1.606	-2.480	-1.644	0.031	0.038	-0.048	-0.579
401	304	-2.480	-1.606	-2.492	-1.624	0.012	0.018	-0.047	-0.251
304	305	-4.669	-2.856	-4.711	-2.916	0.042	0.060	-0.087	-0.460
305	20015	-6.022	-3.664	-6.129	-3.819	0.106	0.154	-0.111	-0.921
100015	20015	0.703	1.176	0.702	1.168	0.000	0.008	0.007	0.599
15	100015	8.459	5.264	8.439	4.600	0.020	0.661	0.049	4.390
15	100	-12.935	-7.851	-13.087	-8.188	0.151	0.336	-0.075	-2.372
15	1000152	14.685	9.448	14.652	8.202	0.033	1.241	0.086	4.781
1000152	200152	16.326	8.690	16.286	8.690	0.040	0.000	0.095	0.207
200152	20015	16.286	8.690	16.285	8.690	0.000	0.000	0.284	0.000
1000152	100152	-1.674	-0.488	-1.675	-0.496	0.000	0.008	-0.009	-0.209
100152	10015	-1.675	-0.496	-1.675	-0.496	0.000	0.000	-0.094	-0.000
100015	10015	7.736	3.425	7.721	3.425	0.015	0.000	0.043	0.180
14	100014	3.890	2.184	3.888	2.103	0.002	0.081	0.022	1.113
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.894	2.176	3.892	2.095	0.002	0.081	0.022	1.109
1000142	100142	3.894	2.088	3.892	2.088	0.002	0.000	0.022	0.051
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.230	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.002	0.000	0.022	0.051
16	100016	1.596	0.937	1.595	0.901	0.001	0.035	0.009	1.228
100016	20016	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.005	0.046
20016	200162	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-1.017	-0.420	-1.018	-0.424	0.000	0.005	-0.005	-0.233
16	1000162	3.060	1.819	3.058	1.735	0.002	0.084	0.018	1.507
1000162	100162	4.075	2.155	4.071	2.155	0.004	0.000	0.023	0.094
100162	10016	4.071	2.155	4.070	2.155	0.000	0.000	0.240	0.000
100016	10016	0.577	0.477	0.577	0.473	0.000	0.003	0.004	0.376
15	14	-10.270	-6.129	-10.280	-6.149	0.009	0.021	-0.059	-0.183
14	16	-7.451	-3.113	-7.471	-3.141	0.019	0.028	-0.040	-0.416
16	210	-12.178	-5.586	-12.245	-5.683	0.067	0.097	-0.066	-0.893
210	200	-12.245	-5.229	-12.263	-5.255	0.018	0.026	-0.065	-0.237
200	211	-12.263	-4.855	-12.304	-4.930	0.041	0.075	-0.064	-0.593
211	100	-12.304	-4.599	-12.307	-4.605	0.003	0.006	-0.064	-0.049

14	209	-10.714	-6.716	-10.804	-6.916	0.090	0.199	-0.062	-1.699
209	300	-20.281	-11.459	-20.330	-11.567	0.049	0.108	-0.113	-0.490
209	13	9.477	5.585	9.477	5.585	0.000	0.000	0.053	0.000
13	208	2.498	1.041	2.498	1.041	0.000	0.000	0.013	0.000
208	300	-20.479	-11.568	-20.528	-11.677	0.049	0.109	-0.114	-0.490
10	100010	6.593	3.974	6.589	3.825	0.004	0.148	0.038	1.237
100010	10010	6.581	3.842	6.578	3.750	0.004	0.092	0.038	0.787
10010	100102	-6.594	-3.715	-6.594	-3.715	0.000	0.000	-0.394	-0.001
1000102	100102	6.598	3.807	6.594	3.715	0.004	0.092	0.038	0.780
10	1000102	6.594	3.974	6.590	3.825	0.004	0.148	0.038	1.237
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
11	10011	2.001	1.134	1.998	1.080	0.003	0.053	0.011	1.497
10011	100112	-1.999	-1.079	-1.999	-1.079	0.000	0.000	-0.118	-0.000
11	100112	2.002	1.132	1.999	1.079	0.003	0.053	0.011	1.495
13	1000132	3.005	1.858	3.003	1.777	0.002	0.081	0.017	1.502
1000132	100132	2.230	1.440	2.229	1.422	0.001	0.018	0.013	0.466
100132	10013	2.229	1.422	2.229	1.422	0.000	0.000	0.137	0.000
100013	10013	4.683	2.495	4.677	2.495	0.006	0.000	0.026	0.107
13	100013	3.914	2.297	3.910	2.164	0.004	0.133	0.022	1.862
100013	20013	-0.773	-0.331	-0.773	-0.334	0.000	0.003	-0.004	-0.180
20013	200132	-0.773	-0.334	-0.773	-0.334	0.000	0.000	-0.012	-0.000
1000132	200132	0.773	0.337	0.773	0.334	0.000	0.003	0.004	0.180
20015	306	4.847	2.909	4.772	2.802	0.074	0.107	0.087	0.815
306	307	2.482	1.410	2.463	1.383	0.019	0.027	0.045	0.401
307	308	-0.044	0.086	-0.044	0.086	0.000	0.000	-0.002	0.006
308	309	-0.700	-0.280	-0.703	-0.283	0.002	0.003	-0.012	-0.169
309	402	-2.014	-0.934	-2.030	-0.954	0.016	0.020	-0.035	-0.395
402	310	-2.030	-0.927	-2.031	-0.928	0.001	0.001	-0.035	-0.023
310	20015	-3.450	-1.834	-3.495	-1.888	0.045	0.054	-0.061	-0.634
310	1003101	0.559	1.091	0.550	1.036	0.009	0.055	0.019	1.630
1003101	100310	0.550	1.036	0.550	1.036	0.000	0.000	0.061	0.000
310	100310	0.850	-0.223	0.849	-0.236	0.001	0.013	0.014	-0.036
307	1003071	1.248	0.633	1.244	0.599	0.004	0.034	0.022	0.553
1003071	100307	1.244	0.599	1.244	0.599	0.000	0.000	0.074	0.000
307	100307	1.248	0.634	1.244	0.600	0.004	0.034	0.022	0.554
306	100306	1.137	0.675	1.134	0.645	0.003	0.030	0.021	0.556
100306	1003061	-1.135	-0.644	-1.135	-0.644	0.000	0.000	-0.115	-0.000
306	1003061	1.138	0.674	1.135	0.644	0.003	0.030	0.021	0.555
311	1003111	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.014	0.010	0.567
1003111	100311	0.540	0.290	0.540	0.290	0.000	0.000	0.032	0.000
311	100311	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.014	0.010	0.567
303	100303	0.868	0.444	0.864	0.420	0.003	0.024	0.016	0.582
100303	1003031	-0.865	-0.420	-0.865	-0.420	0.000	0.000	-0.053	-0.000
303	1003031	0.868	0.444	0.865	0.420	0.003	0.024	0.016	0.582
302	1003021	1.299	0.741	1.294	0.699	0.005	0.042	0.025	0.656
1003021	100302	1.294	0.699	1.294	0.699	0.000	0.000	0.082	0.000
302	100302	1.299	0.742	1.294	0.700	0.005	0.042	0.025	0.656
308	100308	0.653	0.402	0.650	0.380	0.004	0.022	0.012	0.762
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	1005	4.443	2.559	4.427	2.269	0.016	0.289	0.026	3.615
3	701	16.783	11.482	16.739	11.418	0.044	0.064	0.104	0.405
7	1007	2.931	1.769	2.918	1.569	0.013	0.199	0.017	3.941
10	11	9.595	4.680	9.583	4.654	0.012	0.026	0.052	0.242
203	3	21.914	14.662	21.907	14.652	0.008	0.009	0.135	0.050
20015	311	1.092	0.603	1.090	0.600	0.003	0.003	0.019	0.113
8	1008	3.364	1.866	3.348	1.619	0.016	0.246	0.019	4.130
208	10	22.976	13.005	22.870	12.769	0.106	0.234	0.128	0.936
11	12	5.548	2.704	5.539	2.685	0.009	0.019	0.030	0.312
20015	312	1.425	0.791	1.412	0.779	0.013	0.012	0.025	0.400
312	100312	1.408	0.780	1.399	0.720	0.009	0.060	0.025	0.927
305	100305	1.307	0.754	1.299	0.700	0.008	0.054	0.024	0.906
304	100304	2.171	1.218	2.159	1.109	0.012	0.109	0.040	1.041
12	10012	5.519	2.915	5.507	2.668	0.012	0.246	0.031	2.421
204	5	4.459	2.624	4.458	2.622	0.001	0.002	0.027	0.041
10009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.589	1.565	2.589	1.549	0.000	0.015	0.015	0.322
10009	1009	2.589	1.549	2.588	1.539	0.000	0.010	0.015	0.221
309	100309	1.307	0.682	1.299	0.630	0.008	0.052	0.023	0.849
301	100301	1.196	0.719	1.189	0.670	0.007	0.049	0.023	0.888

10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.046
4	1004	3.254	1.812	3.238	1.569	0.016	0.242	0.019	4.149
2	1002	3.476	1.937	3.458	1.669	0.018	0.267	0.020	4.307
1	1001	3.042	1.919	3.028	1.709	0.014	0.209	0.018	4.054

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 131.109 МВт / 1148.512 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.325 МВт / 18.680 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.325 МВт / 18.680 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.741 МВт / 6.492 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.550 МВт / 2.373 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.291 МВт / 8.866 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.616 МВт / 27.545 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергoвузол	-65.716	-35.286	119.000	0.00
201	201	0.000	0.000	116.652	-0.45
1	Агрономічне	0.000	0.000	116.193	-0.56
202	202	0.000	0.000	115.771	-0.67
2	Петрик	0.000	0.000	112.985	-1.22
203	203	0.000	0.000	110.957	-1.75
3	Літин	0.000	0.000	110.906	-1.75
4	Кожухів	0.000	0.000	110.272	-1.99
204	204	0.000	0.000	110.132	-2.05
5	Курортна	0.000	0.000	110.091	-2.05
6	Хмільник	0.000	0.000	110.116	-2.10
7	Уланів	0.000	0.000	111.836	-1.83
8	Вишенька	0.000	0.000	113.612	-1.43
205	205	0.000	0.000	114.562	-1.21
9	Юрівка	0.000	0.000	115.087	-1.05
206	206	0.000	0.000	117.225	-0.55
207	207	0.000	0.000	118.759	-0.09
300	Козятин	-65.393	-36.920	119.000	0.00
208	208	0.000	0.000	118.507	-0.17
10	Козятин тяга	0.000	0.000	117.575	-0.51
11	Глухівці	0.000	0.000	117.335	-0.60
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	117.026	-0.73
13	Сигнал	0.000	0.000	118.508	-0.17
209	209	0.000	0.000	118.508	-0.17
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	116.785	-0.72
15	Калинівка	0.000	0.000	116.596	-0.78
211	211	0.000	0.000	118.950	-0.02
200	200	0.000	0.000	118.348	-0.26
210	210	0.000	0.000	118.109	-0.33
16	Турбів	0.000	0.000	117.208	-0.59
1001		3.030	1.710	10.741	-3.39
1002		3.460	1.670	10.420	-4.66
2003		0.000	0.000	36.270	-3.79
1003		5.080	2.740	10.220	-5.00
1004		3.240	1.570	10.175	-5.36
1005		4.430	2.270	10.203	-4.97
2006		0.000	0.000	35.894	-4.86
1006		1.940	1.100	10.317	-4.12
1007		2.920	1.570	10.339	-4.77

1008		3.350	1.620	10.495	-4.71
2009		0.000	0.000	38.423	-1.30
1009		2.590	1.540	10.957	-1.47
20010		0.000	0.000	27.827	-1.45
10010		13.180	7.470	11.059	-2.04
10032		0.000	0.000	10.220	-5.00
200102		0.000	0.000	27.827	-1.45
100102		0.000	0.000	11.059	-2.04
10011		4.000	2.160	11.084	-1.74
100112		0.000	0.000	11.084	-1.74
10012		5.510	2.670	10.973	-2.72
20013		0.000	0.000	39.124	-1.45
10013		6.910	3.920	11.151	-1.59
200132		0.000	0.000	39.124	-1.45
100132		0.000	0.000	11.151	-1.59
20014		0.000	0.000	27.669	-1.62
10014		7.780	4.200	11.062	-1.61
200142		0.000	0.000	27.669	-1.62
100142		0.000	0.000	11.063	-1.61
20015		0.000	0.000	37.418	-4.32
10015		6.050	2.930	10.730	-4.11
200152		0.000	0.000	37.418	-4.32
100152		0.000	0.000	10.730	-4.11
20016		0.000	0.000	38.824	-1.52
10016		4.650	2.630	11.062	-1.72
200162		0.000	0.000	38.824	-1.52
100162		0.000	0.000	11.062	-1.72
10003		0.000	0.000	108.339	-3.79
10006		0.000	0.000	107.918	-4.14
10009		0.000	0.000	114.770	-1.30
100010		0.000	0.000	116.371	-1.45
1000102		0.000	0.000	116.371	-1.45
100013		0.000	0.000	116.692	-1.62
1000132		0.000	0.000	117.035	-1.28
100014		0.000	0.000	115.709	-1.62
1000142		0.000	0.000	115.712	-1.62
100015		0.000	0.000	112.372	-4.15
1000152		0.000	0.000	111.989	-4.38
100016		0.000	0.000	116.014	-1.53
1000162		0.000	0.000	115.748	-1.74
301	Кривошиї	0.000	0.000	34.933	-5.61
302	Люлинці	0.000	0.000	34.626	-5.92
303	Радівка	0.000	0.000	35.011	-5.82
401	401	0.000	0.000	35.676	-5.49
304	Корделівка	0.000	0.000	35.962	-5.31
305	Писарівка	0.000	0.000	36.452	-4.97
306	Іванів	0.000	0.000	36.628	-4.88
307	Уладівка	0.000	0.000	36.241	-5.18
308	Брусленів	0.000	0.000	36.233	-5.15
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	36.396	-5.01
402	402	0.000	0.000	36.778	-4.73
310	Лаврівка	0.000	0.000	36.800	-4.71
311	Гушенці	0.000	0.000	37.307	-4.38
312	Торчин	0.000	0.000	37.023	-4.46
100301		1.190	0.670	10.241	-7.29
100302		2.590	1.400	10.215	-7.27
100303		1.730	0.840	10.351	-7.03
100304		2.160	1.110	10.517	-7.43
100305		1.300	0.700	10.694	-6.65
100306		2.270	1.290	6.503	-5.94
100307		2.490	1.200	10.729	-6.37
100308		0.650	0.380	11.171	-6.45
100309		1.300	0.630	10.696	-6.71
100310		1.400	0.800	11.066	-5.55
100311		1.080	0.580	11.039	-5.41
100312		1.400	0.720	10.859	-6.23
1003021		0.000	0.000	10.215	-7.27
1003031		0.000	0.000	10.351	-7.03
1003061		0.000	0.000	6.503	-5.94
1003071		0.000	0.000	10.729	-6.37
1003101		0.000	0.000	11.066	-5.55

1003111	0.000	0.000	11.039	-5.41
701	0.000	0.000	110.498	-1.84
703	0.000	0.000	109.360	-2.30
702	0.000	0.000	109.418	-2.29
100701	16.640	9.870	10.130	-5.27
1007011	0.000	0.000	10.131	-5.27
100702	8.640	3.940	9.975	-6.93
1007022	0.000	0.000	9.975	-6.93
100703	2.590	1.260	10.564	-5.43
1007033	0.000	0.000	10.564	-5.43

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3	10003	1.935	1.220	1.931	1.124	0.004	0.096	0.012	2.752
10003	1003	1.931	1.124	1.928	1.068	0.004	0.056	0.012	1.662
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.201	-0.000
3	10032	3.166	1.916	3.149	1.670	0.016	0.244	0.019	4.411
701	100701	8.349	5.661	8.312	4.937	0.036	0.721	0.053	4.982
100701	1007011	-8.318	-4.927	-8.319	-4.927	0.000	0.000	-0.550	-0.001
701	1007011	8.355	5.650	8.319	4.927	0.036	0.721	0.053	4.973
100	201	40.009	22.208	39.389	21.462	0.618	0.743	0.222	2.351
201	1	39.389	21.742	39.277	21.579	0.112	0.162	0.222	0.461
1	202	36.223	19.690	36.128	19.552	0.095	0.137	0.205	0.424
202	2	36.128	19.892	35.445	19.070	0.680	0.818	0.205	2.805
2	203	31.958	17.590	31.542	16.986	0.415	0.601	0.186	2.054
203	4	9.625	2.816	9.577	2.759	0.048	0.057	0.052	0.699
4	204	6.312	1.255	6.305	1.247	0.007	0.008	0.034	0.144
204	6	1.846	-1.095	1.845	-1.096	0.001	0.002	0.011	0.020
6	7	-14.290	-9.299	-14.468	-9.513	0.177	0.213	-0.089	-1.737
7	8	-17.410	-10.605	-17.611	-10.896	0.200	0.290	-0.105	-1.797
8	205	-20.987	-12.268	-21.114	-12.453	0.127	0.184	-0.123	-0.960
205	9	-21.114	-12.153	-21.177	-12.267	0.062	0.114	-0.123	-0.531
9	206	-23.824	-13.722	-24.145	-14.186	0.319	0.463	-0.138	-2.152
206	207	-24.145	-13.473	-24.349	-13.847	0.204	0.373	-0.136	-1.539
207	300	-24.349	-13.447	-24.378	-13.511	0.029	0.064	-0.135	-0.241
6	10006	4.725	2.602	4.718	2.384	0.006	0.217	0.028	2.406
10006	2006	2.778	1.285	2.776	1.241	0.002	0.043	0.016	0.806
2006	301	2.776	1.285	2.718	1.215	0.058	0.070	0.049	1.000
301	302	1.517	0.537	1.507	0.524	0.010	0.013	0.027	0.323
302	303	-1.101	-0.976	-1.112	-0.989	0.011	0.013	-0.024	-0.388
303	401	-2.856	-1.873	-2.899	-1.925	0.043	0.052	-0.056	-0.682
401	304	-2.899	-1.889	-2.916	-1.913	0.017	0.025	-0.056	-0.296
304	305	-5.093	-3.146	-5.143	-3.219	0.050	0.073	-0.096	-0.507
305	20015	-6.455	-3.968	-6.579	-4.148	0.124	0.179	-0.120	-0.996
100015	20015	0.755	1.230	0.755	1.221	0.000	0.009	0.007	0.629
15	100015	8.611	5.405	8.590	4.713	0.021	0.689	0.050	4.508
15	100	-13.103	-8.017	-13.259	-8.365	0.156	0.346	-0.076	-2.415
15	1000152	14.989	9.728	14.954	8.423	0.035	1.300	0.088	4.923
1000152	200152	16.726	8.968	16.684	8.968	0.042	0.000	0.098	0.212
200152	20015	16.684	8.968	16.683	8.968	0.000	0.000	0.292	0.000
1000152	100152	-1.772	-0.546	-1.772	-0.555	0.000	0.009	-0.010	-0.232
100152	10015	-1.772	-0.555	-1.773	-0.555	0.000	0.000	-0.100	-0.000
100015	10015	7.834	3.483	7.819	3.483	0.016	0.000	0.044	0.183
14	100014	3.890	2.184	3.888	2.103	0.002	0.081	0.022	1.113
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.894	2.176	3.892	2.095	0.002	0.081	0.022	1.110
1000142	100142	3.894	2.088	3.892	2.088	0.002	0.000	0.022	0.051
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.230	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.002	0.000	0.022	0.051
16	100016	1.596	0.937	1.595	0.901	0.001	0.035	0.009	1.228
100016	20016	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.005	0.046
20016	200162	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-1.017	-0.420	-1.018	-0.424	0.000	0.005	-0.005	-0.233
16	1000162	3.060	1.819	3.058	1.735	0.002	0.084	0.018	1.507
1000162	100162	4.075	2.155	4.071	2.155	0.004	0.000	0.023	0.094

100162	10016	4.071	2.155	4.070	2.155	0.000	0.000	0.240	0.000
100016	10016	0.577	0.477	0.577	0.473	0.000	0.003	0.004	0.376
15	14	-10.558	-6.383	-10.568	-6.405	0.010	0.022	-0.061	-0.190
14	16	-7.587	-3.214	-7.607	-3.243	0.020	0.029	-0.041	-0.426
16	210	-12.314	-5.688	-12.383	-5.788	0.068	0.099	-0.067	-0.905
210	200	-12.383	-5.334	-12.401	-5.360	0.018	0.026	-0.066	-0.240
200	211	-12.401	-4.960	-12.443	-5.038	0.042	0.077	-0.065	-0.603
211	100	-12.443	-4.706	-12.447	-4.713	0.004	0.006	-0.064	-0.050
14	209	-10.867	-6.872	-10.960	-7.078	0.093	0.206	-0.063	-1.732
209	300	-20.359	-11.540	-20.408	-11.650	0.049	0.109	-0.114	-0.492
209	13	9.399	5.503	9.399	5.503	0.000	0.000	0.053	0.000
13	208	2.420	0.960	2.420	0.960	0.000	0.000	0.013	0.000
208	300	-20.557	-11.649	-20.607	-11.760	0.050	0.110	-0.115	-0.493
10	100010	6.593	3.974	6.589	3.825	0.004	0.148	0.038	1.237
100010	10010	6.581	3.842	6.578	3.750	0.004	0.092	0.038	0.787
10010	100102	-6.594	-3.715	-6.594	-3.715	0.000	0.000	-0.394	-0.001
1000102	100102	6.598	3.807	6.594	3.715	0.004	0.092	0.038	0.780
10	1000102	6.594	3.974	6.590	3.825	0.004	0.148	0.038	1.237
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
11	10011	2.001	1.134	1.998	1.080	0.003	0.053	0.011	1.497
10011	100112	-1.999	-1.079	-1.999	-1.079	0.000	0.000	-0.118	-0.000
11	100112	2.002	1.132	1.999	1.079	0.003	0.053	0.011	1.496
13	1000132	3.005	1.858	3.003	1.777	0.002	0.081	0.017	1.502
1000132	100132	2.230	1.440	2.229	1.422	0.001	0.018	0.013	0.466
100132	10013	2.229	1.422	2.229	1.422	0.000	0.000	0.137	0.000
100013	10013	4.683	2.495	4.677	2.495	0.006	0.000	0.026	0.107
13	100013	3.914	2.297	3.910	2.164	0.004	0.133	0.022	1.862
100013	20013	-0.773	-0.331	-0.773	-0.334	0.000	0.003	-0.004	-0.180
20013	200132	-0.773	-0.334	-0.773	-0.334	0.000	0.000	-0.012	-0.000
1000132	200132	0.773	0.337	0.773	0.334	0.000	0.003	0.004	0.180
20015	306	4.847	2.910	4.772	2.802	0.074	0.108	0.087	0.816
306	307	2.482	1.411	2.463	1.383	0.019	0.027	0.045	0.402
307	308	-0.044	0.086	-0.044	0.086	0.000	0.000	-0.002	0.006
308	309	-0.700	-0.280	-0.703	-0.283	0.002	0.003	-0.012	-0.170
309	402	-2.014	-0.935	-2.030	-0.954	0.016	0.020	-0.035	-0.396
402	310	-2.030	-0.927	-2.031	-0.929	0.001	0.001	-0.035	-0.023
310	20015	-3.450	-1.834	-3.495	-1.889	0.045	0.054	-0.061	-0.635
310	1003101	0.559	1.088	0.550	1.033	0.009	0.055	0.019	1.630
1003101	100310	0.550	1.033	0.550	1.033	0.000	0.000	0.061	0.000
310	100310	0.851	-0.220	0.849	-0.234	0.001	0.013	0.014	-0.033
307	1003071	1.248	0.634	1.244	0.599	0.004	0.034	0.022	0.556
1003071	100307	1.244	0.599	1.244	0.599	0.000	0.000	0.074	0.000
307	100307	1.248	0.634	1.244	0.600	0.004	0.034	0.022	0.556
306	100306	1.137	0.675	1.134	0.645	0.003	0.030	0.021	0.558
100306	1003061	-1.135	-0.644	-1.135	-0.644	0.000	0.000	-0.116	-0.000
306	1003061	1.138	0.674	1.135	0.644	0.003	0.030	0.021	0.557
311	1003111	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.014	0.010	0.569
1003111	100311	0.540	0.290	0.540	0.290	0.000	0.000	0.032	0.000
311	100311	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.014	0.010	0.569
303	100303	0.868	0.445	0.864	0.420	0.004	0.025	0.016	0.591
100303	1003031	-0.865	-0.420	-0.865	-0.420	0.000	0.000	-0.054	-0.000
303	1003031	0.868	0.444	0.865	0.420	0.004	0.025	0.016	0.590
302	1003021	1.299	0.742	1.294	0.699	0.005	0.043	0.025	0.669
1003021	100302	1.294	0.699	1.294	0.699	0.000	0.000	0.083	0.000
302	100302	1.299	0.743	1.294	0.700	0.005	0.043	0.025	0.669
703	100703	1.302	0.724	1.294	0.630	0.008	0.094	0.008	4.103
100703	1007033	-1.294	-0.629	-1.294	-0.629	0.000	0.000	-0.079	-0.000
703	1007033	1.302	0.724	1.294	0.629	0.008	0.094	0.008	4.102
702	1007022	4.348	2.424	4.318	1.968	0.030	0.455	0.026	5.802
1007022	100702	4.318	1.968	4.318	1.968	0.000	0.000	0.274	0.000
702	100702	4.347	2.426	4.317	1.970	0.030	0.455	0.026	5.806
203	3	21.917	14.711	21.909	14.701	0.008	0.010	0.137	0.051
20015	311	1.092	0.604	1.090	0.601	0.003	0.003	0.019	0.114
8	1008	3.365	1.872	3.348	1.619	0.017	0.252	0.020	4.225
208	10	22.976	13.005	22.870	12.770	0.106	0.234	0.128	0.936
11	12	5.548	2.704	5.539	2.685	0.009	0.019	0.030	0.312
20015	312	1.425	0.791	1.412	0.780	0.013	0.012	0.025	0.400
312	100312	1.408	0.780	1.399	0.720	0.009	0.060	0.025	0.931
305	100305	1.307	0.754	1.299	0.700	0.008	0.054	0.024	0.912

304	100304	2.171	1.219	2.159	1.109	0.012	0.110	0.040	1.051
12	10012	5.519	2.915	5.507	2.668	0.012	0.246	0.031	2.421
204	5	4.459	2.634	4.458	2.632	0.001	0.002	0.027	0.042
10009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.589	1.565	2.589	1.550	0.000	0.016	0.015	0.327
10009	1009	2.589	1.550	2.588	1.539	0.000	0.010	0.015	0.224
309	100309	1.307	0.682	1.299	0.630	0.008	0.052	0.023	0.852
301	100301	1.197	0.721	1.189	0.670	0.007	0.051	0.023	0.909
10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.047
6	702	11.384	6.189	11.331	6.113	0.052	0.076	0.068	0.711
702	703	2.616	1.443	2.615	1.442	0.001	0.001	0.016	0.059
308	100308	0.653	0.402	0.650	0.380	0.004	0.022	0.012	0.765
10003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	1005	4.444	2.571	4.427	2.269	0.017	0.301	0.027	3.747
3	701	16.786	11.521	16.740	11.455	0.045	0.066	0.106	0.412
7	1007	2.932	1.776	2.918	1.569	0.014	0.206	0.018	4.063
10	11	9.595	4.680	9.583	4.655	0.012	0.026	0.052	0.242
4	1004	3.255	1.821	3.238	1.569	0.017	0.251	0.019	4.291
2	1002	3.476	1.943	3.458	1.669	0.018	0.273	0.020	4.383
1	1001	3.042	1.920	3.028	1.709	0.014	0.211	0.018	4.083

3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 130.132 МВт / 1139.954 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.550 МВт / 1099.818 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.268 МВт / 14.114 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.268 МВт / 14.114 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.775 МВт / 6.789 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.591 МВт / 2.555 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.366 МВт / 9.343 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.634 МВт / 23.458 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-57.272	-35.125	119.000	0.00
201	201	0.000	0.000	116.938	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	116.530	-0.35
202	202	0.000	0.000	116.159	-0.42
2	Петрик	0.000	0.000	113.730	-0.74
203	203	0.000	0.000	111.957	-1.05
3	Літин	0.000	0.000	111.909	-1.05
4	Кожухів	0.000	0.000	111.513	-1.20
204	204	0.000	0.000	111.453	-1.23
5	Курортна	0.000	0.000	111.413	-1.24
6	Хмільник	0.000	0.000	111.572	-1.24
7	Уланів	0.000	0.000	112.921	-1.17
8	Вишенька	0.000	0.000	114.383	-0.96
205	205	0.000	0.000	115.186	-0.82
9	Юрівка	0.000	0.000	115.634	-0.72
206	206	0.000	0.000	117.468	-0.39
207	207	0.000	0.000	118.791	-0.06
300	Козятин	-59.890	-35.983	119.000	0.00
208	208	0.000	0.000	118.509	-0.17
10	Козятин тяга	0.000	0.000	117.577	-0.51
11	Глухівці	0.000	0.000	117.337	-0.60
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	117.028	-0.73
13	Сигнал	0.000	0.000	118.510	-0.17

209	209	0.000	0.000	118.510	-0.17
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	116.807	-0.71
15	Калинівка	0.000	0.000	116.623	-0.77
211	211	0.000	0.000	118.950	-0.02
200	200	0.000	0.000	118.355	-0.26
210	210	0.000	0.000	118.117	-0.33
16	Турбів	0.000	0.000	117.224	-0.58
1001		3.030	1.710	10.775	-3.16
1002		3.460	1.670	10.494	-4.13
2003		0.000	0.000	36.615	-3.05
1003		5.080	2.740	10.320	-4.23
1004		3.240	1.570	10.299	-4.50
1005		4.430	2.270	10.334	-4.09
2006		0.000	0.000	36.341	-4.21
1006		1.940	1.100	10.450	-3.39
1007		2.920	1.570	10.446	-4.05
1008		3.350	1.620	10.571	-4.20
2009		0.000	0.000	38.607	-0.97
1009		2.590	1.540	11.009	-1.13
20010		0.000	0.000	27.827	-1.45
10010		13.180	7.470	11.059	-2.04
10032		0.000	0.000	10.320	-4.23
200102		0.000	0.000	27.827	-1.45
100102		0.000	0.000	11.060	-2.04
10011		4.000	2.160	11.084	-1.74
100112		0.000	0.000	11.085	-1.74
10012		5.510	2.670	10.973	-2.72
20013		0.000	0.000	39.124	-1.45
10013		6.910	3.920	11.151	-1.59
200132		0.000	0.000	39.124	-1.45
100132		0.000	0.000	11.151	-1.59
20014		0.000	0.000	27.674	-1.61
10014		7.780	4.200	11.065	-1.60
200142		0.000	0.000	27.674	-1.61
100142		0.000	0.000	11.065	-1.60
20015		0.000	0.000	37.447	-4.23
10015		6.050	2.930	10.737	-4.04
200152		0.000	0.000	37.447	-4.24
100152		0.000	0.000	10.737	-4.04
20016		0.000	0.000	38.830	-1.51
10016		4.650	2.630	11.063	-1.71
200162		0.000	0.000	38.830	-1.51
100162		0.000	0.000	11.064	-1.71
10003		0.000	0.000	109.370	-3.05
10006		0.000	0.000	109.300	-3.40
10009		0.000	0.000	115.319	-0.97
100010		0.000	0.000	116.372	-1.45
1000102		0.000	0.000	116.372	-1.45
100013		0.000	0.000	116.693	-1.62
1000132		0.000	0.000	117.037	-1.28
100014		0.000	0.000	115.732	-1.61
1000142		0.000	0.000	115.735	-1.62
100015		0.000	0.000	112.446	-4.08
1000152		0.000	0.000	112.071	-4.30
100016		0.000	0.000	116.031	-1.52
1000162		0.000	0.000	115.765	-1.74
301	Кривошиї	0.000	0.000	35.278	-5.09
302	Люлинці	0.000	0.000	34.907	-5.49
303	Радівка	0.000	0.000	35.209	-5.50
401	401	0.000	0.000	35.808	-5.26
304	Корделівка	0.000	0.000	36.067	-5.12
305	Писарівка	0.000	0.000	36.528	-4.82
306	Іванів	0.000	0.000	36.658	-4.80
307	Уладівка	0.000	0.000	36.271	-5.09
308	Брусленів	0.000	0.000	36.263	-5.06
309	Міз. Хутора	0.000	0.000	36.426	-4.92
402	402	0.000	0.000	36.808	-4.64
310	Лаврівка	0.000	0.000	36.830	-4.62
311	Гущенці	0.000	0.000	37.336	-4.30
312	Торчин	0.000	0.000	37.053	-4.38
100301		1.190	0.670	10.347	-6.73

100302	2.590	1.400	10.301	-6.82
100303	1.730	0.840	10.411	-6.70
100304	2.160	1.110	10.549	-7.23
100305	1.300	0.700	10.717	-6.50
100306	2.270	1.290	6.508	-5.85
100307	2.490	1.200	10.738	-6.28
100308	0.650	0.380	11.181	-6.37
100309	1.300	0.630	10.705	-6.62
100310	1.400	0.800	11.075	-5.47
100311	1.080	0.580	11.048	-5.33
100312	1.400	0.720	10.868	-6.14
1003021	0.000	0.000	10.301	-6.82
1003031	0.000	0.000	10.411	-6.70
1003061	0.000	0.000	6.509	-5.85
1003071	0.000	0.000	10.738	-6.29
1003101	0.000	0.000	11.075	-5.47
1003111	0.000	0.000	11.048	-5.33
701	0.000	0.000	111.527	-1.08
704	0.000	0.000	111.549	-1.02
703	0.000	0.000	111.305	-1.17
702	0.000	0.000	111.238	-1.22
100701	16.640	9.870	10.233	-4.45
1007011	0.000	0.000	10.234	-4.45
100702	8.640	3.940	10.159	-5.70
1007022	0.000	0.000	10.159	-5.70
100703	2.590	1.260	10.766	-4.18
1007033	0.000	0.000	10.767	-4.19
100704	-12.970	0.000	10.684	3.12
1007044	0.000	0.000	10.684	3.12

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3	10003	1.935	1.217	1.931	1.123	0.004	0.094	0.012	2.675
10003	1003	1.931	1.123	1.928	1.068	0.004	0.055	0.012	1.618
1003	10032	-3.149	-1.670	-3.149	-1.670	0.000	0.000	-0.199	-0.000
3	10032	3.165	1.911	3.149	1.670	0.016	0.240	0.019	4.290
100	201	31.859	22.176	31.412	21.640	0.444	0.535	0.188	2.063
201	1	31.412	21.921	31.331	21.803	0.081	0.117	0.189	0.409
1	202	28.278	19.916	28.211	19.819	0.066	0.096	0.171	0.372
202	2	28.211	20.162	27.732	19.585	0.478	0.575	0.172	2.436
3	701	12.522	13.248	12.486	13.196	0.036	0.052	0.094	0.384
701	704	-4.253	1.868	-4.256	1.864	0.003	0.004	-0.024	-0.025
704	703	8.625	1.011	8.608	0.988	0.016	0.024	0.045	0.249
703	702	5.994	-0.280	5.990	-0.286	0.004	0.006	0.031	0.070
702	6	-2.724	-4.917	-2.734	-4.931	0.010	0.014	-0.029	-0.334
6	7	-9.337	-9.077	-9.438	-9.199	0.101	0.121	-0.067	-1.352
7	8	-12.381	-10.274	-12.503	-10.451	0.122	0.177	-0.082	-1.469
8	205	-15.879	-11.813	-15.962	-11.934	0.083	0.120	-0.100	-0.807
205	9	-15.962	-11.630	-16.003	-11.705	0.041	0.074	-0.099	-0.451
9	206	-18.650	-13.158	-18.869	-13.475	0.218	0.316	-0.114	-1.841
206	207	-18.869	-12.758	-19.008	-13.011	0.138	0.252	-0.112	-1.326
207	300	-19.008	-12.611	-19.027	-12.655	0.019	0.043	-0.111	-0.209
203	3	17.652	16.430	17.645	16.422	0.007	0.008	0.124	0.048
6	204	1.437	2.022	1.435	2.020	0.002	0.002	0.013	0.119
204	4	-3.024	-0.309	-3.026	-0.311	0.001	0.002	-0.016	-0.061
4	203	-6.290	-1.801	-6.310	-1.825	0.020	0.024	-0.034	-0.449
100015	20015	0.701	1.204	0.701	1.196	0.000	0.008	0.007	0.613
15	100015	8.466	5.342	8.446	4.671	0.020	0.668	0.049	4.451
15	1000152	14.698	9.603	14.665	8.344	0.033	1.255	0.087	4.856
1000152	200152	16.348	8.874	16.307	8.874	0.041	0.000	0.096	0.207
200152	20015	16.307	8.874	16.307	8.874	0.000	0.000	0.286	0.000
1000152	100152	-1.683	-0.530	-1.683	-0.539	0.000	0.008	-0.009	-0.223
100152	10015	-1.683	-0.539	-1.684	-0.539	0.000	0.000	-0.095	-0.000
100015	10015	7.745	3.467	7.730	3.467	0.015	0.000	0.043	0.181
14	100014	3.890	2.184	3.888	2.103	0.002	0.081	0.022	1.113
100014	20014	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	-0.002
20014	200142	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000

1000142	200142	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	0.002
14	1000142	3.894	2.176	3.892	2.095	0.002	0.081	0.022	1.109
1000142	100142	3.894	2.088	3.892	2.088	0.002	0.000	0.022	0.051
100142	10014	3.892	2.088	3.892	2.088	0.000	0.000	0.230	0.000
100014	10014	3.886	2.109	3.883	2.109	0.002	0.000	0.022	0.051
1000132	200132	0.773	0.337	0.773	0.334	0.000	0.003	0.004	0.180
200132	20013	0.773	0.334	0.773	0.334	0.000	0.000	0.012	0.000
100013	20013	-0.773	-0.331	-0.773	-0.334	0.000	0.003	-0.004	-0.180
100013	10013	4.683	2.495	4.677	2.495	0.006	0.000	0.026	0.107
10013	100132	-2.229	-1.422	-2.229	-1.422	0.000	0.000	-0.137	-0.000
1000132	100132	2.230	1.440	2.229	1.422	0.001	0.018	0.013	0.466
13	1000132	3.005	1.858	3.003	1.777	0.002	0.081	0.017	1.502
13	100013	3.914	2.297	3.910	2.164	0.004	0.133	0.022	1.862
2	203	24.245	18.115	23.962	17.705	0.282	0.408	0.153	1.782
6	10006	5.140	2.729	5.133	2.481	0.007	0.247	0.030	2.439
10006	2006	3.193	1.382	3.190	1.327	0.003	0.054	0.018	0.849
2006	301	3.190	1.372	3.117	1.284	0.073	0.088	0.055	1.104
301	302	1.916	0.608	1.900	0.589	0.016	0.019	0.033	0.391
302	303	-0.708	-0.910	-0.714	-0.918	0.006	0.008	-0.019	-0.300
303	401	-2.458	-1.802	-2.492	-1.843	0.034	0.041	-0.050	-0.610
401	304	-2.492	-1.806	-2.506	-1.825	0.013	0.019	-0.050	-0.265
304	305	-4.682	-3.058	-4.726	-3.121	0.044	0.063	-0.089	-0.476
305	20015	-6.037	-3.869	-6.148	-4.030	0.110	0.160	-0.113	-0.946
14	209	-10.718	-6.798	-10.809	-6.999	0.090	0.200	-0.063	-1.711
209	13	9.475	5.543	9.475	5.543	0.000	0.000	0.053	0.000
13	208	2.496	0.999	2.496	0.999	0.000	0.000	0.013	0.000
208	300	-20.481	-11.609	-20.531	-11.719	0.049	0.110	-0.114	-0.491
11	10011	2.001	1.134	1.998	1.080	0.003	0.053	0.011	1.497
10011	100112	-1.999	-1.079	-1.999	-1.079	0.000	0.000	-0.118	-0.000
11	100112	2.002	1.132	1.999	1.079	0.003	0.053	0.011	1.495
10	1000102	6.594	3.974	6.590	3.825	0.004	0.148	0.038	1.237
1000102	100102	6.598	3.807	6.594	3.715	0.004	0.092	0.038	0.780
100102	10010	6.594	3.715	6.594	3.715	0.000	0.000	0.394	0.001
100010	10010	6.581	3.842	6.578	3.750	0.004	0.092	0.038	0.787
10	100010	6.593	3.974	6.589	3.825	0.004	0.148	0.038	1.237
100010	20010	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.018	0.008	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.018	-0.008	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	14	-10.287	-6.272	-10.296	-6.293	0.009	0.021	-0.060	-0.186
209	300	-20.283	-11.501	-20.332	-11.609	0.049	0.108	-0.113	-0.491
16	1000162	3.060	1.819	3.058	1.735	0.002	0.084	0.018	1.507
1000162	100162	4.075	2.155	4.071	2.155	0.004	0.000	0.023	0.094
100162	10016	4.071	2.155	4.070	2.155	0.000	0.000	0.240	0.000
100016	10016	0.577	0.477	0.577	0.473	0.000	0.003	0.004	0.376
16	100016	1.596	0.937	1.595	0.901	0.001	0.035	0.009	1.228
100016	20016	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.005	0.046
20016	200162	1.018	0.424	1.018	0.424	0.000	0.000	0.016	0.000
1000162	200162	-1.017	-0.420	-1.018	-0.424	0.000	0.005	-0.005	-0.233
14	16	-7.464	-3.175	-7.483	-3.204	0.019	0.028	-0.040	-0.420
16	210	-12.191	-5.648	-12.258	-5.746	0.067	0.097	-0.066	-0.897
210	200	-12.258	-5.292	-12.276	-5.318	0.018	0.026	-0.065	-0.238
200	211	-12.276	-4.918	-12.317	-4.994	0.041	0.075	-0.064	-0.597
211	100	-12.317	-4.663	-12.321	-4.669	0.003	0.006	-0.064	-0.050
15	100	-12.939	-7.940	-13.092	-8.280	0.152	0.338	-0.075	-2.388
307	1003071	1.248	0.634	1.244	0.599	0.004	0.034	0.022	0.554
1003071	100307	1.244	0.599	1.244	0.599	0.000	0.000	0.074	0.000
307	100307	1.248	0.634	1.244	0.600	0.004	0.034	0.022	0.554
306	100306	1.137	0.675	1.134	0.645	0.003	0.030	0.021	0.557
100306	1003061	-1.135	-0.644	-1.135	-0.644	0.000	0.000	-0.116	-0.000
306	1003061	1.138	0.674	1.135	0.644	0.003	0.030	0.021	0.556
20015	310	3.495	1.888	3.450	1.834	0.045	0.054	0.061	0.634
310	402	2.031	0.928	2.030	0.927	0.001	0.001	0.035	0.023
402	309	2.030	0.954	2.014	0.935	0.016	0.020	0.035	0.395
309	308	0.703	0.283	0.700	0.280	0.002	0.003	0.012	0.170
308	307	0.044	-0.086	0.044	-0.086	0.000	0.000	0.002	-0.006
307	306	-2.463	-1.383	-2.482	-1.410	0.019	0.027	-0.045	-0.401
306	20015	-4.772	-2.802	-4.847	-2.910	0.074	0.107	-0.087	-0.815
310	1003101	0.559	1.089	0.550	1.034	0.009	0.055	0.019	1.630
1003101	100310	0.550	1.034	0.550	1.034	0.000	0.000	0.061	0.000
310	100310	0.851	-0.222	0.849	-0.235	0.001	0.013	0.014	-0.035
311	1003111	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.014	0.010	0.567

1003111	100311	0.540	0.290	0.540	0.290	0.000	0.000	0.032	0.000
311	100311	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.014	0.010	0.568
303	1003031	0.868	0.444	0.865	0.420	0.004	0.024	0.016	0.583
1003031	100303	0.865	0.420	0.865	0.420	0.000	0.000	0.053	0.000
303	100303	0.868	0.444	0.864	0.420	0.004	0.024	0.016	0.583
302	100302	1.299	0.742	1.294	0.700	0.005	0.042	0.025	0.658
100302	1003021	-1.294	-0.699	-1.294	-0.699	0.000	0.000	-0.082	-0.000
302	1003021	1.299	0.741	1.294	0.699	0.005	0.042	0.025	0.658
702	100702	4.346	2.410	4.317	1.970	0.029	0.438	0.026	5.527
100702	1007022	-4.318	-1.968	-4.318	-1.968	0.000	0.000	-0.269	-0.000
702	1007022	4.347	2.408	4.318	1.968	0.029	0.438	0.026	5.523
703	100703	1.302	0.721	1.294	0.630	0.008	0.091	0.008	3.905
100703	1007033	-1.294	-0.629	-1.294	-0.629	0.000	0.000	-0.077	-0.000
703	1007033	1.302	0.720	1.294	0.629	0.008	0.090	0.008	3.904
704	100704	-6.455	0.465	-6.481	-0.003	0.026	0.466	-0.033	-0.009
100704	1007044	6.481	-0.003	6.480	-0.003	0.000	0.000	0.350	0.001
704	1007044	-6.455	0.470	-6.480	0.003	0.026	0.466	-0.033	-0.002
701	1007011	8.354	5.636	8.318	4.927	0.036	0.706	0.052	4.835
1007011	100701	8.318	4.927	8.318	4.927	0.000	0.000	0.544	0.001
701	100701	8.348	5.646	8.312	4.937	0.036	0.706	0.052	4.843
305	100305	1.307	0.754	1.299	0.700	0.008	0.054	0.024	0.908
304	100304	2.171	1.219	2.159	1.109	0.012	0.109	0.040	1.043
10	11	9.595	4.680	9.583	4.654	0.012	0.026	0.052	0.242
11	12	5.548	2.704	5.539	2.685	0.009	0.019	0.030	0.312
8	1008	3.365	1.869	3.348	1.619	0.017	0.249	0.019	4.139
12	10012	5.519	2.915	5.507	2.668	0.012	0.246	0.031	2.421
204	5	4.459	2.627	4.458	2.626	0.001	0.002	0.027	0.041
10009	1009	2.589	1.549	2.588	1.539	0.000	0.010	0.015	0.221
301	100301	1.196	0.719	1.189	0.670	0.007	0.050	0.023	0.891
10006	1006	1.940	1.099	1.939	1.099	0.001	0.000	0.012	0.046
10003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
308	100308	0.653	0.402	0.650	0.380	0.004	0.022	0.012	0.763
309	100309	1.307	0.682	1.299	0.630	0.008	0.052	0.023	0.850
7	1007	2.932	1.772	2.918	1.569	0.013	0.202	0.017	3.953
9	10009	2.589	1.565	2.589	1.549	0.000	0.015	0.015	0.323
5	1005	4.443	2.563	4.427	2.269	0.016	0.293	0.027	3.618
20015	312	1.425	0.791	1.412	0.780	0.013	0.012	0.025	0.400
312	100312	1.408	0.780	1.399	0.720	0.009	0.060	0.025	0.928
20015	311	1.092	0.604	1.090	0.600	0.003	0.003	0.019	0.114
10009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	22.976	13.005	22.870	12.770	0.106	0.234	0.128	0.936
4	1004	3.254	1.815	3.238	1.569	0.016	0.245	0.019	4.148
2	1002	3.476	1.939	3.458	1.669	0.018	0.269	0.020	4.293
1	1001	3.042	1.919	3.028	1.709	0.014	0.209	0.018	4.049

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
ФЕЕМ, кафедра ЕСС

*«Розвиток районної електричної мережі
з аналізом сучасних систем моніторингу
повітряних ліній електроспередавання»*

Виконала
Керівник

ст. гр. ЕСМ-22мз Бойко І.М.
к.т.н., доц. Малогулко Ю.В.

Актуальність

При розробці нових та розширенні існуючих електричних мереж необхідно враховувати різноманітні фактори, починаючи від надійного та якісного електропостачання і до застосування передових принципів конструкції. Ця задача потребує комплексного підходу і контролю різних аспектів, що визначатимуть техніко-економічну доцільність мережі, оптимальний рівень експлуатації та управління з мінімальними витратами. У той же час, будівництво мережі завжди має свою специфічну мету, відповідно до якої виконується прогноз майбутнього розвитку або розширення мережі. Цей прогноз встановлює певні додаткові обмеження та вимоги, які враховуються при проектуванні та будівництві мережі.

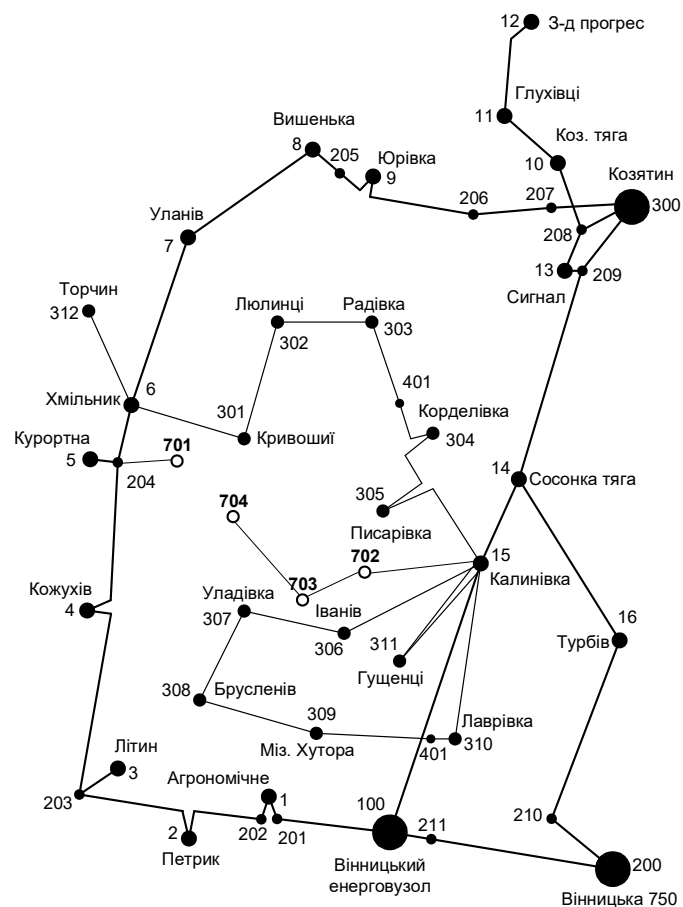
Для нового будівництва електричних мереж з напругою від 6 кВ до 750 кВ існують типові схеми розподільних установок, які детально описані в "Правилах улаштування електроустановок". Ці схеми повинні використовуватися під час будівництва. Перед початком будівництва рекомендується використовувати математичні методи для визначення найоптимальніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- Симплекс-метод, що допомагає визначити найменш вартісний варіант схеми підключення нових споживачів.
- Метод динамічного програмування, який визначає найкращу послідовність будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій.

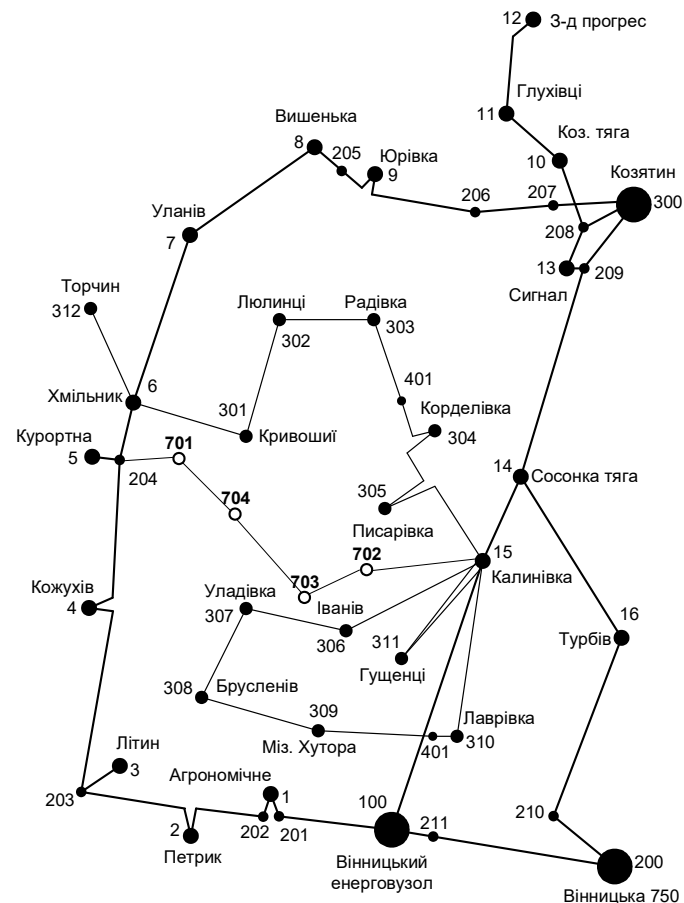
На сьогоднішній день ринкові відносини між споживачем та виробником електричної енергії зобов'язують виробника до безперебійного та якісного електропостачання. Але, на жаль, нинішнє обладнання, що використовується в Україні, морально і фізично застаріло. Повітряні лінії електропередавання є одними з найнадійніших елементів сучасної енергетичної системи.

Значною частиною пошкодження повітряних ліній (ПЛ) є обриви проводів (зокрема через атмосферні тиски) та короткі замикання. При цьому, щоб визначити місце пошкодження і локалізувати його, потрібно витратити велику кількість грошей і часу. В цій ситуації розгляд питань діагностики старого електричного обладнання та запобіжні заходи щодо уникнення можливих аварій, так само і на ПЛ, стають дуже актуальними.

Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

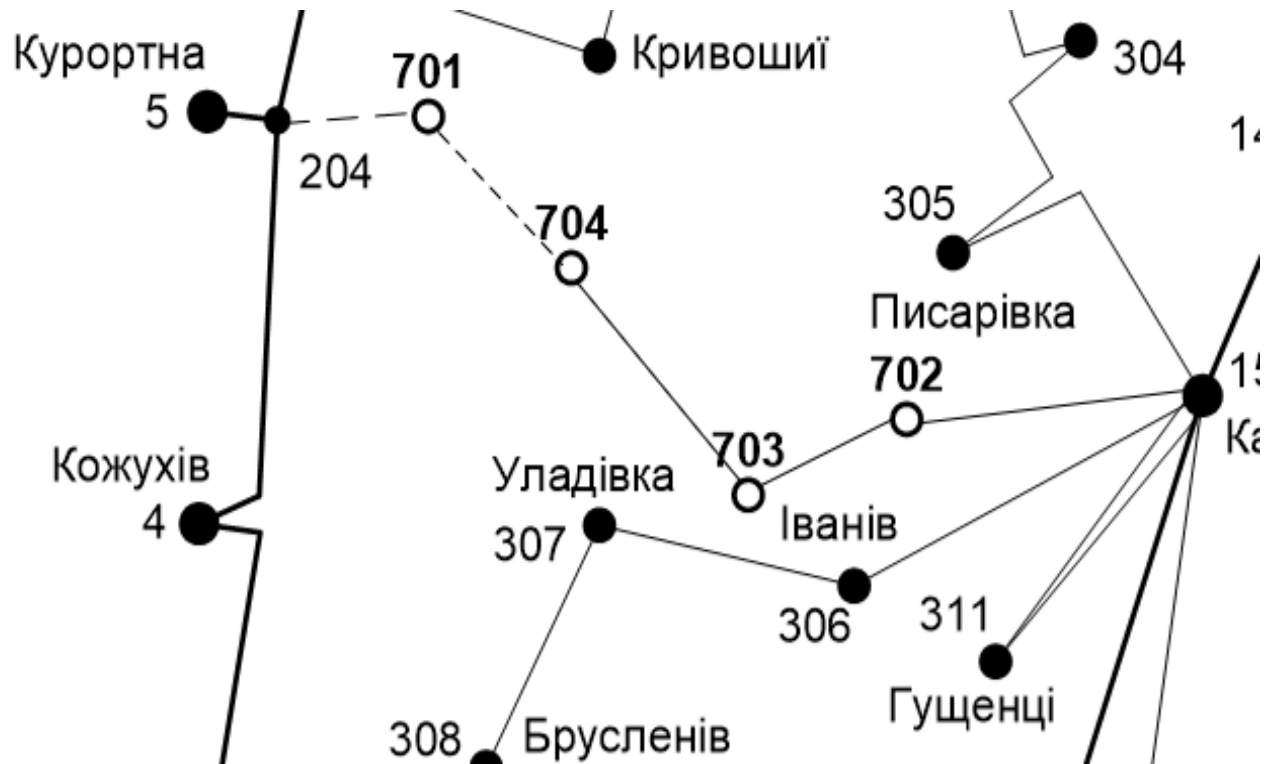


Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом



Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування



Фрагмент оптимальної схеми згідно методу динамічного програмування

Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

$$I_{\Sigma(s)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

Час найбільших навантажень $T_{нг} = 6400$ (год). Отже $\alpha_T = 1,3$, оскільки

$T_{нг} > 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_1 = 1,05$.

По приведеній в таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

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

Таблиця – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	I_{na1}, A	I_{na2}, A	I_{na3}, A	I_{na4}, A	I_{na5}, A	I_{na6}, A	$I_{na, max}$	$I_{na, доп.}$	Марка проводу
300-701	0	0	256,4	320,08	38,2	78,1	320,08	605	АС-240/39
701-704	78	78	203,4	240,5	71,65	0	240,5		АС-240/39
704-703	37,6	77,3	239,8	239,9	0	71,5	239,9		АС-240/39
703-702	146,5	207,7	107,7	107,8	130,45	70,7	146,5		АС-240/39
702-15	253,9	285,4	0	0	239,5	174,5	285,4		АС-240/39

Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{\max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{\max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad \text{Для 701 вузла згідно:} \quad S_1 \geq \frac{10,93}{1,4 \cdot (2 - 1) \cdot 1} = 7.8(\text{МВА}).$$

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
701	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0,7	7,95	139	70
702	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
703	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
704	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0,7	7,95	139	70

Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

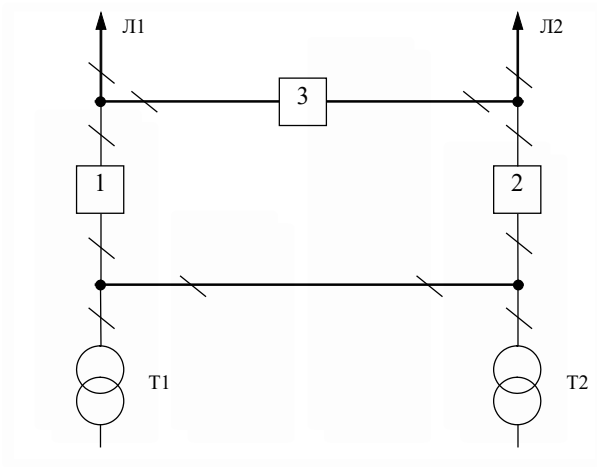


Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

Одна секціонована система збірних шин з обхідною

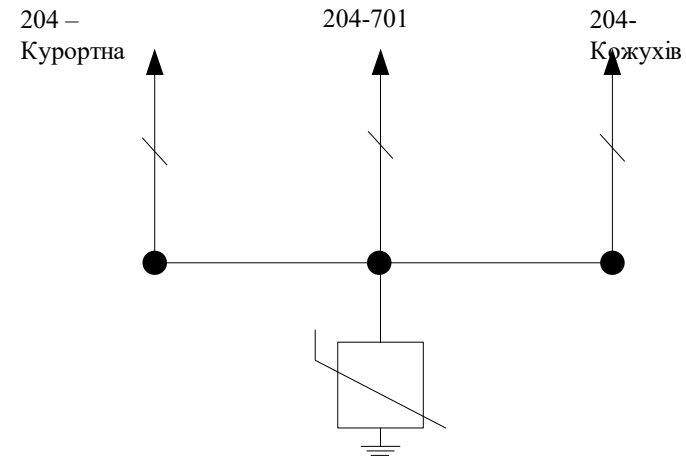
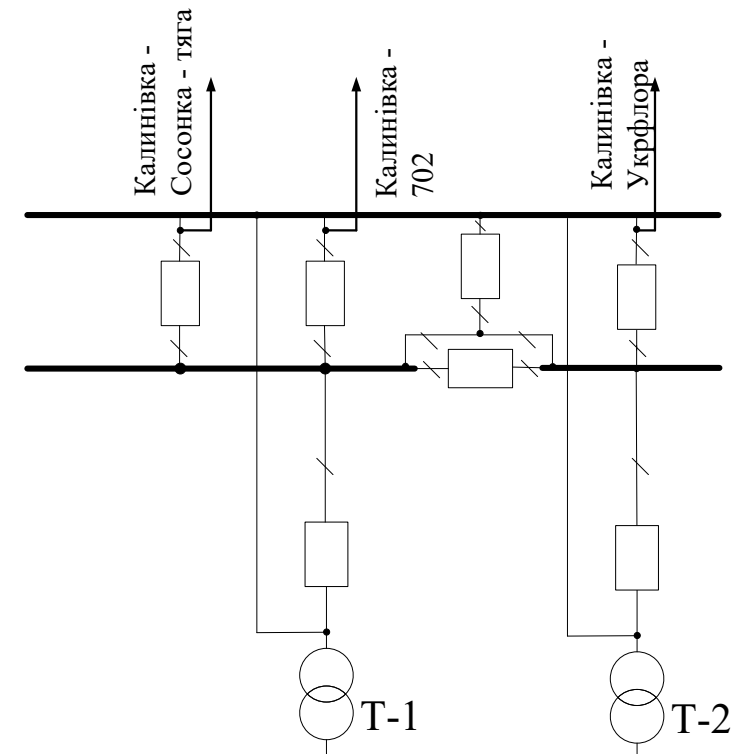
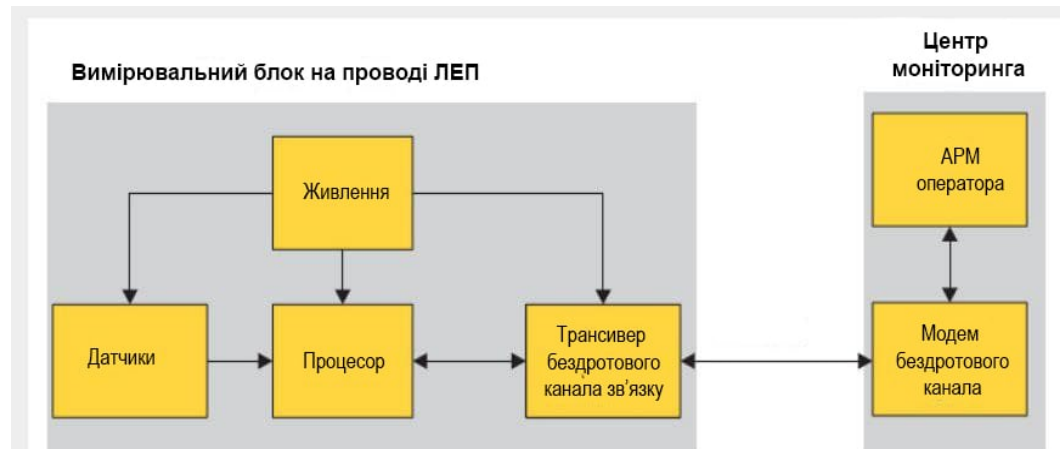


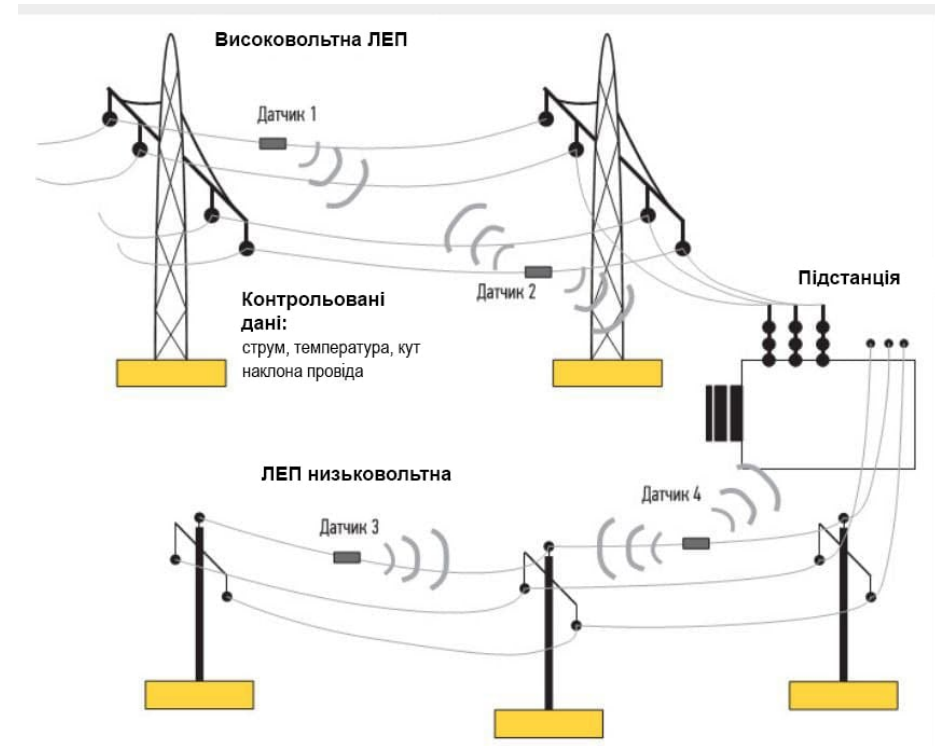
Схема розподільного пристрою у вузлі 204



Аналіз сучасних систем моніторингу повітряних ліній електропередавання



Система моніторингу проводів ЛЕП

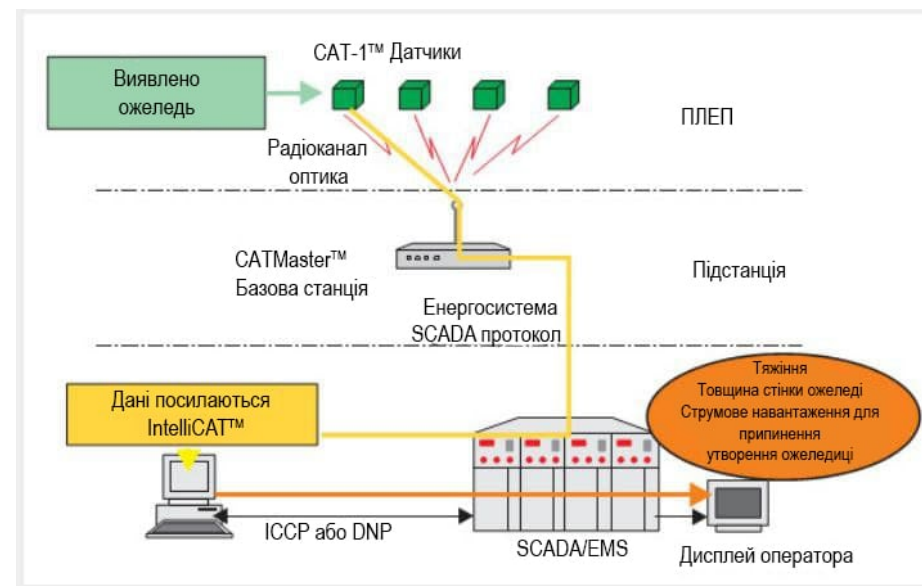


Структура вимірювального блока та центра моніторингу

Приклади комерційних систем моніторингу повітряних ЛЕП

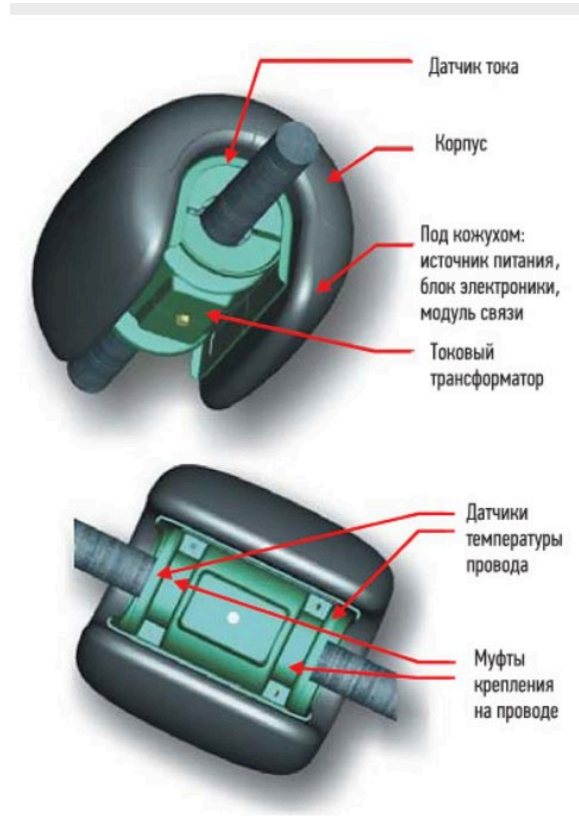


Модуль живлення САТ-1. Вимірювальний модуль монтується на опорі



Приклад використання системи моніторингу САТ-1 для виявлення ожеледиці на проводах

Приклади комерційних систем моніторингу повітряних ЛЕП

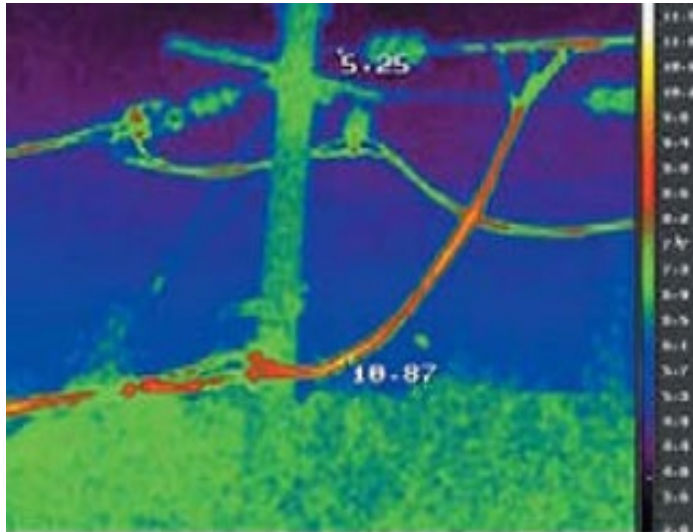


Загальний вигляд пристрою OTLM

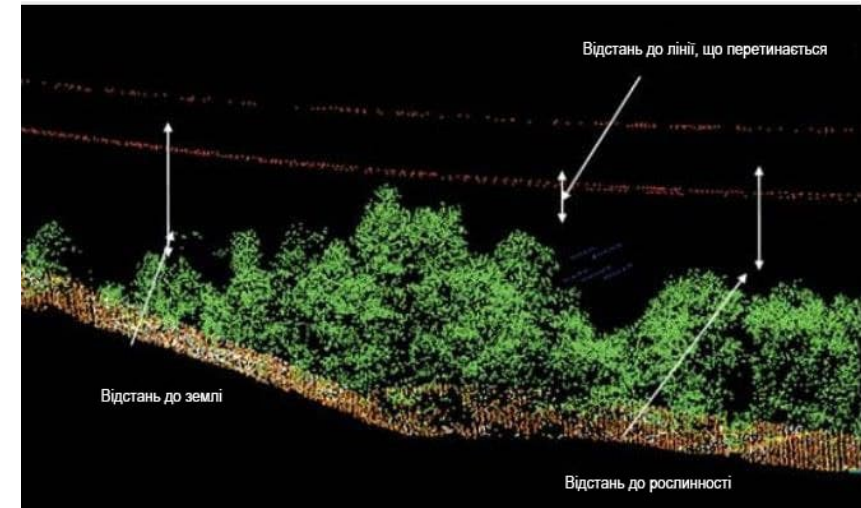
Основні характеристики вимірювального модуля OTLM:

- діаметр капсули 305 мм; довжина 300 мм;
- вага капсули 10 кг;
- діапазон застосування на лініях ЛЕП – до 420 кВ;
- частота 50 Гц;
- діаметр струмонесучого проводу 10-50 мм;
- діапазон робочих струмів 50-1100 А;
- діапазон вимірювання температури проводу -40 ... +125 ° С;
- діапазон робочих температур -40 ... +70 ° С;
- точність вимірювання температури до 1 °С;
- канал передачі даних - GSM (900/1100/1800/1900 МГц);
- протокол передачі SMS/GPRS.

Лазерна картографія ЛЕП



Інфрачервоне зображення фрагмента ЛЕП,
отримане за допомогою тепловізора IRTIS, що
працює у спектральному діапазоні 3-5 мкм



Приклад представлення топологічної моделі траси в
системі SCADA

Висновки

В магістерській кваліфікаційній роботі потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 703) та СЕС (вузол 704). Відповідно до категорії споживачів (переважно I), було розроблено конфігурацію, що забезпечує необхідний рівень надійності. Живлення реалізовано за допомогою двох центрів через одноланцюгові лінії. Оптимальну схему визначено за допомогою симплекс-методу, після чого проведено перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування та обрано найбільш економічно доцільний варіант.

Оскільки центром забезпечення слугує вузол 204, тому для нього виконуємо відгалуження з роз'єднувачем та ОПН. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Калинівка» (вузол 15) пропонується здійснити її реконструкцію на схему «Одна секціонована система збірних шин з обхідною» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі.

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 701, 702, 703 та 704 було вибрано схему РП типу «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги. Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,82 МВт при сумарній електроенергії, відпущеної новими підстанціям 1 211 680 МВт·год. Загальні витрати на мережу складають 256221,476 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки E_a' близький до E_a' , та швидкий термін окупності 3 роки.

Устаткування, яке на сьогоднішній день використовується в Україні, досить сильно застаріло, як фізично, і морально. Воно є майже таким самим, як і в зарубіжних країнах, тільки з відставанням на 20-30 років. Аварії через ожеледицю на ПЛ є найважчими і важко усуваються через те, що взимку ґрунт промерзлий, дороги не розчищені та утворення ожеледиці відбувається не в одному місці, а розкидане по лінії. Аварії через ожеледицю на ПЛ, найчастіше виявляються масово та вимагають великих економічних вкладень.

На процес появи ожеледиці на ЛЕП впливають: висота підвісу дроту; швидкість вітру; температура повітря; діаметр проводів; дія електромагнітного поля; закручування дротів; протікання струму навантаження по дротах.

Для повітряних ліній електропередавання, які зазнають високих ожеледних та вітрових навантажень, слід забезпечувати передчасне виявлення появи ожеледиці та оперативність передачі диспетчеру інформації для своєчасної плавлення ожеледиці. Домінуючий тренд у сфері розробки нових засобів боротьби з ожеледними відкладеннями на проводах ПЛ полягає у використанні комбінованих перетворювальних установок, здатних здійснювати при виникненні необхідності плавлення ожеледиці, а решту часу – компенсацію реактивної потужності.

Найбільш перспективним слід визнати спосіб плавлення ожеледиці струмом ультранизької частоти, який поєднує переваги плавлення змінним струмом промислової частоти (на трьох проводах одночасно) і плавки постійним струмом (обмежений тільки активним опором, відрізняється плавним регулюванням струму плавки). Додаткова перевага даної технології полягає в тому, що установка для плавлення ожеледиці струмом ультранизької частоти легко трансформується в статичний компенсатор реактивної потужності. Це дозволяє експлуатувати дороге перетворювальне обладнання протягом календарного року. Проте зберігається такий недолік, як необхідність відключення ПЛ для очищення.