

MR-5785

621.31
Р64

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

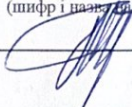
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Розвиток районної електричної мережі з аналізом захисту проводів
повітряних ліній електропередавання від ожеледно-вітрових
навантажень»**

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

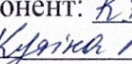

Траченко О.С.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Матвієнко С.В.
(прізвище та ініціали)

« 06 » 06 2024 р.

Опонент: К.т.н. доц. каф. ЕСС ЕЕМ доцент


Куріло М.В.
(прізвище та ініціали)

« 16 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

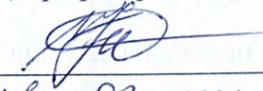
Завідувач кафедри ЕСС


д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

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.


18.03. 2024 року

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

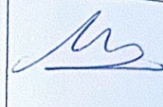
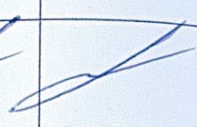
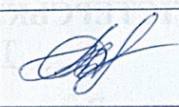
Траченко Олег Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток районної електричної мережі з аналізом захисту проводів повітряних ліній електропередавання від ожеледно-вітрових навантажень»
керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Матвієнко С.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 ustalених режимів електричної мережі. 8. Економічна частина. 9. Аналіз захисту проводів повітряних ліній електропередавання від ожеледно-вітрових навантажень. 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. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. 5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 6. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 7. Різновиди коливань проводів та тросів. 8. Пошкодження опор та проводів ПЛЕП внаслідок дії ожеледно-вітрових навантажень. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Матвієнко С.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

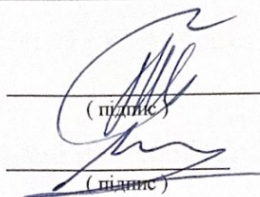
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		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 захисту проводів повітряних ліній електропередавання від ожеледно-вітрових навантажень.	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)

О. С. Траченко

С. В. Матвієнко

АНОТАЦІЯ

Траченко Олег Сергійович «Розвиток районної електричної мережі з аналізом захисту проводів повітряних ліній електропередавання від ожеледно-вітрових навантажень». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 88 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 27 назва; рис.: 19; 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 захисту проводів повітряних ліній електропередавання від ожеледно-вітрових навантажень.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, силовий трансформатор, метод динамічного програмування, повітряні лінії електропередавання, ожеледно-вітрові навантаження.

ABSTRACT

Oleg Trachenko «Development of the district electrical network with an analysis of the protection of wires of overhead power lines against ice and wind loads». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2024. 88 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 27 titles; fig.: 19; 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. An analysis of the protection of wires of overhead power lines against ice and wind loads was carried out.

Keywords: distribution network, power transformer, method of dynamic programming, diagnostic systems, power substations, overhead power lines, ice and wind loads.

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	23
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	23
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	26
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	28
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	30
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	32
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	33
5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	34
5.3 Оцінювання надійності схем підстанцій	36
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	40
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	40
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	42
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	42
7.2 Регулювання напруги у мережі	43

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	47
9 АНАЛІЗ ЗАХИСТУ ПРОВІДІВ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ ВІД ОЖЕЛЕДНО-ВІТРОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ	63
9.1 Ожеледно-вітрові навантаження та коливання проводів повітряних ліній електропередавання	63
9.2 Наслідки галопування, субколивання та вібрації опор та проводів ПЛЕП	69
9.3 Пошкодження опор та проводів ПЛЕП внаслідок дії ожеледно-вітрових навантажень	71
9.4 Дослідження методів та засобів захисту ПЛЕП від ожеледно-вітрових навантажень	75
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	76
10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	76
10.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	76
10.1.2 Електробезпека	79
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	82
10.2.1 Мікроклімат	82
10.2.2 Склад повітря робочої зони	82
10.2.3 Виробниче освітлення	83
10.2.4 Виробничий шум	84
10.2.5 Виробнича вібрація	85
ВИСНОВКИ	87
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	89
ДОДАТКИ	92
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. Відповідно до Постанови №2484 від 10.12.2021 року Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, був затверджений План розвитку системи розподілу ДП "РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ" на період з 2022 по 2026 роки. У зв'язку з воєнним станом та пошкодженням багатьох енергосистем по всій країні, виникає термінова потреба в розвитку електричних мереж як у перспективі, так і у найближчому майбутньому.

Електроенергетика відіграє важливу роль у господарстві України, оскільки не лише покращує умови життя та роботи, але й забезпечує функціонування всіх секторів виробництва в країні. Внаслідок пошкодження понад 80% електричних мереж у всій країні через ракетні обстріли Росії, енергетикам необхідно швидко відновити та відремонтувати обладнання, лінії електропередач та іншу інфраструктуру. Для цього необхідно провести розрахунки щодо розвитку, вдосконалення функціонування та проектування електричних мереж.

Крім того, без розвитку електроенергетики неможливий подальший науково-технічний прогрес у суспільстві. Головна мета сьогодення полягає у створенні різноманітних сценаріїв розвитку, які не лише відповідають сучасним нормам, але й можуть пристосовуватись до майбутніх умов.

Перспективні режими для кожного з цих сценаріїв відображають схемно-режимні умови роботи енергосистеми протягом певного періоду часу. Аналіз перспективних режимів дозволяє виявити можливі проблеми в мережі, для вирішення яких потрібно заздалегідь визначити відповідні заходи. Створені сценарії повинні враховувати вимоги чинного законодавства, галузевих нормативних документів та директив ЄС, на виконання яких зобов'язалась Україна. Сценарії розвитку енергетичних систем України повинні бути деталізовані, принаймні на рівні енергосистеми.

Ці сценарії включають такі аспекти: склад генерації, який визначається прогнозом стосовно будівництва, реконструкції та модернізації генерувальних

об'єктів, зміни структури та типів генеруючого обладнання і т.д.; прогноз навантаження, що характеризується темпами економічного зростання, змінами у структурі навантаження, чисельністю населення, заходами щодо підвищення енергоефективності, формою графіку навантаження і т.д.; режими міждержавних перетоків, які відповідають поточним режимам та прогнозам розвитку міждержавних зв'язків.

Ці сценарії найкраще відповідають сучасному стану економіки і характеризують розвиток, який відповідає економічній доцільності, мінімізації витрат та інвестицій у розвиток мереж на основі наявних проблем. Початкові сценарії базуються на трендах та даних від учасників ринку електроенергії, включаючи регіональні енергосистеми, електропередавальні організації та енергопостачальні компанії.

Інші сценарії ґрунтуються на прогнозах, визначених енергетичною політикою України та прогнозних даних Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. Сценарії розвитку включають принаймні два планувальні горизонти з такими типами:

- Довгостроковий горизонт (10-20 років): Прогноз сценарію розвитку ґрунтується на цілях Енергетичної стратегії України та визначений цільовим роком стратегії.
- Середньостроковий горизонт (5-10 років): Прогноз сценарію розвитку ґрунтується на цілях поточної Енергетичної стратегії України (у випадку низхідного сценарію) або на даних від учасників ринку (у випадку висхідного сценарію). Десятирічні плани розвитку повинні використовувати прогнози середньострокових горизонтів.
- Дуже довгостроковий горизонт (зазвичай від 30 до 40 років).

Проводи повітряних ліній електропередавання (ПЛЕП) піддаються впливу різних природних факторів, серед яких особливо небезпечними є ожеледно-вітрові навантаження. Ожеледні утворення та сильні вітри можуть значно підвищувати навантаження на проводи, що призводить до їх

пошкоджень і аварійних ситуацій. Тому важливо здійснювати аналіз та впроваджувати методи захисту проводів ПЛЕП від цих навантажень.

Ожеледно-вітрові навантаження включають комбінацію обмерзання проводів та дії вітру. Ожеледь утворюється при поєднанні низьких температур та високої вологості, коли краплі води замерзають на поверхні проводів, утворюючи льодяну оболонку. Цей лід значно збільшує масу проводів і, відповідно, навантаження на опори. Дія вітру також додає додаткові зусилля на проводи, що можуть призводити до їх коливань, перегинів та обривів.

Методи захисту від ожеледно-вітрових навантажень:

1. Посилення конструкцій.

- **Опори та ізолятори:** Використання міцніших опор та ізоляторів, здатних витримувати збільшені навантаження.

- **Підвищення надійності кріплень:** Вдосконалення кріплень проводів до опор для запобігання обривам під час ожеледних умов.

2. Регулярний моніторинг і обслуговування.

- **Огляди та обстеження:** Регулярні огляди повітряних ліній для виявлення та усунення потенційно небезпечних ділянок.

- **Система моніторингу:** Встановлення систем моніторингу, що дозволяють відстежувати погодні умови в режимі реального часу та прогнозувати можливе обмерзання.

3. Активні методи захисту.

- **Противоледні обігрівальні системи:** Використання систем обігріву проводів, які запобігають утворенню льоду.

- **Антиобмерзальні покриття:** Застосування спеціальних покриттів для проводів, що знижують зчеплення льоду з поверхнею проводу.

4. Інженерні заходи.

- **Оптимізація маршруту ПЛЕП:** Вибір оптимальних маршрутів для прокладання ПЛЕП з урахуванням місцевих кліматичних умов.

- **Збільшення відстані між опорами:** Регулювання відстані між опорами для зменшення кількості опор, що піддаються навантаженням.

5. Застосування сучасних матеріалів.

○ **Високоміцні та легкі проводи:** Використання сучасних матеріалів, що мають підвищену міцність і знижують вагу системи.

Аналіз та впровадження методів захисту проводів ПЛЕП від ожеледно-вітрових навантажень є критично важливим завданням для забезпечення стабільності та надійності електропередавання. Використання комбінації різних методів, таких як посилення конструкцій, активні методи захисту, інженерні заходи та сучасні матеріали, дозволяє значно знизити ризики пошкодження проводів і забезпечити безперебійне електропостачання. Систематичний підхід до вирішення цієї проблеми сприятиме підвищенню ефективності експлуатації повітряних ліній електропередавання в умовах несприятливих погодних явищ.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є аналіз захисту проводів повітряних ліній електропередавання від ожеледно-вітрових навантажень 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 захисту проводів повітряних ліній електропередавання від ожеледно-вітрових навантажень.

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:

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20175 \cdot b' = 946, \\ 20175 \cdot a' + 40703145 \cdot b' = 1908625. \end{cases}$$

звідки $a' = -1617,22$, $b' = 0,8484$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,8484T - 1617,22.$$

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

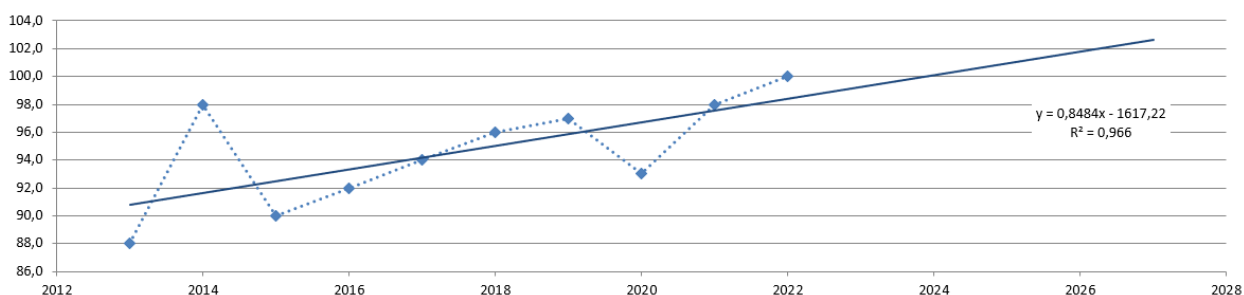


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Після аналізування даного графіка (рис. 1.1), можна зробити висновок, що прогнозується збільшення сумарного навантаження, враховуючи прогноз на 2027 рік, до 102,5,2 % від проектної потужності електромережі, що на 2,5 % більше. Отже, для забезпечення надійності та якості електропостачання необхідно прийняти заходи, такі як перевірка відповідності прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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

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

При перевірці струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів встановлено, що основне обладнання функціонує у режимах, які є економічними або наближеними до них.

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

- в лініях електропередач – 1,26 МВт;
- в трансформаторах – 0,81 МВт з них холостого ходу 0,56 МВт та навантажувальні 0,25 МВт.

Була здійснена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів, яка свідчить про те, що основне обладнання працює в економічних режимах або наближених до них, як це показано у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	205-9	206-207	7-8	204-6	14-209
Марка проводу	АС-150	АС-150	АС-120	АС-95	АС-185
Допустимий струм, А	450	450	390	330	510
Розрах. струм, А	62	79	46	9	36

У районі, де планується розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередачі мають достатній резерв щодо пропускної здатності для забезпечення новим споживачам електроенергії та забезпечення відповідних рівнів напруг в вузлах, як це вказано у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	9	206	7	6	14
Напруга вузла, кВ	112,79	114,01	111,29	110,64	113,5

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

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

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

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередачі мають достатній запас пропускної здатності для забезпечення транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузли № 9 – Юрівка з рівнем напруги 112,79 кВ; вузол № 206 з рівнем напруги 114,01 кВ, № 7 Уланів з рівнем напруги 111,29 кВ, вузол №6 Хмільник– 110,64 кВ та вузол №14 Сосонка – тяга – 113,5 кВ

На основі оцінки розташування нових ПС та їх близькості до існуючої мережі був створений максимальний граф (рис. 1.2), який включає всі можливі варіанти приєднання нових ПС.

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 V_i можна записати:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу 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:

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

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 проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕН 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 (5113 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 – 2.6.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
9	601	0,9	6,3	110	1573,680	0,131	3172,5	1,584	3331,0
206	601	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	2,113	4441,3
7	602	1,6	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	2,817	5921,8
6	603	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	2,289	4811,4
601	602	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	2,465	5181,5
602	603	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	2,113	4441,3
14	604	1,8	12,6	110	2360,520	0,131	9517,6	3,169	9834,5

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 $V_d = a + b \cdot P^2$ (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
9-601	6,3	17,2	3641,3	3472,5	3847,5	3172,5	27,253	3641,3	3547,5
206-601	8,4	17,2	4855,0	4630,0	5130,0	4230,1	36,337	4855,0	4730,0
7-602	11,2	17,2	6473,4	6173,4	6840,1	5640,1	48,449	6473,4	6306,7
6-603	9,1	17,2	5259,6	5015,9	5557,5	4582,6	39,365	5259,6	5124,2
601-602	9,8	17,2	5664,2	5401,7	5985,1	4935,1	42,393	5664,2	5518,4
602-603	8,4	17,2	4855,0	4630,0	5130,0	4230,1	36,337	4855,0	4730,0
14-604	12,6	17,2	10455,1	10117,6	10867,6	9517,6	54,505	10455,1	10267,6

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

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

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції
 дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієн- товна пот. P, що передається 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. с, 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
9-601	6,3	17,2	3641,3	3552,2	3739,7	211,7	3641,3	3277,2	4005,4
206-601	8,4	17,2	4855,0	4736,3	4986,3	282,3	4855,0	4369,5	5340,6
7-602	11,2	17,2	6473,4	6315,1	6648,4	376,4	6473,4	5826,1	7120,7
6-603	9,1	17,2	5259,6	5131,0	5401,8	305,8	5259,6	4733,7	5785,6
601-602	9,8	17,2	5664,2	5525,7	5817,3	329,3	5664,2	5097,8	6230,6
602-603	8,4	17,2	4855,0	4736,3	4986,3	282,3	4855,0	4369,5	5340,6
14-604	12,6	17,2	10455,1	10277,0	10652,0	607,9	10455,1	9409,6	11500,6

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:

$$\left. \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \\ \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = b_m, \\ x_i \geq 0; i = \overline{1, n}; n > m. \end{array} \right\} \quad (2.4)$$

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. рис. 2.1 та 2.5.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-601	206-601	7-602	6-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,10	-8,10
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	14,20	14,20
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,20	10,20
604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	203,152	763,893	1018,524	1075,552	316,015	891,208	763,893	763,893	0,000	0,000	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
	9-601	206-601	7-602	6-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,10	0,00
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	14,20	0,00
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,20	0,00
604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	203,152	763,893	1018,524	1075,552	316,015	891,208	763,893	763,893	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		16697,272
Потужності ЛЕП	6,100	0,000	0,000	10,200	14,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	3172,539	0,000	0,000	4582,557	4935,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		12690,157
Змінні складові витрат	58,958	0,000	0,000	238,112	496,984	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		794,053
Дисконтовані витрати, тис. грн																13484,210

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
	9-601	206-601	7-602	6-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,10	0,00
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	14,20	0,00
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,20	0,00
604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	529,754	1046,659	1395,545	472,615	382,538	1221,102	1046,659	1046,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13484,210
Потужності ЛЕП	6,100	0,000	0,000	10,200	14,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	3172,539	0,000	0,000	4582,557	4935,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		12690,157
Змінні складові витрат	58,958	0,000	0,000	238,112	496,984	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		794,053
Дисконтровані витрати, тис. грн																13484,210

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-601	206-601	7-602	6-603	601-602	602-601	602-603	603-602	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,10	0,00
602	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	14,20	0,00
603	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,20	0,00
604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	529,754	1046,659	1395,545	472,615	382,538	1221,102	1046,659	1046,659	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		13484,210
Потужності ЛЕП	6,100	0,000	0,000	10,200	14,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	3172,539	0,000	0,000	4582,557	4935,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		12690,157
Змінні складові витрат	58,958	0,000	0,000	238,112	496,984	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		794,053
Дисконтровані витрати, тис. грн																13484,210

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант

Потоки не змінилися і вартість проекту також. Значить процес розрахунку завершено. 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. 2.6.

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткові ЛЕП між вузлами 602 – 603 (8,4 км), тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

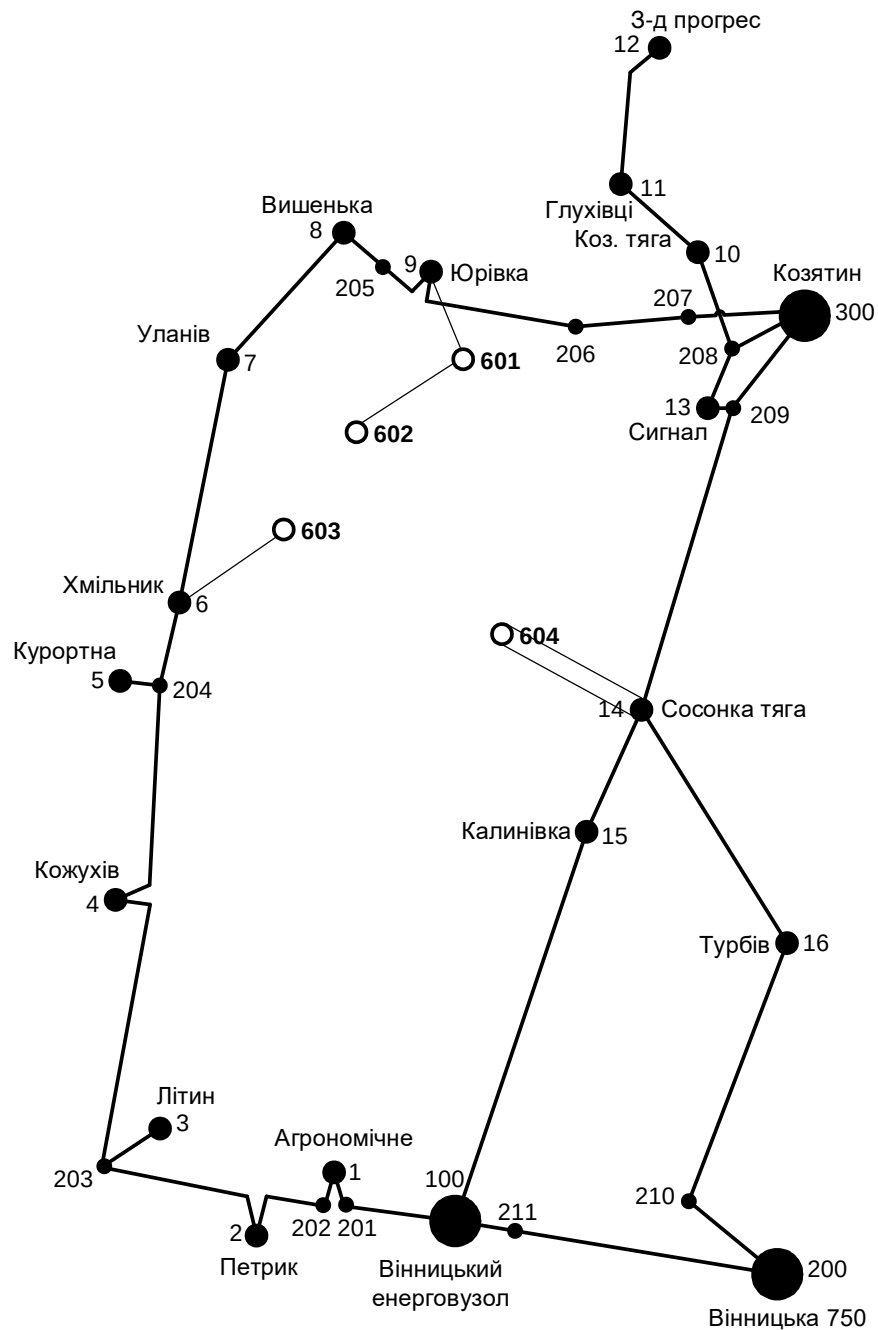
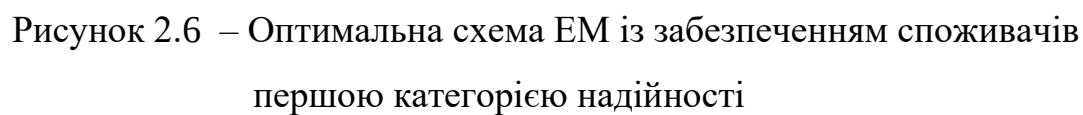


Рисунок 2.5 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом



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

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 601, 602, 603, 604).

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 35$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За час будівництва потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 601, 602, 603, 604. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

Варіант №2

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію до пунктів 14-604, 9-601, 601-602. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{14-604} + \Delta L_{601-9} + \Delta L_{601-602} = 12,6 + 6,3 + 9,8 = 28,7 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , розрахунки для кожного варіанту будівництва ліній протягом першого року виконуються аналогічно. Аналогічні розрахунки проводяться і для інших варіантів розвитку схеми електричної системи протягом першого року. Результати цих розрахунків представлені у 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 будемо одноланцюгові лінії 6-603 та 603-602. Результати розрахунків подано в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	В _{і,сум}	В _т	Вартість
1	1	14-604	12,6	10	30,1	9664,2	20127,08	16772,57	16772,57
		6-603	9,1	24,4		5839,684			
		603-602	8,4	14,2		4623,196			
	2	14-604	12,6	10	28,7	9664,2	18284,99	15237,5	15237,5
		9-601	6,3	6,1		3227,066			
		601-602	9,8	14,2		5393,729			
	3	6-603	9,1	2,1	33,6	4592,07	18493,33	15411,11	15411,11
		603-602	8,4	8,1		4358,101			
		602-601	9,8	22,36		6072,011			
		9-601	6,3	14,29		3471,145			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	В _{і,сум}	В _т	Вартість
2	11	602-601	8,4	22,36	14,7	5204,581	8675,725	6024,809	22797,38
		601-9	6,3	14,29		3471,145			
	21	6-603	9,1	2,1	17,5	4592,07	8950,171	6215,397	21452,89
		603-602	8,4	8,1		4358,101			
	31	14-604	12,6	10	12,6	9664,2	9664,2	6711,25	22122,36

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 3.2 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант. Після уточнення потокорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 21 приєднання підстанцій 601, 602, 603, 604 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 табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування (зворотній хід)

варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	В _{і,сум}	В _і	Вартість
2	14-604	12,6	10	28,7	6637,68	16180,84	13484,03	13484,03
	9-601	6,3	14,29		3471,145			
	601-602	9,8	22,36		6072,011			
21	6-603	9,1	2,1	17,5	4592,07	11065,29	7684,23	21168,26
	603-602	8,4	8,1		6473,221			

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

На першому році:

- - - будівництво лінії електропередач: 14-604, 9-601, 601-602;

На другому році:

—— будівництво ліній електропередач: 6-603 та 603-602.

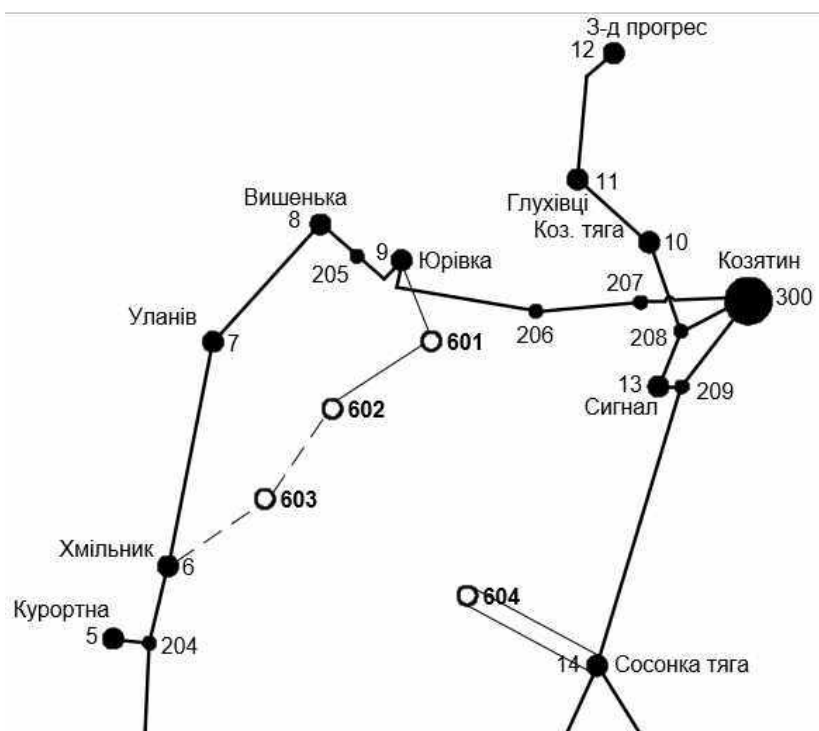


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

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 240 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:

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

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

$$I_{\text{розр}9-601} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{18,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 135,9 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}601-602} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{25,7}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 184,13 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}602-603} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 71,84 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}603-6} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{2,14}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 15,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}14-604} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{11,29}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 40,23 \text{ (A)}.$$

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.

$$F_{\text{розр}9-601} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{135,88}{0,8} = 167,8(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}601-602} = \frac{184,13}{0,8} = 230,16(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}602-603} = \frac{71,84}{0,8} = 89,8(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}603-6} = \frac{15,3}{0,8} = 19,14(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}14-604} = \frac{40,43}{0,8} = 50,53(\text{мм}^2).$$

Згідно ПУЕ мережу 110 кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19, отже приймаємо АС-240/39 для усіх ділянок мережі, окрім ділянки 14-604, її монтуємо використовуючи провід маркою АС – 120/19.

Проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 4 варіанти аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

- 1й – розрив лінії 9-601;
- 2й – розрив лінії 9-601 та відсутня генерація на СЕС (601);
- 3й – розрив лінії 603-6;
- 4й – розрив лінії 603-6 та відсутня генерація на СЕС (601);
- 5й – розрив лінії 602-601;
- 6й – розрив однієї лінії 14-604.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{\text{па1}}, \text{А}$	$I_{\text{па2}}, \text{А}$	$I_{\text{па3}}, \text{А}$	$I_{\text{па4}}, \text{А}$	$I_{\text{па5}}, \text{А}$	$I_{\text{па6}}, \text{А}$	$I_{\text{па}}, \text{А}$ max	$I_{\text{па}}$ доп.	Марка проводу
9-601	0	0	146,8	196,8	57,9	135,9	196,8	605	АС-240/39
601-602	57,9	1,07	196,8	196,8	0	184,13	196,8		АС-240/39
602-603	63,8	112,05	83,7	83,7	89,4	71,9	112,05		АС-240/39
603-6	145,73	196,2	0	0	197,2	14,8	197,2		АС-240/39
14-604	40,43	40,5	40,425	40,42	40,43	80,85	80,85	390	АС-120/19

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

В роботі не включено детального аналізу можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з урахуванням графіка роботи, коефіцієнта початкового навантаження та температури навколишнього середовища. З цієї причини в практиці проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може бути вибрана з урахуванням допустимого перевантаження після аварійних режимів на 40% протягом максимальної загальної добової навантаженості, тривалістю не більше 6 годин, впродовж 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 601 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{8,1}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 5,78 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 6.3 МВА.

У вузлах 602, 603 та 604 також встановлюємо два трансформатори.

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							
601	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
602	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
603	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
604	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 виразу 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:

вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{3.1.па} = \frac{8,1}{2 \cdot 6,3} = 0,64 \leq 0,7 - 0,8; \quad K_{3.3.па} = \frac{11,72}{2 \cdot 10} = 0,58 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{3.2.па} = \frac{15,77}{2 \cdot 16} = 0,49 \leq 0,7 - 0,8. \quad K_{3.4.па} = \frac{11,49}{2 \cdot 10} = 0,57 \leq 0,7 - 0,8.$$

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. Другий трансформатор буде введено в експлуатацію лише в період максимальних навантажень. 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.

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. 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

Через те, що на підстанції 601, 602, 603 є прохідними і на них встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів було обрано схему «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис. 5.1).

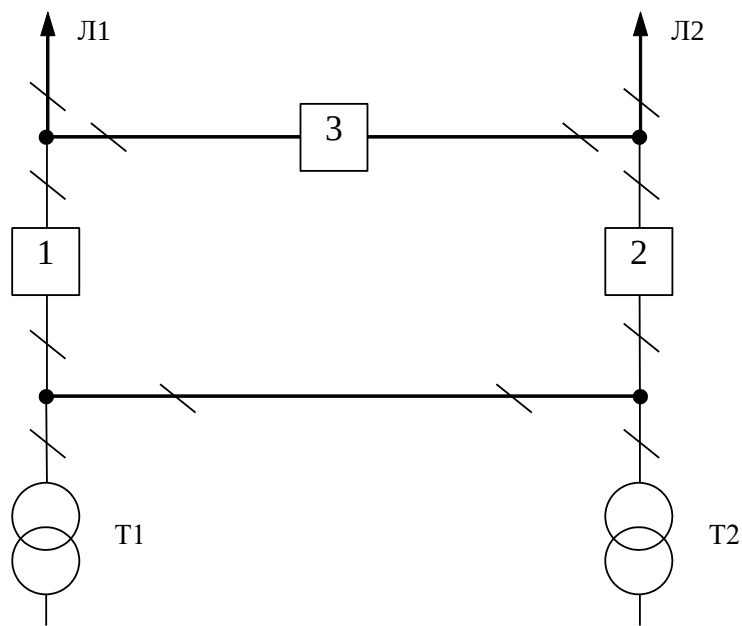


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 601, 602, 603

Для вузла 604 обираємо схему «Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами», оскільки підстанція є тупиковою та має 2 приєднання (рис. 5.2).

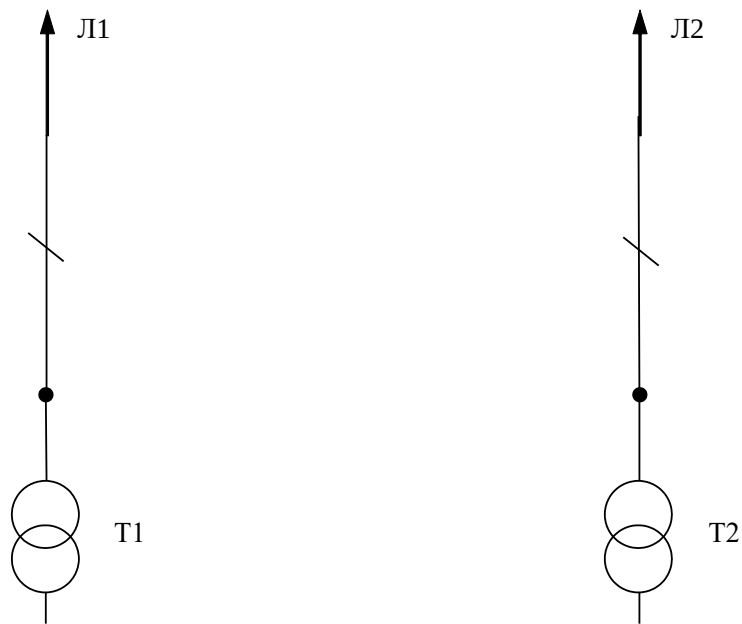


Рисунок 5.2 – Схема розподільчого пристрою вузлів 504

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 відгалуджувальної підстанції

Для вузла Сосонка – тяга пропонується залишити наявну схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» рис. 5.3 оскільки вона задовольняє умови надійності.

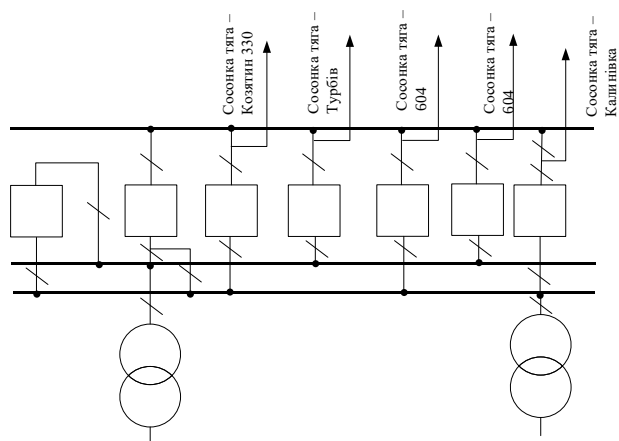


Рисунок 5.3 – Одна секціонована система збірних шин з обхідною

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Юрівка (вузол 9) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» та замінити наявні короткозамикачі на вимикачі.

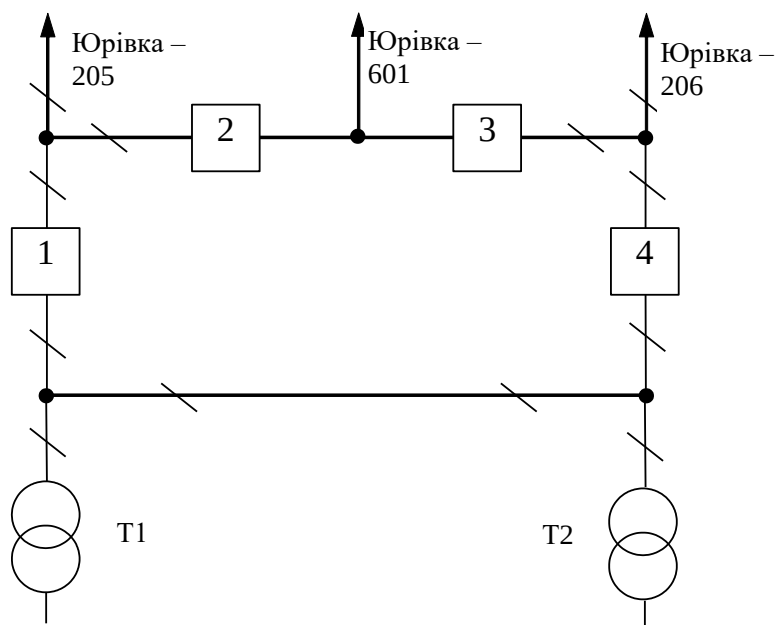


Рисунок 5.4 – Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Хмільник (вузол 6) реконструкція не потрібна, існуюча схема – «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» розрахована на кількість приєднань до 3-6. Дана схема зможе працювати і з ще 1-м приєднанням (рис. 5.5).

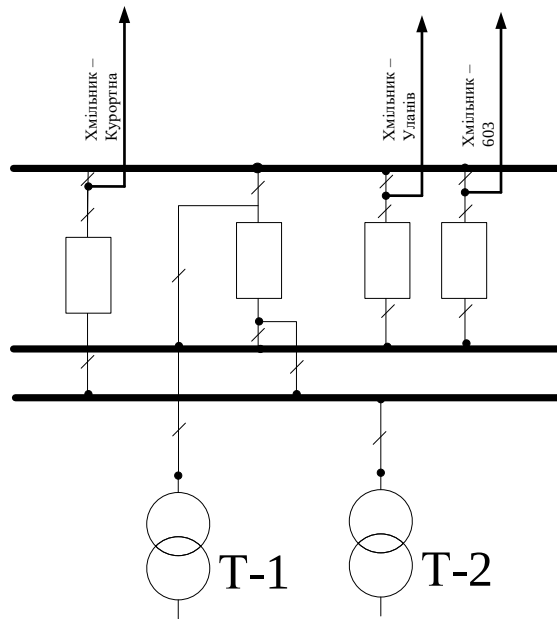


Рисунок 5.5 – Схема вузлової підстанції Хмельник (вузол 6) –
Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

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 генеруванням 601.

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_P (год.).

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

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

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

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:

$$\omega_{1,2} = 0,03 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 10^{-5} \text{ 1/рік.}$$

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

$$T_{B2;П1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{П1}),$$

де $T_{П1} = 45$ год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 20 - ((20)^2 / 2 \cdot 45) = 15,5 \text{ год.}$$

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 сформулювати вибірку характеристик надійності схеми

підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 5.2).

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 601)

Вимикач що відмовив	Параметр потіку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,0305		G1, W1, D (W2, G2) – T_0	G2, G1, W2, W1 – T_0
			G1, W1, D (W2, G2) – T_B	G1, G2, D (W1, W2) - T_B
Q2	0,0305	G2, G1, W2, W1 – T_0		G2, G1, W2, W1 – T_0
		G1, W1, D (W2, G2) - T_B		G2, W2, D (W1, G1) - T_B
Q3	0,0305	G2, G1, W2, W1 – T_0	G2, W2, D (W1, G1) – T_0	
		G1, G2, D (W1, W2) - T_B	G2, W2, D (W1, G1) – T_B	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Елементи, які відключились	P, 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	8,1	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)	8,1	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 ($Z_0 = 5,08$ 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.
41 415,3	0,248	1,262

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:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 34,4 + 0.05 \cdot 34,4 = 32,68 \text{ (МВт)},$$

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:

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

$$Q_{\Gamma} = 32,68 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 32,68 \text{ (МВАр)},$$

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 генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 3-501:

$$Q_{\text{ЛЕП9-601}} = 109,9^2 \cdot (3,02 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3) = 0,229 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,229 + 0,354 + 0,3 + 0,323 + 0,457 = 1,665 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 18,32 = 17,4 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 17,4 = 1,74 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 17,4 + 1,74 - 1,665 - 10,74 = 6,742 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 17,4 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 10,74 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 603.

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 додатку Г 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. Після аналізу цих результатів ми переконались, що напруга в усіх вузлах знаходиться в припустимих межах.

Отримані результати розрахунків стійкого режиму роботи електричної мережі 110/35/10 кВ після її розвитку подані у додатку В. Далі проводяться розрахунки максимальних (стійких), мінімальних навантажень та режиму роботи після аварії.

Режим мінімальних навантажень визначається для споживачів з мінімальним споживанням електроенергії. Під час цього режиму рівень напруги в балансуєчих вузлах приймається на рівні 110 кВ.

Післяаварійний режим - це режим роботи енергосистеми, який передбачає контрольоване обмеження навантаження для забезпечення надійності та якості електропостачання залишкових споживачів. Рівень напруги в балансуючих вузлах при цьому встановлюється на рівні 121 кВ.

Аналізуючи отримані дані, ми переконались, що напруга в усіх вузлах знаходиться в припустимих межах, не виходячи за рамки $\pm 10\%$ від номінального значення напруги. Вхідні дані та результати розрахунків мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку представлені у додатках В та Г. У додатках представлені вхідні дані та результати розрахунків для мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після впровадження розширень.

7.2 Регулювання напруги у мережі

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

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

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

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
601	110,24	104,91	116,59
602	109,65	104,28	116,03
603	109,5	104,13	115,9
604	112,53	107,38	118,68

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
601	10,57	10,06	11,18
602	10,18	9,64	10,81
603	10,48	9,96	11,09
604	10,37	9,85	10,98

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{\text{Т601}} = \frac{(8,1) \cdot (14,7 / 2) + (0) \cdot (220 / 2)}{110,24} = 0,54 \text{ (кВ)}.$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т601б}} = \frac{110,24 - 0,54}{10,5} = 10,45.$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т601д}} = 10,455$, що відповідає 9-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН601д}} = \frac{110,24 - 0,54}{10,455} = 10,55 \text{ кВ}.$$

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

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ відп	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K _{тб}	11,609	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,660	9,514	9,357	9,200

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
601	0,540	10,55	10,49	9	10,45	0,095648
602	3,021	10,15	10,51	11	10,14	0,09861
603	4,039	10,04	10,56	12	9,98	0,10016
604	3,853	10,35	10,55	10	10,29	0,097106

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 601, 602, 603, 604 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

8 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:

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

де: Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $\Pi_T = 2,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год; B – додаткові щорічні

витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (5113 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: 14-604, 9-601, 601-602;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 601, 602, 604;
- реконструкція ПС «Юрівка»;
- спорудження нового приєднання у ПС «Сосонка-тяга»;

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 6-603 та 603-602;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 603;
- спорудження нового приєднання у ПС «Хмільник».

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у табл. 8.1–8.5.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

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, 6,3 В×А	2 од.	517,488	5498,936	451,372	371,798	3,43	14843,02
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	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7	2830,513
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		656,472	4874,01	146,124	151,724	17	5845,329

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
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			49954,88					

Таблиця 8.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

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. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	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 вводів 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 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

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	19004,222
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	2	292,414	397,84	30,812	22,224	2	745,29
2.5	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2	76,152	2044,102	117,386	58,22	2,088	2297,948
2.8	Приєднання ОПН 110 кВ	2	27,22	286,688	69,176	42,1	2	427,184
2.9	Приєднання трансформа- торів струму	2	130,114	1557,01	261,55	45,264	2,058	1995,996
	Всього ВРУ 110 кВ		1128,432	21635,77	1052,646	641,616	12,174	24470,64
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
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	351,550
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9	3639,231
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		733,704	5563,964	164,752	172,628	19	6654,047

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установавання 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
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
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			54924,793					

Таблиця 8.4– Вартість реконструкції ПС «Юріївка»

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:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
2.4	Приєднання секційного вимикача 110 кВ	2	129,232	4338,54	175,916	119,24	2,326	4765,252
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001
2.6	Приєднання трансформатора напруги	1	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974
Всього ВРУ 110 кВ			740,85	11337,78	504,866	329,577	7,852	12920,92
Загальна кошторисна вартість			12920,92					

Таблиця 8.5 – Вартість влаштування нового приєднання на ПС «Сосонка - тяга»

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:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			332,861	2944,182	130,374	91,012	2,241	3500,669
Загальна кошторисна вартість			3500,669					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 182944,628 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.6–8.7.

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

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	4 од.	154,464	1379,908	37,256	41,808	4	1617,436
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		540,624	3839,079	118,182	120,368	14	4632,252

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

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	3691,625
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	10942,69
Загальна кошторисна вартість			56322,17					

Таблиця 8.7 – Вартість влаштування нового приєднання на ПС «Хмільник»

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:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			332,861	2944,182	130,374	91,012	2,241	3500,669
Загальна кошторисна вартість			3500,669					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 59822,839 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_{T} – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 2097,245 \cdot 1,089 \cdot 12,6 + 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (6,3+9,8) = 54113,387 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (9,1+8,4) = 27539,402 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 54113,387 + 182944,628 = 237058,016 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 27539,402 + 59822,839 = 87362,241 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

де V_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; V_{Π} – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (8.8)$$

де ΔW_{tL} , $\Delta W_{t\Pi}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт·год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$V_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (8.9)$$

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування повітряних ліній (0,3%).

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{L1} = (54113,387 \cdot 0,3)/100 = 162,34 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{L2} = (27539,402 \cdot 0,3)/100 = 82,618 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi1} = (237058,016 \cdot 3)/100 = 7111,74 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi2} = (87362,241 \cdot 3)/100 = 2620,867 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:14-604, 9-601, 601-602 П/ст: 601, 602, 604	590	210	800
2	ЛЕП:6-603, 603-602 П/ст: 603	480	60	540

Річні видатки було розраховано за виразом (8.7).

$$B_1 = 162,34 + 7111,74 + (800 \cdot 3,68) = 10218,08 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 82,618 + 2620,867 + (540 \cdot 3,68) = 4690,685 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$W_{1(601+602+604)} = 8,1 \cdot 1200 + (14,2 + 10) \cdot 6400 = 164600 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(603)} = 10,2 \cdot 6400 = 65280 \text{ МВт·год}.$$

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

$$\begin{aligned} \Pi_1 &= 5,08 \cdot 0,12 \cdot 9720 + 3,68 \cdot 0,12 \cdot 154880 - 10218,08 = \\ &= 64102,24 \text{ тис.грн.}; \end{aligned}$$

$$\Pi_2 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 65280 - 4690,685 = 24136,963 \text{ тис.грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{64102,24 / (1 + 0,2) + 24136,963 / (1 + 0,2)^2}{237058,016 / (1 + 0,2) + 87362,241 / (1 + 0,2)^2} = 0,271.$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,355 = 3,7 \text{ років.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	34,4
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт·год	1 270 060
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	242767,467
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3,7
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,41
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,53
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт·год	6260
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт·год	17700

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

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

9 АНАЛІЗ ЗАХИСТУ ПРОВОДІВ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ ВІД ОЖЕЛЕДНО-ВІТРОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

9.1 Ожеледно-вітрові навантаження та коливання проводів повітряних ліній електропередавання

Відповідно до Правил улаштування електроустановок [11], в процесі проектування ПЛЕП потрібно враховувати постійні, а також змінні навантаження або впливи. До постійних навантажень для проводів і тросів відносяться вага проводів і тросів, їх натяг та деякі інші фактори, а до змінних навантажень - ті, що створюються тиском вітру на опори, проводи і троси; додатковим натягом проводів і тросів та вагою ожеледі на проводах і тросах. В результаті, навантаження утворюють групу статичних навантажень, при яких проводи або інші частини конструкцій ПЛЕП не отримують прискорення і не виникають додаткові динамічні напруження. До резонансу і, відповідно, до різкого збільшення напружень призводять коливання, які виникають через наявність прискорень [11-12]. Таким чином, коливання проводів є вкрай небезпечним явищем для елементів повітряних ліній електропередавання.

Більшість країн світу віддає перевагу систематичному дослідженню пошкоджень проводів, викликаних коливаннями, та вивченню факторів, які мають значний вплив на інтенсивність коливань. В останні роки з'явилися сучасні високоефективні засоби вимірювання і реєстрації вібрації проводів повітряних ліній електропередавання.

Вібрація - найпоширеніший вид коливань проводів, спричинених вітром, (або так звана еолова вібрація). Також поширеним видом коливань проводів вважається галопування, що виникає під дією вітру при наявності односторонньої ожеледі на проводі. Субколивання проводів розщеплених фаз спричинюється дією аеродинамічного сліду.

В таблиці 9.1 розглянемо існуючі різновиди коливань проводів і тросів.

Таблиця 9.1 – Різновиди коливань проводів та тросів

Типи ПЛ	Болова вібрація	Галопування проводів	Коливання, спричинені АД слідом (субколивання)
	Для будь-якого типу	Для будь-якого типу	Для ПЛ з розщепленими фазами
Характеристики циклічного руху:			
Приблизний діапазон частот, Гц	3 – 150	0,08 – 3	0,15 – 10
Приблизний діапазон амплітуд коливань (пік-пік), виражений в значеннях діаметра проводу	0,01 – 1	5 – 300	Коливання в п/п: 0,5 – 20 Для фази в цілому: 0,5 – 80
Умови розвитку руху проводів:			
Характер вітру	Стійкий	Стійкий	Стійкий, рівний
Швидкість вітру, м/с	1 – 7	7 – 18	4 – 18
Поверхня проводів	Голі або з рівномірною ожеледдю (в т.ч. з памороззю)	Несиметричне відкладення ожеледі на проводі	Голі, сухі
Розрахункові параметри, що впливають на рух проводу	Тяжіння, самодемпфірування проводу, наявність гасників, спіральної арматури	Відношення вертикальної і крутильної власних частот, стріла провисання, тип опор	Крок розщеплення, поворот фази, розташування проводів у розщепленій фазі, довжини підпрогонів
Пошкодження:			
Приблизний час, необхідний для появи пошкодження	3 міс – 20 років і більше	1 – 48 годин	1 міс. – 8 років і більше
Компоненти лінії, найбільш схильні до пошкоджень	Проводи, гасники вібрації	Проводи, арматура, ізолятори, траверси і опори	Підвісна арматура, розпірки, гасники вібрації, повиви проводів

Вібрація проводів - це спричинені вітром періодичні коливання проводу ПЛЕП, які проходять у вертикальній площині і утворюють стоячі хвилі вздовж прогону (L). Пучність – це ділянки стоячих хвиль, де провід найбільше відхиляється від положення рівноваги, а вузлами називають точки, де провід

виконує тільки кутові коливання (рисунки 9.1: A – амплітуда коливань; $2A$ – розмах коливань; α – кут вібрації; λ – довжина хвилі коливань; 1 – вузол коливань; 2 – пучність; L – довжина прогону).

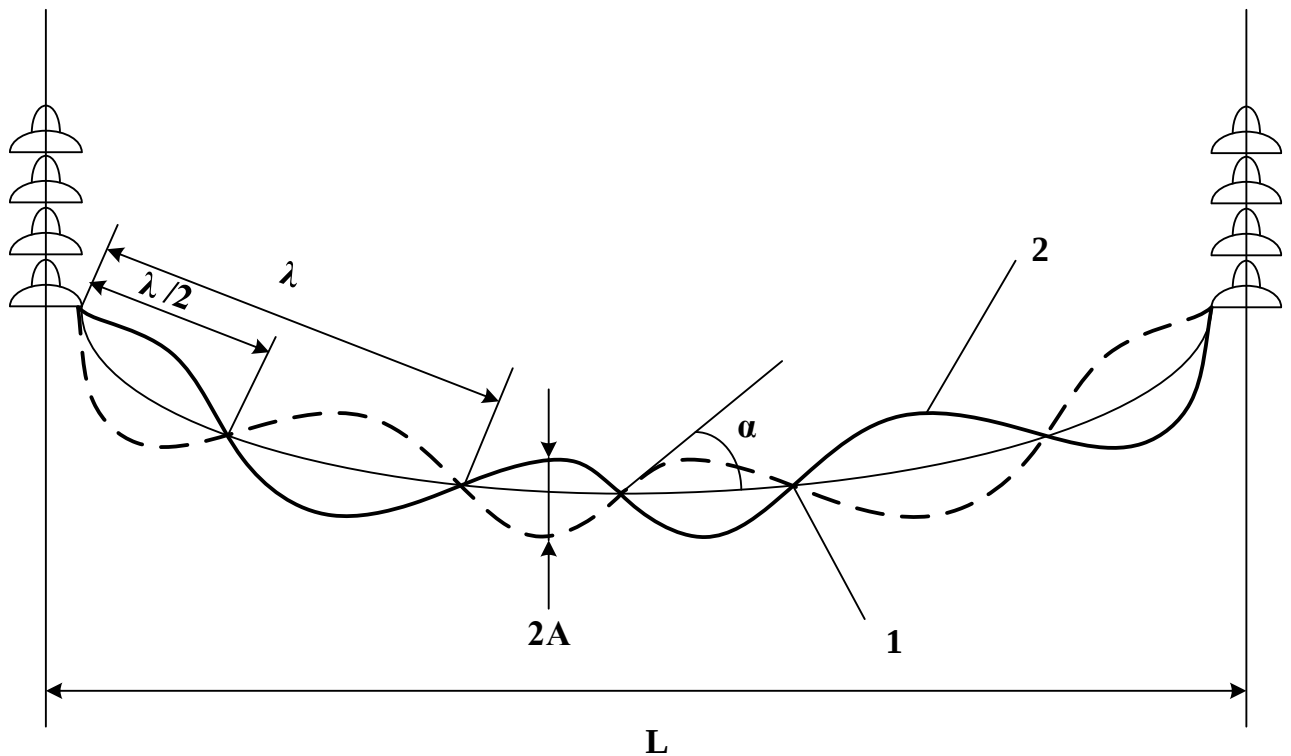


Рисунок 9.1 - Хвиля вібрації проводу в прогоні повітряної лінії електропередавання

Вібрація виникає внаслідок впливу на провід аеродинамічного потоку, спрямованого поперечно, зі швидкістю від 0,6 до 7 м/с. Цей потік створює за проводом періодичні вихрові пориви повітря. Вихори, що з'являються за проводом, рухаються повітряними потоками, сприяючи формуванню наступних вихорів з протилежним напрямком обертання. Перехід від стабільного потоку до завихреного визначається числом Рейнольдса, яке обчислюється за виразом:

$$R_e = \frac{V \cdot \varnothing}{n}, \quad (9.1)$$

де v – кінематична в'язкість середовища, $\text{м}^2/\text{с}$; V – швидкість потоку, $\text{м}/\text{с}$,
 d – діаметр циліндра, м . Коли значення Re знаходиться в межах 150-300, то відбувається перехід до турбулентності у вихорах, а якщо воно лежить в межах від 40 до 150, то відбувається нестійкість сліду.

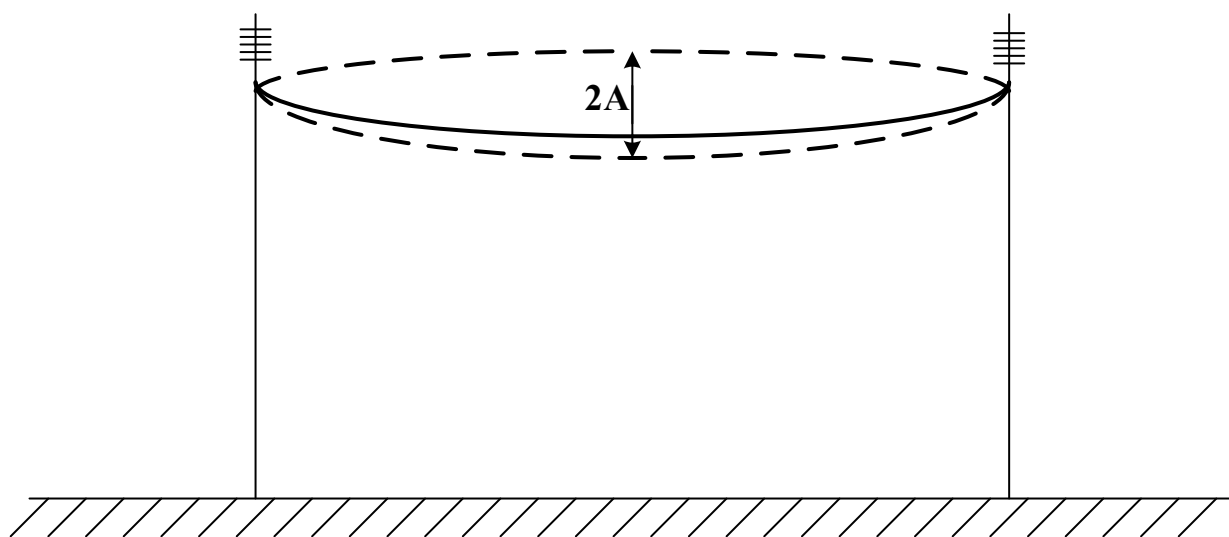
Стоячі хвилі з амплітудами від кількох метрів до величин, що досягають стріли провисання проводу можуть утворюватися під час галопування, яке іноді триває від кількох годин до кількох днів і припиняється тільки зі зміною погодних умов. Конструкцію ПЛЕП, а також заходи для захисту проводів від галопування, обирають в залежності від частоти та інтенсивності цього явища. Застосування таких заходів призводить до збільшення капіталовкладень і при будівництві, і при експлуатації ПЛЕП.

Галопування проводів ПЛЕП призводить до:

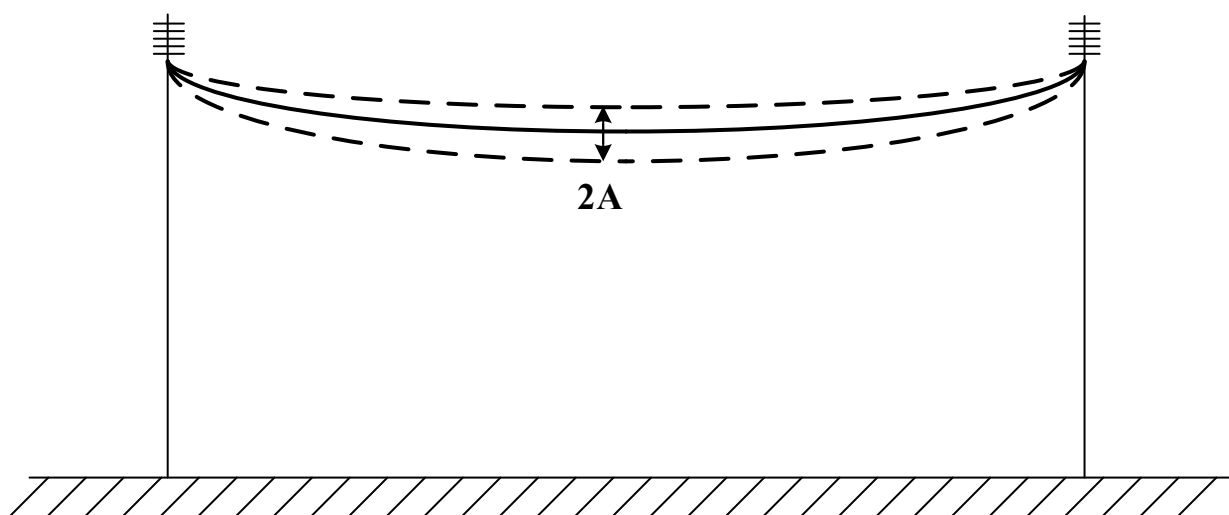
- 1) переміщення проводів у прогоні (це в свою чергу може призвести до пробою ізоляційного проміжку між проводами через їх близькість розташування);
- 2) деформація проводів (а саме в затискачах кріплення проводу до ізоляторів);
- 3) розгойдування та деформування гірлянд ізоляторів (пошкоджуються окремі елементи ізоляторів);
- 4) значне навантаження опор та траверс (пошкодження та деформація елементів опор).

Вказані вище проблеми, викликані явищем галопування проводів, призводять як до перерви в електропостачанні, так і до руйнування елементів ПЛЕП.

«Ромах галопування» - одна з головних характеристик процесу галопування, по суті – це подвоєна амплітуда коливань, яка визначається зміщення проводу від нижньої до верхньої точки руху. «Ромах галопування» залежить від швидкості вітру, числа напівхвиль в прогоні, ваги проводу, довжини та конструкції прогону та ін. На рис. 9.2 зображено криві галопування з 1-ю напівхвилею (а – малої довжини та б – великої довжини) в прогоні.



а)



б)

Рисунок 9.2 – Галопування з 1-ю напівхвилею в прогоні

При амплітудах коливання від 1,5 м до 3 м відбувається галопування з 2-ма напівхвилями (рис. 9.3, а). При амплітудах коливання до 4 м виникають галопування із 3-ма напівхвилями (рис. 9.3, б).

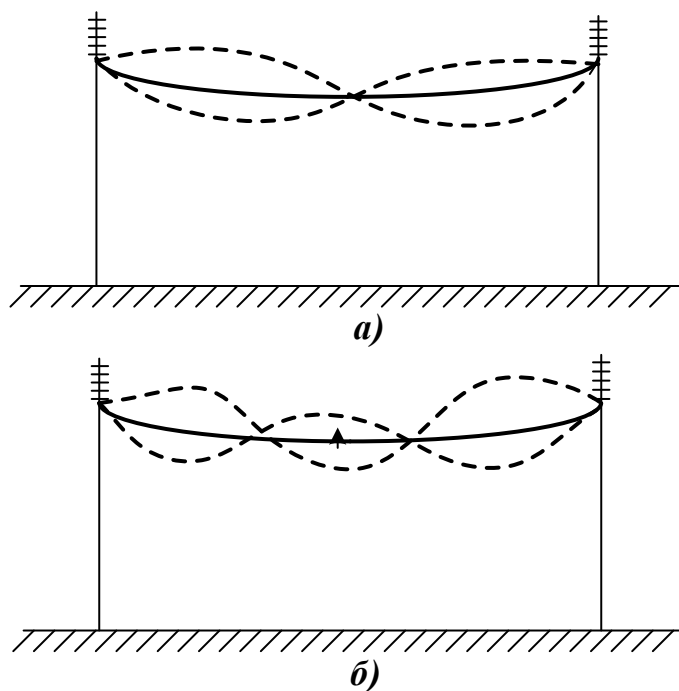


Рисунок 9.3 – Багатохвильові галопування в прогоні

Субколювання проводів, також відомі як коливання проводів у підпрогонах, є специфічним видом вібрацій, які виникають в повітряних лініях електропередачі. Вони викликані дією вітру на горизонтально розташовані пари проводів розщепленої фази. Субколювання мають ряд характеристик, які роблять їх важливим аспектом у розгляді надійності і довговічності повітряних ліній.

Причини виникнення: субколювання викликані аеродинамічним слідом, який утворюється вітровими потоками. Коли вітер дме через провід, він створює за ним зони зниженого тиску і турбулентності. Ці зони впливають на сусідні проводи, спричиняючи їх коливання.

Частота і амплітуда: субколювання зазвичай мають одну або кілька напівхвиль на ділянках між сусідніми внутрішньофазними дистанційними розпірками. Частота субколювань зазвичай нижча за частоту еолової вібрації, але вони можуть мати значну амплітуду, що призводить до підвищених механічних напружень у проводах і кріпленнях.

Місця виникнення: субколювання зазвичай виникають у підпрогонах — ділянках між двома дистанційними розпірками в межах однієї фази. Вузлові

точки цих коливань розташовані в місцях установки розпірок, де провід виконує тільки кутові коливання.

Вплив на конструкції: субколивання можуть призводити до механічної втоми проводів і кріплень через постійні навантаження. Вони можуть спричиняти знос ізоляційних матеріалів і кріплень, що в свою чергу збільшує ризик механічних пошкоджень та електричних замикань.

Заходи зменшення впливу: для зниження впливу субколивань застосовують розпірки та демпфери, які поглинають енергію коливань і знижують їх амплітуду. Використання більш жорстких конструкцій проводів і кріплень, а також додаткове зміцнення кріплень у вузлових точках може значно зменшити вплив субколивань.

Моніторинг та діагностика: важливим аспектом є регулярний моніторинг стану проводів і кріплень на наявність зношування та пошкоджень, спричинених субколиваннями. Використання сучасних методів діагностики, таких як датчики вібрації та системи дистанційного моніторингу, дозволяє вчасно виявляти і усувати проблеми.

Субколивання проводів є важливим аспектом для розгляду при проектуванні та експлуатації повітряних ліній електропередачі. Вони можуть значно впливати на довговічність і надійність ліній, викликаючи механічні пошкодження і зношування елементів конструкції. Для зниження негативного впливу субколивань використовують різноманітні технічні засоби та методи моніторингу, що дозволяє забезпечити безперебійну і надійну роботу.

9.2 Наслідки галопування, субколивання та вібрації опор та проводів ПЛЕП

Вібрація найчастіше призводить до пошкоджень проводів у місцях їх кріплення або підвіски важких пристроїв, де умови експлуатації особливо несприятливі. Такі пошкодження можуть проявлятися у вигляді часткового зношування поверхні проводу або поступового зламу окремих дротів. Коли кількість обірваних дротів зростає, напруга на непошкоджених дротах

збільшується, що призводить до прискореного руйнування і, врешті-решт, до повного обриву проводу.

Пошкодження проводів і кабелів в результаті вібрації має характерний зовнішній вигляд. Перелом відбувається в площині, перпендикулярній або нахилений до осі проводу, і зазвичай має гладку або дрібнозернисту поверхню. У той же час в місці перелому немає слідів шийки, що характерно для звичайних розривів.

Згідно зі статистикою, у 90 % випадків галопування призводить до порушення роботи повітряних ліній або пошкодження їх компонентів. У 30 % випадків ці порушення обмежуються короточасними вимиканнями. Галопування зазвичай викликає перебої в роботі ліній, які можуть тривати від кількох годин до кількох днів, та призводить до значних витрат. Іноді для проведення ремонтно-відновлювальних робіт необхідне тривале відключення лінії.

В процесі галопування проводів або тросів циклічним навантаженням найбільше піддаються елементи опор, ізолювальні підвіски та лінійна арматура. Внаслідок довготривалого впливу такого рожу навантажень будуть виникати деформація та руйнування в'язок проводів ЕМ, обриви проводів, падіння опор та ін. (рис. 9.4).

Небезпека через субколювання тросів та проводів полягає в тому, що під час періодичних вигинів проводу виникає періодичне механічне напруження. Це напруження в поєднанні зі статичним напруженням натягнутого проводу в балці і напруженням, викликаним вигином і стисненням в точці кріплення, можуть в кінцевому підсумку викликати «знесилення» металу і руйнування проводу при напруженнях, значно менших міцності на розтяг.

Ризик пошкодження проводів у точках їх кріплення до елементів арматури залежить не тільки від абсолютної амплітуди коливань у цих місцях, але і від того, наскільки сильно провід згинається у точках кріплення. Цей згин викликає додаткові динамічні навантаження, які можуть пошкодити провід.



Рисунок 9.4 – Вплив галоупування на опори та провода ПЛЕП

9.3 Пошкодження опор та проводів ПЛЕП внаслідок дії ожеледно-вітрових навантажень

Накладання ожеледі на проводах та тросах становить загрозу для безпечної експлуатації ПЛЕП, особливо в ситуації, коли ожеледі відкладається разом із сильним вітром. Це може викликати наступні проблеми:

- розтягнення проводів, що може призвести до порушення їх розмірів та небезпечного зближення між проводами та тросами.
- підвищену вібрацію або галопування проводів та грозозахисних тросів.
- порив проводів (тросів).
- пошкодження опор внаслідок пориву проводів (зокрема на лініях зі штировими ізоляторами).
- пошкодження опор внаслідок комбінованої дії ожеледі та вітру.
- блокування ізоляції проводів та тросів через танення ожеледі або галопування проводів.

Аналіз аварій на лініях електропередавання показує, що основними причинами їх виникнення є наступні фактори:

- 1) надмірні навантаження на лінії (такі як ожеледь, вітер або їх поєднання);
- 2) недостатня міцність конструкційних елементів для витримки цих навантажень;
- 3) відхилення від методики розрахунку, яка не враховує реальних умов експлуатації ліній;
- 4) низька якість виготовлення конструкцій або виконання будівельно-монтажних робіт;
- 5) недоцільна експлуатація ліній електропередавання.

Головною причиною аварій під час ожеледі на ПЛЕП є обрив проводів або висмикування стійок складних опор з землі. Ці аварії можуть прогресувати, що призводить до пошкодження проміжних опор вздовж лінії або під кутом до неї до 30°. Виникнення цих аварій зазвичай пов'язане з відкладенням ожеледі на проводах за умов вітру зі швидкістю до 5-6 м/с. Обрив проводу або пошкодження кріплення окремих елементів стійки опори або розрив анкерного болтового кріплення до фундаменту призводить до одностороннього тягнення вздовж лінії. Це тягнення проводів вздовж лінії в умовах наявності ожеледі в більшості випадків призводить до руйнування опор майже на всьому анкерному прогоні.

Для ПЛ середньої напруги (10-35 кВ) за діючих методів кріплення проводів до штирового ізолятора, в разі наявності ожеледі на проводах, провід не зсовується вздовж ліній. Наприклад, як показано на рисунку 9.5, де залишається лише анкерно-кутова опора, а всі проміжні опори, через обрив проводу, пошкоджені з падінням вздовж траси ПЛЕП.



Рисунок 9.5 – Проміжна опора з обривом проводів 330 кВ

Аварія може спричинитися як зламом опори під впливом вітрового навантаження, так і через ряд інших факторів, таких як якість матеріалу проводу, механічна міцність опори, довжина прогону між опорами, величина провисання проводів і інші чинники, які сприяють виникненню та розвитку аварій.

Ожеледно-вітрові навантаження на ПЛЕП зазвичай призводять до таких основних видів пошкоджень: обриву проводів, руйнування опор, схлестування та перегріву проводів. Обриви проводів відбуваються через великі вагові

навантаження та одностороннє тягнення, що призводить до пошкодження та падіння опор вздовж лінії (рис. 9.6).



Рисунок 9.6 - Пошкодження металеві та проміжної опор напругою 330 кВ

При застосуванні проводів значного перерізу та міцних проводів зі сталевим осердям, які часто використовуються в лініях 110-750 кВ, обриви проводів відбуваються рідко. Щодо складних опор, вони можуть руйнуватись лише у випадку підвішування проводів великої міцності (наприклад, АС-120 і більше). При правильному закріпленні складних опор у ґрунті, з урахуванням промерзання ґрунту, ймовірність пошкодження складних опор стає мінімальною.

Також були випадки аварій, які були викликані незначними ожеледно-вітровими навантаженнями на лініях, які раніше вже піддавалися впливу галопування або значної вібрації проводів. Це призводило до послаблення місць кріплення проводів до ізоляторів або до перетирання окремих дротів проводу.

9.4 Дослідження методів та засобів захисту ПЛЕП від ожеледно-вітрових навантажень

Під час експлуатації на ПЛЕП впливають зовнішні руйнівні фактори. Найбільш руйнівним і небезпечним фактором вважається поєднання вітрового навантаження з ожеледним та паморозевим відкладеннями на проводах. Від аварій, спричинених ожеледно-вітровим навантаженням, найбільший збиток по всіх регіонах нашої країни.

Ожеледно-вітрове навантаження небезпечне тим, що може складати від 0,03 до 0,5 % від повного терміну експлуатації ПЛЕП. Тому для забезпечення надійної роботи ПЛЕП, необхідно боротись та усувати такого роду навантаження.

Плавлення ожеледі має високу ефективність, але лише у випадку, коли його вчасно застосовують при значних струмах нагрівання, тоді впродовж години ожеледь плавиться і зникає. Підібрати відповідні струми та час плавлення можна під час лабораторних випробуваннях та при відповідних розрахунках.

Існує безліч схем плавлення ожеледних та паморозевих утворень на проводах і тросах ПЛЕП, але усі ці схеми побудовані таким чином, що відбувається забезпечення підвищення струмів в лінії до необхідних значень.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У розділі магістерської роботи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях досліджуються заходи убезпечення працівників під час експлуатації повітряних ліній. На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює експлуатацію повітряних ліній, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);
- хімічні фактори: речовини хімічного походження, переважно аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил);
- фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається та переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

10.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та ін.) і силові кола приводу;

- зачинити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось; у цьому разі спускні пробки (клапани) залишаються у відкритому положенні;
- привести в неробоче положення вмикальний вантаж або вмикальні пружини;
- вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" - на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" - на закритих засувках.

Для пробних вмикань і вимикань комутаційного апарата без подавання робочої напруги під час його налагоджування та регулювання допускається тимчасове вмикання допоміжних і силових кіл приводу, а також подавання повітря в привод та на вимикач. У цьому разі слід зняти плакати "Не вмикати! Працюють люди" та "Не відкривати! Працюють люди". Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат під час його випробовування дозволяється оперативним та оперативно-виробничим працівникам, якщо це обумовлено нарядом в "Окремих вказівках. Після випробування, у разі необхідності продовження роботи на комутаційному апараті, черговий або з його дозволу керівник робіт повинен виконувати вимоги цих Правил.

Підніматись на повітряний вимикач, що перебуває під робочим тиском, дозволяється тільки під час випробування та виконання налагоджувальних робіт (регулювання демпферів, знімання віброграм, під'єднання провідників до вимірювальних приладів або їх від'єднання, визначення місць витікання повітря тощо). Забороняється підніматись на вимкнений повітряний вимикач з повітрянаповненим віддільником, якщо віддільник перебуває під робочим тиском.

Перед підніманням на повітряний вимикач для проведення випробувань та налагодження необхідно:

- вимкнути кола керування;
- заблокувати кнопку місцевого керування та пускові клапани (наприклад, від'єднати повітровідні трубки, замкнути шафи тощо) або поставити біля вимикача проінструктованого члена бригади, який допускав би до оперування вимикачем (після вмикання кіл керування) за вказівкою керівника робіт тільки

одного працівника. У разі перебування працівників на повітряному вимикачі, що знаходиться під тиском, слід припинити усі роботи в шафах керування і розподільчих.

Забороняється перебування працівників біля повітряних вимикачів під час їх вимикання і вмикання, налагодження та випробування. Команду на виконання операцій повітряним вимикачем у разі проведення випробних і налагоджувальних робіт керівник робіт (або уповноважений ним член бригади) повинен подавати тільки після того, як всі члени бригади будуть відведені від вимикача на безпечну відстань або в укриття.

У разі допуску до роботи, пов'язаної з перебуванням працівників всередині повітрозбірників, необхідно:

- закрити засувки повітропроводів, по яких може бути подано повітря, зачинити їх на замок, вивісити на засувках плакати "Не відкривати! Працюють люди";
- випустити в атмосферу повітря, що перебуває під тиском в повітрозбірнику, залишивши відкритим спускний клапан;
- від'єднати від повітрозбірника повітропровід подавання повітря і встановити на ньому заглушки.

Нульовий показ манометрів на баках вимикачів та повітрозбірниках не може бути вірогідною ознакою відсутності в них стисненого повітря. Для того, щоб зняти кришки лазів, безпосередньо перед відгвинчуванням болтів та гайок необхідно відкрити спускні клапани або засувки і переконатись у відсутності стисненого повітря. Спускні клапани або засувки дозволяється закривати тільки після загвинчування всіх болтів та гайок, що кріплять кришку лазу.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- зачинити на замок шторку відсіку, в якому струмовідні частини залишилися під напругою та вивісити плакат "Стій! Напруга";
- вивісити плакат "Працювати тут" у відсіку, де треба буде працювати.

У разі виконання роботи поза КРУ на підімкненому до нього обладнанні або на ПЛ і КЛ, що відходять, візок з вимикачем необхідно викотити з комірки; шторку або дверці зачинити на замок та вивісити на них плакат "Не вмикати! Працюють люди" або "Не вмикати! Робота на лінії". У цьому разі допускається:

- за наявності блокування (блоківки) між заземлювальними ножами та візком з вимикачем - встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;
- за відсутності такої блокування або заземлювальних ножів в комірках КРУ - встановлювати візок в проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні. Встановлювати заземлення в комірці КРУ у разі виконання роботи на ПЛ, що відходять, необхідно з урахуванням вимог цих Правил.

Встановлювати в контрольне положення візок з вимикачем для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи поза КРУ на ПЛ і КЛ, що відходять, або на підімкненому до них обладнанні, враховуючи механізми, з'єднані з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення в комірці КРУ. Приміщення РУ з електричним обладнанням слід обладнати примусовою вентиляцією. Забороняється виконувати будь-яку роботу доти, доки не буде забезпечено п'ятикратний обмін повітря в цьому приміщенні протягом однієї години. Наявність електрики можна перевірити за допомогою викритого вогню (сірник, свічка тощо) на рівні підлоги.

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 огороджувати;
- 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, 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

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні, де встановлена лінія, наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Іб	22-28	55 при 28°С	0,1-0,2
Холодний	Іб	21-25	75 при 25°С	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці інженера передбачається [7]:

- в холодну пору року використання калорифера;
- в літню пору застосування вентиляторів обдуву;
- провітрювання приміщення.

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0.5	0.15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено:

- провітрювання приміщення;
- цілісність вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення під час роботи лінії;
- встановлення пиловловлюючих засобів.

10.2.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «г». Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

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

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

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

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

10.2.4 Виробничий шум

Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» (таблиця 10.4).

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.

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

10.2.5 Фактори трудового процесу

Фактори трудового процесу визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці. Робота електротехнічного персоналу пов'язана з певними фізичними зусиллями 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 взаєморозташування 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).

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі потрібно було підключити нових споживачів (вузли 602, 603 та 604) та СЕС (вузол 601). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно І) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Для вузла Сосонка – тяга та Хмільник запропоновано залишити наявну схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» оскільки вона задовольняє умови надійності. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Юрівка (вузол 9) запропоновано здійснити реконструкцію теперішньої схеми на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» та замінити наявні короткозамикачі на вимикачі.

За допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності. Для нових ПС (601, 602, 603) було вибрано схему РП типу: «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку. Для вузла 604 було обрано «Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами».

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,41 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі складає 242767,467 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки E близький до E_a , та швидкий термін окупності 2,8 років.

Спеціальне спостереження за експлуатацією ПЛЕП допоможе своєчасного попередити небезпечні ожеледні або паморозеві навантаження. Варто завчасно визначати контрольні пункти на трасі лінії, де за даними спостережень можливе сильне намерзання ожеледі. Спостереження проводять на найвідповідальніших лініях і на спеціально обладнаних постах.

Зважаючи на серйозні наслідки ожеледно-вітрових аварій, значні збитки від припинення постачання електроенергії та великі витрати на відновлення пошкоджених ліній, необхідно впроваджувати комплексні заходи для попередження таких аварій. Один з найбільш ефективних методів вирішення цієї проблеми – плавлення ожеледі за допомогою електричного струму.

Подальший розвиток систем захисту від ожеледі має здійснюватися через створення схем з широким діапазоном регулювання напруги для плавлення, з великим обсягом ліній різної довжини, головним чином без виведення лінії, що обігрівається, з робочої схеми мережі, а також з можливістю впровадження комплексної автоматизації процесу плавлення.

Крім того, доцільно забезпечити захист усіх елементів ліній електропередач (опор, грозозахисних тросів тощо) та елементів підстанцій, що мають безпосередній зв'язок з цими лініями.

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. Лежнюк П. Д. Оперативне діагностування високовольтного обладнання в задачах оптимального керування режимами електроенергетичних систем [Текст] / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, О. В. Нікіторович // Технічна електродинаміка. - 2012. – № 3. – С. 35-36.
5. Режим доступу: http://forca.com.ua/instrukcii/pidstancii/ekspluataciya-silovyh-ransformatorov_5.html.
6. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
7. Нормативний документ Міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
8. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
10. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

11. ГКД 341.004.003-94 Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ і вище. Затв. Міненерго України 03.10.94 р., введено в дію з 1 січня 1995 р.
12. СОУ 45.2-00100227-24:2010 Захист проводів і тросів повітряних ліній електропередавання від вітрових коливань (вібрації, галопування, субколивань). Методичні вказівки. – К.: КВІЦ. – 2010.
13. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Шполянський О.Г. Дослідження внутрішніх перенапруг у магістральних електричних мережах надвисокої напруги та розробка заходів по їх запобіганню й обмеженню. Пр. Інту електродинаміки НАН України. 2013. Вип. 35. С. 117–123.
14. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В. Перенапруги в аномальних режимах ліній електропередачі надвисокої напруги. Технічна електродинаміка. 2012. №2. С. 40 – 41.
15. <https://ekg5a.com.ua/product/opn-kr-tel-6-6-6-uhl2-10ka-ogranichitel-perenapryazheniy/>.
16. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
17. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
18. 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->.
19. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: <https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc->

[page?id_doc=21826.](#)

20. 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.

21. 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>.

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

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

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

25. 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>.

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

27. 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 захисту проводів повітряних ліній електропередавання від ожеледно-вітрових навантажень»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Траченко О.С.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Матвієнко С.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 районної електричної мережі з аналізом захисту проводів
повітряних ліній електропередавання від ожеледно-вітрових навантажень»

08-21.МКР.026.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

_____ Матвієнко С.В.

(підпис)

Магістр групи ЕСМ-22мз

_____ Траченко О.С.

(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 системи діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням;

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 МЕНВ 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 895 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 усталених режимів	02.03.24	22.03.24	розділ 4, 5, 6, 7

	електричної мережі.			
4	Економічна частина. Аналіз захисту проводів повітряних ліній електропередавання від ожеледно-вітрових навантажень.	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

Надзвичайні ситуації (НС) характеризуються якісними і кількісними критеріями. До якісних критеріїв відносяться раптовість і швидкість розвитку подій. До кількісних критеріїв потрібно відносити, наприклад, потужність факторів ураження, що може привести до людських жертв, руйнувань будинків, споруд, виведенню великих територій із використання, екологічних наслідків.

На підстанціях використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

В радіоелектронній апаратурі радіація викликає зворотні і незворотні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що приведе до пошкодження апаратури.

На підстанціях приймачами електромагнітного випромінювання є предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, трансформаторне обладнання, кабельні лінії, системи релейного захисту.

Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом, може бути пошкоджена внаслідок електромагнітного випромінювання.

Іонізуюче випромінювання взаємодіючи із середовищем спричиняє виникнення електричних зарядів різних знаків, що дуже небезпечно для електричних мереж.

Створення нормальних умов роботи електричних підстанцій у НС дуже важливе в плані забезпечення безпеки важливих підприємств і обороноздатності

країни, зменшення збитків від пошкоджень окремих елементів мереж та недовідпуску електричної енергії.

Дослідження безпеки роботи підстанції 330 умовах дії іонізуючих випромінювань

Іонізуюче випромінювання, проходячи через біологічні тканини, викликає їх іонізацію, призводить до утворення позитивних і негативних іонів, до складних функціональних і морфологічних змін. Молекули води, що входять до складу організму розпадаються утворюючи вільні атоми та радикали, які мають велику окислювальну здатність. Вільні радикали пошкоджують тканини і порушують нормальні біохімічні процеси у живій тканині. Залежно від поглинутої дози ці зміни можуть бути зворотними і незворотними.

В таблиці В.1 для кожного елементу наведені граничні значення потужності дози опромінення, при якій в елементах можуть виникнути зворотні процеси.

Таблиця В.1– Граничні значення експозиційних доз

№	Підсистема підстанції	Блок системи	Елементи	$P_{зв.i}$	$P_{зв.min}$
1	Система зберігання даних	Процесорний блок	Мікроконтролер Atmel 8515	10^5	10^4
			Транзистор КТ3102	10^5	
		Блок живлення	Мікросхема КРЕН 8505	10^5	
2	Дистанційний пульт керування	Блок відображення	Мікросхеми АЛС324	10^4	
		МПК	Транзистор КП301	10^5	
			Резистор МЛТ-0,125	10^7	
3	Система Зв'язку	Блок пам'яті	Конденсатор РНЕ840Е	10^7	
		Блок прийому і Передачі	Конденсатор КМ	10^7	
			Конденсатор К50-35	10^7	
		Оптична система	Оптична пара АОД 103	10^5	

			Діодний місток КЦ 105	10 ⁶	
			Резистор ОМЛТ	10 ⁶	

Проаналізувавши дані таблиці, визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $P_{зв.min} = 10^4$ Р є діоди загального призначення.

Розраховуємо граничне значення потужності експозиційної дози:

$$P_{зр} = K_{над} \cdot P_{зв.min} \cdot K_{носл} [P/год]; \quad (B.1)$$

$$P_{зр} = 0,95 \cdot 10^4 \cdot 2 = 19000 [P/год];$$

де $K_{над}$ - коефіцієнт надійності (приймається $K_{над} = 0,95$);

$P_{зв.min}$ - потужність експозиційної дози, яка відповідає початку зворотних змін в елементах;

$K_{носл}$ - коефіцієнт послаблення радіації (приймається $K_{носл} = 2$).

Розраховуємо допустимий час роботи підстанції:

$$t_{дон} = \left(\frac{D_{зр} \cdot K_{носл}}{2P_1} + \sqrt{t_n} \right)^2 [год]; \quad (B.2)$$

$$t_{дон} = \left(\frac{10^6 \cdot 2}{2 \cdot 19000} + \sqrt{1} \right)^2 = 2876,17 [год];$$

Таким чином, розроблювальний пристрій в умовах іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів.

Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) - вражаючий фактор ядерної зброї, а також будь-яких інших джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні великої потужності і т.д.).

Значні порушення викликає електромагнітний імпульс у роботі цифрових та контрольних пристроїв. Великі електричні потенціали відносно землі, які виникають на екранах, жилах кабелів, антенно-фідерних пристроях та провідних лініях зв'язку, виникають внаслідок дії ЕМІ і можуть являти небезпеку для обслуговуючого персоналу.

При оцінюванні впливу ЕМІ на струмоведучі частини необхідно враховувати вертикальну та горизонтальну складову напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значення напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках.

Використовуємо для розрахунку такі дані $U_{\text{ж}}=220 \text{ В}$, $l_{\text{г}}=0,3 \text{ м}$.

Визначаємо коефіцієнти безпеки:

$$K_{\text{в}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{\text{в}(\text{г})}} \geq 40 [\text{дБ}], \quad (\text{В.3})$$

де U_{∂} - допустимі коливання напруги живлення, В;

$U_{\text{в}(\text{г})}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу в вертикальних(горизонтальних струмопровідних частинах, В.

Розраховуємо спочатку допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\partial} = U_{\text{жс}} + \frac{U_{\text{жс}}}{100} \cdot N [\text{В}], \quad (\text{В.4})$$

де $U_{\text{жс}}$ - робоча напруга живлення, В;

N - допустимі коливання напруги, %.

Визначаємо максимальну очікувану напругу в горизонтальних лініях:

$$U_{\text{г}} = \frac{U_{\partial}}{10^{K/20}} [\text{В}] \quad (\text{6.5})$$

де K - коефіцієнт безпеки ($K=40\text{дБ}$).

Розраховуємо вертикальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\theta} = \frac{U_{\theta}}{I_{\theta}} [B / m] \quad (B.6)$$

Визначаємо горизонтальну складову н напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\theta} = 10^{-3} \cdot E_{\theta} [B / m] \quad (B.7)$$

Підставивши відомі значення у формули (B.4, ..., B.7) отримаємо:

$$U_{\theta} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 [B];$$

$$U_{\theta} = \frac{231}{10^{40/20}} = 2,31 [B];$$

$$E_{\theta} = \frac{2,31}{0,3} = 7,7 [B / m]$$

$$E_{\theta} = 10^{-3} \cdot 7,7 = 0,077 [B / m]$$

Таким чином обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_{θ} до 7,7 В/м.

Розробка превентивних заходів по забезпеченню безпеки роботи підстанції 330 кВ у надзвичайній ситуації

Для підвищення безпеки роботи підстанції у мережах електропостачання виконуються заходи із переведення повітряних ліній електропередач на підземні, а ліній, прокладених на стінах і перекриттях будинків та споруд, — на лінії, прокладені під підлогою перших поверхів (у спеціальних каналах). При монтажі нових й реконструкції електричних мереж встановлюють автоматичні вимикачі, які за коротких замикань і за виникнення перенапруг відключають пошкоджені ділянки. Перенапруги в лініях електропередач можуть бути внаслідок руйнацій чи ушкоджень окремих елементів системи енергопостачання об'єкта, і навіть при

впливі електромагнітних полів. Для підвищення стійкості роботи об'єкта до впливу ЕМІ також необхідно провести наступні заходи:

- 1) кабель живлення двигунів екранувати, помістивши в сталеві труби, а на входах двигунів встановити швидкодіючі відключаючі пристрої (розрядники);
- 2) розвідну мережу блоку управління прокласти в сталевих трубах, а пульт управління і блоки управління закрити заземленими екранами, екрани заземлити;
- 3) на входах і виходах пульта управління і блоків управління встановити швидкодіючі відключаючі пристрої і розрядники, плавкі запобіжники.

Також в даному пункті нами проведено дослідження роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників у надзвичайній ситуації, в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу. З розрахунків ми бачимо що підстанція при дії іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів, обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_{θ} до 7,7 В/м.

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 106.898 МВт / 936.426 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.400 МВт / 905.784 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.589 МВт / 11.182 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.589 МВт / 11.182 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.591 МВт / 5.176 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.368 МВт / 1.591 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.959 МВт / 6.767 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.548 МВт / 17.950 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-19.541	-9.410	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.763	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.664	-0.14
402		0.000	0.000	114.516	-0.23
404		0.000	0.000	114.316	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	114.250	-0.30
4	Тульчин	0.000	0.000	114.231	-0.30
2	Немирів	0.000	0.000	113.760	-0.40
403		0.000	0.000	113.820	-0.39
405		0.000	0.000	114.854	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.812	-0.06
300	ладийинська ТЕС	-78.218	-45.329	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.138	-4.364	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.875	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.811	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.801	-0.07
408		0.000	0.000	114.501	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	114.460	-0.18
9	Іллінці	0.000	0.000	114.593	-0.14
10	Іллінці КС	0.000	0.000	107.803	-2.57
11	Сороки	0.000	0.000	107.590	-2.53
12	Дашів	0.000	0.000	107.578	-2.48
13	Гайсин	0.000	0.000	108.325	-2.02
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	109.932	-1.36
15	Ладийин	0.000	0.000	110.856	-0.99
409		0.000	0.000	111.032	-0.92
301	Ковалівка	0.000	0.000	34.531	-6.97
302	Козаківка	0.000	0.000	34.346	-7.08
303	Чуків	0.000	0.000	34.550	-6.87
304	Потоки	0.000	0.000	34.295	-6.83
305	Мельниківці	0.000	0.000	34.089	-6.99
306	Ситківці	0.000	0.000	33.942	-6.88
307	Носівці	0.000	0.000	34.095	-6.68
308	Полівка	0.000	0.000	37.667	-1.51
309	Слободище	0.000	0.000	34.325	-5.67
310	Гранів	0.000	0.000	34.129	-5.81
201		0.000	0.000	34.749	-5.50
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.659	-5.57
312	Гунча	0.000	0.000	34.688	-5.54
313	Тишківка	0.000	0.000	34.478	-5.52

314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.618	-5.56
1001		2.630	1.490	10.641	-2.64
2003		0.000	0.000	106.838	-5.15
2002		0.000	0.000	34.983	-6.72
2001		5.370	2.900	10.206	-5.11
20033		0.000	0.000	113.760	-0.40
20021		0.000	0.000	38.085	-0.40
20011		0.000	0.000	10.881	-0.40
3001		2.510	1.490	10.603	-2.70
4003		0.000	0.000	112.969	-1.46
4002		0.000	0.000	37.802	-1.45
4001		5.480	2.660	10.767	-1.71
40031		0.000	0.000	112.690	-1.74
40021		0.000	0.000	37.801	-1.45
40011		0.000	0.000	10.768	-1.71
5001		10.280	5.550	10.200	-2.55
6001		2.630	1.420	10.670	-2.57
7001		2.860	1.460	10.656	-2.80
8003		0.000	0.000	113.018	-1.42
8002		0.000	0.000	37.812	-1.41
8001		4.910	2.650	10.777	-1.58
80031		0.000	0.000	112.786	-1.61
80021		0.000	0.000	37.812	-1.41
80011		0.000	0.000	10.778	-1.59
9001		2.970	1.680	10.782	-1.53
10001		23.990	14.240	9.696	-3.86
100011		0.000	0.000	9.697	-3.86
11001		2.510	1.290	9.985	-5.25
12003		0.000	0.000	104.737	-5.41
12002		0.000	0.000	35.024	-5.38
12001		3.430	1.850	9.938	-6.13
120031		0.000	0.000	104.737	-5.41
120021		0.000	0.000	35.024	-5.38
120011		0.000	0.000	9.938	-6.13
13003		0.000	0.000	104.319	-5.41
13002		0.000	0.000	34.902	-5.39
13001		7.430	3.800	9.844	-6.74
14001		2.970	1.440	10.175	-4.47
15003		0.000	0.000	109.661	-1.97
15002		0.000	0.000	36.713	-1.97
15001		7.650	4.340	10.418	-2.59
150031		0.000	0.000	109.661	-1.97
150021		0.000	0.000	36.713	-1.97
150011		0.000	0.000	10.418	-2.59
301001		1.140	0.680	10.117	-8.61
302001		1.030	0.580	10.573	-8.57
303001		0.690	0.390	10.256	-7.63
3030011		0.000	0.000	10.256	-7.63
304001		1.260	0.540	10.670	-7.75
3040011		0.000	0.000	10.670	-7.76
305001		1.370	0.740	10.423	-9.03
306001		1.490	0.840	10.031	-7.98
3060011		0.000	0.000	10.031	-7.98
307001		1.600	0.950	10.593	-7.53
3070011		0.000	0.000	10.593	-7.53
308001		0.690	0.330	11.649	-2.81
309001		0.910	0.490	10.600	-6.99
310001		0.910	0.440	10.443	-7.92
311001		1.490	0.840	10.811	-6.17
3110011		0.000	0.000	10.811	-6.17
312001		0.570	0.290	10.814	-6.17
3120011		0.000	0.000	10.814	-6.17
313001		1.600	0.910	10.118	-7.22
90011		0.000	0.000	10.782	-1.53
314001		1.030	0.550	10.780	-6.29
3140011		0.000	0.000	10.780	-6.29

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	6.242	2.319	6.234	2.302	0.008	0.018	0.033	0.237

401	402	3.582	1.546	3.577	1.535	0.005	0.010	0.020	0.248
402	404	3.577	2.231	3.573	2.223	0.004	0.007	0.021	0.200
404	4	1.043	1.200	1.042	1.199	0.001	0.001	0.008	0.086
4	403	3.234	2.503	3.226	2.489	0.008	0.014	0.021	0.412
403	2	3.226	3.069	3.225	3.067	0.001	0.002	0.023	0.060
2	100	-8.160	-5.233	-8.212	-5.348	0.051	0.114	-0.049	-1.243
2002	303	2.293	1.835	2.270	1.807	0.024	0.028	0.048	0.441
303	305	1.572	1.403	1.554	1.382	0.018	0.022	0.035	0.466
305	306	0.171	0.597	0.169	0.595	0.002	0.002	0.011	0.137
306	307	-1.334	-0.293	-1.339	-0.299	0.005	0.006	-0.023	-0.166
307	304	-0.090	-0.491	-0.092	-0.493	0.002	0.003	-0.008	-0.188
304	2002	-1.363	-1.021	-1.388	-1.044	0.025	0.023	-0.029	-0.691
304	304001	0.631	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.411
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.037	-0.000
304	3040011	0.632	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.410
15	15003	3.827	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.828	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
150031	150011	3.828	2.218	3.826	2.162	0.002	0.056	0.023	0.788
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.243	0.000
15003	15001	3.822	2.231	3.820	2.175	0.002	0.056	0.023	0.791
2	2003	11.330	8.777	11.287	7.333	0.043	1.438	0.073	7.351
2003	2002	5.911	4.435	5.898	4.177	0.013	0.256	0.040	2.629
12003	12002	2.401	0.881	2.398	0.881	0.003	0.000	0.014	0.117
12	12003	4.127	2.098	4.117	1.835	0.010	0.262	0.025	3.207
12	13	-10.149	-2.159	-10.202	-2.255	0.053	0.096	-0.056	-0.780
13	14	-22.463	-9.496	-22.683	-9.899	0.220	0.402	-0.130	-1.643
14	15	-25.676	-11.097	-25.819	-11.358	0.142	0.260	-0.147	-0.939
15	409	-33.531	-16.142	-33.566	-16.206	0.035	0.063	-0.193	-0.178
409	300	-33.566	-15.768	-34.498	-16.889	0.928	1.117	-0.193	-3.982
314	314001	0.330	0.168	0.329	0.163	0.001	0.006	0.006	0.358
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.043	-0.000
314	3140011	0.702	0.400	0.700	0.387	0.001	0.012	0.013	0.358
312	312001	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.017	-0.000
312	3120011	0.286	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
311	311001	0.581	0.330	0.580	0.321	0.001	0.009	0.011	0.296
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.056	-0.000
311	3110011	0.910	0.532	0.909	0.518	0.001	0.013	0.018	0.295
12	120031	4.127	2.098	4.117	1.835	0.010	0.262	0.025	3.207
120031	120021	2.401	0.883	2.397	0.883	0.003	0.000	0.014	0.117
120021	12002	2.397	0.883	2.397	0.883	0.000	0.000	0.042	0.000
120031	120011	1.716	0.952	1.714	0.923	0.002	0.029	0.011	0.958
120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.113	0.000
12003	12001	1.715	0.955	1.713	0.925	0.002	0.029	0.011	0.960
10	10001	11.984	7.529	11.970	7.149	0.015	0.379	0.076	1.742
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.007	-7.082	0.000	0.000	-0.829	-0.001
10	100011	12.022	7.462	12.007	7.082	0.015	0.378	0.076	1.729
307	12002	-2.862	-0.749	-2.922	-0.835	0.060	0.086	-0.050	-1.005
12	11	1.859	-1.695	1.858	-1.696	0.001	0.002	0.013	-0.008
11	10	-0.671	-2.802	-0.674	-2.807	0.003	0.005	-0.015	-0.209
10	300	-24.794	-16.978	-25.611	-19.279	0.814	2.292	-0.161	-7.305
307	307001	0.801	0.492	0.799	0.475	0.002	0.017	0.016	0.448
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.051	-0.000
307	3070011	0.802	0.492	0.800	0.475	0.002	0.017	0.016	0.448
306	306001	0.747	0.441	0.744	0.420	0.003	0.021	0.015	0.588
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.049	-0.000
306	3060011	0.748	0.440	0.745	0.420	0.003	0.021	0.015	0.588
303	303001	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.421
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.022	-0.000
303	3030011	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.421
4	405	-7.730	-3.225	-7.758	-3.277	0.028	0.051	-0.042	-0.624
405	300	-18.094	-9.134	-18.109	-9.162	0.015	0.027	-0.102	-0.147
40031	40011	4.793	2.161	4.787	2.161	0.006	0.000	0.027	0.114
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.281	0.000
4003	4001	0.690	0.502	0.690	0.497	0.000	0.005	0.004	0.412
4003	4002	1.189	0.411	1.188	0.411	0.001	0.000	0.006	0.055
4002	40021	1.188	0.411	1.188	0.411	0.000	0.000	0.019	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.188	-0.411	0.000	0.007	-0.006	-0.238
4	40031	3.608	1.872	3.605	1.756	0.003	0.115	0.021	1.591
4	4003	1.881	0.962	1.879	0.913	0.002	0.048	0.011	1.297

8	80031	3.605	2.042	3.601	1.923	0.004	0.119	0.021	1.718
80031	80011	4.454	2.211	4.449	2.211	0.005	0.000	0.025	0.106
80011	8001	4.449	2.211	4.449	2.211	0.000	0.000	0.266	0.000
8003	8001	0.458	0.440	0.458	0.437	0.000	0.003	0.003	0.351
8	8003	2.013	1.107	2.011	1.049	0.002	0.057	0.012	1.476
8003	8002	1.553	0.610	1.552	0.610	0.001	0.000	0.009	0.072
8002	80021	0.853	0.292	0.853	0.292	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.288	-0.853	-0.292	0.000	0.003	-0.005	-0.169
9	9001	1.487	0.890	1.484	0.840	0.003	0.050	0.009	1.910
9001	90011	-1.484	-0.839	-1.484	-0.839	0.000	0.000	-0.091	-0.000
9	90011	1.488	0.890	1.484	0.839	0.003	0.050	0.009	1.909
200	407	9.140	4.387	9.133	4.375	0.007	0.012	0.051	0.125
407	7	6.483	3.090	6.480	3.086	0.003	0.005	0.036	0.073
7	408	3.599	1.858	3.593	1.847	0.006	0.011	0.020	0.301
408	8	3.593	2.313	3.592	2.312	0.001	0.001	0.022	0.041
8	9	-2.075	-0.784	-2.077	-0.786	0.002	0.003	-0.011	-0.134
9	100	-5.073	-2.011	-5.087	-2.030	0.013	0.019	-0.027	-0.407
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
5	5001	10.301	6.154	10.274	5.547	0.028	0.605	0.060	3.212
310	310001	0.917	0.486	0.909	0.440	0.007	0.046	0.018	1.040
13	13003	12.234	7.837	12.207	6.837	0.027	0.996	0.077	4.403
13003	13002	4.772	2.814	4.768	2.814	0.004	0.000	0.031	0.064
13002	314	1.047	0.605	1.040	0.597	0.007	0.008	0.020	0.293
313	313001	1.607	0.978	1.599	0.909	0.008	0.068	0.031	0.864
11	11001	2.519	1.450	2.508	1.289	0.011	0.160	0.016	3.532
13002	201	2.092	1.257	2.085	1.247	0.007	0.010	0.040	0.159
1	1001	2.639	1.652	2.628	1.489	0.011	0.162	0.016	3.526
404	3	2.531	1.623	2.529	1.622	0.001	0.001	0.015	0.066
3	3001	2.519	1.642	2.508	1.489	0.010	0.152	0.015	3.517
309	309001	0.914	0.520	0.909	0.490	0.004	0.030	0.018	0.679
407	6	2.651	1.532	2.650	1.530	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001	2.639	1.577	2.628	1.419	0.010	0.158	0.015	3.373
2003	2001	5.375	2.898	5.367	2.898	0.009	0.000	0.033	0.129
2	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13002	313	1.630	1.009	1.612	0.993	0.017	0.016	0.032	0.429
201	312	0.577	0.330	0.577	0.329	0.001	0.001	0.011	0.063
12002	309	1.874	1.011	1.841	0.982	0.032	0.029	0.035	0.713
2002	301	2.217	1.375	2.194	1.347	0.023	0.027	0.043	0.468
301	302	1.043	0.632	1.039	0.626	0.004	0.005	0.020	0.191
201	311	1.508	0.943	1.505	0.939	0.003	0.004	0.029	0.093
8002	308	0.698	0.348	0.696	0.345	0.002	0.003	0.012	0.147
308	308001	0.693	0.351	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.631
302	302001	1.035	0.619	1.029	0.580	0.006	0.039	0.020	0.816
301	301001	1.146	0.729	1.139	0.680	0.007	0.049	0.023	0.936
20033	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
305	305001	1.379	0.810	1.369	0.740	0.010	0.070	0.027	1.080
401	1	2.652	1.591	2.650	1.589	0.002	0.002	0.016	0.099
13003	13001	7.435	4.024	7.425	3.798	0.010	0.225	0.047	1.652
309	310	0.924	0.490	0.919	0.485	0.004	0.005	0.018	0.202
7	7001	2.870	1.642	2.858	1.459	0.012	0.182	0.017	3.528
14	14001	2.982	1.651	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.846
405	5	10.336	6.361	10.333	6.357	0.003	0.004	0.061	0.041
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

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.: 140.137 МВт / 1227.604 млн.кВт*г
 Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.960 МВт / 1191.010 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.930 МВт / 12.655 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в ЛЕП: 2.930 МВт / 12.655 млн.кВт*г
 Втрати х.х. в трансформаторах: 0.702 МВт / 6.148 млн.кВт*г
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.604 МВт / 2.609 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в трансформаторах: 1.306 МВт / 8.757 млн.кВт*г
 СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.236 МВт / 21.412 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-15.154	-12.674	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.609	-0.13
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.510	-0.15
402		0.000	0.000	114.102	-0.27
404		0.000	0.000	113.737	-0.34
3	Брацлав	0.000	0.000	113.437	-0.39
4	Тульчин	0.000	0.000	114.001	-0.22
2	Немирів	0.000	0.000	114.039	0.05
403		0.000	0.000	114.046	0.02
405		0.000	0.000	114.834	-0.04
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.793	-0.05
300	ладизинська ТЕС	-102.135	-62.563	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.138	-4.364	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.875	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.811	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.801	-0.07
408		0.000	0.000	114.501	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	114.460	-0.18
9	Іллінці	0.000	0.000	114.593	-0.14
10	Іллінці КС	0.000	0.000	107.819	-2.56
11	Сороки	0.000	0.000	107.612	-2.51
12	Дашів	0.000	0.000	107.602	-2.46
13	Гайсин	0.000	0.000	108.343	-2.01
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	109.945	-1.35
15	Ладизин	0.000	0.000	110.867	-0.98
409		0.000	0.000	111.042	-0.92
301	Ковалівка	0.000	0.000	34.632	-6.64
302	Козаківка	0.000	0.000	34.448	-6.74
303	Чуків	0.000	0.000	34.641	-6.56
304	Потоки	0.000	0.000	34.370	-6.54
305	Мельниківці	0.000	0.000	34.168	-6.70
306	Ситківці	0.000	0.000	34.006	-6.64
307	Носівці	0.000	0.000	34.150	-6.46
308	Попівка	0.000	0.000	37.667	-1.51
309	Слободище	0.000	0.000	34.337	-5.57
310	Гранів	0.000	0.000	34.141	-5.71
201		0.000	0.000	34.755	-5.49
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.666	-5.55
312	Гунча	0.000	0.000	34.694	-5.53
313	Тишківка	0.000	0.000	34.485	-5.51
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.624	-5.55
1001		2.630	1.490	10.626	-2.67
2003		0.000	0.000	107.126	-4.77
2002		0.000	0.000	35.083	-6.39
2001		5.370	2.900	10.233	-4.73
20033		0.000	0.000	114.039	0.05

20021	0.000	0.000	38.178	0.05
20011	0.000	0.000	10.908	0.05
3001	2.510	1.490	10.523	-2.83
4003	0.000	0.000	112.736	-1.39
4002	0.000	0.000	37.724	-1.38
4001	5.480	2.660	10.745	-1.64
40031	0.000	0.000	112.457	-1.67
40021	0.000	0.000	37.724	-1.38
40011	0.000	0.000	10.745	-1.64
5001	10.280	5.550	10.198	-2.54
6001	2.630	1.420	10.670	-2.57
7001	2.860	1.460	10.656	-2.80
8003	0.000	0.000	113.018	-1.42
8002	0.000	0.000	37.812	-1.41
8001	4.910	2.650	10.777	-1.58
80031	0.000	0.000	112.786	-1.61
80021	0.000	0.000	37.812	-1.41
80011	0.000	0.000	10.778	-1.59
9001	2.970	1.680	10.782	-1.53
10001	23.990	14.240	9.698	-3.85
100011	0.000	0.000	9.699	-3.85
11001	2.510	1.290	9.987	-5.23
12003	0.000	0.000	104.767	-5.31
12002	0.000	0.000	35.036	-5.29
12001	3.430	1.850	9.941	-6.03
120031	0.000	0.000	104.767	-5.31
120021	0.000	0.000	35.036	-5.29
120011	0.000	0.000	9.941	-6.03
13003	0.000	0.000	104.338	-5.40
13002	0.000	0.000	34.908	-5.38
13001	7.430	3.800	9.845	-6.73
14001	2.970	1.440	10.176	-4.46
15003	0.000	0.000	109.671	-1.97
15002	0.000	0.000	36.716	-1.97
15001	7.650	4.340	10.419	-2.58
150031	0.000	0.000	109.671	-1.97
150021	0.000	0.000	36.716	-1.97
150011	0.000	0.000	10.419	-2.58
301001	1.140	0.680	10.148	-8.26
302001	1.030	0.580	10.606	-8.23
303001	0.690	0.390	10.284	-7.31
3030011	0.000	0.000	10.284	-7.31
304001	1.260	0.540	10.694	-7.46
3040011	0.000	0.000	10.694	-7.46
305001	1.370	0.740	10.449	-8.73
306001	1.490	0.840	10.050	-7.73
3060011	0.000	0.000	10.051	-7.73
307001	1.600	0.950	10.610	-7.31
3070011	0.000	0.000	10.611	-7.31
308001	0.690	0.330	11.649	-2.81
309001	0.910	0.490	10.604	-6.90
310001	0.910	0.440	10.447	-7.82
311001	1.490	0.840	10.813	-6.16
3110011	0.000	0.000	10.813	-6.16
312001	0.570	0.290	10.816	-6.15
3120011	0.000	0.000	10.816	-6.15
313001	1.600	0.910	10.119	-7.20
90011	0.000	0.000	10.782	-1.53
314001	1.030	0.550	10.782	-6.28
3140011	0.000	0.000	10.782	-6.28
501	0.000	0.000	113.089	-0.45
502	0.000	0.000	113.052	-0.45
503	0.000	0.000	113.504	-0.34
504	0.000	0.000	114.303	0.26
100501	8.110	4.380	10.308	-4.51
1005011	0.000	0.000	10.309	-4.51
100502	0.000	0.000	10.293	-4.89
1005022	13.940	7.140	10.292	-4.89
100503	0.000	0.000	10.441	-3.61
1005033	10.510	5.960	10.441	-3.61
100504	0.000	0.000	10.947	4.43
1005044	-13.710	0.000	10.948	4.43

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	8.029	4.850	8.013	4.815	0.016	0.035	0.047	0.391
401	402	5.361	4.056	5.347	4.025	0.014	0.031	0.034	0.508
402	404	5.347	4.715	5.335	4.694	0.012	0.021	0.036	0.366
404	4	-5.960	-2.173	-5.969	-2.190	0.009	0.017	-0.032	-0.266
4	403	-3.991	1.732	-4.000	1.716	0.009	0.016	-0.022	-0.045
403	2	-4.000	2.299	-4.001	2.296	0.001	0.002	-0.023	0.007
2	100	-2.014	-6.031	-2.037	-6.081	0.022	0.049	-0.032	-0.961
2002	303	2.402	1.827	2.377	1.797	0.025	0.030	0.050	0.451
303	305	1.680	1.394	1.660	1.370	0.019	0.023	0.036	0.481
305	306	0.277	0.586	0.275	0.584	0.002	0.002	0.011	0.155
306	307	-1.228	-0.304	-1.232	-0.309	0.004	0.005	-0.021	-0.155
307	304	-0.188	-0.478	-0.190	-0.481	0.002	0.003	-0.009	-0.213
304	2002	-1.461	-1.008	-1.489	-1.033	0.027	0.025	-0.030	-0.719
304	304001	0.631	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.407
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.037	-0.000
304	3040011	0.632	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.407
15	15003	3.827	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.828	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
150031	150011	3.828	2.218	3.826	2.162	0.002	0.056	0.023	0.787
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.243	0.000
15003	15001	3.822	2.231	3.820	2.175	0.002	0.056	0.023	0.791
2	2003	11.540	8.795	11.496	7.322	0.044	1.467	0.073	7.284
2003	2002	6.121	4.424	6.107	4.157	0.013	0.266	0.041	2.613
12003	12002	2.295	0.886	2.292	0.886	0.003	0.000	0.014	0.111
12	12003	4.019	2.093	4.010	1.841	0.009	0.251	0.024	3.186
12	13	-10.036	-2.161	-10.088	-2.255	0.051	0.094	-0.055	-0.773
13	14	-22.349	-9.495	-22.568	-9.894	0.218	0.398	-0.129	-1.637
14	15	-25.560	-11.092	-25.702	-11.351	0.141	0.258	-0.146	-0.937
15	409	-33.414	-16.135	-33.449	-16.199	0.034	0.063	-0.193	-0.177
409	300	-33.449	-15.761	-34.375	-16.875	0.923	1.110	-0.192	-3.972
314	314001	0.330	0.168	0.329	0.163	0.001	0.006	0.006	0.358
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.043	-0.000
314	3140011	0.702	0.400	0.700	0.387	0.001	0.012	0.013	0.358
312	312001	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.017	-0.000
312	3120011	0.286	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
311	311001	0.581	0.330	0.580	0.321	0.001	0.009	0.011	0.295
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.056	-0.000
311	3110011	0.910	0.532	0.909	0.518	0.001	0.013	0.018	0.295
12	120031	4.020	2.093	4.010	1.840	0.009	0.251	0.024	3.185
120031	120021	2.294	0.888	2.291	0.888	0.003	0.000	0.014	0.111
120021	12002	2.291	0.888	2.291	0.888	0.000	0.000	0.040	0.000
120031	120011	1.716	0.952	1.714	0.923	0.002	0.029	0.011	0.956
120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.113	0.000
12003	12001	1.715	0.955	1.713	0.925	0.002	0.029	0.011	0.957
10	10001	11.984	7.529	11.970	7.149	0.015	0.379	0.076	1.741
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.007	-7.082	0.000	0.000	-0.828	-0.001
10	100011	12.022	7.462	12.007	7.082	0.015	0.378	0.076	1.728
307	12002	-2.657	-0.771	-2.709	-0.847	0.052	0.075	-0.047	-0.953
12	11	1.961	-1.681	1.959	-1.683	0.001	0.002	0.014	-0.006
11	10	-0.569	-2.789	-0.573	-2.794	0.003	0.005	-0.015	-0.203
10	300	-24.693	-16.963	-25.505	-19.250	0.808	2.277	-0.160	-7.288
307	307001	0.801	0.492	0.799	0.475	0.002	0.017	0.016	0.446
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.051	-0.000
307	3070011	0.802	0.492	0.800	0.475	0.002	0.017	0.016	0.445
306	306001	0.747	0.441	0.744	0.420	0.003	0.021	0.015	0.585
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.049	-0.000
306	3060011	0.748	0.440	0.745	0.420	0.003	0.021	0.015	0.585
303	303001	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.418
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.022	-0.000
303	3030011	0.346	0.201	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.418
504	100504	-6.823	0.500	-6.850	0.003	0.027	0.496	-0.034	0.188
100504	1005044	-6.850	0.003	-6.851	0.003	0.000	0.000	-0.361	-0.001
504	1005044	-6.823	0.495	-6.851	-0.003	0.027	0.496	-0.034	0.181
40031	40011	4.793	2.161	4.787	2.161	0.006	0.000	0.027	0.114
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.282	0.000

4003	4001	0.690	0.502	0.690	0.497	0.000	0.005	0.004	0.412
4003	4002	1.189	0.411	1.188	0.411	0.001	0.000	0.006	0.055
4002	40021	1.188	0.411	1.188	0.411	0.000	0.000	0.019	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.188	-0.411	0.000	0.007	-0.006	-0.238
4	40031	3.608	1.872	3.605	1.756	0.003	0.115	0.021	1.591
4	4003	1.881	0.962	1.879	0.913	0.002	0.049	0.011	1.297
4	405	-7.516	-5.848	-7.552	-5.915	0.036	0.066	-0.048	-0.834
405	300	-17.888	-11.772	-17.905	-11.803	0.017	0.031	-0.107	-0.166
404	3	11.295	7.460	11.271	7.432	0.024	0.029	0.069	0.301
3	501	8.742	5.953	8.722	5.924	0.020	0.028	0.054	0.348
501	502	0.542	0.897	0.542	0.897	0.000	0.000	0.005	0.037
502	503	-13.500	-7.622	-13.540	-7.679	0.039	0.056	-0.079	-0.453
503	300	-24.120	-14.301	-24.351	-14.635	0.230	0.333	-0.142	-1.498
503	100503	5.277	3.401	5.253	2.976	0.023	0.423	0.032	4.557
100503	1005033	5.253	2.976	5.253	2.976	0.000	0.000	0.333	0.000
503	1005033	5.274	3.405	5.251	2.980	0.023	0.423	0.032	4.563
502	100502	7.008	4.300	6.967	3.565	0.040	0.732	0.042	5.826
100502	1005022	6.967	3.565	6.967	3.565	0.000	0.000	0.438	0.001
502	1005022	7.005	4.306	6.964	3.571	0.040	0.732	0.042	5.833
501	100501	4.079	2.592	4.052	2.190	0.027	0.401	0.025	5.645
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.258	-0.000
501	1005011	4.080	2.590	4.053	2.188	0.027	0.401	0.025	5.641
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	9001	1.487	0.890	1.484	0.840	0.003	0.050	0.009	1.910
9001	90011	-1.484	-0.839	-1.484	-0.839	0.000	0.000	-0.091	-0.000
9	90011	1.488	0.890	1.484	0.839	0.003	0.050	0.009	1.909
200	407	9.140	4.387	9.133	4.375	0.007	0.012	0.051	0.125
407	7	6.483	3.090	6.480	3.086	0.003	0.005	0.036	0.073
7	408	3.599	1.858	3.593	1.847	0.006	0.011	0.020	0.301
408	8	3.593	2.313	3.592	2.312	0.001	0.001	0.022	0.041
8	9	-2.075	-0.784	-2.077	-0.786	0.002	0.003	-0.011	-0.134
9	100	-5.073	-2.011	-5.087	-2.030	0.013	0.019	-0.027	-0.407
80031	80011	4.454	2.211	4.449	2.211	0.005	0.000	0.025	0.106
80011	8001	4.449	2.211	4.449	2.211	0.000	0.000	0.266	0.000
8003	8001	0.458	0.440	0.458	0.437	0.000	0.003	0.003	0.351
8003	8002	1.553	0.610	1.552	0.610	0.001	0.000	0.009	0.072
8002	80021	0.853	0.292	0.853	0.292	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.288	-0.853	-0.292	0.000	0.003	-0.005	-0.169
8	80031	3.605	2.042	3.601	1.923	0.004	0.119	0.021	1.718
8	8003	2.013	1.107	2.011	1.049	0.002	0.057	0.012	1.476
302	302001	1.035	0.619	1.029	0.580	0.006	0.039	0.020	0.809
301	301001	1.146	0.729	1.139	0.680	0.007	0.049	0.023	0.928
305	305001	1.379	0.809	1.369	0.740	0.010	0.070	0.027	1.072
401	1	2.652	1.591	2.650	1.589	0.002	0.002	0.016	0.099
13003	13001	7.435	4.023	7.425	3.798	0.010	0.225	0.047	1.651
309	309001	0.914	0.520	0.909	0.490	0.004	0.030	0.018	0.678
2003	2001	5.375	2.898	5.367	2.898	0.009	0.000	0.033	0.130
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	504	-13.582	0.624	-13.616	0.575	0.033	0.048	-0.069	-0.262
309	310	0.924	0.490	0.919	0.485	0.004	0.005	0.018	0.202
14	14001	2.982	1.651	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.845
13002	314	1.047	0.605	1.040	0.597	0.007	0.008	0.020	0.293
407	6	2.651	1.532	2.650	1.530	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001	2.639	1.577	2.628	1.419	0.010	0.158	0.015	3.373
313	313001	1.607	0.978	1.599	0.909	0.008	0.068	0.031	0.863
7	7001	2.870	1.642	2.858	1.459	0.012	0.182	0.017	3.528
11	11001	2.519	1.450	2.508	1.289	0.011	0.160	0.016	3.530
13002	201	2.092	1.257	2.085	1.247	0.007	0.010	0.040	0.159
310	310001	0.917	0.486	0.909	0.440	0.007	0.046	0.018	1.038
13	13003	12.234	7.837	12.207	6.837	0.027	0.995	0.077	4.401
1	1001	2.639	1.652	2.628	1.489	0.011	0.162	0.016	3.533
13003	13002	4.772	2.814	4.768	2.814	0.004	0.000	0.031	0.064
13002	313	1.630	1.009	1.612	0.993	0.017	0.016	0.032	0.429
301	302	1.043	0.631	1.039	0.626	0.004	0.005	0.020	0.190
201	312	0.577	0.330	0.577	0.329	0.001	0.001	0.011	0.063
12002	309	1.874	1.011	1.841	0.982	0.032	0.029	0.035	0.712
405	5	10.336	6.361	10.333	6.358	0.003	0.004	0.061	0.041
5	5001	10.301	6.154	10.274	5.547	0.028	0.605	0.060	3.212
8002	308	0.698	0.348	0.696	0.345	0.002	0.003	0.012	0.147
308	308001	0.693	0.351	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.631

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.: 140.498 МВт / 1230.761 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.960 МВт / 1191.010 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.286 МВт / 14.192 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.286 МВт / 14.192 млн.кВт*г
Втрати х.х. в трансформаторах: 0.636 МВт / 5.573 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.672 МВт / 2.902 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.308 МВт / 8.475 млн.кВт*г
СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.594 МВт / 22.667 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-15.159	-13.405	110.000	0.00
401		0.000	0.000	109.579	-0.14
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.474	-0.16
402		0.000	0.000	109.035	-0.29
404		0.000	0.000	108.648	-0.37
3	Брацлав	0.000	0.000	108.333	-0.41
4	Тульчин	0.000	0.000	108.925	-0.24
2	Немирів	0.000	0.000	108.942	0.07
403		0.000	0.000	108.951	0.03
405		0.000	0.000	109.823	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	109.780	-0.05
300	ладизинська ТЕС	-102.493	-64.611	110.000	0.00
406		0.000	0.000	110.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.136	-4.514	110.000	0.00
407		0.000	0.000	109.867	-0.05
6	Оленівка	0.000	0.000	109.800	-0.07
7	Степанівка	0.000	0.000	109.789	-0.08
408		0.000	0.000	109.471	-0.19
8	Липовець	0.000	0.000	109.428	-0.20
9	Іллінці	0.000	0.000	109.568	-0.15
10	Іллінці КС	0.000	0.000	102.342	-2.80
11	Сороки	0.000	0.000	102.115	-2.74
12	Дашів	0.000	0.000	102.103	-2.68
13	Гайсин	0.000	0.000	102.896	-2.18
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	104.611	-1.46
15	Ладизин	0.000	0.000	105.599	-1.06
409		0.000	0.000	105.786	-0.99
301	Ковалівка	0.000	0.000	32.673	-7.35
302	Козаківка	0.000	0.000	32.477	-7.47
303	Чуків	0.000	0.000	32.683	-7.26
304	Потоки	0.000	0.000	32.396	-7.24
305	Мельниківці	0.000	0.000	32.180	-7.42
306	Ситківці	0.000	0.000	32.010	-7.35
307	Носівці	0.000	0.000	32.165	-7.15
308	Попівка	0.000	0.000	35.948	-1.65
309	Слободище	0.000	0.000	32.370	-6.16
310	Гранів	0.000	0.000	32.161	-6.31
201		0.000	0.000	32.829	-6.07
311	Гайсин 35	0.000	0.000	32.734	-6.14
312	Гунча	0.000	0.000	32.764	-6.11
313	Тишківка	0.000	0.000	32.540	-6.08

314	Цук. з-д	0.000	0.000	32.689	-6.13
1001		2.630	1.490	10.127	-2.92
2003		0.000	0.000	101.529	-5.26
2002		0.000	0.000	33.153	-7.07
2001		5.370	2.900	9.697	-5.22
20033		0.000	0.000	108.942	0.07
20021		0.000	0.000	36.472	0.07
20011		0.000	0.000	10.420	0.07
3001		2.510	1.490	10.017	-3.10
4003		0.000	0.000	107.596	-1.52
4002		0.000	0.000	36.002	-1.51
4001		5.480	2.660	10.251	-1.79
40031		0.000	0.000	107.303	-1.82
40021		0.000	0.000	36.002	-1.51
40011		0.000	0.000	10.252	-1.79
5001		10.280	5.550	9.726	-2.78
6001		2.630	1.420	10.174	-2.81
7001		2.860	1.460	10.159	-3.07
8003		0.000	0.000	107.910	-1.56
8002		0.000	0.000	36.101	-1.54
8001		4.910	2.650	10.287	-1.73
80031		0.000	0.000	107.669	-1.76
80021		0.000	0.000	36.101	-1.54
80011		0.000	0.000	10.288	-1.73
9001		2.970	1.680	10.292	-1.68
10001		23.990	14.240	9.189	-4.23
100011		0.000	0.000	9.190	-4.24
11001		2.510	1.290	9.442	-5.78
12003		0.000	0.000	99.038	-5.87
12002		0.000	0.000	33.115	-5.84
12001		3.430	1.850	9.388	-6.68
120031		0.000	0.000	99.038	-5.87
120021		0.000	0.000	33.115	-5.84
120011		0.000	0.000	9.389	-6.68
13003		0.000	0.000	98.613	-5.96
13002		0.000	0.000	32.990	-5.94
13001		7.430	3.800	9.289	-7.46
14001		2.970	1.440	9.645	-4.91
15003		0.000	0.000	104.337	-2.15
15002		0.000	0.000	34.930	-2.15
15001		7.650	4.340	9.905	-2.83
150031		0.000	0.000	104.337	-2.15
150021		0.000	0.000	34.930	-2.15
150011		0.000	0.000	9.905	-2.83
301001		1.140	0.680	9.544	-9.18
302001		1.030	0.580	9.972	-9.14
303001		0.690	0.390	9.689	-8.11
3030011		0.000	0.000	9.689	-8.11
304001		1.260	0.540	10.067	-8.28
3040011		0.000	0.000	10.067	-8.28
305001		1.370	0.740	9.804	-9.72
306001		1.490	0.840	9.441	-8.59
3060011		0.000	0.000	9.441	-8.59
307001		1.600	0.950	9.979	-8.11
3070011		0.000	0.000	9.979	-8.11
308001		0.690	0.330	11.099	-3.08
309001		0.910	0.490	9.973	-7.65
310001		0.910	0.440	9.806	-8.70
311001		1.490	0.840	10.201	-6.81
3110011		0.000	0.000	10.201	-6.81
312001		0.570	0.290	10.204	-6.81
3120011		0.000	0.000	10.204	-6.81
313001		1.600	0.910	9.521	-7.99
90011		0.000	0.000	10.292	-1.68
314001		1.030	0.550	10.168	-6.95

3140011	0.000	0.000	10.168	-6.95
501	0.000	0.000	107.969	-0.49
502	0.000	0.000	107.933	-0.49
503	0.000	0.000	108.414	-0.37
504	0.000	0.000	109.214	0.30
100501	8.110	4.380	9.789	-4.96
1005011	0.000	0.000	9.789	-4.96
100502	0.000	0.000	9.772	-5.38
1005022	13.940	7.140	9.771	-5.38
100503	0.000	0.000	9.931	-3.97
1005033	10.510	5.960	9.931	-3.97
100504	0.000	0.000	10.459	4.87
1005044	-13.710	0.000	10.459	4.87

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	8.030	5.111	8.012	5.071	0.018	0.040	0.050	0.422
401	402	5.360	4.219	5.344	4.184	0.016	0.035	0.036	0.545
402	404	5.344	4.814	5.331	4.790	0.013	0.024	0.038	0.388
404	4	-5.953	-2.180	-5.963	-2.199	0.010	0.019	-0.034	-0.278
4	403	-3.967	1.921	-3.977	1.903	0.010	0.018	-0.023	-0.027
403	2	-3.977	2.435	-3.978	2.432	0.001	0.003	-0.025	0.009
2	100	-2.012	-6.389	-2.039	-6.449	0.027	0.059	-0.035	-1.058
2002	303	2.406	1.842	2.378	1.808	0.028	0.034	0.053	0.480
303	305	1.681	1.403	1.659	1.377	0.022	0.026	0.039	0.511
305	306	0.275	0.580	0.273	0.578	0.002	0.003	0.012	0.163
306	307	-1.230	-0.315	-1.235	-0.321	0.005	0.006	-0.023	-0.167
307	304	-0.187	-0.475	-0.189	-0.478	0.002	0.003	-0.009	-0.223
304	2002	-1.460	-1.013	-1.491	-1.041	0.031	0.028	-0.032	-0.763
304	304001	0.632	0.285	0.630	0.270	0.002	0.015	0.012	0.440
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.039	-0.000
304	3040011	0.632	0.284	0.630	0.270	0.002	0.015	0.012	0.440
15	15003	3.828	2.331	3.825	2.231	0.003	0.100	0.024	1.317
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.828	2.331	3.826	2.231	0.003	0.100	0.024	1.317
150031	150011	3.828	2.224	3.826	2.162	0.003	0.062	0.024	0.833
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.256	0.000
15003	15001	3.822	2.237	3.820	2.175	0.003	0.062	0.024	0.837
2	2003	11.559	9.057	11.509	7.404	0.049	1.646	0.078	7.841
2003	2002	6.133	4.506	6.118	4.204	0.015	0.301	0.043	2.826
12003	12002	2.303	0.917	2.300	0.917	0.003	0.000	0.014	0.117
12	12003	4.029	2.160	4.019	1.875	0.011	0.284	0.026	3.473
12	13	-10.069	-2.258	-10.127	-2.364	0.058	0.106	-0.058	-0.830
13	14	-22.393	-9.826	-22.638	-10.275	0.245	0.447	-0.137	-1.755
14	15	-25.631	-11.539	-25.791	-11.831	0.159	0.290	-0.155	-1.004
15	409	-33.499	-16.632	-33.538	-16.702	0.039	0.071	-0.204	-0.189
409	300	-33.538	-16.305	-34.576	-17.554	1.034	1.244	-0.203	-4.230
314	314001	0.330	0.169	0.329	0.163	0.001	0.006	0.007	0.385
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.045	-0.000
314	3140011	0.702	0.401	0.700	0.387	0.002	0.014	0.014	0.385
312	312001	0.286	0.150	0.285	0.145	0.001	0.005	0.006	0.337
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.018	-0.000
312	3120011	0.286	0.150	0.285	0.145	0.001	0.005	0.006	0.337
311	311001	0.581	0.331	0.580	0.321	0.001	0.010	0.012	0.317
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.059	-0.000
311	3110011	0.910	0.533	0.909	0.518	0.001	0.015	0.019	0.317
12	120031	4.030	2.160	4.019	1.875	0.011	0.284	0.026	3.473
120031	120021	2.302	0.919	2.299	0.919	0.003	0.000	0.014	0.117
120021	12002	2.299	0.919	2.299	0.919	0.000	0.000	0.043	0.000
120031	120011	1.716	0.956	1.714	0.923	0.002	0.032	0.011	1.027
120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.120	0.000

12003	12001	1.716	0.958	1.713	0.925	0.002	0.032	0.011	1.028
10	10001	11.986	7.572	11.970	7.149	0.017	0.422	0.080	1.854
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.008	-7.082	0.000	0.000	-0.874	-0.001
10	100011	12.024	7.505	12.008	7.082	0.017	0.421	0.080	1.841
307	12002	-2.660	-0.796	-2.720	-0.882	0.059	0.085	-0.050	-1.029
12	11	1.977	-1.752	1.976	-1.755	0.001	0.002	0.015	-0.007
11	10	-0.553	-2.914	-0.558	-2.920	0.004	0.006	-0.017	-0.221
10	300	-24.670	-17.257	-25.580	-19.820	0.906	2.552	-0.170	-7.780
307	307001	0.802	0.495	0.799	0.475	0.002	0.020	0.017	0.480
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.054	-0.000
307	3070011	0.802	0.494	0.800	0.475	0.002	0.020	0.017	0.480
306	306001	0.748	0.443	0.744	0.420	0.003	0.023	0.016	0.632
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.052	-0.000
306	3060011	0.748	0.443	0.745	0.420	0.003	0.023	0.016	0.631
303	303001	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.449
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.024	-0.000
303	3030011	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.449
504	100504	-6.820	0.548	-6.850	0.003	0.030	0.543	-0.036	0.263
100504	1005044	-6.850	0.003	-6.851	0.003	0.000	0.000	-0.378	-0.001
504	1005044	-6.821	0.543	-6.851	-0.003	0.030	0.543	-0.036	0.256
40031	40011	4.793	2.161	4.787	2.161	0.006	0.000	0.028	0.119
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.295	0.000
4003	4001	0.690	0.503	0.690	0.497	0.000	0.005	0.005	0.434
4003	4002	1.189	0.412	1.189	0.412	0.001	0.000	0.007	0.058
4002	40021	1.189	0.412	1.189	0.412	0.000	0.000	0.020	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.189	-0.412	0.000	0.007	-0.007	-0.251
4	40031	3.609	1.883	3.605	1.756	0.004	0.127	0.022	1.675
4	4003	1.882	0.968	1.880	0.915	0.002	0.053	0.011	1.366
4	405	-7.531	-6.143	-7.572	-6.219	0.041	0.076	-0.051	-0.899
405	300	-17.909	-12.163	-17.927	-12.197	0.019	0.034	-0.114	-0.177
404	3	11.285	7.513	11.258	7.481	0.026	0.031	0.072	0.316
3	501	8.729	5.972	8.707	5.940	0.022	0.031	0.056	0.365
501	502	0.523	0.812	0.523	0.811	0.000	0.000	0.005	0.036
502	503	-13.526	-7.876	-13.569	-7.940	0.044	0.063	-0.084	-0.482
503	300	-24.152	-14.667	-24.409	-15.040	0.256	0.371	-0.150	-1.588
503	100503	5.279	3.446	5.253	2.976	0.026	0.468	0.034	4.832
100503	1005033	5.253	2.976	5.253	2.976	0.000	0.000	0.350	0.001
503	1005033	5.277	3.450	5.251	2.980	0.026	0.468	0.034	4.837
502	100502	7.013	4.380	6.968	3.565	0.045	0.812	0.044	6.212
100502	1005022	6.968	3.565	6.967	3.565	0.000	0.000	0.462	0.001
502	1005022	7.009	4.386	6.964	3.571	0.045	0.812	0.044	6.219
501	100501	4.082	2.636	4.052	2.190	0.030	0.445	0.026	6.008
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.271	-0.000
501	1005011	4.083	2.634	4.053	2.188	0.030	0.445	0.026	6.004
200	406	-0.002	-0.021	-0.002	-0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.263	-0.002	0.263	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	9001	1.488	0.895	1.484	0.840	0.004	0.055	0.009	2.009
9001	90011	-1.484	-0.839	-1.484	-0.839	0.000	0.000	-0.095	-0.000
9	90011	1.488	0.894	1.484	0.839	0.004	0.055	0.009	2.007
200	407	9.138	4.535	9.130	4.522	0.007	0.013	0.053	0.133
407	7	6.479	3.196	6.476	3.190	0.003	0.005	0.038	0.078
7	408	3.595	1.910	3.588	1.897	0.007	0.012	0.021	0.319
408	8	3.588	2.323	3.587	2.322	0.001	0.001	0.023	0.043
8	9	-2.077	-0.802	-2.079	-0.805	0.002	0.003	-0.012	-0.141
9	100	-5.074	-2.087	-5.089	-2.108	0.015	0.021	-0.029	-0.432
80031	80011	4.455	2.212	4.449	2.212	0.006	0.000	0.027	0.111
80011	8001	4.449	2.212	4.449	2.212	0.000	0.000	0.278	0.000
8003	8001	0.458	0.439	0.458	0.436	0.000	0.003	0.003	0.368
8003	8002	1.553	0.614	1.552	0.614	0.001	0.000	0.009	0.075
8002	80021	0.853	0.290	0.853	0.290	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.286	-0.853	-0.290	0.000	0.004	-0.005	-0.177
8	80031	3.605	2.057	3.602	1.926	0.004	0.130	0.022	1.809
8	8003	2.014	1.116	2.012	1.053	0.002	0.063	0.012	1.557
302	302001	1.036	0.624	1.029	0.580	0.006	0.044	0.021	0.873
301	301001	1.147	0.735	1.139	0.680	0.008	0.055	0.024	1.001

305	305001	1.381	0.819	1.369	0.740	0.011	0.079	0.029	1.162
401	1	2.652	1.614	2.650	1.611	0.002	0.002	0.016	0.105
13003	13001	7.436	4.051	7.425	3.798	0.011	0.253	0.049	1.780
309	309001	0.914	0.523	0.909	0.490	0.005	0.034	0.019	0.730
2003	2001	5.376	2.898	5.367	2.898	0.010	0.000	0.035	0.136
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	504	-13.576	0.760	-13.613	0.707	0.037	0.053	-0.072	-0.270
309	310	0.925	0.497	0.920	0.491	0.005	0.006	0.019	0.216
14	14001	2.984	1.675	2.968	1.439	0.016	0.235	0.019	4.104
13002	314	1.047	0.605	1.039	0.596	0.007	0.009	0.021	0.311
407	6	2.651	1.552	2.650	1.550	0.001	0.002	0.016	0.067
6	6001	2.640	1.593	2.628	1.419	0.012	0.173	0.016	3.559
313	313001	1.608	0.987	1.599	0.909	0.009	0.077	0.033	0.931
7	7001	2.872	1.660	2.858	1.459	0.013	0.201	0.017	3.727
11	11001	2.520	1.469	2.508	1.289	0.012	0.179	0.016	3.781
13002	201	2.091	1.253	2.084	1.243	0.007	0.011	0.043	0.168
310	310001	0.918	0.492	0.909	0.440	0.008	0.052	0.019	1.124
13	13003	12.241	8.000	12.211	6.877	0.030	1.118	0.082	4.742
1	1001	2.640	1.669	2.628	1.489	0.012	0.179	0.016	3.730
13003	13002	4.775	2.826	4.770	2.826	0.005	0.000	0.032	0.067
13002	313	1.632	1.018	1.612	1.000	0.020	0.018	0.034	0.456
301	302	1.044	0.636	1.039	0.630	0.005	0.006	0.022	0.203
201	312	0.577	0.328	0.576	0.327	0.001	0.001	0.012	0.067
12002	309	1.879	1.029	1.843	0.996	0.037	0.033	0.037	0.760
405	5	10.336	6.404	10.333	6.401	0.003	0.004	0.064	0.043
5	5001	10.304	6.214	10.274	5.547	0.030	0.665	0.063	3.390
8002	308	0.699	0.351	0.696	0.348	0.002	0.003	0.012	0.155
308	308001	0.693	0.353	0.690	0.330	0.004	0.023	0.012	0.667
2002	301	2.221	1.390	2.195	1.359	0.025	0.031	0.046	0.497
3	3001	2.520	1.660	2.508	1.489	0.011	0.170	0.016	3.757
201	311	1.507	0.938	1.504	0.934	0.003	0.005	0.031	0.098
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

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.: 139.798 МВт / 1224.630 млн.кВт*г
 Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.960 МВт / 1191.010 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.578 МВт / 11.135 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в ЛЕП: 2.578 МВт / 11.135 млн.кВт*г
 Втрати х.х. в трансформаторах: 0.784 МВт / 6.870 млн.кВт*г
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.536 МВт / 2.317 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в трансформаторах: 1.321 МВт / 9.187 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.899 МВт / 20.321 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-15.154	-11.848	121.000	0.00
401		0.000	0.000	120.642	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	120.548	-0.14
402		0.000	0.000	120.173	-0.25
404		0.000	0.000	119.831	-0.31
3	Брацлав	0.000	0.000	119.546	-0.36
4	Тульчин	0.000	0.000	120.082	-0.21
2	Немирів	0.000	0.000	120.139	0.03
403		0.000	0.000	120.143	0.00
405		0.000	0.000	120.846	-0.04
5	Ферментний завод	0.000	0.000	120.806	-0.05
300	ладизинська ТЕС	-101.792	-60.386	121.000	0.00
406		0.000	0.000	121.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.142	-4.187	121.000	0.00
407		0.000	0.000	120.883	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	120.823	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	120.815	-0.07
408		0.000	0.000	120.533	-0.16
8	Липовець	0.000	0.000	120.494	-0.17
9	Іллінці	0.000	0.000	120.620	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	114.317	-2.31
11	Сороки	0.000	0.000	114.129	-2.27
12	Дашів	0.000	0.000	114.122	-2.23
13	Гайсин	0.000	0.000	114.808	-1.82
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	116.293	-1.23
15	Ладизин	0.000	0.000	117.147	-0.90
409		0.000	0.000	117.310	-0.84
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.932	-5.92
302	Козаківка	0.000	0.000	36.760	-6.02
303	Чуків	0.000	0.000	36.940	-5.85
304	Потоки	0.000	0.000	36.686	-5.84
305	Мельниківці	0.000	0.000	36.498	-5.98
306	Ситківці	0.000	0.000	36.345	-5.92
307	Носівці	0.000	0.000	36.479	-5.76
308	Попівка	0.000	0.000	39.723	-1.36
309	Слободище	0.000	0.000	36.647	-4.99
310	Гранів	0.000	0.000	36.465	-5.10
201		0.000	0.000	37.024	-4.91
311	Гайсин 35	0.000	0.000	36.940	-4.97
312	Гунча	0.000	0.000	36.967	-4.94
313	Тишківка	0.000	0.000	36.772	-4.92

314	Цук. з-д	0.000	0.000	36.901	-4.96
1001		2.630	1.490	11.222	-2.40
2003		0.000	0.000	113.736	-4.27
2002		0.000	0.000	37.353	-5.70
2001		5.370	2.900	10.866	-4.24
20033		0.000	0.000	120.139	0.03
20021		0.000	0.000	40.221	0.03
20011		0.000	0.000	11.491	0.03
3001		2.510	1.490	11.126	-2.55
4003		0.000	0.000	118.886	-1.26
4002		0.000	0.000	39.783	-1.25
4001		5.480	2.660	11.335	-1.48
40031		0.000	0.000	118.621	-1.51
40021		0.000	0.000	39.783	-1.25
40011		0.000	0.000	11.335	-1.49
5001		10.280	5.550	10.763	-2.29
6001		2.630	1.420	11.262	-2.31
7001		2.860	1.460	11.249	-2.52
8003		0.000	0.000	119.133	-1.29
8002		0.000	0.000	39.861	-1.27
8001		4.910	2.650	11.364	-1.43
80031		0.000	0.000	118.913	-1.46
80021		0.000	0.000	39.861	-1.27
80011		0.000	0.000	11.364	-1.43
9001		2.970	1.680	11.368	-1.38
10001		23.990	14.240	10.300	-3.45
100011		0.000	0.000	10.301	-3.46
11001		2.510	1.290	10.630	-4.68
12003		0.000	0.000	111.519	-4.75
12002		0.000	0.000	37.298	-4.73
12001		3.430	1.850	10.592	-5.38
120031		0.000	0.000	111.519	-4.75
120021		0.000	0.000	37.298	-4.73
120011		0.000	0.000	10.592	-5.38
13003		0.000	0.000	111.085	-4.83
13002		0.000	0.000	37.168	-4.81
13001		7.430	3.800	10.499	-6.00
14001		2.970	1.440	10.805	-4.00
15003		0.000	0.000	116.022	-1.78
15002		0.000	0.000	38.842	-1.78
15001		7.650	4.340	11.030	-2.33
150031		0.000	0.000	116.022	-1.78
150021		0.000	0.000	38.842	-1.78
150011		0.000	0.000	11.030	-2.33
301001		1.140	0.680	10.854	-7.35
302001		1.030	0.580	11.347	-7.32
303001		0.690	0.390	10.980	-6.51
3030011		0.000	0.000	10.980	-6.51
304001		1.260	0.540	11.429	-6.65
3040011		0.000	0.000	11.429	-6.65
305001		1.370	0.740	11.201	-7.75
306001		1.490	0.840	10.763	-6.88
3060011		0.000	0.000	10.763	-6.88
307001		1.600	0.950	11.350	-6.51
3070011		0.000	0.000	11.350	-6.51
308001		0.690	0.330	12.306	-2.53
309001		0.910	0.490	11.342	-6.14
310001		0.910	0.440	11.197	-6.95
311001		1.490	0.840	11.533	-5.49
3110011		0.000	0.000	11.533	-5.49
312001		0.570	0.290	11.536	-5.49
3120011		0.000	0.000	11.536	-5.49
313001		1.600	0.910	10.821	-6.41
90011		0.000	0.000	11.368	-1.38
314001		1.030	0.550	11.504	-5.60

3140011	0.000	0.000	11.504	-5.60
501	0.000	0.000	119.217	-0.42
502	0.000	0.000	119.178	-0.42
503	0.000	0.000	119.600	-0.31
504	0.000	0.000	120.394	0.22
100501	8.110	4.380	10.926	-4.04
1005011	0.000	0.000	10.926	-4.05
100502	0.000	0.000	10.912	-4.38
1005022	13.940	7.140	10.911	-4.38
100503	0.000	0.000	11.049	-3.25
1005033	10.510	5.960	11.048	-3.25
100504	0.000	0.000	11.532	3.98
1005044	-13.710	0.000	11.533	3.98

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	8.030	4.551	8.016	4.520	0.014	0.031	0.044	0.359
401	402	5.364	3.875	5.352	3.848	0.012	0.027	0.032	0.469
402	404	5.352	4.614	5.342	4.595	0.010	0.019	0.034	0.343
404	4	-5.966	-2.165	-5.975	-2.180	0.008	0.015	-0.031	-0.252
4	403	-4.015	1.529	-4.022	1.515	0.008	0.014	-0.021	-0.063
403	2	-4.022	2.161	-4.023	2.159	0.001	0.002	-0.022	0.004
2	100	-2.020	-5.639	-2.038	-5.678	0.018	0.039	-0.029	-0.861
2002	303	2.398	1.811	2.377	1.785	0.022	0.026	0.046	0.421
303	305	1.679	1.384	1.662	1.363	0.017	0.020	0.034	0.449
305	306	0.279	0.592	0.278	0.590	0.002	0.002	0.010	0.148
306	307	-1.226	-0.294	-1.229	-0.298	0.004	0.004	-0.020	-0.143
307	304	-0.190	-0.482	-0.191	-0.484	0.002	0.002	-0.008	-0.201
304	2002	-1.463	-1.003	-1.487	-1.025	0.024	0.022	-0.028	-0.673
304	304001	0.631	0.281	0.630	0.270	0.002	0.011	0.011	0.374
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.035	-0.000
304	3040011	0.631	0.281	0.630	0.270	0.002	0.011	0.011	0.374
15	15003	3.827	2.299	3.825	2.219	0.002	0.080	0.022	1.167
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.827	2.299	3.825	2.219	0.002	0.080	0.022	1.167
150031	150011	3.828	2.212	3.826	2.162	0.002	0.050	0.022	0.739
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.230	0.000
15003	15001	3.822	2.225	3.820	2.175	0.002	0.050	0.022	0.743
2	2003	11.523	8.535	11.484	7.239	0.039	1.291	0.069	6.719
2003	2002	6.110	4.340	6.098	4.107	0.012	0.232	0.038	2.399
12003	12002	2.287	0.854	2.284	0.854	0.003	0.000	0.013	0.105
12	12003	4.010	2.025	4.002	1.805	0.008	0.220	0.023	2.899
12	13	-10.002	-2.053	-10.047	-2.136	0.045	0.083	-0.052	-0.715
13	14	-22.306	-9.145	-22.498	-9.496	0.191	0.349	-0.121	-1.516
14	15	-25.490	-10.616	-25.614	-10.843	0.124	0.227	-0.137	-0.866
15	409	-33.333	-15.614	-33.363	-15.669	0.030	0.056	-0.181	-0.165
409	300	-33.363	-15.181	-34.179	-16.162	0.812	0.977	-0.180	-3.702
314	314001	0.330	0.168	0.329	0.163	0.001	0.005	0.006	0.331
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.040	-0.000
314	3140011	0.702	0.398	0.700	0.387	0.001	0.011	0.013	0.331
312	312001	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.291
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.016	-0.000
312	3120011	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.291
311	311001	0.581	0.329	0.580	0.321	0.001	0.007	0.010	0.273
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.052	-0.000
311	3110011	0.910	0.530	0.909	0.518	0.001	0.012	0.016	0.273
12	120031	4.010	2.025	4.002	1.805	0.008	0.220	0.023	2.899
120031	120021	2.286	0.856	2.284	0.856	0.003	0.000	0.013	0.105
120021	12002	2.284	0.856	2.284	0.856	0.000	0.000	0.038	0.000
120031	120011	1.716	0.949	1.714	0.923	0.002	0.025	0.010	0.884

120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.106	0.000
12003	12001	1.715	0.951	1.713	0.925	0.002	0.025	0.010	0.886
10	10001	11.983	7.486	11.970	7.149	0.013	0.336	0.071	1.625
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.007	-7.082	0.000	0.000	-0.780	-0.001
10	100011	12.020	7.419	12.007	7.082	0.013	0.335	0.071	1.612
307	12002	-2.654	-0.746	-2.699	-0.812	0.045	0.065	-0.044	-0.877
12	11	1.941	-1.611	1.940	-1.613	0.001	0.002	0.013	-0.004
11	10	-0.589	-2.657	-0.592	-2.661	0.003	0.004	-0.014	-0.185
10	300	-24.722	-16.642	-25.437	-18.655	0.712	2.004	-0.150	-6.775
307	307001	0.801	0.490	0.799	0.475	0.002	0.015	0.015	0.411
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.047	-0.000
307	3070011	0.801	0.490	0.800	0.475	0.002	0.015	0.015	0.410
306	306001	0.747	0.438	0.744	0.420	0.003	0.018	0.014	0.538
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.046	-0.000
306	3060011	0.747	0.438	0.745	0.420	0.003	0.018	0.014	0.538
303	303001	0.346	0.201	0.345	0.195	0.001	0.006	0.006	0.386
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.021	-0.000
303	3030011	0.346	0.201	0.345	0.195	0.001	0.006	0.006	0.386
504	100504	-6.825	0.451	-6.850	0.003	0.025	0.447	-0.033	0.116
100504	1005044	-6.850	0.003	-6.851	0.003	0.000	0.000	-0.342	-0.001
504	1005044	-6.826	0.446	-6.851	-0.003	0.025	0.447	-0.033	0.110
40031	40011	4.792	2.161	4.787	2.161	0.005	0.000	0.026	0.108
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.267	0.000
4003	4001	0.690	0.502	0.690	0.497	0.000	0.004	0.004	0.390
4003	4002	1.189	0.411	1.188	0.411	0.001	0.000	0.006	0.053
4002	40021	1.188	0.411	1.188	0.411	0.000	0.000	0.018	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.188	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.224
4	40031	3.607	1.860	3.604	1.756	0.003	0.104	0.019	1.501
4	4003	1.881	0.956	1.879	0.912	0.002	0.044	0.010	1.224
4	405	-7.502	-5.518	-7.533	-5.576	0.031	0.057	-0.045	-0.765
405	300	-17.869	-11.339	-17.884	-11.366	0.015	0.027	-0.101	-0.154
404	3	11.308	7.419	11.286	7.393	0.021	0.026	0.065	0.285
3	501	8.757	5.949	8.739	5.923	0.018	0.026	0.051	0.331
501	502	0.563	1.002	0.563	1.001	0.000	0.000	0.006	0.038
502	503	-13.474	-7.346	-13.509	-7.396	0.034	0.050	-0.074	-0.422
503	300	-24.087	-13.907	-24.292	-14.203	0.204	0.295	-0.134	-1.402
503	100503	5.274	3.356	5.253	2.976	0.021	0.378	0.030	4.269
100503	1005033	5.253	2.976	5.253	2.976	0.000	0.000	0.315	0.000
503	1005033	5.272	3.360	5.251	2.980	0.021	0.378	0.030	4.274
502	100502	7.004	4.219	6.967	3.565	0.036	0.651	0.040	5.427
100502	1005022	6.967	3.565	6.967	3.565	0.000	0.000	0.413	0.001
502	1005022	7.000	4.225	6.964	3.571	0.036	0.651	0.040	5.433
501	100501	4.076	2.548	4.052	2.190	0.024	0.357	0.023	5.268
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.243	-0.000
501	1005011	4.077	2.546	4.053	2.188	0.024	0.357	0.023	5.265
200	406	-0.002	-0.026	-0.002	-0.026	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.318	-0.002	0.318	0.000	0.000	-0.002	0.001
9	9001	1.487	0.885	1.484	0.840	0.003	0.045	0.008	1.805
9001	90011	-1.484	-0.839	-1.484	-0.839	0.000	0.000	-0.086	-0.000
9	90011	1.487	0.884	1.484	0.839	0.003	0.045	0.008	1.804
200	407	9.144	4.212	9.138	4.202	0.006	0.011	0.048	0.117
407	7	6.488	2.965	6.485	2.961	0.002	0.004	0.034	0.068
7	408	3.604	1.797	3.599	1.787	0.005	0.010	0.019	0.282
408	8	3.599	2.303	3.598	2.302	0.001	0.001	0.020	0.039
8	9	-2.073	-0.763	-2.074	-0.765	0.002	0.002	-0.011	-0.126
9	100	-5.073	-1.920	-5.084	-1.937	0.012	0.017	-0.026	-0.380
80031	80011	4.453	2.210	4.449	2.210	0.005	0.000	0.024	0.100
80011	8001	4.449	2.210	4.448	2.210	0.000	0.000	0.252	0.000
8003	8001	0.459	0.441	0.459	0.439	0.000	0.002	0.003	0.333
8003	8002	1.552	0.605	1.551	0.605	0.001	0.000	0.008	0.068
8002	80021	0.853	0.293	0.853	0.293	0.000	0.000	0.013	0.000
80031	80021	-0.853	-0.290	-0.853	-0.293	0.000	0.003	-0.004	-0.160
8	80031	3.604	2.027	3.601	1.920	0.003	0.107	0.020	1.619
8	8003	2.013	1.097	2.011	1.046	0.002	0.051	0.011	1.390
302	302001	1.034	0.614	1.029	0.580	0.005	0.034	0.019	0.744

301	301001	1.145	0.722	1.139	0.680	0.006	0.043	0.021	0.855
305	305001	1.378	0.800	1.369	0.740	0.009	0.061	0.025	0.983
401	1	2.652	1.568	2.650	1.566	0.002	0.002	0.015	0.094
13003	13001	7.434	3.996	7.425	3.798	0.009	0.198	0.044	1.522
309	309001	0.913	0.516	0.909	0.490	0.004	0.026	0.016	0.625
2003	2001	5.374	2.898	5.367	2.898	0.008	0.000	0.031	0.123
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	504	-13.588	0.475	-13.618	0.431	0.030	0.044	-0.065	-0.254
309	310	0.923	0.483	0.919	0.479	0.004	0.004	0.016	0.188
14	14001	2.981	1.627	2.968	1.439	0.012	0.187	0.017	3.579
13002	314	1.047	0.605	1.041	0.598	0.006	0.007	0.019	0.274
407	6	2.651	1.511	2.650	1.509	0.001	0.002	0.015	0.060
6	6001	2.638	1.561	2.628	1.419	0.009	0.141	0.015	3.175
313	313001	1.606	0.969	1.599	0.909	0.007	0.060	0.029	0.796
7	7001	2.869	1.623	2.858	1.459	0.011	0.164	0.016	3.318
11	11001	2.518	1.431	2.508	1.289	0.009	0.141	0.015	3.273
13002	201	2.093	1.262	2.087	1.254	0.006	0.009	0.038	0.149
310	310001	0.916	0.480	0.909	0.440	0.006	0.040	0.016	0.952
13	13003	12.228	7.680	12.204	6.800	0.023	0.876	0.072	4.059
1	1001	2.638	1.635	2.628	1.489	0.010	0.146	0.015	3.324
13003	13002	4.770	2.804	4.767	2.804	0.004	0.000	0.029	0.060
13002	313	1.627	1.000	1.612	0.986	0.015	0.014	0.030	0.401
301	302	1.043	0.627	1.039	0.622	0.004	0.005	0.019	0.177
201	312	0.578	0.333	0.577	0.332	0.001	0.001	0.010	0.059
12002	309	1.868	0.993	1.840	0.967	0.028	0.026	0.033	0.663
405	5	10.336	6.321	10.333	6.317	0.003	0.003	0.058	0.039
5	5001	10.298	6.092	10.274	5.547	0.025	0.543	0.057	3.023
8002	308	0.698	0.345	0.696	0.342	0.002	0.002	0.011	0.139
308	308001	0.693	0.349	0.690	0.330	0.003	0.019	0.011	0.594
2002	301	2.212	1.358	2.193	1.334	0.020	0.024	0.040	0.434
3	3001	2.518	1.628	2.508	1.489	0.009	0.138	0.014	3.340
201	311	1.509	0.951	1.506	0.947	0.002	0.004	0.028	0.087
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

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.: 140.137 МВт / 1227.604 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.960 МВт / 1191.010 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.930 МВт / 12.655 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.930 МВт / 12.655 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.702 МВт / 6.148 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.604 МВт / 2.609 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.306 МВт / 8.757 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.236 МВт / 21.412 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-15.154	-12.674	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.609	-0.13
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.510	-0.15
402		0.000	0.000	114.102	-0.27
404		0.000	0.000	113.737	-0.34
3	Брацлав	0.000	0.000	113.437	-0.39
4	Тульчин	0.000	0.000	114.001	-0.22
2	Немирів	0.000	0.000	114.039	0.05
403		0.000	0.000	114.046	0.02
405		0.000	0.000	114.834	-0.04
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.793	-0.05
300	ладизинська ТЕС	-102.135	-62.563	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.138	-4.364	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.875	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.811	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.801	-0.07
408		0.000	0.000	114.501	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	114.460	-0.18
9	Іллінці	0.000	0.000	114.593	-0.14
10	Іллінці КС	0.000	0.000	107.819	-2.56
11	Сороки	0.000	0.000	107.612	-2.51
12	Дашів	0.000	0.000	107.602	-2.46
13	Гайсин	0.000	0.000	108.343	-2.01
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	109.945	-1.35
15	Ладизин	0.000	0.000	110.867	-0.98
409		0.000	0.000	111.042	-0.92
301	Ковалівка	0.000	0.000	34.632	-6.64
302	Козаківка	0.000	0.000	34.448	-6.74
303	Чуків	0.000	0.000	34.641	-6.56
304	Потоки	0.000	0.000	34.370	-6.54
305	Мельниківці	0.000	0.000	34.168	-6.70
306	Ситківці	0.000	0.000	34.006	-6.64
307	Носівці	0.000	0.000	34.150	-6.46
308	Попівка	0.000	0.000	37.667	-1.51
309	Слободище	0.000	0.000	34.337	-5.57
310	Гранів	0.000	0.000	34.141	-5.71
201		0.000	0.000	34.755	-5.49
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.666	-5.55
312	Гунча	0.000	0.000	34.694	-5.53
313	Тишківка	0.000	0.000	34.485	-5.51
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.624	-5.55

1001	2.630	1.490	10.626	-2.67
2003	0.000	0.000	107.126	-4.77
2002	0.000	0.000	35.083	-6.39
2001	5.370	2.900	10.233	-4.73
20033	0.000	0.000	114.039	0.05
20021	0.000	0.000	38.178	0.05
20011	0.000	0.000	10.908	0.05
3001	2.510	1.490	10.523	-2.83
4003	0.000	0.000	112.736	-1.39
4002	0.000	0.000	37.724	-1.38
4001	5.480	2.660	10.745	-1.64
40031	0.000	0.000	112.457	-1.67
40021	0.000	0.000	37.724	-1.38
40011	0.000	0.000	10.745	-1.64
5001	10.280	5.550	10.198	-2.54
6001	2.630	1.420	10.670	-2.57
7001	2.860	1.460	10.656	-2.80
8003	0.000	0.000	113.018	-1.42
8002	0.000	0.000	37.812	-1.41
8001	4.910	2.650	10.777	-1.58
80031	0.000	0.000	112.786	-1.61
80021	0.000	0.000	37.812	-1.41
80011	0.000	0.000	10.778	-1.59
9001	2.970	1.680	10.782	-1.53
10001	23.990	14.240	9.698	-3.85
100011	0.000	0.000	9.699	-3.85
11001	2.510	1.290	9.987	-5.23
12003	0.000	0.000	104.767	-5.31
12002	0.000	0.000	35.036	-5.29
12001	3.430	1.850	9.941	-6.03
120031	0.000	0.000	104.767	-5.31
120021	0.000	0.000	35.036	-5.29
120011	0.000	0.000	9.941	-6.03
13003	0.000	0.000	104.338	-5.40
13002	0.000	0.000	34.908	-5.38
13001	7.430	3.800	9.845	-6.73
14001	2.970	1.440	10.176	-4.46
15003	0.000	0.000	109.671	-1.97
15002	0.000	0.000	36.716	-1.97
15001	7.650	4.340	10.419	-2.58
150031	0.000	0.000	109.671	-1.97
150021	0.000	0.000	36.716	-1.97
150011	0.000	0.000	10.419	-2.58
301001	1.140	0.680	10.148	-8.26
302001	1.030	0.580	10.606	-8.23
303001	0.690	0.390	10.284	-7.31
3030011	0.000	0.000	10.284	-7.31
304001	1.260	0.540	10.694	-7.46
3040011	0.000	0.000	10.694	-7.46
305001	1.370	0.740	10.449	-8.73
306001	1.490	0.840	10.050	-7.73
3060011	0.000	0.000	10.051	-7.73
307001	1.600	0.950	10.610	-7.31
3070011	0.000	0.000	10.611	-7.31
308001	0.690	0.330	11.649	-2.81
309001	0.910	0.490	10.604	-6.90
310001	0.910	0.440	10.447	-7.82
311001	1.490	0.840	10.813	-6.16
3110011	0.000	0.000	10.813	-6.16
312001	0.570	0.290	10.816	-6.15
3120011	0.000	0.000	10.816	-6.15
313001	1.600	0.910	10.119	-7.20
90011	0.000	0.000	10.782	-1.53
314001	1.030	0.550	10.782	-6.28
3140011	0.000	0.000	10.782	-6.28

501	0.000	0.000	113.089	-0.45
502	0.000	0.000	113.052	-0.45
503	0.000	0.000	113.504	-0.34
504	0.000	0.000	114.303	0.26
100501	8.110	4.380	10.308	-4.51
1005011	0.000	0.000	10.309	-4.51
100502	0.000	0.000	10.293	-4.89
1005022	13.940	7.140	10.292	-4.89
100503	0.000	0.000	10.441	-3.61
1005033	10.510	5.960	10.441	-3.61
100504	0.000	0.000	10.947	4.43
1005044	-13.710	0.000	10.948	4.43

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	8.029	4.850	8.013	4.815	0.016	0.035	0.047	0.391
401	402	5.361	4.056	5.347	4.025	0.014	0.031	0.034	0.508
402	404	5.347	4.715	5.335	4.694	0.012	0.021	0.036	0.366
404	4	-5.960	-2.173	-5.969	-2.190	0.009	0.017	-0.032	-0.266
4	403	-3.991	1.732	-4.000	1.716	0.009	0.016	-0.022	-0.045
403	2	-4.000	2.299	-4.001	2.296	0.001	0.002	-0.023	0.007
2	100	-2.014	-6.031	-2.037	-6.081	0.022	0.049	-0.032	-0.961
2002	303	2.402	1.827	2.377	1.797	0.025	0.030	0.050	0.451
303	305	1.680	1.394	1.660	1.370	0.019	0.023	0.036	0.481
305	306	0.277	0.586	0.275	0.584	0.002	0.002	0.011	0.155
306	307	-1.228	-0.304	-1.232	-0.309	0.004	0.005	-0.021	-0.155
307	304	-0.188	-0.478	-0.190	-0.481	0.002	0.003	-0.009	-0.213
304	2002	-1.461	-1.008	-1.489	-1.033	0.027	0.025	-0.030	-0.719
304	304001	0.631	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.407
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.037	-0.000
304	3040011	0.632	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.407
15	15003	3.827	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.828	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
150031	150011	3.828	2.218	3.826	2.162	0.002	0.056	0.023	0.787
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.243	0.000
15003	15001	3.822	2.231	3.820	2.175	0.002	0.056	0.023	0.791
2	2003	11.540	8.795	11.496	7.322	0.044	1.467	0.073	7.284
2003	2002	6.121	4.424	6.107	4.157	0.013	0.266	0.041	2.613
12003	12002	2.295	0.886	2.292	0.886	0.003	0.000	0.014	0.111
12	12003	4.019	2.093	4.010	1.841	0.009	0.251	0.024	3.186
12	13	-10.036	-2.161	-10.088	-2.255	0.051	0.094	-0.055	-0.773
13	14	-22.349	-9.495	-22.568	-9.894	0.218	0.398	-0.129	-1.637
14	15	-25.560	-11.092	-25.702	-11.351	0.141	0.258	-0.146	-0.937
15	409	-33.414	-16.135	-33.449	-16.199	0.034	0.063	-0.193	-0.177
409	300	-33.449	-15.761	-34.375	-16.875	0.923	1.110	-0.192	-3.972
314	314001	0.330	0.168	0.329	0.163	0.001	0.006	0.006	0.358
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.043	-0.000
314	3140011	0.702	0.400	0.700	0.387	0.001	0.012	0.013	0.358
312	312001	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.017	-0.000
312	3120011	0.286	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
311	311001	0.581	0.330	0.580	0.321	0.001	0.009	0.011	0.295
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.056	-0.000
311	3110011	0.910	0.532	0.909	0.518	0.001	0.013	0.018	0.295
12	120031	4.020	2.093	4.010	1.840	0.009	0.251	0.024	3.185
120031	120021	2.294	0.888	2.291	0.888	0.003	0.000	0.014	0.111
120021	12002	2.291	0.888	2.291	0.888	0.000	0.000	0.040	0.000
120031	120011	1.716	0.952	1.714	0.923	0.002	0.029	0.011	0.956
120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.113	0.000

12003	12001	1.715	0.955	1.713	0.925	0.002	0.029	0.011	0.957
10	10001	11.984	7.529	11.970	7.149	0.015	0.379	0.076	1.741
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.007	-7.082	0.000	0.000	-0.828	-0.001
10	100011	12.022	7.462	12.007	7.082	0.015	0.378	0.076	1.728
307	12002	-2.657	-0.771	-2.709	-0.847	0.052	0.075	-0.047	-0.953
12	11	1.961	-1.681	1.959	-1.683	0.001	0.002	0.014	-0.006
11	10	-0.569	-2.789	-0.573	-2.794	0.003	0.005	-0.015	-0.203
10	300	-24.693	-16.963	-25.505	-19.250	0.808	2.277	-0.160	-7.288
307	307001	0.801	0.492	0.799	0.475	0.002	0.017	0.016	0.446
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.051	-0.000
307	3070011	0.802	0.492	0.800	0.475	0.002	0.017	0.016	0.445
306	306001	0.747	0.441	0.744	0.420	0.003	0.021	0.015	0.585
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.049	-0.000
306	3060011	0.748	0.440	0.745	0.420	0.003	0.021	0.015	0.585
303	303001	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.418
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.022	-0.000
303	3030011	0.346	0.201	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.418
504	100504	-6.823	0.500	-6.850	0.003	0.027	0.496	-0.034	0.188
100504	1005044	-6.850	0.003	-6.851	0.003	0.000	0.000	-0.361	-0.001
504	1005044	-6.823	0.495	-6.851	-0.003	0.027	0.496	-0.034	0.181
40031	40011	4.793	2.161	4.787	2.161	0.006	0.000	0.027	0.114
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.282	0.000
4003	4001	0.690	0.502	0.690	0.497	0.000	0.005	0.004	0.412
4003	4002	1.189	0.411	1.188	0.411	0.001	0.000	0.006	0.055
4002	40021	1.188	0.411	1.188	0.411	0.000	0.000	0.019	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.188	-0.411	0.000	0.007	-0.006	-0.238
4	40031	3.608	1.872	3.605	1.756	0.003	0.115	0.021	1.591
4	4003	1.881	0.962	1.879	0.913	0.002	0.049	0.011	1.297
4	405	-7.516	-5.848	-7.552	-5.915	0.036	0.066	-0.048	-0.834
405	300	-17.888	-11.772	-17.905	-11.803	0.017	0.031	-0.107	-0.166
404	3	11.295	7.460	11.271	7.432	0.024	0.029	0.069	0.301
3	501	8.742	5.953	8.722	5.924	0.020	0.028	0.054	0.348
501	502	0.542	0.897	0.542	0.897	0.000	0.000	0.005	0.037
502	503	-13.500	-7.622	-13.540	-7.679	0.039	0.056	-0.079	-0.453
503	300	-24.120	-14.301	-24.351	-14.635	0.230	0.333	-0.142	-1.498
503	100503	5.277	3.401	5.253	2.976	0.023	0.423	0.032	4.557
100503	1005033	5.253	2.976	5.253	2.976	0.000	0.000	0.333	0.000
503	1005033	5.274	3.405	5.251	2.980	0.023	0.423	0.032	4.563
502	100502	7.008	4.300	6.967	3.565	0.040	0.732	0.042	5.826
100502	1005022	6.967	3.565	6.967	3.565	0.000	0.000	0.438	0.001
502	1005022	7.005	4.306	6.964	3.571	0.040	0.732	0.042	5.833
501	100501	4.079	2.592	4.052	2.190	0.027	0.401	0.025	5.645
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.258	-0.000
501	1005011	4.080	2.590	4.053	2.188	0.027	0.401	0.025	5.641
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	9001	1.487	0.890	1.484	0.840	0.003	0.050	0.009	1.910
9001	90011	-1.484	-0.839	-1.484	-0.839	0.000	0.000	-0.091	-0.000
9	90011	1.488	0.890	1.484	0.839	0.003	0.050	0.009	1.909
200	407	9.140	4.387	9.133	4.375	0.007	0.012	0.051	0.125
407	7	6.483	3.090	6.480	3.086	0.003	0.005	0.036	0.073
7	408	3.599	1.858	3.593	1.847	0.006	0.011	0.020	0.301
408	8	3.593	2.313	3.592	2.312	0.001	0.001	0.022	0.041
8	9	-2.075	-0.784	-2.077	-0.786	0.002	0.003	-0.011	-0.134
9	100	-5.073	-2.011	-5.087	-2.030	0.013	0.019	-0.027	-0.407
80031	80011	4.454	2.211	4.449	2.211	0.005	0.000	0.025	0.106
80011	8001	4.449	2.211	4.449	2.211	0.000	0.000	0.266	0.000
8003	8001	0.458	0.440	0.458	0.437	0.000	0.003	0.003	0.351
8003	8002	1.553	0.610	1.552	0.610	0.001	0.000	0.009	0.072
8002	80021	0.853	0.292	0.853	0.292	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.288	-0.853	-0.292	0.000	0.003	-0.005	-0.169
8	80031	3.605	2.042	3.601	1.923	0.004	0.119	0.021	1.718
8	8003	2.013	1.107	2.011	1.049	0.002	0.057	0.012	1.476
302	302001	1.035	0.619	1.029	0.580	0.006	0.039	0.020	0.809
301	301001	1.146	0.729	1.139	0.680	0.007	0.049	0.023	0.928

305	305001	1.379	0.809	1.369	0.740	0.010	0.070	0.027	1.072
401	1	2.652	1.591	2.650	1.589	0.002	0.002	0.016	0.099
13003	13001	7.435	4.023	7.425	3.798	0.010	0.225	0.047	1.651
309	309001	0.914	0.520	0.909	0.490	0.004	0.030	0.018	0.678
2003	2001	5.375	2.898	5.367	2.898	0.009	0.000	0.033	0.130
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	504	-13.582	0.624	-13.616	0.575	0.033	0.048	-0.069	-0.262
309	310	0.924	0.490	0.919	0.485	0.004	0.005	0.018	0.202
14	14001	2.982	1.651	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.845
13002	314	1.047	0.605	1.040	0.597	0.007	0.008	0.020	0.293
407	6	2.651	1.532	2.650	1.530	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001	2.639	1.577	2.628	1.419	0.010	0.158	0.015	3.373
313	313001	1.607	0.978	1.599	0.909	0.008	0.068	0.031	0.863
7	7001	2.870	1.642	2.858	1.459	0.012	0.182	0.017	3.528
11	11001	2.519	1.450	2.508	1.289	0.011	0.160	0.016	3.530
13002	201	2.092	1.257	2.085	1.247	0.007	0.010	0.040	0.159
310	310001	0.917	0.486	0.909	0.440	0.007	0.046	0.018	1.038
13	13003	12.234	7.837	12.207	6.837	0.027	0.995	0.077	4.401
1	1001	2.639	1.652	2.628	1.489	0.011	0.162	0.016	3.533
13003	13002	4.772	2.814	4.768	2.814	0.004	0.000	0.031	0.064
13002	313	1.630	1.009	1.612	0.993	0.017	0.016	0.032	0.429
301	302	1.043	0.631	1.039	0.626	0.004	0.005	0.020	0.190
201	312	0.577	0.330	0.577	0.329	0.001	0.001	0.011	0.063
12002	309	1.874	1.011	1.841	0.982	0.032	0.029	0.035	0.712
405	5	10.336	6.361	10.333	6.358	0.003	0.004	0.061	0.041
5	5001	10.301	6.154	10.274	5.547	0.028	0.605	0.060	3.212
8002	308	0.698	0.348	0.696	0.345	0.002	0.003	0.012	0.147
308	308001	0.693	0.351	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.631
2002	301	2.216	1.374	2.194	1.347	0.023	0.027	0.043	0.466
3	3001	2.519	1.644	2.508	1.489	0.010	0.154	0.015	3.554
201	311	1.508	0.943	1.505	0.939	0.003	0.004	0.029	0.093
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

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.: 115.215 МВТ / 1009.288 МЛН.КВТ*Г
 ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 111.510 МВТ / 976.828 МЛН.КВТ*Г
 ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.727 МВТ / 11.777 МЛН.КВТ*Г
 ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.727 МВТ / 11.777 МЛН.КВТ*Г
 ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.611 МВТ / 5.354 МЛН.КВТ*Г
 ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.422 МВТ / 1.824 МЛН.КВТ*Г
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.033 МВТ / 7.177 МЛН.КВТ*Г
 СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.760 МВТ / 18.954 МЛН.КВТ*Г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-24.157	-12.507	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.592	-0.17
1	ВОРОНОВИЦЯ	0.000	0.000	114.493	-0.19
402		0.000	0.000	114.056	-0.38
404		0.000	0.000	113.667	-0.48
3	БРАЦЛАВ	0.000	0.000	113.389	-0.53
4	ТУЛЬЧИН	0.000	0.000	113.856	-0.41
2	НЕМИРІВ	0.000	0.000	113.560	-0.47
403		0.000	0.000	113.600	-0.46
405		0.000	0.000	114.822	-0.06
5	ФЕРМЕНТНИЙ ЗАВОД	0.000	0.000	114.780	-0.07
300	ЛАДИЖИНСЬКА ТЕС	-81.920	-47.540	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.138	-4.364	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.875	-0.04
6	ОЛЕНІВКА	0.000	0.000	114.811	-0.06
7	СТЕПАНІВКА	0.000	0.000	114.801	-0.07
408		0.000	0.000	114.501	-0.17
8	ЛИПОВЕЦЬ	0.000	0.000	114.460	-0.18
9	ІЛЛІНЦІ	0.000	0.000	114.593	-0.14
10	ІЛЛІНЦІ КС	0.000	0.000	107.794	-2.57
11	СОРОКИ	0.000	0.000	107.579	-2.53
12	ДАШІВ	0.000	0.000	107.566	-2.48
13	ГАЙСИН	0.000	0.000	108.316	-2.02
14	ЛАД. ХУТОРА	0.000	0.000	109.925	-1.36
15	ЛАДИЖИН	0.000	0.000	110.852	-0.99
409		0.000	0.000	111.028	-0.92
301	КОВАЛІВКА	0.000	0.000	34.474	-7.03
302	КОЗАКІВКА	0.000	0.000	34.289	-7.13
303	ЧУКІВ	0.000	0.000	34.497	-6.92
304	ПОТОКИ	0.000	0.000	34.249	-6.88
305	МЕЛЬНИКІВЦІ	0.000	0.000	34.042	-7.03
306	СИТКІВЦІ	0.000	0.000	33.902	-6.92
307	НОСІВЦІ	0.000	0.000	34.059	-6.72
308	ПОПІВКА	0.000	0.000	37.667	-1.51
309	СЛОВДИЩЕ	0.000	0.000	34.311	-5.69
310	ГРАНІВ	0.000	0.000	34.115	-5.83
201		0.000	0.000	34.746	-5.51
311	ГАЙСИН 35	0.000	0.000	34.656	-5.57
312	ГУНЧА	0.000	0.000	34.685	-5.54
313	ТИШКІВКА	0.000	0.000	34.475	-5.52
314	ЦУК. З-Д	0.000	0.000	34.614	-5.57

1001	2.630	1.490	10.624	-2.70
2003	0.000	0.000	106.657	-5.21
2002	0.000	0.000	34.927	-6.77
2001	5.370	2.900	10.188	-5.17
20033	0.000	0.000	113.560	-0.47
20021	0.000	0.000	38.018	-0.47
20011	0.000	0.000	10.862	-0.47
3001	2.510	1.490	10.518	-2.97
4003	0.000	0.000	112.590	-1.59
4002	0.000	0.000	37.675	-1.58
4001	5.480	2.660	10.731	-1.83
40031	0.000	0.000	112.310	-1.86
40021	0.000	0.000	37.675	-1.58
40011	0.000	0.000	10.731	-1.83
5001	10.280	5.550	10.197	-2.56
6001	2.630	1.420	10.670	-2.57
7001	2.860	1.460	10.656	-2.80
8003	0.000	0.000	113.018	-1.42
8002	0.000	0.000	37.812	-1.41
8001	4.910	2.650	10.777	-1.58
80031	0.000	0.000	112.786	-1.61
80021	0.000	0.000	37.812	-1.41
80011	0.000	0.000	10.778	-1.59
9001	2.970	1.680	10.782	-1.53
10001	23.990	14.240	9.695	-3.86
100011	0.000	0.000	9.697	-3.87
11001	2.510	1.290	9.984	-5.26
12003	0.000	0.000	104.698	-5.43
12002	0.000	0.000	35.010	-5.41
12001	3.430	1.850	9.935	-6.15
120031	0.000	0.000	104.699	-5.43
120021	0.000	0.000	35.010	-5.41
120011	0.000	0.000	9.935	-6.15
13003	0.000	0.000	104.310	-5.41
13002	0.000	0.000	34.899	-5.39
13001	7.430	3.800	9.843	-6.75
14001	2.970	1.440	10.174	-4.47
15003	0.000	0.000	109.656	-1.97
15002	0.000	0.000	36.711	-1.97
15001	7.650	4.340	10.417	-2.59
150031	0.000	0.000	109.656	-1.97
150021	0.000	0.000	36.711	-1.97
150011	0.000	0.000	10.417	-2.59
301001	1.140	0.680	10.099	-8.66
302001	1.030	0.580	10.555	-8.63
303001	0.690	0.390	10.240	-7.68
3030011	0.000	0.000	10.240	-7.68
304001	1.260	0.540	10.655	-7.81
3040011	0.000	0.000	10.655	-7.81
305001	1.370	0.740	10.408	-9.08
306001	1.490	0.840	10.019	-8.02
3060011	0.000	0.000	10.019	-8.02
307001	1.600	0.950	10.582	-7.57
3070011	0.000	0.000	10.582	-7.58
308001	0.690	0.330	11.649	-2.81
309001	0.910	0.490	10.595	-7.02
310001	0.910	0.440	10.439	-7.94
311001	1.490	0.840	10.810	-6.17
3110011	0.000	0.000	10.810	-6.17
312001	0.570	0.290	10.813	-6.17
3120011	0.000	0.000	10.813	-6.17
313001	1.600	0.910	10.117	-7.22
90011	0.000	0.000	10.782	-1.53
314001	1.030	0.550	10.779	-6.29
3140011	0.000	0.000	10.779	-6.29

501	0.000	0.000	113.074	-0.60
100501	8.110	4.380	10.307	-4.65
1005011	0.000	0.000	10.307	-4.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QP,МВАР	PK,МВТ	QK,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, КА	DU, KB
100	401	9.540	4.546	9.520	4.501	0.020	0.045	0.053	0.409
401	402	6.868	3.742	6.849	3.700	0.019	0.042	0.039	0.538
402	404	6.849	4.390	6.834	4.362	0.015	0.028	0.041	0.391
404	4	-3.913	-1.745	-3.917	-1.753	0.004	0.008	-0.022	-0.190
4	403	1.879	1.626	1.876	1.621	0.003	0.005	0.013	0.257
403	2	1.876	2.199	1.876	2.198	0.000	0.001	0.015	0.041
2	100	-9.459	-6.063	-9.529	-6.218	0.069	0.154	-0.057	-1.444
2002	303	2.267	1.819	2.244	1.791	0.023	0.028	0.048	0.437
303	305	1.547	1.388	1.529	1.367	0.018	0.021	0.035	0.460
305	306	0.146	0.582	0.144	0.580	0.002	0.002	0.010	0.130
306	307	-1.359	-0.308	-1.364	-0.315	0.005	0.006	-0.024	-0.170
307	304	-0.067	-0.477	-0.069	-0.480	0.002	0.002	-0.008	-0.177
304	2002	-1.339	-1.008	-1.364	-1.030	0.025	0.022	-0.028	-0.681
304	304001	0.631	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.412
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.037	-0.000
304	3040011	0.632	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.411
15	15003	3.827	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.828	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
150031	150011	3.828	2.218	3.826	2.162	0.002	0.056	0.023	0.788
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.243	0.000
15003	15001	3.822	2.231	3.820	2.175	0.002	0.056	0.023	0.792
2	2003	11.279	8.736	11.236	7.300	0.043	1.430	0.072	7.340
2003	2002	5.861	4.402	5.848	4.148	0.013	0.253	0.040	2.616
12003	12002	2.427	0.897	2.424	0.897	0.003	0.000	0.014	0.118
12	12003	4.152	2.119	4.142	1.851	0.010	0.266	0.025	3.236
12	13	-10.177	-2.178	-10.230	-2.275	0.053	0.097	-0.056	-0.784
13	14	-22.492	-9.516	-22.713	-9.920	0.220	0.403	-0.130	-1.646
14	15	-25.705	-11.118	-25.848	-11.380	0.143	0.261	-0.147	-0.941
15	409	-33.561	-16.164	-33.596	-16.228	0.035	0.064	-0.194	-0.178
409	300	-33.596	-15.790	-34.530	-16.914	0.930	1.119	-0.193	-3.987
314	314001	0.330	0.168	0.329	0.163	0.001	0.006	0.006	0.358
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.043	-0.000
314	3140011	0.702	0.400	0.700	0.387	0.001	0.012	0.013	0.358
312	312001	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.017	-0.000
312	3120011	0.286	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
311	311001	0.581	0.330	0.580	0.321	0.001	0.009	0.011	0.296
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.056	-0.000
311	3110011	0.910	0.532	0.909	0.518	0.001	0.013	0.018	0.295
12	120031	4.152	2.118	4.142	1.851	0.010	0.266	0.025	3.236
120031	120021	2.426	0.899	2.423	0.899	0.003	0.000	0.014	0.118
120021	12002	2.423	0.899	2.423	0.899	0.000	0.000	0.043	0.000
120031	120011	1.716	0.952	1.714	0.923	0.002	0.029	0.011	0.959
120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.113	0.000
12003	12001	1.715	0.955	1.713	0.925	0.002	0.029	0.011	0.961
10	10001	11.984	7.529	11.970	7.149	0.015	0.379	0.076	1.743
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.007	-7.082	0.000	0.000	-0.829	-0.001
10	100011	12.022	7.462	12.007	7.082	0.015	0.379	0.076	1.730
307	12002	-2.911	-0.778	-2.973	-0.868	0.062	0.090	-0.051	-1.029
12	11	1.836	-1.715	1.835	-1.717	0.001	0.002	0.013	-0.009
11	10	-0.693	-2.823	-0.697	-2.828	0.004	0.005	-0.016	-0.211
10	300	-24.817	-16.999	-25.636	-19.305	0.815	2.297	-0.161	-7.315
307	307001	0.801	0.492	0.799	0.475	0.002	0.017	0.016	0.449

307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.051	-0.000
307	3070011	0.802	0.492	0.800	0.475	0.002	0.017	0.016	0.449
306	306001	0.747	0.441	0.744	0.420	0.003	0.021	0.015	0.590
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.049	-0.000
306	3060011	0.748	0.440	0.745	0.420	0.003	0.021	0.015	0.589
303	303001	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.422
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.022	-0.000
303	3030011	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.422
4	405	-11.334	-5.308	-11.397	-5.423	0.063	0.115	-0.063	-0.968
405	300	-21.733	-11.281	-21.755	-11.321	0.022	0.040	-0.123	-0.178
40031	40011	4.793	2.161	4.787	2.161	0.006	0.000	0.027	0.114
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.282	0.000
4003	4001	0.690	0.502	0.690	0.497	0.000	0.005	0.004	0.415
4003	4002	1.189	0.411	1.188	0.411	0.001	0.000	0.006	0.055
4002	40021	1.188	0.411	1.188	0.411	0.000	0.000	0.019	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.188	-0.411	0.000	0.007	-0.006	-0.240
4	40031	3.608	1.872	3.605	1.756	0.003	0.115	0.021	1.602
4	4003	1.881	0.962	1.879	0.913	0.002	0.049	0.011	1.307
501	100501	4.079	2.593	4.052	2.190	0.027	0.401	0.025	5.665
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.258	-0.000
501	1005011	4.080	2.590	4.053	2.188	0.027	0.401	0.025	5.661
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
9	90011	1.488	0.890	1.484	0.839	0.003	0.050	0.009	1.909
90011	9001	1.484	0.839	1.484	0.839	0.000	0.000	0.091	0.000
9	9001	1.487	0.890	1.484	0.840	0.003	0.050	0.009	1.910
8	80031	3.605	2.042	3.601	1.923	0.004	0.119	0.021	1.718
80031	80011	4.454	2.211	4.449	2.211	0.005	0.000	0.025	0.106
80011	8001	4.449	2.211	4.449	2.211	0.000	0.000	0.266	0.000
8003	8001	0.458	0.440	0.458	0.437	0.000	0.003	0.003	0.351
8	8003	2.013	1.107	2.011	1.049	0.002	0.057	0.012	1.476
8003	8002	1.553	0.610	1.552	0.610	0.001	0.000	0.009	0.072
8002	80021	0.853	0.292	0.853	0.292	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.288	-0.853	-0.292	0.000	0.003	-0.005	-0.169
100	9	5.087	2.030	5.073	2.011	0.013	0.019	0.027	0.407
9	8	2.077	0.786	2.075	0.784	0.002	0.003	0.011	0.134
8	408	-3.592	-2.312	-3.593	-2.313	0.001	0.001	-0.022	-0.041
408	7	-3.593	-1.847	-3.599	-1.858	0.006	0.011	-0.020	-0.301
7	407	-6.480	-3.086	-6.483	-3.090	0.003	0.005	-0.036	-0.073
407	200	-9.133	-4.375	-9.140	-4.387	0.007	0.012	-0.051	-0.125
13003	13002	4.772	2.814	4.768	2.814	0.004	0.000	0.031	0.064
13002	314	1.047	0.605	1.040	0.597	0.007	0.008	0.020	0.293
313	313001	1.607	0.978	1.599	0.909	0.008	0.068	0.031	0.864
11	11001	2.519	1.450	2.508	1.289	0.011	0.160	0.016	3.533
13002	201	2.092	1.257	2.085	1.247	0.007	0.010	0.040	0.159
1	1001	2.639	1.652	2.628	1.489	0.011	0.162	0.016	3.537
404	3	10.747	6.700	10.726	6.675	0.021	0.025	0.064	0.279
3	3001	2.519	1.644	2.508	1.489	0.010	0.155	0.015	3.567
3	501	8.196	5.196	8.180	5.172	0.017	0.024	0.049	0.316
13002	313	1.630	1.009	1.612	0.993	0.017	0.016	0.032	0.429
201	312	0.577	0.330	0.577	0.329	0.001	0.001	0.011	0.063
12002	309	1.874	1.011	1.841	0.982	0.032	0.029	0.035	0.713
2002	301	2.217	1.375	2.194	1.347	0.023	0.027	0.043	0.468
301	302	1.043	0.632	1.039	0.626	0.004	0.005	0.020	0.191
309	310	0.924	0.490	0.919	0.485	0.004	0.005	0.018	0.203
201	311	1.508	0.943	1.505	0.939	0.003	0.004	0.029	0.093
302	302001	1.035	0.619	1.029	0.580	0.006	0.039	0.020	0.818
301	301001	1.146	0.729	1.139	0.680	0.007	0.049	0.023	0.939
14	14001	2.982	1.651	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.847
305	305001	1.379	0.810	1.369	0.740	0.010	0.070	0.027	1.083
401	1	2.652	1.592	2.650	1.589	0.002	0.002	0.016	0.099
13003	13001	7.435	4.024	7.425	3.798	0.010	0.225	0.047	1.652
309	309001	0.914	0.520	0.909	0.490	0.004	0.030	0.018	0.680
2003	2001	5.376	2.898	5.367	2.898	0.009	0.000	0.033	0.130
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

8002	308	0.698	0.348	0.696	0.345	0.002	0.003	0.012	0.147
308	308001	0.693	0.351	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.631
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
405	5	10.336	6.361	10.333	6.358	0.003	0.004	0.061	0.041
5	5001	10.301	6.154	10.274	5.547	0.028	0.605	0.060	3.214
7	7001	2.870	1.642	2.858	1.459	0.012	0.182	0.017	3.528
310	310001	0.917	0.486	0.909	0.440	0.007	0.046	0.018	1.041
13	13003	12.234	7.837	12.207	6.837	0.027	0.996	0.077	4.404
407	6	2.651	1.532	2.650	1.530	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001	2.639	1.577	2.628	1.419	0.010	0.158	0.015	3.373
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

2 РІК

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 140.131 МВт / 1227.550 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.960 МВт / 1191.010 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.018 МВт / 13.035 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.018 МВт / 13.035 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.670 МВт / 5.873 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.550 МВт / 2.376 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.221 МВт / 8.249 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.239 МВт / 21.284 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-24.157	-12.507	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.592	-0.17
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.493	-0.19
402		0.000	0.000	114.056	-0.38
404		0.000	0.000	113.667	-0.48
3	Брацлав	0.000	0.000	113.389	-0.53
4	Тульчин	0.000	0.000	113.856	-0.41
2	Немирів	0.000	0.000	113.560	-0.47
403		0.000	0.000	113.600	-0.46
405		0.000	0.000	114.822	-0.06
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.780	-0.07
300	ладизинська ТЕС	-106.836	-63.253	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.138	-4.364	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.875	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.811	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.801	-0.07
408		0.000	0.000	114.501	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	114.460	-0.18
9	Іллінці	0.000	0.000	114.593	-0.14
10	Іллінці КС	0.000	0.000	107.794	-2.57
11	Сороки	0.000	0.000	107.579	-2.53
12	Дашів	0.000	0.000	107.566	-2.48
13	Гайсин	0.000	0.000	108.316	-2.02
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	109.925	-1.36
15	Ладизин	0.000	0.000	110.852	-0.99
409		0.000	0.000	111.028	-0.92
301	Ковалівка	0.000	0.000	34.474	-7.03
302	Козаківка	0.000	0.000	34.289	-7.13
303	Чуків	0.000	0.000	34.497	-6.92
304	Потоки	0.000	0.000	34.249	-6.88
305	Мельниківці	0.000	0.000	34.042	-7.03

306	Ситківці	0.000	0.000	33.902	-6.92
307	Носівці	0.000	0.000	34.059	-6.72
308	Попівка	0.000	0.000	37.667	-1.51
309	Слободище	0.000	0.000	34.311	-5.69
310	Гранів	0.000	0.000	34.115	-5.83
201		0.000	0.000	34.746	-5.51
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.656	-5.57
312	Гунча	0.000	0.000	34.685	-5.54
313	Тишківка	0.000	0.000	34.475	-5.52
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.614	-5.57
1001		2.630	1.490	10.624	-2.70
2003		0.000	0.000	106.657	-5.21
2002		0.000	0.000	34.927	-6.77
2001		5.370	2.900	10.188	-5.17
20033		0.000	0.000	113.560	-0.47
20021		0.000	0.000	38.018	-0.47
20011		0.000	0.000	10.862	-0.47
3001		2.510	1.490	10.518	-2.97
4003		0.000	0.000	112.590	-1.59
4002		0.000	0.000	37.675	-1.58
4001		5.480	2.660	10.731	-1.83
40031		0.000	0.000	112.310	-1.86
40021		0.000	0.000	37.675	-1.58
40011		0.000	0.000	10.731	-1.83
5001		10.280	5.550	10.197	-2.56
6001		2.630	1.420	10.670	-2.57
7001		2.860	1.460	10.656	-2.80
8003		0.000	0.000	113.018	-1.42
8002		0.000	0.000	37.812	-1.41
8001		4.910	2.650	10.777	-1.58
80031		0.000	0.000	112.786	-1.61
80021		0.000	0.000	37.812	-1.41
80011		0.000	0.000	10.778	-1.59
9001		2.970	1.680	10.782	-1.53
10001		23.990	14.240	9.695	-3.86
100011		0.000	0.000	9.697	-3.87
11001		2.510	1.290	9.984	-5.26
12003		0.000	0.000	104.698	-5.43
12002		0.000	0.000	35.010	-5.41
12001		3.430	1.850	9.935	-6.15
120031		0.000	0.000	104.699	-5.43
120021		0.000	0.000	35.010	-5.41
120011		0.000	0.000	9.935	-6.15
13003		0.000	0.000	104.310	-5.41
13002		0.000	0.000	34.899	-5.39
13001		7.430	3.800	9.843	-6.75
14001		2.970	1.440	10.174	-4.47
15003		0.000	0.000	109.656	-1.97
15002		0.000	0.000	36.711	-1.97
15001		7.650	4.340	10.417	-2.59
150031		0.000	0.000	109.656	-1.97
150021		0.000	0.000	36.711	-1.97
150011		0.000	0.000	10.417	-2.59
301001		1.140	0.680	10.099	-8.66
302001		1.030	0.580	10.555	-8.63
303001		0.690	0.390	10.240	-7.68
3030011		0.000	0.000	10.240	-7.68
304001		1.260	0.540	10.655	-7.81
3040011		0.000	0.000	10.655	-7.81
305001		1.370	0.740	10.408	-9.08
306001		1.490	0.840	10.019	-8.02
3060011		0.000	0.000	10.019	-8.02
307001		1.600	0.950	10.582	-7.57
3070011		0.000	0.000	10.582	-7.58
308001		0.690	0.330	11.649	-2.81

309001	0.910	0.490	10.595	-7.02
310001	0.910	0.440	10.439	-7.94
311001	1.490	0.840	10.810	-6.17
3110011	0.000	0.000	10.810	-6.17
312001	0.570	0.290	10.813	-6.17
3120011	0.000	0.000	10.813	-6.17
313001	1.600	0.910	10.117	-7.22
90011	0.000	0.000	10.782	-1.53
314001	1.030	0.550	10.779	-6.29
3140011	0.000	0.000	10.779	-6.29
501	0.000	0.000	113.074	-0.60
502	0.000	0.000	112.944	-0.45
503	0.000	0.000	113.434	-0.34
100501	8.110	4.380	10.307	-4.65
1005011	0.000	0.000	10.307	-4.65
100502	0.000	0.000	10.282	-4.89
1005022	13.940	7.140	10.281	-4.89
100503	0.000	0.000	10.434	-3.61
1005033	10.510	5.960	10.434	-3.61

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	9.540	4.546	9.520	4.501	0.020	0.045	0.053	0.409
401	402	6.868	3.742	6.849	3.700	0.019	0.042	0.039	0.538
402	404	6.849	4.390	6.834	4.362	0.015	0.028	0.041	0.391
404	4	-3.913	-1.745	-3.917	-1.753	0.004	0.008	-0.022	-0.190
4	403	1.879	1.626	1.876	1.621	0.003	0.005	0.013	0.257
403	2	1.876	2.199	1.876	2.198	0.000	0.001	0.015	0.041
2	100	-9.459	-6.063	-9.529	-6.218	0.069	0.154	-0.057	-1.444
2002	303	2.267	1.819	2.244	1.791	0.023	0.028	0.048	0.437
303	305	1.547	1.388	1.529	1.367	0.018	0.021	0.035	0.460
305	306	0.146	0.582	0.144	0.580	0.002	0.002	0.010	0.130
306	307	-1.359	-0.308	-1.364	-0.315	0.005	0.006	-0.024	-0.170
307	304	-0.067	-0.477	-0.069	-0.480	0.002	0.002	-0.008	-0.177
304	2002	-1.339	-1.008	-1.364	-1.030	0.025	0.022	-0.028	-0.681
304	304001	0.631	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.412
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.037	-0.000
304	3040011	0.632	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.411
15	15003	3.827	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.828	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
150031	150011	3.828	2.218	3.826	2.162	0.002	0.056	0.023	0.788
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.243	0.000
15003	15001	3.822	2.231	3.820	2.175	0.002	0.056	0.023	0.792
2	2003	11.279	8.736	11.236	7.300	0.043	1.430	0.072	7.340
2003	2002	5.861	4.402	5.848	4.148	0.013	0.253	0.040	2.616
12003	12002	2.427	0.897	2.424	0.897	0.003	0.000	0.014	0.118
12	12003	4.152	2.119	4.142	1.851	0.010	0.266	0.025	3.236
12	13	-10.177	-2.178	-10.230	-2.275	0.053	0.097	-0.056	-0.784
13	14	-22.492	-9.516	-22.713	-9.920	0.220	0.403	-0.130	-1.646
14	15	-25.705	-11.118	-25.848	-11.380	0.143	0.261	-0.147	-0.941
15	409	-33.561	-16.164	-33.596	-16.228	0.035	0.064	-0.194	-0.178
409	300	-33.596	-15.790	-34.530	-16.914	0.930	1.119	-0.193	-3.987
314	314001	0.330	0.168	0.329	0.163	0.001	0.006	0.006	0.358
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.043	-0.000
314	3140011	0.702	0.400	0.700	0.387	0.001	0.012	0.013	0.358
312	312001	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.017	-0.000
312	3120011	0.286	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
311	311001	0.581	0.330	0.580	0.321	0.001	0.009	0.011	0.296

311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.056	-0.000
311	3110011	0.910	0.532	0.909	0.518	0.001	0.013	0.018	0.295
12	120031	4.152	2.118	4.142	1.851	0.010	0.266	0.025	3.236
120031	120021	2.426	0.899	2.423	0.899	0.003	0.000	0.014	0.118
120021	12002	2.423	0.899	2.423	0.899	0.000	0.000	0.043	0.000
120031	120011	1.716	0.952	1.714	0.923	0.002	0.029	0.011	0.959
120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.113	0.000
12003	12001	1.715	0.955	1.713	0.925	0.002	0.029	0.011	0.961
10	10001	11.984	7.529	11.970	7.149	0.015	0.379	0.076	1.743
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.007	-7.082	0.000	0.000	-0.829	-0.001
10	100011	12.022	7.462	12.007	7.082	0.015	0.379	0.076	1.730
307	12002	-2.911	-0.778	-2.973	-0.868	0.062	0.090	-0.051	-1.029
12	11	1.836	-1.715	1.835	-1.717	0.001	0.002	0.013	-0.009
11	10	-0.693	-2.823	-0.697	-2.828	0.004	0.005	-0.016	-0.211
10	300	-24.817	-16.999	-25.636	-19.305	0.815	2.297	-0.161	-7.315
307	307001	0.801	0.492	0.799	0.475	0.002	0.017	0.016	0.449
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.051	-0.000
307	3070011	0.802	0.492	0.800	0.475	0.002	0.017	0.016	0.449
306	306001	0.747	0.441	0.744	0.420	0.003	0.021	0.015	0.590
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.049	-0.000
306	3060011	0.748	0.440	0.745	0.420	0.003	0.021	0.015	0.589
303	303001	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.422
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.022	-0.000
303	3030011	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.422
4	405	-11.334	-5.308	-11.397	-5.423	0.063	0.115	-0.063	-0.968
405	300	-21.733	-11.281	-21.755	-11.321	0.022	0.040	-0.123	-0.178
40031	40011	4.793	2.161	4.787	2.161	0.006	0.000	0.027	0.114
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.282	0.000
4003	4001	0.690	0.502	0.690	0.497	0.000	0.005	0.004	0.415
4003	4002	1.189	0.411	1.188	0.411	0.001	0.000	0.006	0.055
4002	40021	1.188	0.411	1.188	0.411	0.000	0.000	0.019	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.188	-0.411	0.000	0.007	-0.006	-0.240
4	40031	3.608	1.872	3.605	1.756	0.003	0.115	0.021	1.602
4	4003	1.881	0.962	1.879	0.913	0.002	0.049	0.011	1.307
501	100501	4.079	2.593	4.052	2.190	0.027	0.401	0.025	5.665
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.258	-0.000
501	1005011	4.080	2.590	4.053	2.188	0.027	0.401	0.025	5.661
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
9	90011	1.488	0.890	1.484	0.839	0.003	0.050	0.009	1.909
90011	9001	1.484	0.839	1.484	0.839	0.000	0.000	0.091	0.000
9	9001	1.487	0.890	1.484	0.840	0.003	0.050	0.009	1.910
8	80031	3.605	2.042	3.601	1.923	0.004	0.119	0.021	1.718
80031	80011	4.454	2.211	4.449	2.211	0.005	0.000	0.025	0.106
80011	8001	4.449	2.211	4.449	2.211	0.000	0.000	0.266	0.000
8003	8001	0.458	0.440	0.458	0.437	0.000	0.003	0.003	0.351
8	8003	2.013	1.107	2.011	1.049	0.002	0.057	0.012	1.476
8003	8002	1.553	0.610	1.552	0.610	0.001	0.000	0.009	0.072
8002	80021	0.853	0.292	0.853	0.292	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.288	-0.853	-0.292	0.000	0.003	-0.005	-0.169
100	9	5.087	2.030	5.073	2.011	0.013	0.019	0.027	0.407
9	8	2.077	0.786	2.075	0.784	0.002	0.003	0.011	0.134
8	408	-3.592	-2.312	-3.593	-2.313	0.001	0.001	-0.022	-0.041
408	7	-3.593	-1.847	-3.599	-1.858	0.006	0.011	-0.020	-0.301
7	407	-6.480	-3.086	-6.483	-3.090	0.003	0.005	-0.036	-0.073
407	200	-9.133	-4.375	-9.140	-4.387	0.007	0.012	-0.051	-0.125
502	100502	7.008	4.301	6.967	3.565	0.041	0.734	0.042	5.833
100502	1005022	6.967	3.565	6.967	3.565	0.000	0.000	0.439	0.001
502	1005022	7.005	4.307	6.964	3.571	0.041	0.734	0.042	5.840
503	100503	5.277	3.402	5.253	2.976	0.023	0.424	0.032	4.561
100503	1005033	5.253	2.976	5.253	2.976	0.000	0.000	0.334	0.000
503	1005033	5.274	3.406	5.251	2.980	0.023	0.424	0.032	4.566
404	3	10.747	6.700	10.726	6.675	0.021	0.025	0.064	0.279
3	3001	2.519	1.644	2.508	1.489	0.010	0.155	0.015	3.567
3	501	8.196	5.196	8.180	5.172	0.017	0.024	0.049	0.316

13002	313	1.630	1.009	1.612	0.993	0.017	0.016	0.032	0.429
201	312	0.577	0.330	0.577	0.329	0.001	0.001	0.011	0.063
12002	309	1.874	1.011	1.841	0.982	0.032	0.029	0.035	0.713
2002	301	2.217	1.375	2.194	1.347	0.023	0.027	0.043	0.468
301	302	1.043	0.632	1.039	0.626	0.004	0.005	0.020	0.191
309	310	0.924	0.490	0.919	0.485	0.004	0.005	0.018	0.203
201	311	1.508	0.943	1.505	0.939	0.003	0.004	0.029	0.093
302	302001	1.035	0.619	1.029	0.580	0.006	0.039	0.020	0.818
301	301001	1.146	0.729	1.139	0.680	0.007	0.049	0.023	0.939
14	14001	2.982	1.651	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.847
305	305001	1.379	0.810	1.369	0.740	0.010	0.070	0.027	1.083
401	1	2.652	1.592	2.650	1.589	0.002	0.002	0.016	0.099
13003	13001	7.435	4.024	7.425	3.798	0.010	0.225	0.047	1.652
309	309001	0.914	0.520	0.909	0.490	0.004	0.030	0.018	0.680
2003	2001	5.376	2.898	5.367	2.898	0.009	0.000	0.033	0.130
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8002	308	0.698	0.348	0.696	0.345	0.002	0.003	0.012	0.147
308	308001	0.693	0.351	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.631
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7001	2.870	1.642	2.858	1.459	0.012	0.182	0.017	3.528
310	310001	0.917	0.486	0.909	0.440	0.007	0.046	0.018	1.041
13	13003	12.234	7.837	12.207	6.837	0.027	0.996	0.077	4.404
407	6	2.651	1.532	2.650	1.530	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001	2.639	1.577	2.628	1.419	0.010	0.158	0.015	3.373
300	503	24.916	15.713	24.668	15.354	0.247	0.358	0.148	1.568
503	502	14.087	8.731	14.043	8.666	0.044	0.064	0.084	0.491
13003	13002	4.772	2.814	4.768	2.814	0.004	0.000	0.031	0.064
13002	314	1.047	0.605	1.040	0.597	0.007	0.008	0.020	0.293
313	313001	1.607	0.978	1.599	0.909	0.008	0.068	0.031	0.864

3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 140.137 МВт / 1227.604 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.960 МВт / 1191.010 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.930 МВт / 12.655 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.930 МВт / 12.655 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.702 МВт / 6.148 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.604 МВт / 2.609 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.306 МВт / 8.757 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.236 МВт / 21.412 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-15.154	-12.674	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.609	-0.13
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.510	-0.15
402		0.000	0.000	114.102	-0.27
404		0.000	0.000	113.737	-0.34
3	Брацлав	0.000	0.000	113.437	-0.39
4	Тульчин	0.000	0.000	114.001	-0.22
2	Немирів	0.000	0.000	114.039	0.05
403		0.000	0.000	114.046	0.02
405		0.000	0.000	114.834	-0.04
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.793	-0.05
300	ладизинська ТЕС	-102.135	-62.563	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.138	-4.364	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.875	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.811	-0.06

7	Степанівка	0.000	0.000	114.801	-0.07
408		0.000	0.000	114.501	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	114.460	-0.18
9	Іллінці	0.000	0.000	114.593	-0.14
10	Іллінці КС	0.000	0.000	107.819	-2.56
11	Сороки	0.000	0.000	107.612	-2.51
12	Дашів	0.000	0.000	107.602	-2.46
13	Гайсин	0.000	0.000	108.343	-2.01
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	109.945	-1.35
15	Ладизин	0.000	0.000	110.867	-0.98
409		0.000	0.000	111.042	-0.92
301	Ковалівка	0.000	0.000	34.632	-6.64
302	Козаківка	0.000	0.000	34.448	-6.74
303	Чуків	0.000	0.000	34.641	-6.56
304	Потоки	0.000	0.000	34.370	-6.54
305	Мельниківці	0.000	0.000	34.168	-6.70
306	Ситківці	0.000	0.000	34.006	-6.64
307	Носівці	0.000	0.000	34.150	-6.46
308	Попівка	0.000	0.000	37.667	-1.51
309	Слободище	0.000	0.000	34.337	-5.57
310	Гранів	0.000	0.000	34.141	-5.71
201		0.000	0.000	34.755	-5.49
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.666	-5.55
312	Гунча	0.000	0.000	34.694	-5.53
313	Тишківка	0.000	0.000	34.485	-5.51
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.624	-5.55
1001		2.630	1.490	10.626	-2.67
2003		0.000	0.000	107.126	-4.77
2002		0.000	0.000	35.083	-6.39
2001		5.370	2.900	10.233	-4.73
20033		0.000	0.000	114.039	0.05
20021		0.000	0.000	38.178	0.05
20011		0.000	0.000	10.908	0.05
3001		2.510	1.490	10.523	-2.83
4003		0.000	0.000	112.736	-1.39
4002		0.000	0.000	37.724	-1.38
4001		5.480	2.660	10.745	-1.64
40031		0.000	0.000	112.457	-1.67
40021		0.000	0.000	37.724	-1.38
40011		0.000	0.000	10.745	-1.64
5001		10.280	5.550	10.198	-2.54
6001		2.630	1.420	10.670	-2.57
7001		2.860	1.460	10.656	-2.80
8003		0.000	0.000	113.018	-1.42
8002		0.000	0.000	37.812	-1.41
8001		4.910	2.650	10.777	-1.58
80031		0.000	0.000	112.786	-1.61
80021		0.000	0.000	37.812	-1.41
80011		0.000	0.000	10.778	-1.59
9001		2.970	1.680	10.782	-1.53
10001		23.990	14.240	9.698	-3.85
100011		0.000	0.000	9.699	-3.85
11001		2.510	1.290	9.987	-5.23
12003		0.000	0.000	104.767	-5.31
12002		0.000	0.000	35.036	-5.29
12001		3.430	1.850	9.941	-6.03
120031		0.000	0.000	104.767	-5.31
120021		0.000	0.000	35.036	-5.29
120011		0.000	0.000	9.941	-6.03
13003		0.000	0.000	104.338	-5.40
13002		0.000	0.000	34.908	-5.38
13001		7.430	3.800	9.845	-6.73
14001		2.970	1.440	10.176	-4.46
15003		0.000	0.000	109.671	-1.97
15002		0.000	0.000	36.716	-1.97

15001	7.650	4.340	10.419	-2.58
150031	0.000	0.000	109.671	-1.97
150021	0.000	0.000	36.716	-1.97
150011	0.000	0.000	10.419	-2.58
301001	1.140	0.680	10.148	-8.26
302001	1.030	0.580	10.606	-8.23
303001	0.690	0.390	10.284	-7.31
3030011	0.000	0.000	10.284	-7.31
304001	1.260	0.540	10.694	-7.46
3040011	0.000	0.000	10.694	-7.46
305001	1.370	0.740	10.449	-8.73
306001	1.490	0.840	10.050	-7.73
3060011	0.000	0.000	10.051	-7.73
307001	1.600	0.950	10.610	-7.31
3070011	0.000	0.000	10.611	-7.31
308001	0.690	0.330	11.649	-2.81
309001	0.910	0.490	10.604	-6.90
310001	0.910	0.440	10.447	-7.82
311001	1.490	0.840	10.813	-6.16
3110011	0.000	0.000	10.813	-6.16
312001	0.570	0.290	10.816	-6.15
3120011	0.000	0.000	10.816	-6.15
313001	1.600	0.910	10.119	-7.20
90011	0.000	0.000	10.782	-1.53
314001	1.030	0.550	10.782	-6.28
3140011	0.000	0.000	10.782	-6.28
501	0.000	0.000	113.089	-0.45
502	0.000	0.000	113.052	-0.45
503	0.000	0.000	113.504	-0.34
504	0.000	0.000	114.303	0.26
100501	8.110	4.380	10.308	-4.51
1005011	0.000	0.000	10.309	-4.51
100502	0.000	0.000	10.293	-4.89
1005022	13.940	7.140	10.292	-4.89
100503	0.000	0.000	10.441	-3.61
1005033	10.510	5.960	10.441	-3.61
100504	0.000	0.000	10.947	4.43
1005044	-13.710	0.000	10.948	4.43

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	8.029	4.850	8.013	4.815	0.016	0.035	0.047	0.391
401	402	5.361	4.056	5.347	4.025	0.014	0.031	0.034	0.508
402	404	5.347	4.715	5.335	4.694	0.012	0.021	0.036	0.366
404	4	-5.960	-2.173	-5.969	-2.190	0.009	0.017	-0.032	-0.266
4	403	-3.991	1.732	-4.000	1.716	0.009	0.016	-0.022	-0.045
403	2	-4.000	2.299	-4.001	2.296	0.001	0.002	-0.023	0.007
2	100	-2.014	-6.031	-2.037	-6.081	0.022	0.049	-0.032	-0.961
2002	303	2.402	1.827	2.377	1.797	0.025	0.030	0.050	0.451
303	305	1.680	1.394	1.660	1.370	0.019	0.023	0.036	0.481
305	306	0.277	0.586	0.275	0.584	0.002	0.002	0.011	0.155
306	307	-1.228	-0.304	-1.232	-0.309	0.004	0.005	-0.021	-0.155
307	304	-0.188	-0.478	-0.190	-0.481	0.002	0.003	-0.009	-0.213
304	2002	-1.461	-1.008	-1.489	-1.033	0.027	0.025	-0.030	-0.719
304	304001	0.631	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.407
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.037	-0.000
304	3040011	0.632	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.407
15	15003	3.827	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.828	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244

150031	150011	3.828	2.218	3.826	2.162	0.002	0.056	0.023	0.787
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.243	0.000
15003	15001	3.822	2.231	3.820	2.175	0.002	0.056	0.023	0.791
2	2003	11.540	8.795	11.496	7.322	0.044	1.467	0.073	7.284
2003	2002	6.121	4.424	6.107	4.157	0.013	0.266	0.041	2.613
12003	12002	2.295	0.886	2.292	0.886	0.003	0.000	0.014	0.111
12	12003	4.019	2.093	4.010	1.841	0.009	0.251	0.024	3.186
12	13	-10.036	-2.161	-10.088	-2.255	0.051	0.094	-0.055	-0.773
13	14	-22.349	-9.495	-22.568	-9.894	0.218	0.398	-0.129	-1.637
14	15	-25.560	-11.092	-25.702	-11.351	0.141	0.258	-0.146	-0.937
15	409	-33.414	-16.135	-33.449	-16.199	0.034	0.063	-0.193	-0.177
409	300	-33.449	-15.761	-34.375	-16.875	0.923	1.110	-0.192	-3.972
314	314001	0.330	0.168	0.329	0.163	0.001	0.006	0.006	0.358
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.043	-0.000
314	3140011	0.702	0.400	0.700	0.387	0.001	0.012	0.013	0.358
312	312001	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.017	-0.000
312	3120011	0.286	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
311	311001	0.581	0.330	0.580	0.321	0.001	0.009	0.011	0.295
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.056	-0.000
311	3110011	0.910	0.532	0.909	0.518	0.001	0.013	0.018	0.295
12	120031	4.020	2.093	4.010	1.840	0.009	0.251	0.024	3.185
120031	120021	2.294	0.888	2.291	0.888	0.003	0.000	0.014	0.111
120021	12002	2.291	0.888	2.291	0.888	0.000	0.000	0.040	0.000
120031	120011	1.716	0.952	1.714	0.923	0.002	0.029	0.011	0.956
120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.113	0.000
12003	12001	1.715	0.955	1.713	0.925	0.002	0.029	0.011	0.957
10	10001	11.984	7.529	11.970	7.149	0.015	0.379	0.076	1.741
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.007	-7.082	0.000	0.000	-0.828	-0.001
10	100011	12.022	7.462	12.007	7.082	0.015	0.378	0.076	1.728
307	12002	-2.657	-0.771	-2.709	-0.847	0.052	0.075	-0.047	-0.953
12	11	1.961	-1.681	1.959	-1.683	0.001	0.002	0.014	-0.006
11	10	-0.569	-2.789	-0.573	-2.794	0.003	0.005	-0.015	-0.203
10	300	-24.693	-16.963	-25.505	-19.250	0.808	2.277	-0.160	-7.288
307	307001	0.801	0.492	0.799	0.475	0.002	0.017	0.016	0.446
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.051	-0.000
307	3070011	0.802	0.492	0.800	0.475	0.002	0.017	0.016	0.445
306	306001	0.747	0.441	0.744	0.420	0.003	0.021	0.015	0.585
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.049	-0.000
306	3060011	0.748	0.440	0.745	0.420	0.003	0.021	0.015	0.585
303	303001	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.418
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.022	-0.000
303	3030011	0.346	0.201	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.418
504	100504	-6.823	0.500	-6.850	0.003	0.027	0.496	-0.034	0.188
100504	1005044	-6.850	0.003	-6.851	0.003	0.000	0.000	-0.361	-0.001
504	1005044	-6.823	0.495	-6.851	-0.003	0.027	0.496	-0.034	0.181
40031	40011	4.793	2.161	4.787	2.161	0.006	0.000	0.027	0.114
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.282	0.000
4003	4001	0.690	0.502	0.690	0.497	0.000	0.005	0.004	0.412
4003	4002	1.189	0.411	1.188	0.411	0.001	0.000	0.006	0.055
4002	40021	1.188	0.411	1.188	0.411	0.000	0.000	0.019	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.188	-0.411	0.000	0.007	-0.006	-0.238
4	40031	3.608	1.872	3.605	1.756	0.003	0.115	0.021	1.591
4	4003	1.881	0.962	1.879	0.913	0.002	0.049	0.011	1.297
4	405	-7.516	-5.848	-7.552	-5.915	0.036	0.066	-0.048	-0.834
405	300	-17.888	-11.772	-17.905	-11.803	0.017	0.031	-0.107	-0.166
404	3	11.295	7.460	11.271	7.432	0.024	0.029	0.069	0.301
3	501	8.742	5.953	8.722	5.924	0.020	0.028	0.054	0.348
501	502	0.542	0.897	0.542	0.897	0.000	0.000	0.005	0.037
502	503	-13.500	-7.622	-13.540	-7.679	0.039	0.056	-0.079	-0.453
503	300	-24.120	-14.301	-24.351	-14.635	0.230	0.333	-0.142	-1.498
503	100503	5.277	3.401	5.253	2.976	0.023	0.423	0.032	4.557
100503	1005033	5.253	2.976	5.253	2.976	0.000	0.000	0.333	0.000
503	1005033	5.274	3.405	5.251	2.980	0.023	0.423	0.032	4.563
502	100502	7.008	4.300	6.967	3.565	0.040	0.732	0.042	5.826

100502	1005022	6.967	3.565	6.967	3.565	0.000	0.000	0.438	0.001
502	1005022	7.005	4.306	6.964	3.571	0.040	0.732	0.042	5.833
501	100501	4.079	2.592	4.052	2.190	0.027	0.401	0.025	5.645
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.258	-0.000
501	1005011	4.080	2.590	4.053	2.188	0.027	0.401	0.025	5.641
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	9001	1.487	0.890	1.484	0.840	0.003	0.050	0.009	1.910
9001	90011	-1.484	-0.839	-1.484	-0.839	0.000	0.000	-0.091	-0.000
9	90011	1.488	0.890	1.484	0.839	0.003	0.050	0.009	1.909
200	407	9.140	4.387	9.133	4.375	0.007	0.012	0.051	0.125
407	7	6.483	3.090	6.480	3.086	0.003	0.005	0.036	0.073
7	408	3.599	1.858	3.593	1.847	0.006	0.011	0.020	0.301
408	8	3.593	2.313	3.592	2.312	0.001	0.001	0.022	0.041
8	9	-2.075	-0.784	-2.077	-0.786	0.002	0.003	-0.011	-0.134
9	100	-5.073	-2.011	-5.087	-2.030	0.013	0.019	-0.027	-0.407
80031	80011	4.454	2.211	4.449	2.211	0.005	0.000	0.025	0.106
80011	8001	4.449	2.211	4.449	2.211	0.000	0.000	0.266	0.000
8003	8001	0.458	0.440	0.458	0.437	0.000	0.003	0.003	0.351
8003	8002	1.553	0.610	1.552	0.610	0.001	0.000	0.009	0.072
8002	80021	0.853	0.292	0.853	0.292	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.288	-0.853	-0.292	0.000	0.003	-0.005	-0.169
8	80031	3.605	2.042	3.601	1.923	0.004	0.119	0.021	1.718
8	8003	2.013	1.107	2.011	1.049	0.002	0.057	0.012	1.476
302	302001	1.035	0.619	1.029	0.580	0.006	0.039	0.020	0.809
301	301001	1.146	0.729	1.139	0.680	0.007	0.049	0.023	0.928
305	305001	1.379	0.809	1.369	0.740	0.010	0.070	0.027	1.072
401	1	2.652	1.591	2.650	1.589	0.002	0.002	0.016	0.099
13003	13001	7.435	4.023	7.425	3.798	0.010	0.225	0.047	1.651
309	309001	0.914	0.520	0.909	0.490	0.004	0.030	0.018	0.678
2003	2001	5.375	2.898	5.367	2.898	0.009	0.000	0.033	0.130
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	504	-13.582	0.624	-13.616	0.575	0.033	0.048	-0.069	-0.262
309	310	0.924	0.490	0.919	0.485	0.004	0.005	0.018	0.202
14	14001	2.982	1.651	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.845
13002	314	1.047	0.605	1.040	0.597	0.007	0.008	0.020	0.293
407	6	2.651	1.532	2.650	1.530	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001	2.639	1.577	2.628	1.419	0.010	0.158	0.015	3.373
313	313001	1.607	0.978	1.599	0.909	0.008	0.068	0.031	0.863
7	7001	2.870	1.642	2.858	1.459	0.012	0.182	0.017	3.528
11	11001	2.519	1.450	2.508	1.289	0.011	0.160	0.016	3.530
13002	201	2.092	1.257	2.085	1.247	0.007	0.010	0.040	0.159
310	310001	0.917	0.486	0.909	0.440	0.007	0.046	0.018	1.038
13	13003	12.234	7.837	12.207	6.837	0.027	0.995	0.077	4.401
1	1001	2.639	1.652	2.628	1.489	0.011	0.162	0.016	3.533
13003	13002	4.772	2.814	4.768	2.814	0.004	0.000	0.031	0.064
13002	313	1.630	1.009	1.612	0.993	0.017	0.016	0.032	0.429
301	302	1.043	0.631	1.039	0.626	0.004	0.005	0.020	0.190
201	312	0.577	0.330	0.577	0.329	0.001	0.001	0.011	0.063
12002	309	1.874	1.011	1.841	0.982	0.032	0.029	0.035	0.712
405	5	10.336	6.361	10.333	6.358	0.003	0.004	0.061	0.041
5	5001	10.301	6.154	10.274	5.547	0.028	0.605	0.060	3.212
8002	308	0.698	0.348	0.696	0.345	0.002	0.003	0.012	0.147
308	308001	0.693	0.351	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.631
2002	301	2.216	1.374	2.194	1.347	0.023	0.027	0.043	0.466
3	3001	2.519	1.644	2.508	1.489	0.010	0.154	0.015	3.554
201	311	1.508	0.943	1.505	0.939	0.003	0.004	0.029	0.093
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

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

*«Розвиток районної електричної мережі з
аналізом захисту проводів повітряних ліній
електропередавання від ожеледно-вітрових
навантажень»*

Виконав
Керівник

ст. гр. ЕСМ-22мз Траченко О.С.
к.т.н., доцент кафедри ЕСС Матвієнко С.В.

Актуальність

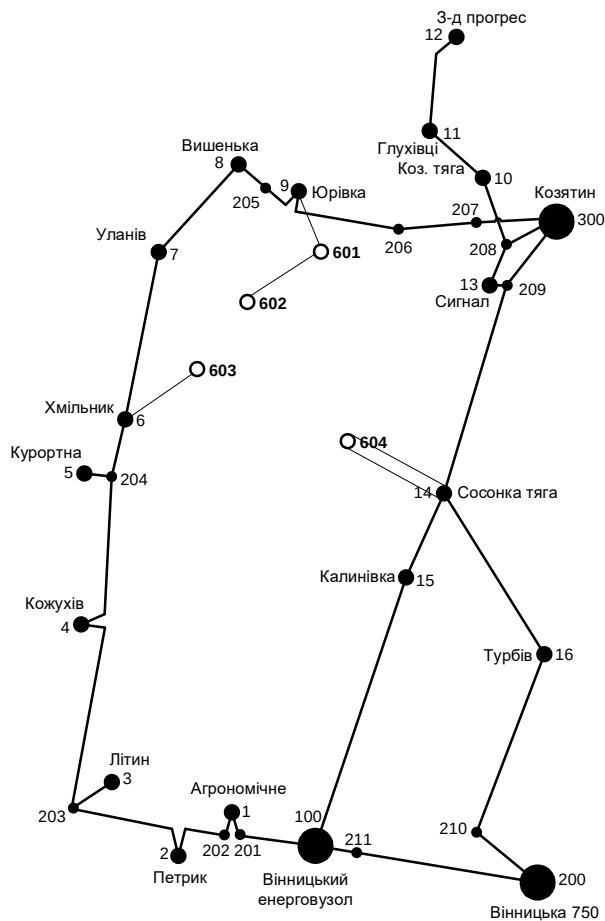
Електроенергетика відіграє важливу роль у господарстві України, оскільки не лише покращує умови життя та роботи, але й забезпечує функціонування всіх секторів виробництва в країні. Внаслідок пошкодження понад 80% електричних мереж у всій країні через ракетні обстріли Росії, енергетикам необхідно швидко відновити та відремонтувати обладнання, лінії електропередач та іншу інфраструктуру. Для цього необхідно провести розрахунки щодо розвитку, вдосконалення функціонування та проектування електричних мереж.

Крім того, без розвитку електроенергетики неможливий подальший науково-технічний прогрес у суспільстві. Головна мета сьогодення полягає у створенні різноманітних сценаріїв розвитку, які не лише відповідають сучасним нормам, але й можуть пристосовуватись до майбутніх умов.

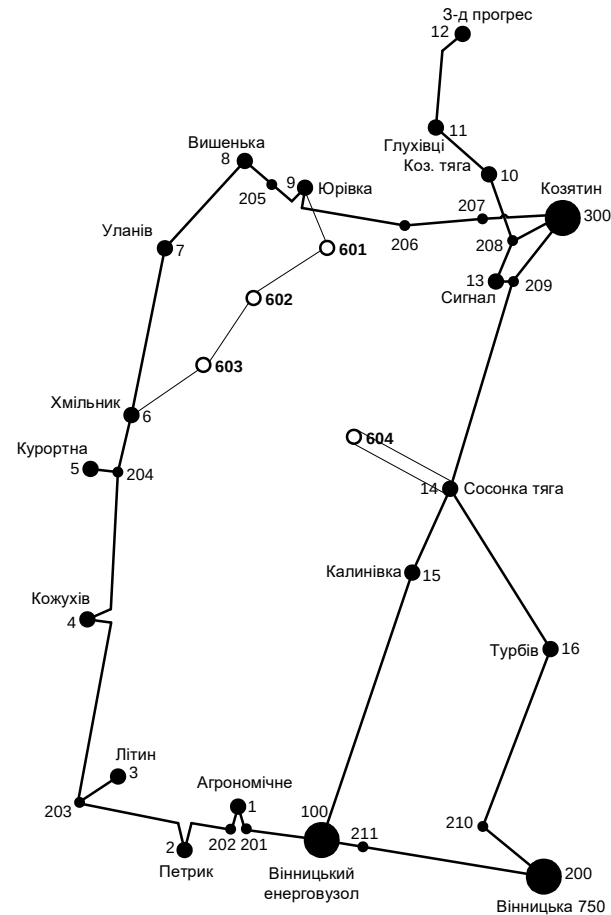
Проводи повітряних ліній електропередавання (ПЛЕП) піддаються впливу різних природних факторів, серед яких особливо небезпечними є ожеледно-вітрові навантаження. Ожеледні утворення та сильні вітри можуть значно підвищувати навантаження на проводи, що призводить до їх пошкоджень і аварійних ситуацій. Тому важливо здійснювати аналіз та впроваджувати методи захисту проводів ПЛЕП від цих навантажень.

Ожеледно-вітрові навантаження включають комбінацію обмерзання проводів та дії вітру. Ожеледь утворюється при поєднанні низьких температур та високої вологості, коли краплі води замерзають на поверхні проводів, утворюючи льодяну оболонку. Цей лід значно збільшує масу проводів і, відповідно, навантаження на опори. Дія вітру також додає додаткові зусилля на проводи, що можуть призводити до їх коливань, перегинів та обривів.

Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

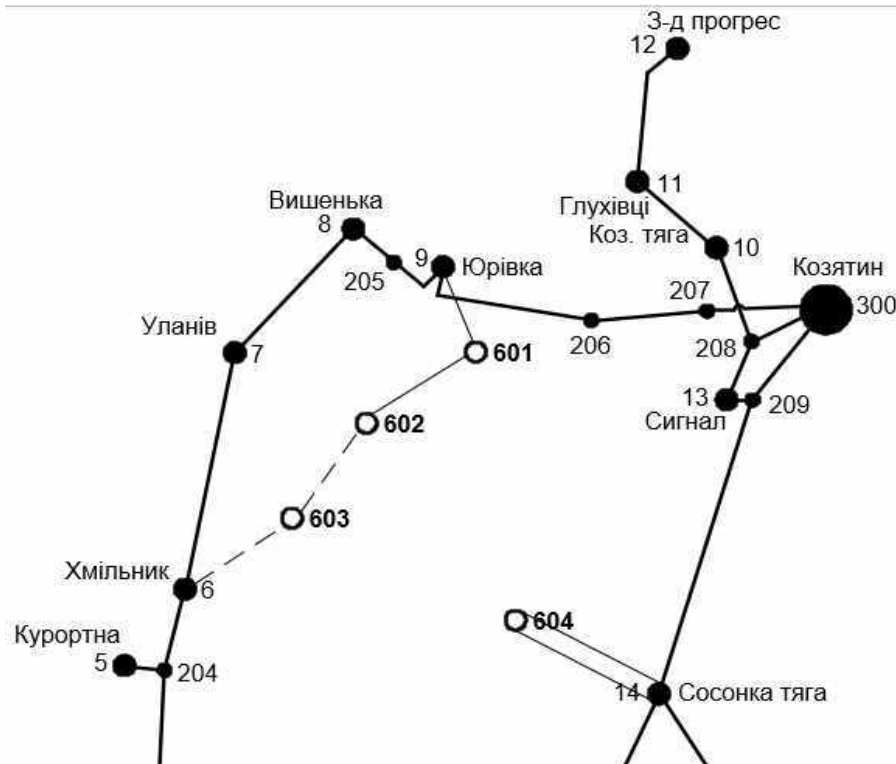


Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом



Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування



Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

$$I_{\Sigma(5)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6400$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки

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

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	$I_{\text{па1}}, \text{ A}$	$I_{\text{па2}}, \text{ A}$	$I_{\text{па3}}, \text{ A}$	$I_{\text{па4}}, \text{ A}$	$I_{\text{па5}}, \text{ A}$	$I_{\text{па6}}, \text{ A}$	$I_{\text{па}}, \text{ A}$ max	$I_{\text{па}}$ доп.	Марка проводу
9-601	0	0	146,8	196,8	57,9	135,9	196,8	605	АС-240/39
601-602	57,9	1,07	196,8	196,8	0	184,13	196,8		АС-240/39
602-603	63,8	112,05	83,7	83,7	89,4	71,9	112,05		АС-240/39
603-6	145,73	196,2	0	0	197,2	14,8	197,2		АС-240/39
14-604	40,43	40,5	40,425	40,42	40,43	80,85	80,85	390	АС-120/19

Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{\max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{\max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad \text{Для 501 вузла згідно:} \quad S_1 \geq \frac{8,1}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 5,78(\text{МВА}).$$

Номер вузла	Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	Границі регулювання	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k	ΔP_k	ΔP_x	I_x	R	X	ΔQ_x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВА р
601	ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
602	ТДН – 16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
603	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
604	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

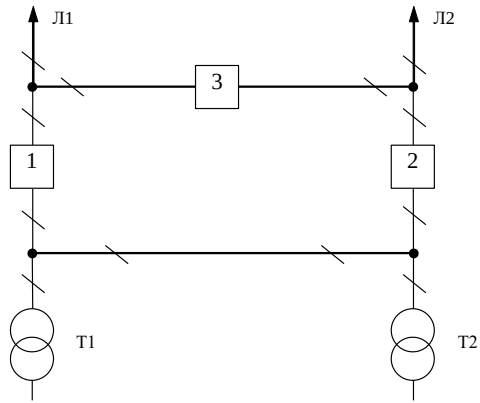


Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504

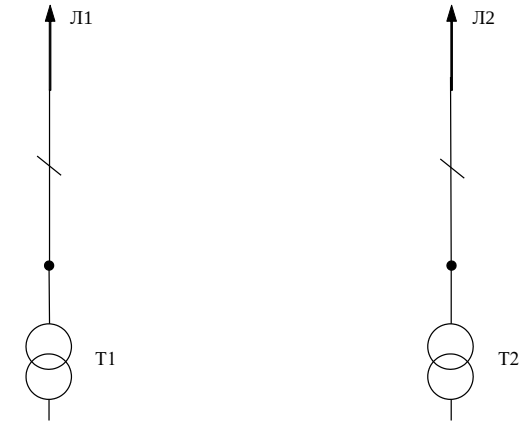
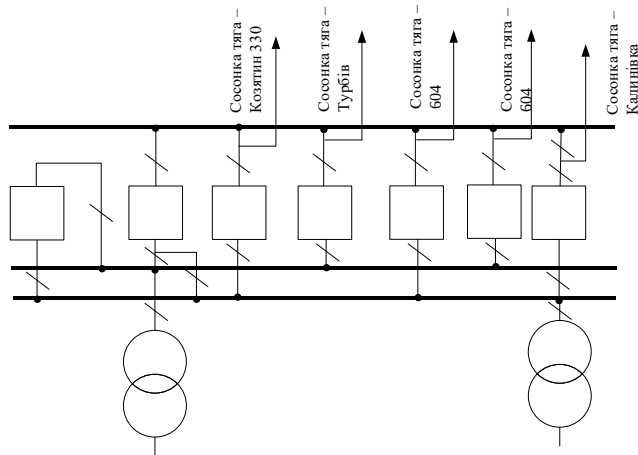
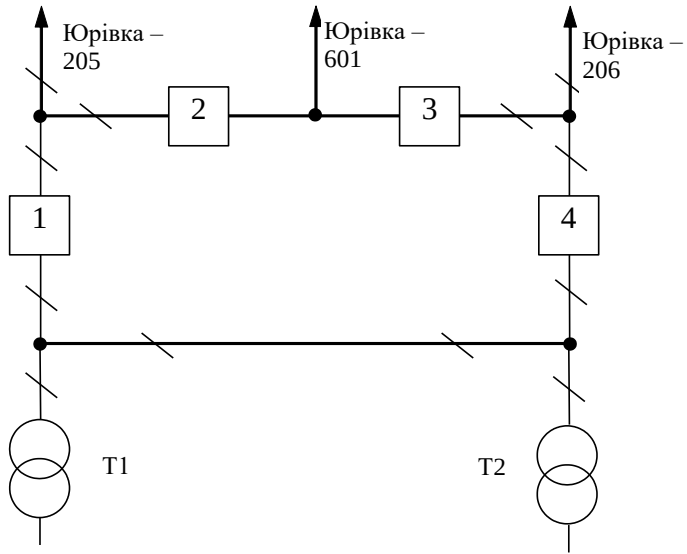


Схема розподільчого пристрою вузлів 504



Одна секціонована система збірних шин з обхідною

Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій



Розширений місток з вимикачами в
колах трансформаторів і ремонтною
перемичкою з боку трансформаторів

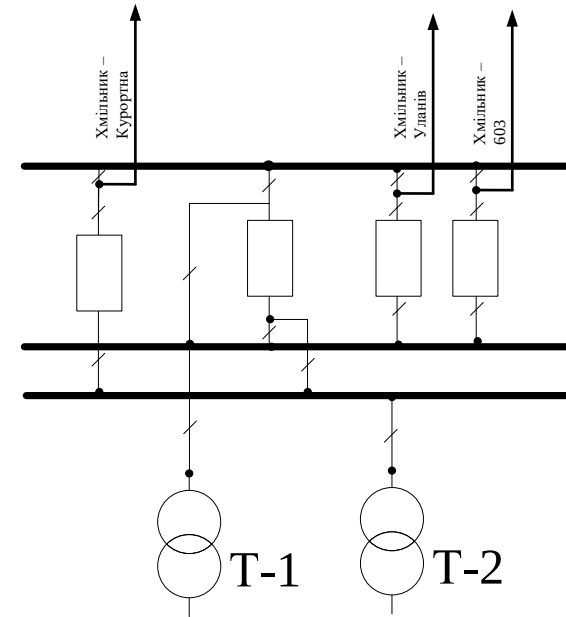
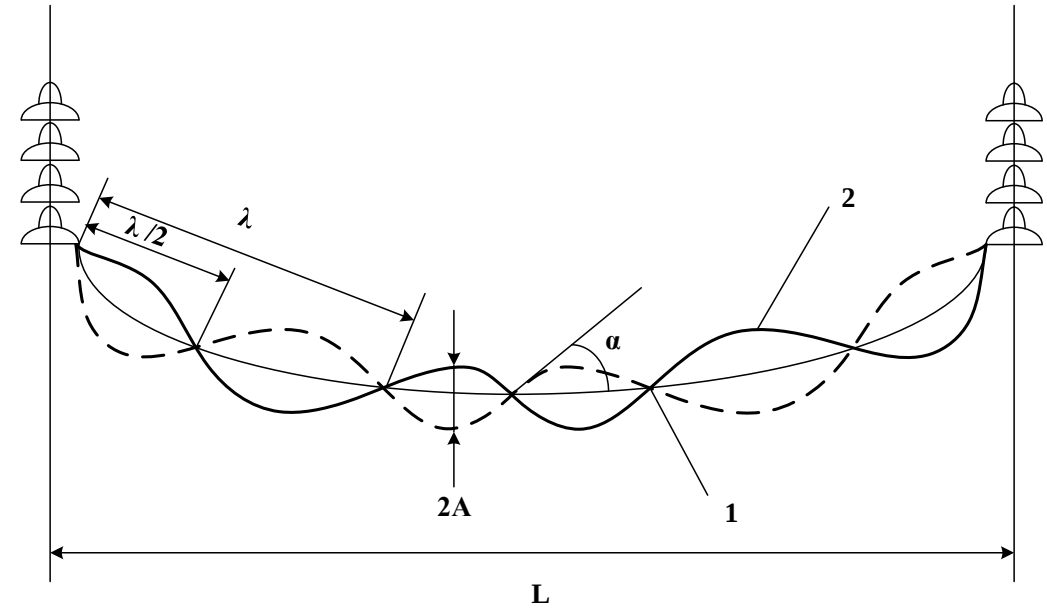


Схема вузлової підстанції Хмільник (вузол 6) –
Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

Різновиди коливань проводів та тросів

Типи ПЛ	Болова вібрація	Галопування проводів	Коливання, спричинені АД слідом (субколивання)
	Для будь-якого типу	Для будь-якого типу	Для ПЛ з розщепленими фазами
Характеристики циклічного руху:			
Приблизний діапазон частот, Гц	3 – 150	0,08 – 3	0,15 – 10
Приблизний діапазон амплітуд коливань (пік-пік), виражений в значеннях діаметра проводу	0,01 – 1	5 – 300	Коливання в п/п: 0,5 – 20 Для фази в цілому: 0,5 – 80
Умови розвитку руху проводів:			
Характер вітру	Стійкий	Стійкий	Стійкий, рівний
Швидкість вітру, м/с	1 – 7	7 – 18	4 – 18
Поверхня проводів	Голі або з рівномірною ожеледдю (в т.ч. з паморозю)	Несиметричне відкладення ожеледі на проводі	Голі, сухі
Розрахункові параметри, що впливають на рух проводу	Тяжіння, самодемпфірування проводу, наявність гасників, спіральної арматури	Відношення вертикальної і крутильної власних частот, стріла провисання, тип опор	Крок розщеплення, поворот фази, розташування проводів у розщепленій фазі, довжини підпрогонів
Пошкодження:			
Приблизний час, необхідний для появи пошкодження	3 міс – 20 років і більше	1 – 48 годин	1 міс. – 8 років і більше
Компоненти лінії, найбільш схильні до пошкоджень	Проводи, гасники вібрації	Проводи, арматура, ізолятори, траверси і опори	Підвісна арматура, розпірки, гасники вібрації, повиви проводів



Хвиля вібрації проводу в прогоні повітряної лінії
електропередавання

Пошкодження опор та проводів ПЛЕП внаслідок дії ожеледно–вітрових навантажень

Накладання ожеледі на проводах та тросах становить загрозу для безпечної експлуатації ПЛЕП, особливо в ситуації, коли ожеледі відкладається разом із сильним вітром. Це може викликати наступні проблеми:

- розтягнення проводів, що може призвести до порушення їх розмірів та небезпечного зближення між проводами та тросами.
- підвищену вібрацію або галопування проводів та грозозахисних тросів.
- порив проводів (тросів).
- пошкодження опор внаслідок пориву проводів (зокрема на лініях зі штировими ізоляторами).
- пошкодження опор внаслідок комбінованої дії ожеледі та вітру.
- блокування ізоляції проводів та тросів через танення ожеледі або галопування проводів.

Аналіз аварій на лініях електропередавання показує, що основними причинами їх виникнення є наступні фактори:

- надмірні навантаження на лінії (такі як ожеледь, вітер або їх поєднання);
- недостатня міцність конструкційних елементів для витримки цих навантажень;
- відхилення від методики розрахунку, яка не враховує реальних умов експлуатації ліній;
- низька якість виготовлення конструкцій або виконання будівельно-монтажних робіт;
- недоцільна експлуатація ліній електропередавання.

Пошкодження опор та проводів ПЛЕП внаслідок дії ожеледно-вітрових навантажень



Проміжна опора з обривом проводів 330 кВ



Пошкодження металевої та проміжної опор напругою 330 кВ

Висновки

В магістерській кваліфікаційній роботі потрібно було підключити нових споживачів (вузли 602, 603 та 604) та СЕС (вузол 601). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Для вузла Сосонка – тяга та Хмільник запропоновано залишити наявну схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» оскільки вона задовольняє умови надійності. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Юрівка (вузол 9) запропоновано здійснити реконструкцію теперішньої схеми на «Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» та замінити наявні короткозамикачі на вимикачі.

За допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності. Для нових ПС (601, 602, 603) було вибрано схему РП типу: «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку. Для вузла 604 було обрано «Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами».

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень. Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,41 МВт. Загальні витрати на розвиток мережі складає 242767,467 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки E близький до E_a' , та швидкий термін окупності 2,8 років.

Спеціальне спостереження за експлуатацією ПЛЕП допоможе своєчасного попередити небезпечні ожеледні або паморозеві навантаження. Варто завчасно визначати контрольні пункти на трасі лінії, де за даними спостережень можливе сильне намерзання ожеледі. Спостереження проводять на найвідповідальніших лініях і на спеціально обладнаних постах. Зважаючи на серйозні наслідки ожеледно-вітрових аварій, значні збитки від припинення постачання електроенергії та великі витрати на відновлення пошкоджених ліній, необхідно впроваджувати комплексні заходи для попередження таких аварій. Один з найбільш ефективних методів вирішення цієї проблеми – плавлення ожеледі за допомогою електричного струму.

Подальший розвиток систем захисту від ожеледі має здійснюватися через створення схем з широким діапазоном регулювання напруги для плавлення, з великим обсягом ліній різної довжини, головним чином без виведення лінії, що обігривається, з робочої схеми мережі, а також з можливістю впровадження комплексної автоматизації процесу плавлення. Крім того, доцільно забезпечити захист усіх елементів ліній електропередач (опор, грозозахисних тросів тощо) та елементів підстанцій, що мають безпосередній зв'язок з цими лініями.