

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

**«Розвиток електричної мережі з урахуванням встановлення
відновлюваних джерел енергії»**

Виконав: студент 2-го курсу магістерського рівня,
групи 1ЕСМ-23м спеціальності 141 –
Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Царенко Максим Максимович
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Сікорська О.В.

« 06 » 12 2024 р.

Опонент: к.т.н., доцент, доцент каф. ЕССЕМ

Кутіса М.В.
(прізвище та ініціали)
« 09 » 12 2024 р.

ДОПУЩЕНО ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри ЕСС

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

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ – 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«17»

03

2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

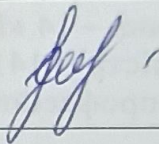
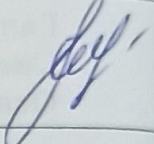
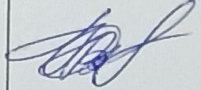
Царенку Максиму Максимовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Розвиток електричної мережі з урахуванням встановлення відновлюваних джерел енергії»

1. Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Сікорська О.В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310
2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 740 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 30 км за рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. Прогнозування електричних навантажень. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. Аналіз встановлення відновлюваних джерел енергії. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Мета і задачі роботи. 3. Граф існуючого фрагменту мережі. 4. Параметри існуючої електричної схеми. 5. Варіанти розвитку мережі. 6. Схема оптимального варіанту. 7. Основні техніко-економічні показники. 8-10. Аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на енергоефективність розподільних електричних мереж. 11. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Сікорська О.В., к.т.н., доцент кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 17.09.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пріміт
		початок	кінець	
1.	Прогнозування електричних навантажень	17.09.24	20.09.24	
2.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.09.24	30.09.24	
3.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	30.09.24	01.10.24	
4.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	02.10.24	22.10.24	
5.	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	23.10.24	15.10.24	
6.	Оцінювання балансу потужностей	16.10.24	25.10.24	
7.	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	26.10.24	01.11.24	
8.	Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	02.11.24	12.11.24	
9.	Аналіз встановлення відновлюваних джерел енергії	13.11.24	21.11.24	
10.	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	22.11.24	24.11.24	
11.	Оформлення пояснювальної записки та презентації	25.11.24	28.11.24	

Студент

підпис

Царенко М.М.

Керівник

підпис

Сікорська О.В.

АНОТАЦІЯ

Царенко Максим Максимович «Розвиток електричної мережі з урахуванням встановлення відновлюваних джерел енергії». Магістерська кваліфікаційна робота. - Вінниця: ВНТУ – 2024. 108 с. / На укр. мові. Бібліогр.: 24 назв; рис.: 27; табл. 30.

В роботі проведено моделювання розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ. Оптимальну схему було отримано симплекс-методом.

Отримана мережа пройшла певну перевірку за такими режимними параметрами: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. За результатами оцінено доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримки робочого рівня напруги в максимальному, аварійному режимі. та розраховано максимальні режими навантаження.

Проведено аналіз встановлення відновлюваних джерел енергії в електричних мережах.

Ключові слова: електрична мережа, відновлювані джерела енергії, навантаження.

ABSTRACT

Tsarenko Maksym Maksymovich “Development of the electric network taking into account the installation of renewable energy sources”. Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU – 2024. 108 p. / In Ukrainian. Bibliography: 24 titles; Fig.: 27; Table. 30.

The work carried out modeling of the development of the electric network 110/35/10 kV. The optimal scheme was obtained by the simplex method.

The resulting network underwent a certain check for the following operating parameters: voltages in nodes, currents and powers in network sections, etc. According to the results, the feasibility of using voltage regulation devices to maintain the operating voltage level in maximum, emergency mode was assessed. and maximum load modes were calculated.

An analysis of the installation of renewable energy sources in electric networks was carried out.

Keywords: electric network, renewable energy sources, load.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	13
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	15
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	17
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	20
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі.....	25
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	28
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	30
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	32
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	34
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	34
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	35
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції.....	37
6 БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	41
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	41
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	43
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	43
7.2. Регулювання напруги у електромережі	44
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	48
9 АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	70
9.1 Комбіновані системи електропостачання.....	73
9.2. Оптимізація комбінованої системи.....	78

9.3 Підвищення енергоефективності ЕМ шляхом встановлення відновлюваних джерел енергії.....	80
9.4 Вибір оптимальної стратегії розвитку електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.....	83
9.5 Залежність напруги від навантаження споживачів і генерування ВДЕ....	85
10 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	90
10.1 Задачі розділу.....	90
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРП	91
10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електропристроях	92
10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	94
10.4.1 Мікроклімат	94
10.4.2 Склад повітря робочої зони.....	94
10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення	95
10.4.4 Штучне освітлення	95
10.4.5 Виробничий шум	96
10.4.6 Виробнича вібрація	96
10.5 Розрахунок захисного заземлення	97
10.6 Пожежна безпека.....	99
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	106
ДОДАТКИ.....	109

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
АТ – автотрансформатор;
ВН – висока напруга;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЗП – заземлювальний пристрій;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМ – електрична мережа;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередавання;
ЛЕС – локальна електрична система;
НН – низька напруга;
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
ПБЗ – перемикання без збудження;
ПЛ – повітряна лінія;
ПС – підстанція;
ПТЕ – правила технічної експлуатації;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РПН – регулювання під навантаженням;
РУ – розподільна установка;
РЗіА – релейний захист і автоматика;
СК – синхронний компенсатор;
СШ – система шин;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму;
УПК – установка поздовжньої компенсації.

ВСТУП

Актуальність теми. При проектуванні нових та розвитку вже працюючих електричних мереж потрібно звертати увагу на багато факторів: від надійного та якісного постачання до використання найновіших тенденцій побудови. Тобто дана задача вимагає комплексного підходу та контролю різних аспектів, які вказуватимуть на техніко-економічну доцільність даної мережі, відповідний рівень експлуатації, керування, при яких забезпечуються найменші затрати.

Водночас, побудова мережі завжди має певне призначення відповідно до якого і виконується прогноз майбутнього розвитку (побудови) мережі, що встановлює певні додаткові обмеження.

Під час виконання деталізованих розрахункових режимів перспективного планування враховуються:

- прогнозоване навантаження, генерування і обмін електроенергією в різних часових проміжках, а також відмічений список мережевих об'єктів, що необхідно розглядати;
- добові та річні зміни у навантаженні і генеруванні;
- метеоумови, які впливають не тільки на споживання, а й на генерування, а також на технічні характеристики елементів енергосистеми.
- перспективний план являє собою певні умови, які можуть виникнути в рамках зазначеного сценарію і включають:
 - реалізація конкретних випадкових подій, як правило, пов'язаних з кліматичними умовами (наприклад, сила вітру, наповнення водосховищ гідроелектростанцій, температури і т. д.) або відключення електростанцій (вимушені і планові);
 - відповідний розподіл всіх генеруючих блоків (на базі моделювання ринку або структури покриття навантаження). Наразі лише структури покриття навантаження;
 - детальне розташування об'єктів генерації;
 - детальне розташування споживання, з урахуванням характерних графіків

або, принаймні, нерівномірності навантаження по регіонах;

– припущення щодо розвитку мереж.

З точки зору практичності, то електрична схема РУ має бути максимально простою, але при цьому забезпечувати відновлення електропостачання споживачів у післяаварійному режимі роботи за допомогою засобів автоматики.

Нове будівництво напругою від 6 кВ до 750 кВ вже має свої типові схеми РУ, які детально описані в «Правила улаштування електроустановок» табл. 4.2.10-4.2.13 та повинні використовуватися в будівництві.

Попередньо перед будівництвом доцільно використати математичні методи визначення найдоцільніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- симплекс-метод для визначення найменш вартісного варіанту схеми приєднання нових споживачів;
- метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій,

Після затвердження конфігурації та послідовності побудови мережі, наступними кроками визначається: номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють мережу наміченої конфігурації і тд.

При розробці проекту визначається відповідна кількість та вид обладнання, визначаються потужності необхідних трансформаторів на підстанціях та схеми електричних з'єднань цих підстанцій, знаходиться потужність джерел реактивної потужності та обирається найбільш економічний розподіл цих джерел і засоби для регулювання напруги.

Магістерську кваліфікаційну роботу присвячено питанню проектування фрагменту електричної мережі з аналізом урахуванням встановлення відновлюваних джерел енергії.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є отримання обґрунтованого технічного рішення щодо розвитку електричної мережі для надійного і економічного електропостачання нових та існуючих споживачів з урахуванням встановлення відновлюваних джерел енергії.

Відповідно до зазначеної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання**:

- проаналізувати відомі методи проектування електричних мереж;
- вибір відповідного методу розрахунку ustalених режимів електромереж і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності наявної електричної мережі;
- аналіз основних режимів мережі;
- вибір оптимального варіанта схеми підключення нових споживачів до мережі;
- дослідження особливостей роботи різнотипних відновлюваних джерел енергії;
- виконати аналіз встановлення відновлюваних джерел енергії в електричних мережах та їх впливу на режими мереж;
- визначити заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є розподільні електричні мережі 110/35 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Методи математичного моделювання було використано для аналізу та вирішення поставлених задач. Дослідження здійснювались з використанням комплексу прикладних програм, які розроблені на кафедрі електричних станцій і систем ВНТУ.

Наукова новизна полягає у підтвердженні ефективності врахування впливу відновлюваних джерел енергії на роботу електричної мережі.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, що присутні у основному змісті роботи отримані автором самостійно.

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ

Вираз для аналітичного визначення залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Цей метод дозволяє замінити табличну функцію $P_{\max}(T)$ на аналітичний вираз $P'_{\max}(T)$:

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

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

Знаходження відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

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

Після проведення диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має вигляд:

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

Після підставлення вхідних даних з завдання в систему (1.3) вона набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20142 \cdot b' = 939, \\ 20142 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1891732. \end{cases}$$

звідки $a' = -1311,6$, $b' = 0,697$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,697 - 1311,6$$

Виористовуюючи табличний редактор Excel було виведено апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 1.1).

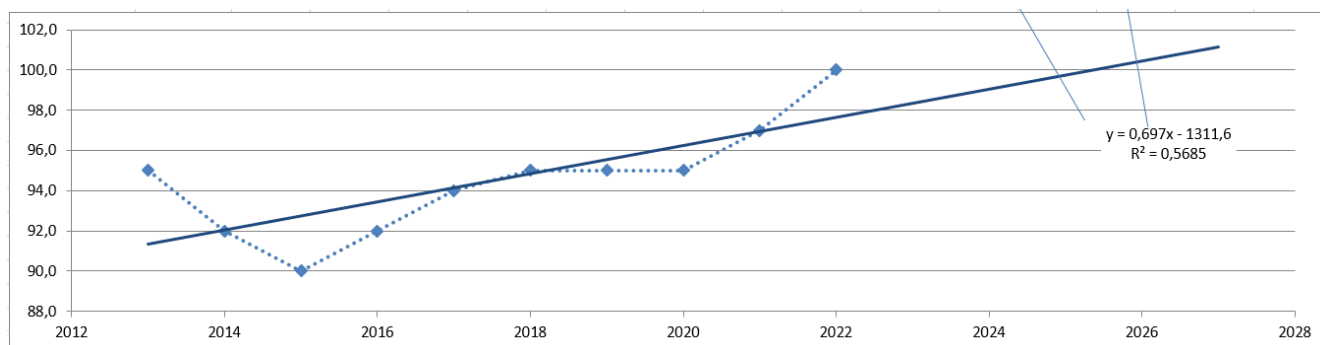


Рисунок 1.1 – Графіки таблицьно-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Проаналізувавши даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що загальне навантаження з урахуванням прогнозу на 2027 рік зросте до 101,2%, що на 1,2% більше проектної потужності електричних мереж. Тому необхідно здійснити заходи щодо забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозованих режимів роботи технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунків режиму максимального навантаження існуючої мережі з урахуванням прогнозу показали, що напруги на всіх вузлах відповідають допустимим значенням або можуть бути знижені до них за допомогою існуючих регулюючих пристроїв.

Результати розрахунків максимального режиму навантаження існуючої мережі (додаток Б) з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають допустимим значенням або можуть бути знижені до них за допомогою існуючих регулюючих пристроїв.

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

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

- в лініях електропередавання – 1,49 МВт;
- в трансформаторах – 0,81 МВт з яких холостого ходу 0,51 МВт та навантажувальні 0,30 МВт.

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	201-1	7-8	208-10	210-16
Марка проводу	АС-120	АС-120	АС-185	АС-120
Допустимий струм, А	125	125	200	125
Розр. струм, А	123	52	175	82

На території, де планується розширення електромереж, лінії електропередач існуючої мережі мають достатній резерв пропускної спроможності для транспортування електроенергії до нових споживачів та відповідні рівні напруги у вузлах табл. 1.2.

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	6	7	9	204
Напруга вузла, кВ	104,96	105,67	107,40	105,04

Результати розрахунків максимального режиму навантаження показують, що струмове навантаження на лінії 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним порівняно з довгостроково допустимим струмом. Це гарантує можливість передачі

додаткової електроенергії новим клієнтам без внесення структурних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах розподільного щита, розташованого в зоні нового будівництва (табл. 1.2), всі вони забезпечують можливість підключення додаткового навантаження на стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів підключення нових ліній електропередачі може здійснюватися з економічних міркувань, зокрема симплексним методом.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

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

Опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 6 – Хмільник з рівнем напруги 104,96 кВ; вузол № 7 – Уланів з рівнем напруги 105,67 кВ; вузол № 9 – Юрівка з рівнем напруги 107,40 кВ; вузол № 204 – Безіменна з рівнем напруги 105,04 кВ.

Після оцінки розташування нових ПС та їх віддаленості від існуючої мережі було створено максимальний граф на рис. 1.2, який показує всі можливі варіанти підключення нових ПС.

Рисунок 1.2 – Максимальный граф схемы

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.

Вирішити ці питання одночасно в одній математичній моделі неможливо. З огляду на те, 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.

У загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ є нелінійними. Тому цільову функцію, що відтворює процес розвитку електричної мережі, можна представити у вигляді нелінійної функції з лінійними та нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Щоб застосувати симплекс-метод, цільову функцію можна лінеаризувати відносно обраних змінних.

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

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

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

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (4720 год/рік для $T_{нб} = 6100$ 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).
Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Дов- жина на карті, см	Довжина, км	Uном, 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	701	1,3	7,8	110	1573,680	0,131	3927,9	1,811	4109,0
7	702	1,4	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	1,950	4425,0
6	703	1,3	7,8	110	1573,680	0,131	3927,9	1,811	4109,0
204	704	2,5	15	110	1573,680	0,131	7553,7	3,482	7901,9
701	702	2,4	14,4	110	1573,680	0,131	7251,5	3,343	7585,8
702	703	0,9	5,4	110	1573,680	0,131	2719,3	1,254	2844,7
703	704	1,8	10,8	110	1573,680	0,131	5438,6	2,507	5689,3

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

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції
дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Дов- жина км	Дисконт. витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужні- сть 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужні- сть 1.2P), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/М Вт	Дисконт. витрати для ЛЕП (лінійна функція, тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужні- сть 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужні- сть 1.2P), тис. грн
9-701	1,3	17,8	4498,4	4293,0	4749,4	3927,9	32,139	4498,4	4384,3
7-702	1,4	17,8	4844,4	4623,2	5114,7	4230,1	34,612	4844,4	4721,5
6-703	1,3	17,8	4498,4	4293,0	4749,4	3927,9	32,139	4498,4	4384,3
204-704	2,5	17,8	8650,7	8255,8	9133,4	7553,7	61,807	8650,7	8431,3
701-702	2,4	17,8	8304,7	7925,6	8768,1	7251,5	59,334	8304,7	8094,1
702-703	0,9	17,8	3114,3	2972,1	3288,0	2719,3	22,250	3114,3	3035,3
703-704	1,8	17,8	6228,5	5944,2	6576,1	5438,6	44,501	6228,5	6070,5

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 вирішення задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
9-701	1,3	17,8	4498,4	4390,0	4618,2	253,4	4498,4	4048,5	4948,2
7-702	1,4	17,8	4844,4	4727,7	4973,4	272,9	4844,4	4360,0	5328,9
6-703	1,3	17,8	4498,4	4390,0	4618,2	253,4	4498,4	4048,5	4948,2
204-704	2,5	17,8	8650,7	8442,3	8881,1	487,4	8650,7	7785,7	9515,8
701-702	2,4	17,8	8304,7	8104,6	8525,9	467,9	8304,7	7474,2	9135,2
702-703	0,9	17,8	3114,3	3039,2	3197,2	175,5	3114,3	2802,8	3425,7
703-704	1,8	17,8	6228,5	6078,4	6394,4	350,9	6228,5	5605,7	6851,4

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод — метод розв'язування задачі лінійного програмування, в якому спрямований рух здійснюється вздовж опорних площин до тих пір, поки не буде знайдено оптимальне рішення; Симплексний метод ще називають методом поступового вдосконалення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв і параметрів, що потребують оптимізації з математичної точки зору, оптимізаційна задача формулюється наступним чином:

мінімізувати

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-701	7-702	6-703	6-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	14,58	14,58
702	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12,85	12,85
703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	8,50	8,50
704	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	10,43	10,43
Коефіцієнти цільової функції	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,000
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																0,000

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-701	7-702	6-703	6-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	14,58	0,00
702	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12,85	0,00
703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	8,50	0,00
704	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	10,43	0,00
Коефіцієнти цільової функції	359,9	387,6	359,9	692,1	664,4	664,4	249,2	249,2	498,3	498,3	0,0	0,0	0,0	0,0		20503,880
Потужності ЛЕП	14,57554	12,85481	8,502396	10,42556	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3927,906	4230,052	3927,906	7553,665	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		19639,528
Змінні складові витрат	384,670	322,222	130,895	378,473	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1216,260
Дисконтовані витрати, тис. грн																20855,788

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

У симплекс-методі виконується уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо розрахунок повторно (рис. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	9-701	7-702	6-703	6-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	0-0	0-0	0-0	0-0		
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	14,58	0,00
702	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12,85	0,00
703	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	8,50	0,00
704	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	10,43	0,00
Коефіцієнти цільової функції	359,9	387,6	359,9	692,1	664,4	664,4	249,2	249,2	498,3	498,3	0,0	0,0	0,0	0,0		20503,880
Потужності ЛЕП	14,57554	12,85481	8,502396	10,42556	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	3927,906	4230,052	3927,906	7553,665	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		19639,528
Змінні складові витрат	384,670	322,222	130,895	378,473	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1216,260
Дисконтовані витрати, тис. грн																20855,788

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

Після остаточно уточнення отримаємо:

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всі споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 702-703 довжиною 5,4 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення оптимізаційних задач в енергетиці, пов'язаних зі створенням планів перспективного розвитку ЕМ, які вимагають врахування фактору часу, використовується метод динамічного програмування, одночасно з лінійними та нелінійними методами оптимізації.

Динамічне програмування є одним із методів нелінійного програмування. Це дозволяє оптимізувати багатоетапний процес для функцій із багатьма змінними. За допомогою динамічного програмування операція ділиться на певну кількість послідовних кроків, кожен з яких оптимізує функцію однієї змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових вузлів навантажень, що будуть вводиться в експлуатацію впродовж двох років (вузли 701, 702, 703, 704). Для цього варіанту приймаємо два опорних пункти живлення: 6, 7 та 9 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

Для розв'язку задач (3.1) можна застосувати методи нелінійного програмування, серед яких є метод динамічного програмування.

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

На першому етапі, рухаючись від першого до останнього року, визначається умовно оптимальна схема електричної мережі. Кожен крок вибрано так, щоб загальні витрати на i -й і $(i+1)$ рік були мінімальними:

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

Це означає, що витрати на перший рік розраховуються на основі всіх можливих варіантів впровадження. Отриманий таким чином варіант матиме оптимально дисконтовані витрати.

Але оскільки в попередні роки не було відомо, які будуть можливості наступного року, прийняте рішення є приблизним і потребує додаткових уточнень.

На другому етапі вони спрямовуються від минулого року до першого, визначаючи параметри електричної мережі та траєкторію її оптимальної побудови за критерієм (3.3).

При постановці задачі динамічного програмування використовується цільова функція (3.1), причому функція вартості 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: $P_{ji} \leq P_{\max}$;

Оптимізація 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, яка будуватиметься протягом року: $L_{\max} \leq 30$ км, а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. Протягом трьох років необхідно забезпечити електропостачання точок 701, 702, 703, 704. Оскільки за рік неможливо ввести більше 30 км ліній, очевидно, що в перший рік розвитку це можливо. побудувати лінію лише для одного-двох споживачів, на другий рік - для двох, що залишилися, а на третій рік - завершення будівництва.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 9-701, 7-702, 702-703, 703-6. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{9-701} + \Delta L_{7-702} + \Delta L_{702-703} + \Delta L_{703-6} = 7,8 + 8,4 + 5,4 + 7,8 = 29,4 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

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

Другий крок. На другий рік створюються варіанти потужності з урахуванням напрацювань першого кроку. Так само для кожного варіанту другого року враховується обмеження введеної довжини лінії.

За варіантом 1 на другому році розробки ми будуємо одноколійну лінію 6-704. Результати розрахунків наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вt	Вартість
1	1	9-701	7,8	14,6	29,4	13897,138	52207,12	43505,93	43505,93
		7-702	8,4	12,8		14928,863			
		702-703	5,4	11,6		9582,8962			
		703-6	7,8	8,5		13798,22			
	2	9-701	7,8	14,6	24	13897,138	42624,22	35520,18	35520,18
		7-702	8,4	12,8		14928,863			
		703-6	7,8	8,5		13798,22			
	3	6-704	15	10,4	22,8	26583,516	40480,65	33733,88	33733,88
		9-701	7,8	14,6		13897,138			
	4	6-704	15	10,4	23,4	26583,516	41512,38	34593,65	34593,65
		7-702	8,4	12,8		14928,863			
	5	6-704	15	10,4	22,8	26583,516	40381,74	33651,45	33651,45
		703-6	7,8	8,5		13798,22			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вt	Вартість
2	11	6-704	15	10,4	15	26583,516	26583,52	18460,78	61966,71
	21	702-703	5,4	11,6	20,4	9582,8962	36166,41	25115,56	60635,75
		6-704	15	10,4		26583,516			
	31	7-702	8,4	12,8	21,6	14928,863	38309,98	26604,15	60338,03
		702-703	5,4	11,6		9582,8962			
		703-6	7,8	8,5		13798,22			
	41	9-701	7,8	14,6	21	13897,138	37278,25	25887,68	60481,33
		702-703	5,4	11,6		9582,8962			
		703-6	7,8	8,5		13798,22			
	51	9-701	7,8	14,6	21,6	13897,138	38408,9	26672,85	60324,29
		7-702	8,4	12,8		14928,863			
		702-703	5,4	11,6		9582,8962			

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По В_Σ з табл. 3.2 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 51. Після уточнення

потокорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 51 підключення станцій 701, 702, 703, 704 викликає зміну перетоків електроенергії в лініях електропередачі, побудованих у перший і другий рік. Тому необхідно уточнити витрати всіх оптимальних варіантів, які наведені в таблиці 3.2.

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

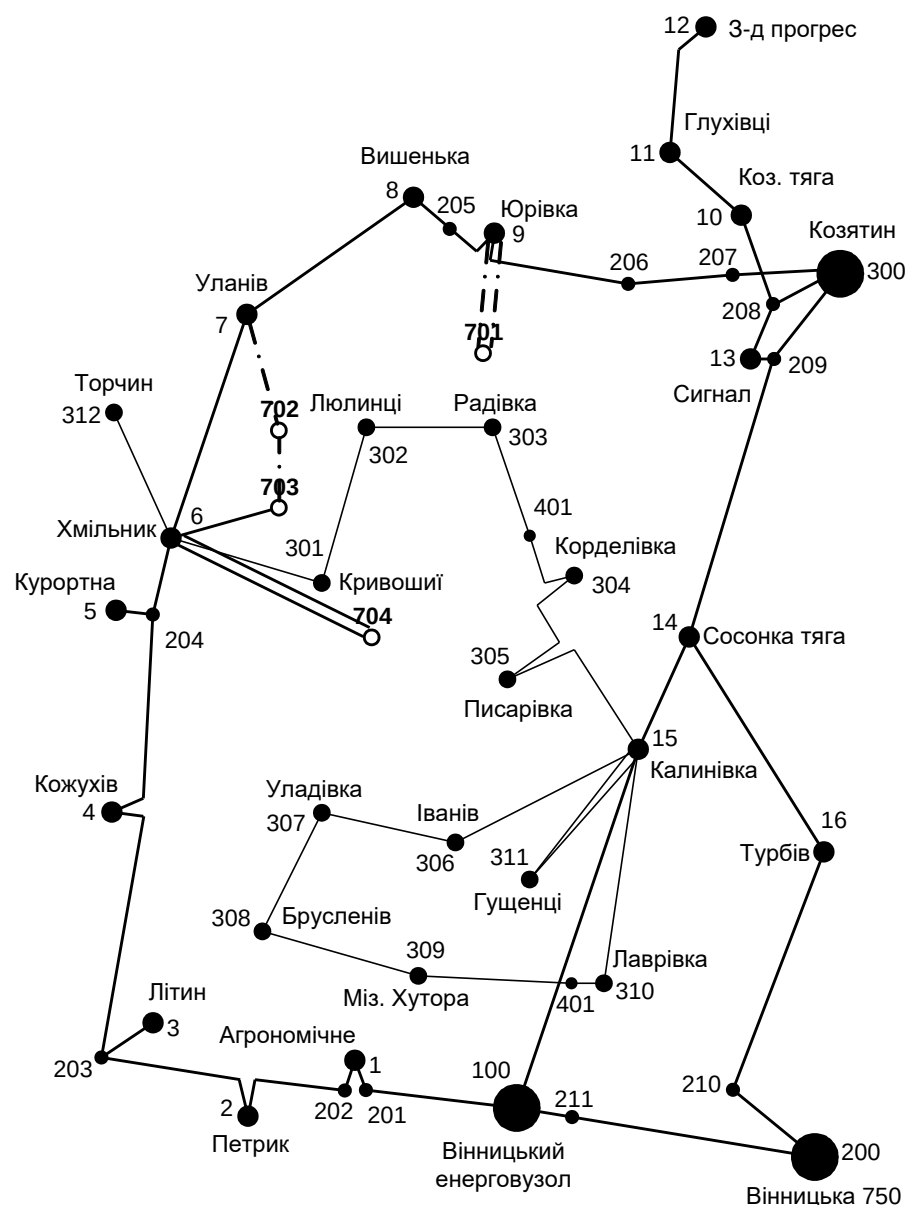


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі знаходимо розрахункові струми в усіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (3.5) :

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

$$I_{\text{розр}7-702} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11.064}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 60.974 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}6-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{12.665}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 69.797 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}702-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{3.748}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 20.654 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}9-701} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{16.847}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 92.843 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}6-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{10.418}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 57.415 \text{ (A)}.$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6100$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

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

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

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

1й – розрив лінії 7-702;

2й – розрив лінії 7-702 та відсутня генерація на СЕС (704);

3й – розрив лінії 6-703;

4й – розрив лінії 6-703 та відсутня генерація на СЕС (704);

5й – розрив лінії 702-703;

6й – розрив лінії 9-701;

7й – розрив лінії 6-704.

Результати, що отримані представлено у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа7, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
7-702	0	0	129.9	129.9	77.7	72.9	77.5	130.1	390	60.9	АС-120/19
6-703	130.1	130.1	0	0	51.8	58.6	52.8			69.8	АС-120/19
702-703	77.8	77.8	51.9	51.9	0	14.2	8.9			20.6	АС-120/19
9-701	92.8	92.9	92.9	92.9	92.8	0	92.9			92.8	АС-120/19
6-704	57.4	2.3	57.4	2.4	57.4	57.4	0			57.4	АС-120/19

Згідно ПУЕ [1] для мережі 110 кВ рекомендується використовувати провод АС 240/39.

Після порівняння отриманих значень струму в аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС 120/19 було вирішено використовувати провід АС 120/19, оскільки він повністю відповідає вимогам нормативних документів.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Детальний аналіз можливості систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижувальних підстанцій у нормальних режимах з урахуванням фактичного графіка та початкового коефіцієнта завантаження, а також температури навколишнього середовища не входить до завдання цього проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторних пристроїв понижувальних станцій може вибиратися з умов допустимого перевантаження в післяаварійних станах на 40% на тривалість загального добового максимуму, що триває не більше 6 год. на термін не більше 5 днів.

Трансформатори підбираються за такими критеріями:

1. Якщо в навантаженні підстанції присутні споживачі 1 категорії, то кількість встановлених трансформаторів має бути не менше двох.

2. На підстанціях, що забезпечують електропостачання споживачів 2-3-ї категорій, допускається встановлення 1-го трансформатора за наявності в зоні мережі централізованого пересувного резерву трансформатора та можливості заміни пошкодженого трансформатора не більше ніж за 1 добу. що сьогодні цілком можливо.

Обираємо трансформатори за наступними формулами:

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

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

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{14.4}{2 \cdot 0.86} = 11.96 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні обираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 16.0 МВА.

У вузлах 702, 703 та 704 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	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
701	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
702	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
703	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
704	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

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

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{16.744}{(2-1) \cdot 16} = 1.047 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{9.333}{(2-1) \cdot 10} = 0.933 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{13.956}{(2-1) \cdot 10} = 1.396 \leq 1.4$$

$$K_{з4.па} = \frac{10.3}{(2-1) \cdot 10} = 1.03 \leq 1.4$$

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

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі схем електричних підстанцій необхідно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, завдання і розташування підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

З огляду функцій ПС в електричній мережі електричне коло повинно:

- забезпечення надійного електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання енергоприймачів з урахуванням наявності автономних резервних джерел живлення;

- забезпечення надійності передачі електроенергії через ВЕЗ у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах, відповідно до її значення для даної ділянки мережі;

- враховувати поетапність розвитку ПС, динаміку зміни навантаження на мережу і т. д. Слід дотримуватися принципу поетапності розвитку ПС і його основної схеми, виходячи з максимально простого і економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції існуючих об'єктів і з мінімальним скороченням відпуску електроенергії споживачам;

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для підстанцій нової споруди напругою від 6 кВ до 750 кВ необхідно передбачати електричні схеми переважно РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих ланцюгів комутаційними елементами та насичення їх додатковими елементами, що сприяють підвищенню експлуатаційної надійності та безпечної експлуатації ПС, повинно здійснюватися відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

У зв'язку з тим, що на станціях 702 і 703 встановлено 2 трансформатори, а кількість ліній, що приходять на станцію, дорівнює двом, для щита 110 кВ була

обрана схема 110-3 - Міст з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис. 5.1).

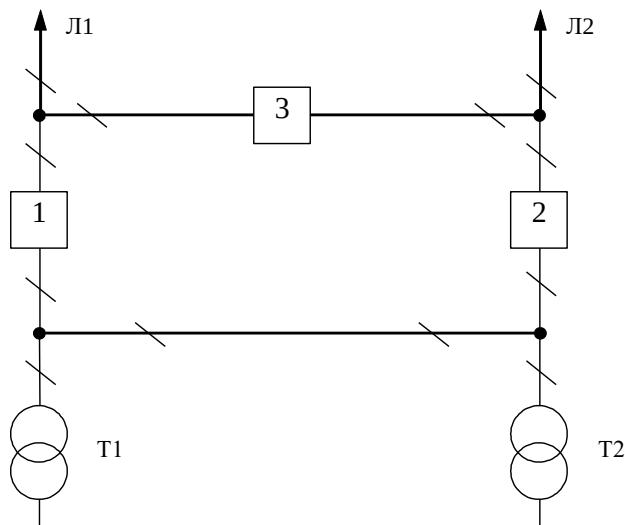


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 702 та 703

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

5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для РП 110 кВ ПС Уланів (вузол 7) та Юрівка (вузол 9) пропонується реконструкція існуючих схем: розширення мостової схеми та заміна існуючих КЗ на вимикачі навантаження, варіант схеми - подовжений міст з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою збоку трансформаторів (рис. 5.2).

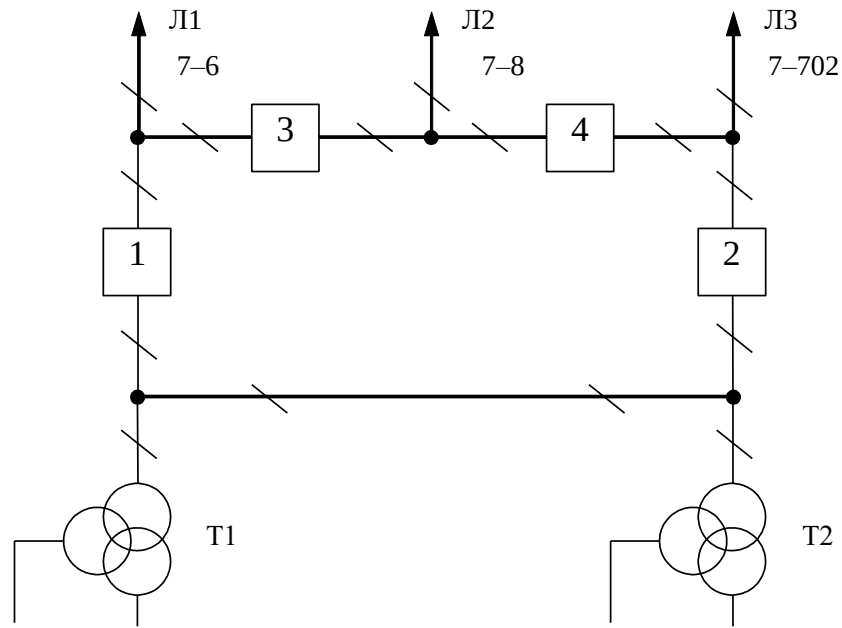


Рисунок 5.2– Схема вузових підстанцій (вузол 7, 9) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для РП ВН ПС Хмільник (вузол 6) необхідно підключити дволанцюгову ЛЕП, підключити кожне приєднання до різних ділянок робочих шин та встановити два вимикачі.

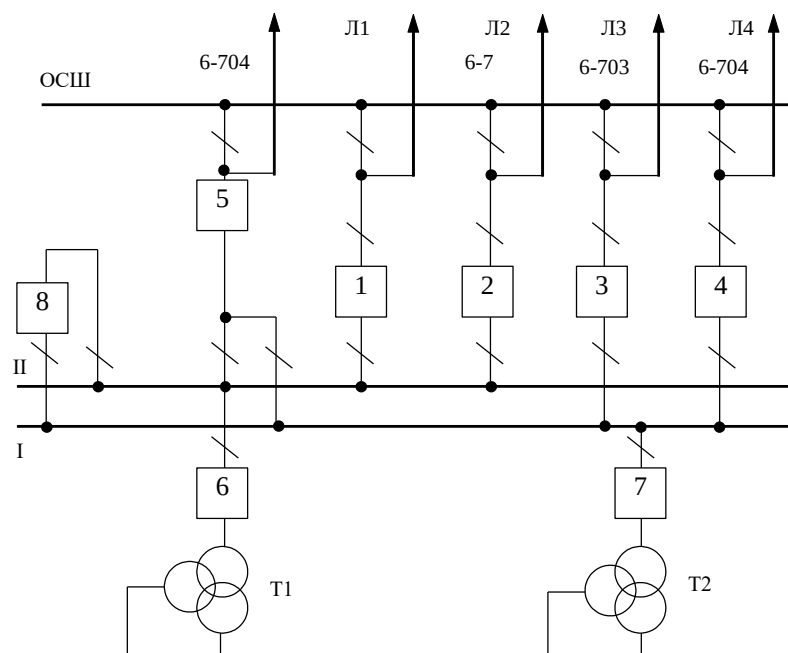


Рисунок 5.3– Схема вузової підстанції (вузол 6)

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Визначення схем надійності розподільчого пристрою (РП) передбачає розрахунок математичних сподівань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що вмикаються в РП, і поділу РП на електрично незв'язані частини, а також тривалості вимушеної роботи. простої відключених або працюючих елементів з відривом РП внаслідок виходу з ладу як вимикачів РП, так і самих комутаційних елементів у нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми відгалужувальної підстанції «Уланів» (вузол 7).

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

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

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

Відповідно до (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 4 \cdot 0,0003 = 0,9988$$

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

$$\omega_{1,2} = 0,016 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 4,8 \cdot 10^{-5} \text{ 1/рік.}$$

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 $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 40 - ((40)^2 / 2 \cdot 23) = 5,22 \text{ год.}$$

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 16)

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23
			D(AT2,Л2)- 40		Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23		ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40		ЛЗ, Л1, D(AT1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(AT1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)-23		ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			ЛЗ-40	ЛЗ D(AT1,Л1), D(AT2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		ЛЗ,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) – 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ2 – 23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(AT1,Л3) – 23	ЛЗ,Л2,АТ2, D(AT1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(AT1, АТ2, Л3) - 40	ЛЗ, Л2, D(AT1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
ЛЗ,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(AT1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(AT1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

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 ($Z_0 = 740$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (5.5)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (5.6)$$

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум.} \cdot W_{РІК} \quad (5.7)$$

Маємо:

$$W_{РІК} = 6100 \cdot 35,5 = 216\,550 \text{ (МВт·год)}$$

$$\Delta W_{НД} = 216\,550 \cdot 0,0003 = 64,96 \text{ (МВт·год)}$$

$$M_{ЗБ} = 64,96 \cdot 740 = 48074,1 \text{ (тис. грн)}$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	M _{зб} , грн.
216 550	64,96	48074,1

З розрахунків можна сказати, 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 БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення

Джерела електропостачання в будь-який момент часу повинні передавати в мережу стільки електричної енергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі, відповідно врахувавши втрати на передачу. Тому баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для нових вузлів 701, 702, 703, 704 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 35,5 + 0,05 \cdot 35,5 = 33,725 \text{ (МВт)},$$

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, яка споживається від центрів живлення враховуючи її економічне транспортування буде:

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

$$Q_{\Gamma} = 33,725 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 33,725 \cdot 0,34 = 11,467 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – це бажаний коефіцієнт потужності на існуючих шинах живлячих підстанцій враховуючи економічність експлуатації.

Реактивна потужність, що споживається по заданому району в цілому визначається по додаванню відповідних навантажень в окремих пунктах із урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень приблизно рівного 0.95.

Обчислення генерації реактивної потужності для ділянки ЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 9-701

$$Q_{\text{ЛЕП9-701}} = 103,50^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7,8) = 0,238 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,238 + 0,243 + 0,156 + 0,227 + 0,437 = 1,3 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 18,4 = 17,48 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 17,48 = 1,748 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 17,48 + 1,748 - 11,467 - 1,3 = 6,461 \text{ (МВАр)}.$$

Співставивши сумарну потужність споживачів 35,2 МВАр із потужністю, що надходить від джерел постачання 17,58 МВАр, можна зробити висновок про важливість встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 5850 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 702.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Обрахунок усталеного режиму електромережі буде проводитись використовуючи програмного комплексу «Втрати “RVM – Hign”». За допомогою його при заданих параметрах ліній, зокрема це довжина, марки проводів; та заданих параметрів вузлів - номінальна напруга, трансформатори можемо провести розрахунки усталеного нормального режиму електромережі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за цією програмою є втрати потужності та електроенергії в даній електричній мережі. Але при цьому програма все одно розраховує встановлений режим електричної мережі - надається інформація про значення напруги вузлів електричної мережі і струмів в її гілках.

Результати усталених розрахунків вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку В у вигляді трьох таблиць - загальні результати розрахунків втрат електроенергії, результати розрахунків по лініях і вузлах.

Вхідний файл для розробки наведено в Додатку Е

Результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розширення представлені в Додатку Є.

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

Режим мінімального навантаження - при якому споживачі споживають мінімальну кількість електроенергії. У мінімальному режимі рівень напруги у вузлах балансування приймається рівним 110 кВ.

Після аварійний режим – це режим роботи енергосистеми, що припускає планове відключення навантаження частини споживачів щоб зберегти належну

надійність та якість електропостачання тих споживачів, які залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах будемо приймати рівною 121кВ.

Проаналізувавши отриманий результат, ми переконались, що напруга для всіх вузлів є допустимою, а саме не виходить за межі $\pm 10\% U_{\text{ном}}$.

Вхідні дані та результати обрахунків мінімального та після аварійного режимів електромережі після розвитку є у додатках В та Г.

7.2. Регулювання напруги у електромережі

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

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

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	98,06	92,55	108,90
702	95,06	89,30	106,29
703	95,07	89,31	106,31
704	95,43	89,69	106,63

Таблиця 7.2 – Напруги у вузлах нових споживачів на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	9,38	8,85	10,42
702	9,09	8,54	10,17
703	9,09	8,54	10,17
704	9,13	8,58	10,20

На шинах ВН рівні напруги залежать від параметрів існуючої мережі і визначаються після розрахунку для режиму максимальних навантажень (дивись додаток Б).

Дійсна напруга у вузлі:

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

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

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

де $U_{ВН}$ – обрахована величина робочої напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації будемо знаходити з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної електропідстанції бажаної напруги $U_{ННб}$ (приймаємо що $U_{ННб}$ дорівнює 10,5 кВ, задля компенсації спаду напруг у мережі 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН6}} . \quad (7.3)$$

• Надалі будемо визначати дійсний коефіцієнт трансформації силового трансформатора та номер відпайки, спираючись на межі регулювання та номінальний коефіцієнт трансформації вибраних нами нових трансформаторів.

Усі трансформатори, що використовуються в електромережі, мають напругу ВН 115 кВ, а НН – 10,5 кВ, та однакові межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Визначення дійсного коефіцієнта трансформації виконаємо так:

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

Урахувавши межі регулювання, кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, що відповідає наступній відпайці, буде дорівнювати добутку розрахованого коеф. трансформації K_{Td} за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, це відповідає номерам відпайок.

Згідно формулі (7.2) знайдемо втрати напруги в трансформаторах, що приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{T701} = \frac{((14,58) \cdot (4,38 / 2)) + ((8,65) \cdot (86.7 / 2))}{103,50} = 3,931 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T7016} = \frac{103,50 + 3,931}{10,5} = 10,232$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T701д} = 10,298$, що відповідає 10-й відпайці.

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

$$U_{\text{HH601д}} = \frac{103,50 + 3,931}{10,232} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

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

Такі ж розрахунки робимо для інших нових вузлів споживачів схеми і заносимо їх до таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	3,931	10,232	10,5	10	10,298	0,098
702	4,551	10,026	10,5	11	10,141	0,096
703	3,093	9,888	10,5	12	9,984	0,093
704	0,401	9,664	10,5	14	9,670	0,092

Після визначення заходів регулювання напруги на приймальних підстанціях виконано розрахунки режиму максимального навантаження ЕМ та введено задані коефіцієнти трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (Додаток Г). 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 вище зазначених розділах ми виконали розрахунки для вибору оптимального варіанту розвитку електромережі 110 кВ, також проведено вибір електричних схем вузлової та споживальних електропідстанцій. Вибрали основне обладнання підстанцій та електромереж. Провели аналіз режиму максимальних навантажень та застосували регулювання напруги. Перераховані вище дії дозволили отримати достатньо інформації для проведення аналізу економічної ефективності розвитку електромережі в цій роботі.

На сьогоднішній час, щоб оцінити економічну ефективність проекту в електроенергетичній галузі знаходять показник рентабельності капіталовкладень, який враховує будівництво протягом трьох років, та має 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, тисяч гривень; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у в. о.); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році при порівнянні із попереднім t , тисяч гривень.

Значення Π_t що до кожного року визначимо як:

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

де: Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в приведеній у завданні енергосистемі, $\Pi_T = 1,65$ гривень/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, яка припадає на електромережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0,12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене будівництвом нового

енергетичного об'єкту, МВт×годин; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

де K_t – капітальні вкладення, тисяч гривень; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в електромережі, кВт·годин:

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

де P_i – активна потужність, яка передається по i -ій ділянці ЛЕП, МВт; U_H – номінальна напруга електромережі, $U_H = 110$ (кВ); r_{0i} – це питомий опір для проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – це час максимальних втрат (3633 годин); ΔL_i – довжина i -ої лінії, кілометрів.

Такий розрахунок можна замінити якщо використати ПК «ВТРАТИ», якщо використати схему до розвитку, та на кожному році її розвитку. При порівнянні будемо мати дані для кожного кроку зміни, в результаті знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються із двох складових:

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

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на побудову нових електропідстанцій, тисяч гривень;

$K_{ЛЕП}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередавання, тисяч гривень.

Збільшення навантаження, при обрахунку прогнозу навантаження не призводить збільшення потужностей силових трансформаторів.

У відповідності з кінцевим варіантом розвитку електромережі планується спорудження наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво ліній електропередавання: Хмільник (вузол 6)-703, Хмільник (вузол 6)-704;
- спорудження споживальних підстанції 110/10 кВ у пунктах 703, 704.

На другому році:

- будівництво лінії електропередавання: Юрівка (вузол 9)-701, Уланів (вузол 7)-702, 702-703;
- спорудження споживальних підстанції 110/10 кВ у пунктах 701, 702;
- розвиток відгалуджувальних підстанцій пунктів Уланів (вузол 7) та Юрівка (вузол 9).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 8.1–8.2.

Таблиця 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

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	Орієнт площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового тр-ра без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання тр-ра напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

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

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	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

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 102 108,49 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.3.-8.5.

Таблиця 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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

Таблиця 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор- матора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	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

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 8.5 – Вартість реконструкції підстанції Уланів (вузол 7) та Юрівка (вузол 9):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
Всього ВРУ 110 кВ			449,46	6534,626	346,222	218,02	4,570	8553,996	
Загальна кошторисна вартість			8553,996						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 117 785,42 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередавання визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 22,8 = 26\,387,21 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 21,6 = 24\,998,41 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K_1 = 102\,108,49 + 26\,387,21 = 128\,495,7 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 117\,785,42 + 24\,998,41 = 142\,783,83 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

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

де $\Delta W_{\text{ЛЛ}}$, $\Delta W_{\text{ЛП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт·год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\Pi} = (K_{\Pi/CT} \cdot P_{\Pi\%})/100; \quad (8.10)$$

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:

$$B_{\Pi 1} = (26\,387,21 \cdot 0,3)/100 = 79,16 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 2} = (24\,998,41 \cdot 0,3)/100 = 75 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 1} = (102\,108,49 \cdot 3)/100 = 3\,063,25 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 2} = (117\,785,42 \cdot 3)/100 = 3\,533,56 \text{ (тис.грн.)};$$

За результатами розрахунку максимального режиму навантаження ЕМ після впровадження його поетапного розвитку (додаток 3) у таблиці наведено зміну втрат електроенергії за окремі роки. 8.7:

Таблиця 8.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 6-703, 6-704 П/ст: 703, 704	30	20	50
2	ЛЕП: 9-701, 7-702, 702-703 П/ст: 701, 702, 7, 9	2 220	50	2 270

Річні видатки було розраховано за виразом (8.7).

$$B_1 = 79,16 + 3\,063,25 + 50 \cdot 1,65 = 3\,224,92 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 75 + 3\,533,56 + 2\,270 \cdot 1,65 = 7\,354,06 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткові надходження електроенергії до електричної мережі внаслідок її розширення визначаються як сумарне річне споживання електроенергії додатково підключеними споживачами. Звідки за роками розробки:

$$W_1 = 63323 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

$$W_2 = 167323 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 63323 - 3224,92 = 9313,04 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 167323 - 7354,06 = 25775,9 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = \frac{9313,04 / (1 + 0,2) + 25775,9 / (1 + 0,2)^2}{128495,7 / (1 + 0,2) + 142783,83 / (1 + 0,2)^2} = 0,12$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,12 = 8 \text{ років}.$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	35,5
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6 100
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	132 380
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	271 279,53
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,57
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,85
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	6 950
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	15 450

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 (8) підтверджують ефективність.

9 АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

В останні роки енергетика з використанням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) все більше впроваджується, і ця тенденція повною мірою стосується і України. Електростанції, що використовують відновлювані джерела енергії, можуть використовуватися як самостійно, так і в складі локальної енергетичної системи в поєднанні з традиційною генерацією. При цьому переважно комплексно використовуються різні види відновлюваних джерел, що сприяє підвищенню надійного електроживлення та економічної ефективності, зменшуючи при цьому викиди парникових газів.

Актуальність вивчення цих питань зумовлена необхідністю скорочення викидів парникових газів та диверсифікації джерел енергії. Відновлювана енергетика вже зараз може конкурувати з традиційною енергетикою за енерговитратами і перевершує її за екологічністю. Наявність державної підтримки та різноманітних методів стимулювання ВДЕ полегшує впровадження та скорочує термін окупності альтернативних електростанцій. В результаті комбіновані системи з використанням відновлюваних джерел енергії є привабливими за рахунок підвищення надійності електропостачання, зниження шкідливих викидів та економічного аспекту. Однак використання відновлюваних джерел енергії висуває додаткові вимоги до систем щодо забезпечення надійності електропостачання з урахуванням динаміки погодних факторів та відповідних можливостей генерації. Впровадження відновлюваних джерел енергії та їх інтеграція в енергетичні системи на різних рівнях супроводжується необхідністю додаткового узгодження способів генерації та споживання електроенергії. Виникнення таких видів енергії, як вітрова та сонячна, по суті, є неконтрольованим процесом (ефективність встановлених пристроїв може бути лише обмеженою). Водночас споживання також містить елементи випадковості, особливо коли йдеться про велику кількість однакових чи різних типів споживачів. Тому за значного рівня впровадження ВДЕ проблема забезпечення

енергетичного балансу може поглибитися. В основному це стосується використання вітрової та сонячної енергії для живлення окремих груп споживачів (населення, групи населення, місцеві підприємства) та енергетичних систем на різних рівнях. Проте забезпечення енергетичного балансу стикається зі значними проблемами навіть при широкому запровадженні відновлюваної енергетики, навіть у великих регіональних енергосистемах.

Комплексне використання різних видів відновлюваних джерел енергії дозволяє подолати головний недолік відновлюваних джерел - мінливість параметрів виробленої енергії в часі. Створення об'єднаних енергосистем вимагає включення накопичувальних або резервних систем енергопостачання, що є наслідком таких особливостей відновлюваних джерел, як нерівномірний географічний розподіл, негарантований характер і низька індивідуальна концентрація енергоресурсів.

Виникнення таких видів енергії, як вітрова та сонячна – це випадковий процес, який обмежений робочою потужністю встановлених пристроїв.

Складність її моделювання обумовлена як випадковим характером носія енергії (вітру чи сонця), так і нелінійним характером перетворення цієї енергії в електрику, що вносить додаткову невизначеність. Числові параметри математичної моделі вимагають вивчення місцевих умов, сезонних особливостей тощо. Моделювання реального, випадкового елемента процесу є окремим питанням, допускає різноманітні уявлення та має бути адаптовано до вимог конкретної задачі балансування. система живлення.

В даний час розроблено низку методів математичного моделювання електростанцій з відновлюваної енергетики та оцінки їх впливу на роботу енергетичних систем. Стан розробленості питання, про який свідчать наукові публікації вітчизняних та зарубіжних учених, свідчить про те, що процеси перетворення енергії у відновлюваних джерелах енергії досліджені на досить високому рівні. Розроблено низку математичних моделей об'єктів електроенергетики на основі розподіленої генерації та оцінка їх впливу на роботу енергосистем. В останні роки були запропоновані різні методи обчислювальної

оптимізації для вирішення проблем використання відновлюваної енергії, в основному на основі традиційних підходів, таких як лінійне або квадратичне програмування, симплексний пошук і нечітка логіка. Проте ця робота не була спрямована на дослідження нестационарних процесів, які мають стохастичний характер і суттєво впливають на якість відновлюваної енергетики. Водночас розробка та інтеграція комплексних систем енергопостачання на основі відновлюваних джерел енергії в існуючу інфраструктуру енергопостачання потребує врахування потенціалу наявних відновлюваних джерел та низки інших специфічних чинників, що ускладнює отримання універсальних технічних рішень і передбачає використання системного підходу, що враховує місцеві умови. Вибір математичних моделей та методи їх обробки повинні бути адаптовані до фізичної моделі, для чого необхідно враховувати фактичні статистичні дані як про погодні фактори, так і про відповідні можливості відновлюваної енергії в конкретних кліматичних умовах, а також режими роботи конкретних споживачів. Тому існуючі підходи слід адаптувати до національних реалій з урахуванням останніх енергетичних трендів.

Важливою сучасною тенденцією є поступовий перехід від централізованої генерації електроенергії до розподіленої. З часом місцеві електромережі повинні працювати як автономно, так і в складі енергосистеми. Встановлені функції системи автоматичного керування такими системами можуть бути отримані на основі попередніх досліджень і розрахунків конкретної мережі за допомогою спеціальних програмних засобів. Крім того, актуальним завданням при проектуванні комплексної локальної системи енергопостачання є створення ефективних систем прогнозування генераційно-акумуючої потужності та фактичного енергоспоживання на основі досвіду експлуатації конкретних типів пристроїв у реальних умовах.

9.1 Комбіновані системи електропостачання

Комплексне використання, за визначенням, означає роботу кількох джерел енергії одночасно або в певних комбінаціях. При цьому можливе використання лише відновлюваних джерел, що значно обмежує можливості користувача. Більш поширеним і виправданим з багатьох точок зору є використання як відновлюваних, так і традиційних, автономних (дизель-генератор, газотурбінна установка тощо) або централізованих (електромережі) джерел. Правильна оцінка такої об'єднаної енергосистеми вимагає врахування основного елемента системи – споживача, тобто специфіки локальної мережі та найближчих споживачів, режиму роботи комплексу відновлюваних джерел – прямого або відчутний непрямий ефект слід брати до уваги. Для забезпечення відповідної якості електроенергії можна використовувати системи накопичення енергії, попит на які залежить від дискретності потоків енергії та вимог до якості енергії. В іноземній термінології комбіновані системи часто називають гібридними, що відображає різноманітність як джерел енергії, так і способів їх поєднання (іноді цю назву поширюють на будь-які комплекси). Однак термін «гібридна енергетика» зазвичай відноситься до комбінації установок, що використовують відновлювані та традиційні джерела енергії.

Високі техніко-економічні показники використання відновлюваних джерел енергії, стабільні параметри роботи енергетичного обладнання та надійне енергопостачання споживачів досягаються завдяки комбінованому виробництву електроенергії та тепла, її комплексному накопиченню в поєднанні з традиційними енергетичними технологіями. Для обмеження коливань параметрів енергосистеми та підтримки необхідних параметрів роботи енергоблоку необхідно передбачити допоміжні пристрої, зокрема для автоматичного регулювання режимів роботи. Елементи комбінованої системи електропостачання можуть працювати в паралельному, послідовному або послідовно-паралельному режимі. Здебільшого когенераційна система працює в паралельному режимі, коли електроенергія виробляється одночасно всіма елементами енергосистеми.

Оптимальне співвідношення окремих елементів у комбінованих системах визначається з урахуванням багатьох факторів, що впливають на роботу таких систем. Використання відновлюваних джерел енергії в окремих енергетичних системах визначається наступними факторами:

- ☐ рівень забезпеченості регіону (району, міста тощо) традиційними та відновлюваними джерелами енергії з урахуванням їх потенціалу;
- ☐ кліматичні (метеорологічні) умови;
- ☐ структура систем енергопостачання та енергоспоживання;
- ☐ вимоги до якості електричної та теплової енергії;
- ☐ вид і параметри навантаження;
- ☐ вимоги до погодинного графіка енергопостачання;
- ☐ економічні та екологічні фактори.

Комбіновані енергосистеми для житлових і промислових об'єктів досить ефективні в експлуатації на всій території України. У центральній і північній географічних зонах України недостатню кількість енергії, виробленої вітровими та сонячними установками, необхідно компенсувати не збільшенням їх потужності, а використанням традиційних джерел енергії. У південних регіонах України при додатковому використанні пасивних теплових накопичувачів у літній період можна досягти повної автономності таких об'єктів.

Можливі варіанти комбінованих систем: повністю автономні, підключені до загальної енергетичної системи, з накопичувачем енергії або без нього, з використанням лише відновлюваних джерел енергії або в поєднанні з генераторами на викопному паливі. Прикладами мережевих систем є великі електростанції, що працюють у складі регіональної або об'єднаної енергосистеми. Натомість невеликі, переважно приватні об'єкти можуть бути автономними, частково чи повністю. Кожен варіант має свої переваги та недоліки, які описані нижче.

Ключовим фактором, що визначає конфігурацію енергетичної системи, є можливість керування режимом виробництва. Складними в цьому напрямку є вітрові (ВЕЦ) та сонячні (СЕС) електростанції, які обмежені в управлінні через

залежність поточного рівня виробництва від погодних умов. Здебільшого це стосується електричних систем, про які йтиметься далі. Розглянемо приклади конструктивних і функціональних схем таких систем, що містять зазначені змінні джерела електроенергії (ВЕУ та СЕС).

Приклад режиму комбінованої генерації ВДЕ в порівнянні з традиційним споживанням зображено на рис.9.1.

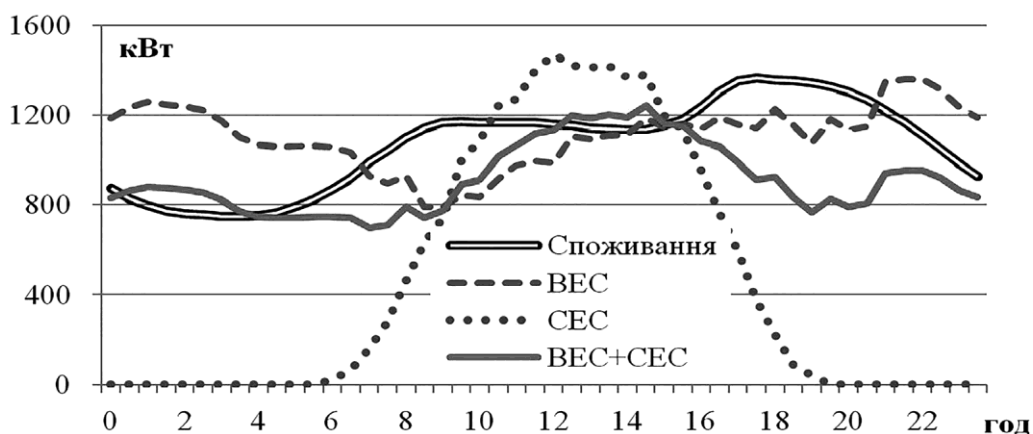


Рисунок 9.1 – Приклади комбінування потужностей ВЕС та СЕС

Системи живлення від мережі є найпоширенішою категорією. Інтеграція вітрових турбін і теплових електростанцій у загальну енергетичну мережу може допомогти зменшити загальні витрати та підвищити надійність виробництва електроенергії з відновлюваних джерел. Мережа приймає надлишок виробленої ВДЕ і компенсує нестачу в залежності від ситуації.

Комбіновані мережеві системи можуть мати різні топології. Вони можуть бути підключені до загальної шини постійного струму, яка інтегрована в мережу через інвертор, який діє як інтерфейс між джерелами енергії та мережею та контролює напругу шини постійного струму. Тут можна використовувати окремі блоки для досягнення максимальної продуктивності фотоелектричних і вітрових систем. У період надмірного виробництва електроенергії акумуляторний блок заряджається і під час відсутності відновлюваних джерел енергії, а отже, і виробництва вітрових турбін або СЕС, АБ скидається на споживача. Таким чином пом'якшується вплив нестабільності поколінь.

Загалом комбіновані системи можуть негативно впливати на якість електроенергії в мережі. Це коливання напруги і частоти, виникнення вищих гармонік і т.д. Пом'якшення досягається шляхом використання методів прогнозування погоди та попереднього планування методів роботи. Контролер системи також може налаштувати інші джерела електроенергії, щоб уникнути дефіциту або надлишку енергії з відновлюваних джерел енергії; крім того, важливим є географічний розподіл, що дозволяє уникнути концентрації відновлюваних джерел енергії на обмеженій території. Використання накопичувачів енергії, таких як джерела безперебійного живлення, також може згладити режим живлення. Для усунення флуктуацій напруги можна використовувати такі активні силові фільтри, як динамічні стабілізатори напруги, статичні синхронні компенсатори, уніфіковані регулятори якості електроенергії.

Для вирішення проблеми реактивної потужності використовують компенсатори потужності. Раптові зміни робочої потужності також можуть спричинити дисбаланс між навантаженням і генерацією та викликати коливання частоти змінного струму в мережі. Враховуючи ці фактори, важливо розробити контури регулювання потужності та частоти, щоб усунути проблеми з якістю електроенергії. Таким чином, засобами вирішення проблеми коливань напруги за рахунок зміни швидкості вітру та сонячної радіації є шунтуючі фільтри, компенсатори потужності, обладнання, менш чутливе до дисбалансу потужності. Регресійний аналіз та інші алгоритми прогнозування погоди використовуються для прогнозування ймовірних режимів виробництва та їх впливу на експлуатаційну безпеку, що дозволяє оперативне планування. Важливим інструментом є регулювання системним оператором виробничих потужностей для усунення дефіциту чи надлишку, використання інструментів регулювання з швидким реагуванням.

Автономна система або мікромережа - відмінне рішення для віддалених районів або окремих споживачів, для яких підключення до централізованих ліній електропередавання економічно не вигідно або складно. Ізольовані системи також можна розділити на дві основні топології: загальна шина постійного струму або

загальна шина змінного струму. Змінну природу сонячних і вітрових ресурсів можна частково подолати шляхом об'єднання цих двох ресурсів в оптимальну комбінацію. Надлишкова потужність одного джерела може за певний час доповнити недостатню потужність іншого, що зробить систему більш надійною.

Можливим способом забезпечення надійності є, наприклад, використання резерву, який дозволить за короткий час покрити переважне споживання наявним виробництвом електроенергії (що можна зробити за допомогою дизель-генератора). Для автономних джерел енергії серйозною економічною проблемою є вартість зберігання енергії; об'єднання сонячної та вітрової генерації в комбіновану енергетичну систему може зменшити потребу в накопичувальних потужностях і, зрештою, знизити загальну вартість системи.

В автономному режимі кожне джерело енергії безпосередньо живить споживача, а акумулятор використовується для підтримки рівня напруги. Максимальна точка потужності в мережевому режимі вказана для кожного джерела окремо; при автономній роботі це можливо тільки за умови використання акумуляторів. Функцію резервного джерела енергії може виконувати керований генератор як на традиційному паливі (з двигуном внутрішнього згоряння), так і на відновлюваному паливі - біогазова електростанція, міні-ГЕС, "електролізер - накопичувач - паливний елемент". " «система отримання, зберігання та використання водню як універсального енергоносія тощо.

Отже, основні проблеми, які виникають при роботі об'єднаних автономних енергетичних систем: висока вартість енергоакумуляторів, втрати корисної енергії, безпека при використанні засобів накопичення електричної енергії. Основні шляхи їх вирішення: поєднання вітрової та сонячної енергії, що зменшує потребу в акумуляуванні і, отже, загальну вартість системи; поєднання відновлюваних джерел енергії з акумуляторами та резервним живленням; поєднання відновлюваної енергетики з водневими технологіями як універсальним енергоносієм.

9.2. Оптимізація комбінованої системи

Комбіновані системи, описані вище, мають розподілені джерела генерації, особливості яких є предметом дослідження традиційної енергетики, хоча вони в основному є результатом розвитку відновлюваної енергетики. З точки зору їх впровадження в енергосистему України оптимальним рішенням є побудова локальних енергосистем (ЛЕС) зі стійким енергопостачанням від комбінованих джерел, що забезпечує їх надійну та стабільну роботу.

ЛЕС визначається як сукупність пристроїв, що виробляють електроенергію з обмеженою потужністю низької напруги, з'єднаних між собою з урахуванням топології розподільної мережі перетворювачів і споживачів електроенергії, в яких відбуваються єдині електромагнітні процеси, характерні для способів генерації, перетворення, розподілу та споживання електроенергії [12]. Отже, мова йде про технічну енергосистему як об'єкт, в якому відбуваються процеси виробництва, передача та споживання електроенергії відбуваються одночасно в синхронному режимі. Під ЛЕС розуміють системи енергозабезпечення окремих підприємств або житлових масивів, які містять комбіновані джерела РЗ та розподільні електричні та теплові мережі обмеженої протяжності, які мають лінії зв'язку з централізованими мережами і можуть працювати як в автономному режимі, так і спільно з централізованими системами. Типова конфігурація ЛЕС з контрольованими джерелами енергії, змінними відновлюваними джерелами енергії (вітрові турбіни та/або СЕС) і доступною мережею.

Типова конфігурація ЛЕС з керованими джерелами енергії, мінливими ВДЕ (ВЕС та/або СЕС) та доступною мережею представлена на рис. 9.2.

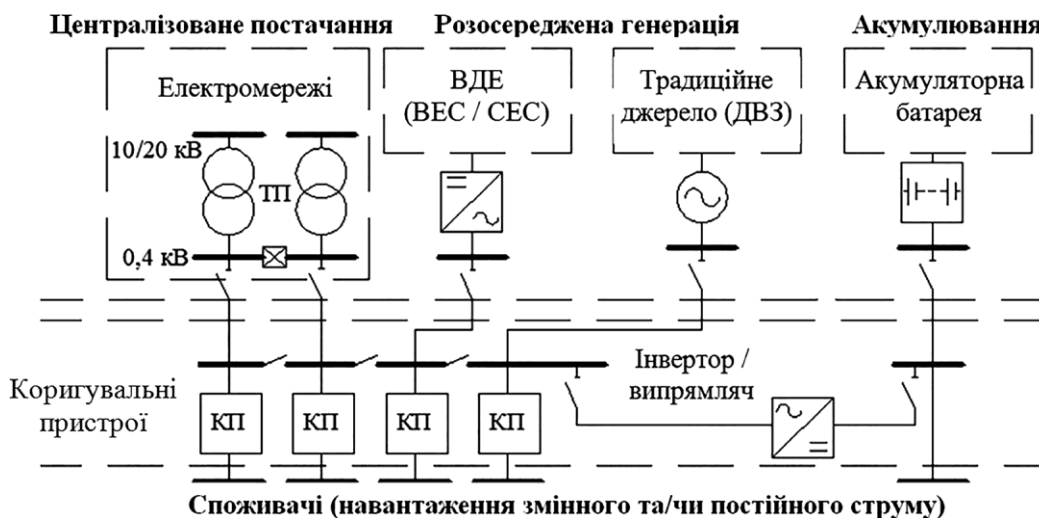


Рисунок 9.2 – Комплексна структура локальної енергосистеми

Технічною проблемою є стабільність роботи об'єктів енергосистеми. Водночас локальні енергетичні системи характеризуються необхідністю оптимізації складу та характеристик виробничих потужностей і сумісних режимів роботи. Під час оптимізації необхідно враховувати характеристики енергоспоживання, вимоги до надійності постачання, наявний потенціал відновлюваних джерел енергії (сонце, вітер) та вартісні показники. Таким чином, при роботі з резервним джерелом енергії на основі двигуна внутрішнього згоряння (ДВЗ) до оцінки надійності додається мінімізація споживання палива з максимальним використанням відновлюваної енергії та зниження витрат на енергію. Тут критеріями роботи електроенергетичної системи будуть не тільки показники надійності (це може забезпечити традиційне виробництво), а й економічні та екологічні аспекти.

9.3 Підвищення енергоефективності ЕМ шляхом встановлення відновлюваних джерел енергії

Застосування відновлюваних джерел енергії в електричних мережах потенційно може покращити їх техніко-економічні показники. Відновлювані джерела енергії, як додаткові джерела енергії, можуть особливо сприяти

підвищенню структурної та експлуатаційної надійності електропостачання. Також очікується, що в розподільчих мережах, завдяки наближеності до споживачів, зменшаться втрати електроенергії під час транспортування, а також покращиться якість напруги. Однак, як показує досвід впровадження ВДЕ в електричні мережі, це не завжди так. Для України це питання актуальне як ніколи.

Вплив відновлюваних джерел енергії на якість електроенергії характеризується енергоефективністю. Це можливо, якщо їх продуктивність відповідає показникам споживання електроенергії сусідами.

Установку ВДЕ великої потужності підключають до збірних шин підстанції вищого класу напруги. ВДЕ встановлюється знизу, якщо виконується умова:

$$P_{\text{ВДЕ}} \ll P_{\text{НАВ}}. \quad (9.1)$$

При встановленні ВДЕ є дві актуальні проблеми:

Обрати оптимальну точку підключення для заданої потужності ВДЕ;

Виберіть оптимальну вбудовану потужність ВДЕ для даного місця підключення.

Критеріями оптимальності повинні бути рентабельність і термін окупності з урахуванням зменшення втрат і підвищення якості електроенергії.

Визначення терміну окупності встановлення ВДЕ є недоцільним, оскільки ВДЕ встановлюються фізичними особами-підприємцями або приватними компаніями, які не входять до електроенергетичної системи України. Отже, критерієм оптимальності може бути розраховане мінімальне значення природного ефекту від реалізації заходу за допомогою вбудованої потужності ВДЕ в даній електричній мережі. Розраховується за такою формулою:

$$E = \Delta W \cdot B, \quad (9.2)$$

де E – вартість досліджуваної електроенергії, млн. грн./рік;

ΔW - кількість зекономленої електроенергії, млн. кВт·год/рік;

B - вартість електроенергії за 1 кВт·год, грн./кВт·год.

Залежність природного ефекту збережених ресурсів від встановленої потужності ВДЕ наведено на рисунку. 9.3

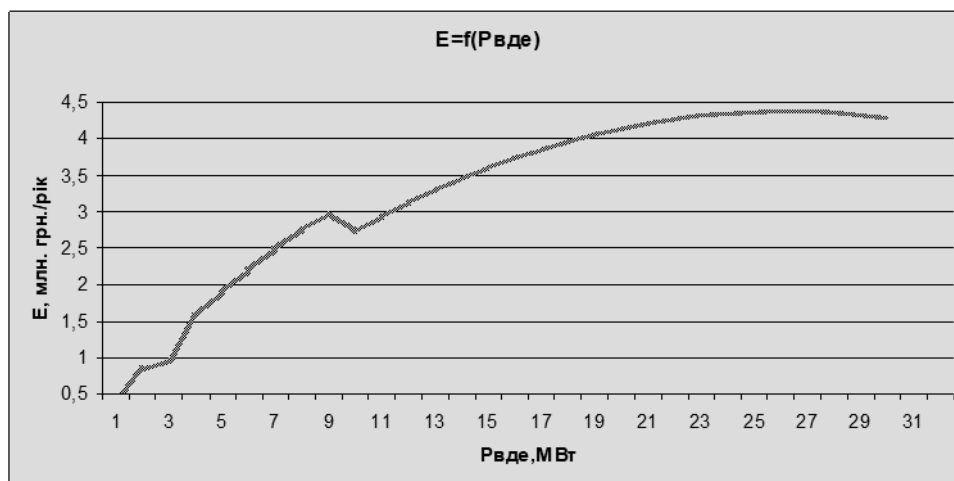


Рисунок 9.3 - Залежність природного ефекту збережених ресурсів від потужності встановленого ВДЕ

При злагодженому плануванні роботи різних видів відновлюваних джерел енергії можна підвищити надійність балансу та зменшити використання централізованої електроенергії. Розвантаження магістральних мереж і понижувальних трансформаторів у результаті виробництва ВДЕ дозволяє зменшити втрати електроенергії в них. Також очікується, що завдяки наближенню відновлюваної енергетики до споживачів у розподільчих мережах знизяться втрати електроенергії під час транспортування та покращиться якість напруги. Однак, як показує досвід впровадження відновлюваних джерел енергії в електричні мережі, це не завжди так.

Плануючи підвищення енергоефективності розподільних мереж, в умовах розвитку відновлюваної енергетики необхідно враховувати два варіанти. Перший – без істотних змін схеми електромережі та оновлення електрообладнання, другий – з реконструкцією та модернізацією електромереж. Враховуючи поточний технічний стан мережевого обладнання, другий варіант є більш доцільним.

Розроблений відповідно до цього варіант, покращуючи технічний стан електричної мережі, можна збільшити встановлену потужність ВДЕ до значень, що відповідають сонячним, водним та вітровим ресурсам регіону. Тоді як, згідно з першим варіантом, дозволена встановлена потужність ВДЕ істотно обмежує пропускну здатність елементів електричної мережі.

9.4 Вибір оптимальної стратегії розвитку електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Задача мінімізації затрат на реалізацію заходів з підвищення енергоефективності розподільної мережі розв'язується під час вибору оптимального варіанту електропостачання. Формулюється задача так: необхідно забезпечити заданий рівень ефективності функціонування локальної електричної системи за мінімальних приведених затратах на реалізацію відповідних заходів.

Споживач повинен отримувати живлення по схемі, в якій можна реалізувати n заходів з підвищення її енергоефективності. Необхідно забезпечити заданий рівень енергоефективності $F'_{зд}$ так, щоб приведені затрати на реалізацію заходів були мінімальними. Математично задача може бути подана так:

$$Z = \sum_{i=1}^n Z_i(F'_i) \Rightarrow \min \quad (9.3)$$

за обмеження

$$1 - F'_{зд} = \prod_{i=1}^n (1 - F'_i), \text{ або } \ln(1 - F'_{зд}) = \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_i), \quad (9.4)$$

де $Z_i(F'_i)$ – затрати на реалізацію заходів з підвищення енергоефективності i -тої схеми розподільної мережі;

F'_i – показник ефективності розподільної мережі по відношенню до конкретного споживача;

i – варіант схеми електропостачання конкретного споживача.

Для спрощення розв'язання задачі скористаємось підходом з [17] і перейдемо до відносних одиниць

$$y_i = 3_i(F'_i)_* = \frac{3_i(F'_i) - 3_{i0}(F'_i)}{3_{i0}(F'_i)} = \frac{3_i(F'_i)}{3_{i0}(F'_i)} - 1 = \overline{3}_i - 1.$$

Для зведення задачі умовної до задачі на безумовний екстремум використано метод невизначених множників Лагранжа. Функція Лагранжа має вигляд

$$\partial L(F'_1, \dots, F'_n) = \sum_{i=1}^n y_i + \lambda \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_i),$$

де λ – множник Лагранжа.

Для визначення λ розв'язано систему рівнянь:

$$\begin{cases} \frac{\partial L(F'_1, \dots, F'_n)}{\partial F'_i} = 0; \\ \ln(1 - F'_{3д}) = \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_i), \end{cases}$$

$$\frac{\partial}{\partial F'_i} \left[\sum_{i=1}^n y_i(F'_i) + \lambda \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_i) \right] = \frac{\partial y_i}{\partial F'} - \lambda \frac{1}{1 - F'_i} = 0.$$

Тоді

$$\partial y_i(F'_i) = \lambda \frac{\partial F'_i}{1 - F'}; \quad y_i(F'_i) = -\lambda \ln(1 - F'_i) + C_i.$$

Після нескладних перетворень отримано

$$\frac{1}{\lambda} \sum_{i=1}^n (1 - y_i) + \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_{i0}) = \ln(1 - F'_{3д}).$$

Звідки

$$\lambda = \frac{\left[\sum_{i=1}^n (1 - y_i) \right]}{\left[\ln \frac{(1 - F'_{3д})}{\prod_{i=1}^n (1 - F'_{i0})} \right]}.$$

На основі цього отримаємо систему з n рівнянь з невідомими F'_i :

$$\ln(1 - F'_i) = \frac{1 - y_i}{\sum_{i=1}^n (1 - y_i)} \ln \frac{(1 - F'_{3д})}{\prod_{i=1}^n (1 - F'_{i0})} + \ln(1 - F'_{i0}), \quad i = \overline{1, n}. \quad (9.5)$$

Розв'язавши систему рівнянь (9.5) отримуємо значення F'_i , які дозволяють обрати перелік заходів з підвищення енергоефективності розподільної електричної мережі з мінімальними приведеними затратами.

9.5 Залежність напруги від навантаження споживачів і генерування ВДЕ

Приклад фрагменту схеми ЕМ з ВДЕ показано на рисунку 9.4. З метою спрощення на рис. 9.4 не показані деякі вузли. На рис. 9.4 показані: шини відкритого розподільного пристрою напругою 110 кВ Дністровської ГЕС-1 (вузол 806), шини 110 кВ електричної підстанції «Михайлівка 110» (вузол 1261), шини 10 кВ електричної підстанції «Михайлівка 110» (вузол 126), шини 10 кВ сонячної електричної станції «Слобода-Бушанська СЕС», «Слобода-Бушанська ГЕС» та навантаження (вузол 8), та шини 10 кВ трансформаторної підстанції «Село Михайлівка» (вузол 140). Повітряні лінії електропередач напругою 110 кВ, які з'єднують вузол 806 з вузлом 1261 умовно показані віткою 806-1261. Силовий трансформатор 110/10 кВ показаний віткою, що з'єднує вузли 126 (напругою 110 кВ) з вузлом 1261 (напругою 10 кВ). Повітряні лінії електропередач напругою 10 кВ, які з'єднують вузол 126 з вузлом 8 та 126 вузол з вузлом 140.

У вузлі 140 розташоване потужне навантаження, яке працює з 0 годин до 4 годин ранку. У вузлі 8 розташовані: сонячна електростанція (СЕС) та мала гідроелектростанція (МГЕС).

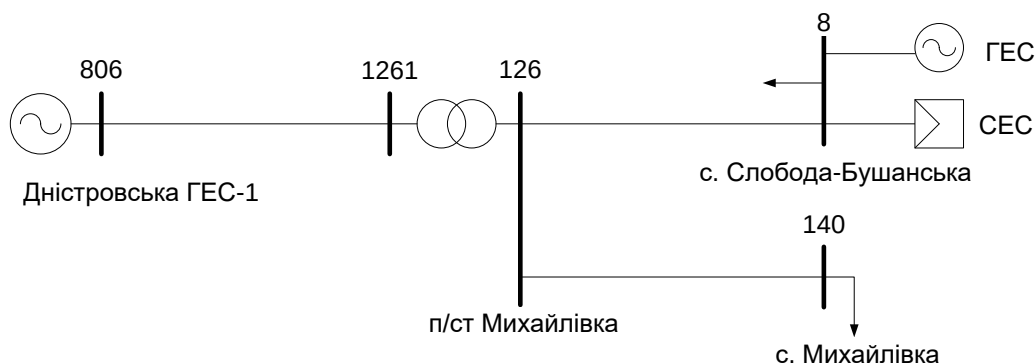


Рисунок 9.4 – Фрагмент електричної схеми з ВДЕ

Схема ЛЕС та її параметри вводяться в програмному комплексі «ВТРАТИ» в якості початкових даних, як це показано на рис. 9.5.

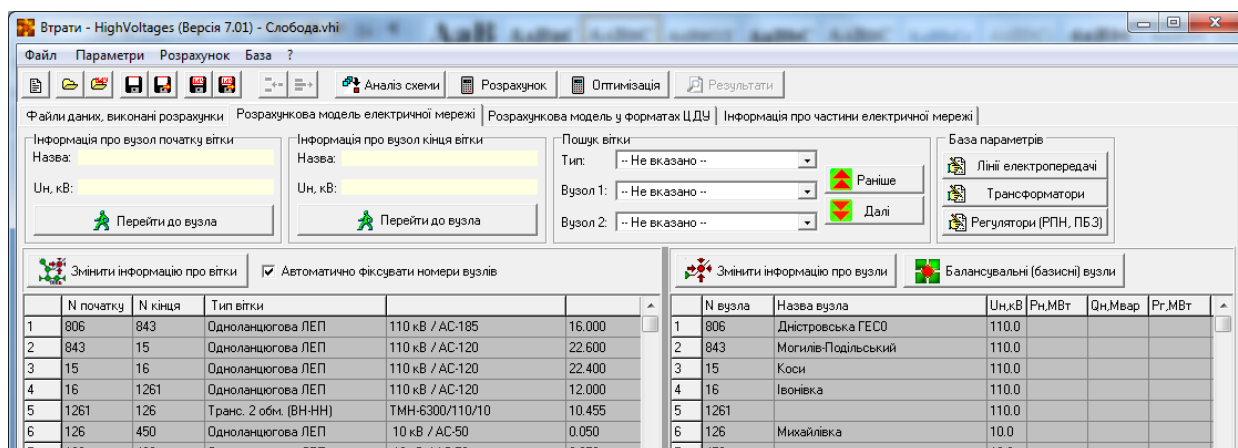


Рисунок 9.5 – Введення початкових даних в програмному комплексі «ВТРАТИ»

На рис. 9.6 та 9.7 показані віконні заставки програмного комплексу «Втрати» з параметрами режимів ЛЕС, які відповідають моменту часу добового графіку навантаження (напруги у вузлах та струми у вітках ЛЕС) [18].

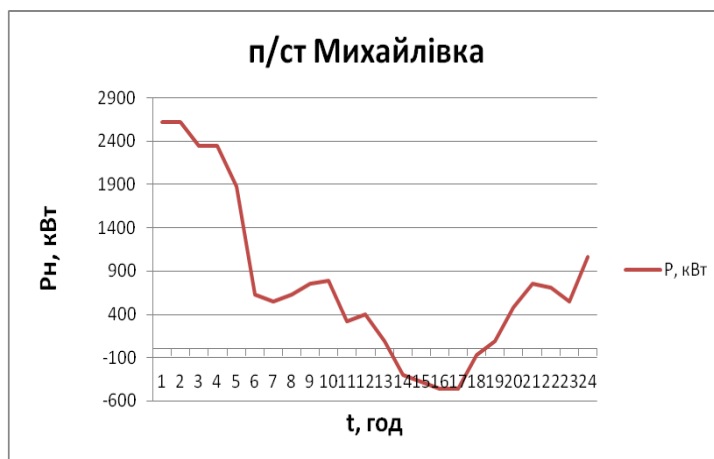
N вузла	Назва	Рнав., МВт	Qнав., МВАр	Wвідп., МВт г	Uмод, кВ	Uфаз, гр
806	Дністровська ГЕСО	-2.12	1.12		115.00	0.00
843	Могилів-Подільський				115.01	-0.1
15	Коси				114.93	-0.2
16	Івонівка				114.79	-0.2
1261					114.69	-0.3
126	Михайлівка				10.74	-2.2

Рисунок 9.6 – Результати розрахунків напруг у вузлах ЛЕС в програмному комплексі «ВТРАТИ»

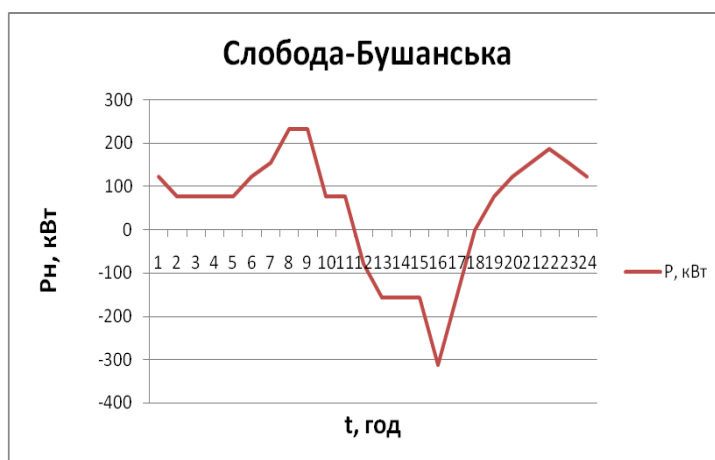
Nпочатку	Nкінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
806	843	2.12	-1.12	2.12	-1.12	0.00	0.00	0.012	-0.01
843	15	2.12	-0.42	2.12	-0.42	0.00	0.00	0.011	0.08
15	16	2.12	0.38	2.11	0.37	0.00	0.00	0.011	0.14
16	1261	2.11	0.99	2.11	0.98	0.00	0.00	0.012	0.10
1261	126	2.10	1.13	2.09	1.03	0.01	0.09	0.012	2.46
126	450	0.13	0.06	0.13	0.06	0.00	0.00	0.007	0.00
450	70	0.13	0.06	0.13	0.06	0.00	0.00	0.007	0.00
70	10	0.13	0.06	0.13	0.06	0.00	0.00	0.007	0.00
10	13	0.13	0.06	0.13	0.06	0.00	0.00	0.007	0.05

Рисунок 9.7 – Результати розрахунків струмів у вітках в програмному комплексі «ВТРАТИ»

Початковими даними для моделювання є вузлові струми: J_{126} , J_8 , J_{140} . Вхідними даними для комп'ютерного моделювання є повні, активні та реактивні вузлові потужності: S_{126} , P_{126} , Q_{126} , S_8 , P_8 , Q_8 , S_{140} , P_{140} , Q_{140} . Результатами моделювання є струм вітки $I_{806-1261}$, та вузлові напруги: U_{1261} , U_{126} , U_8 , U_{140} . Потужності S_{126} , P_{126} , Q_{126} , S_8 , P_8 , Q_8 , S_{140} , P_{140} , Q_{140} змінюються у відповідності до добових графіків вузлових навантажень (рис. 9.8). Добові графіки активної потужності навантажень вузлів 126, 8 та 140 показані на рис. 9.8.



а)



б)



в)

Рисунок 9.8 – Добові графіки навантажень вузлів: а) 126 – п/ст. Михайлівка; б) 8 – с. Слобода-Бушанська; в) 140 – с. Михайлівка

Параметри цих графіків введені в якості початкових даних в ПК «Втрати» (рис. 3.4) у відповідності до виразу

$$j_{\text{ЛЕС}} = \frac{S}{\sqrt{3} \dot{U}_{\text{ЛЕС}}},$$

де $j_{\text{ЛЕС}}$ – вузловий струм в ЛЕС, $S_{\text{ВЛЕС}}$ – вузлове навантаження в ЛЕС, $\dot{U}_{\text{ЛЕС}}$ – лінійна напруга у вузлах ЛЕС.

А струм вітки $I_{806-1261}$ знаходиться, як сума струмів віток:

$$I_{806-1261} = I_{806-843} + I_{843-15} + I_{15-16} + I_{16-1261}.$$

Як видно з рис. 9.8 вузлова потужність 126 та 8 вузлів може змінювати свій знак в залежності від режиму (споживання або генерації) цих вузлів і часу доби. Навантаження вузла 140 різкозмінне і значно зростає в нічний час. Водночас генерація вузла 8 значно зростає в денний час [12], [19].

Результати розрахунків режимів ЛЕС з використанням програмного комплексу «Втрати» у вигляді добових змін напруг показані на рис. 9.9.



а)



б)



в)

Рисунок 9.9 – Зміна напруги у вузлах: а) 126 – п/ст. Михайлівка; б) 8 – с. Слобода-Бушанська; в) 140 – с. Михайлівка

Як бачимо (рис. 9.5), під час роботи СЕС напруга у вузлі 8 зростає з 10,92 кВ до 11,34 кВ, а під час роботи потужних споживачів у вузлі 140 зменшується з 10,86 кВ до 10,21 кВ. Використання ГЕС у вузлі 8 в нічний час дозволяє збільшити напругу у вузлах 126, 8, 140. А відключення ГЕС у денний час дозволить зменшити напругу та накопичувати воду у верхньому б'єфі. Також регулювати напругу можна за допомогою РПН трансформаторів зв'язку, блочних трансформаторів і т.п. Дністровської ГЕС-1 (вузол 806) та РПН трансформатора підстанції Михайлівка. Використання еквівалентів дозволило значно спростити розрахункову схему ЛЕС і отримати погодинні режими ЛЕС, які можуть бути використані у базі режимів ЕЕС та під час оперативного керування режимами ЕЕС з урахуванням можливих змін напруг у вузлах ЛЕС [13].

Оскільки останнім часом в Україні, як і у світовій практиці зростає роль ВДЕ в балансі електроенергії. Це зумовило зростання частки розосередженого генерування електроенергії в енергетичному балансі енергосистем України. Також це змусило розробляти програмне забезпечення для оптимізації режимів ЕЕС з ВДЕ. ПК «Втрати» пристосований для такого виду розрахунків.

10 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

10.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні, безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією електрообладнання ВРП.

Під час роботи в діючих електропристрійх питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких пристрійх допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [21].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом використання електрохімічних накопичувачів», найголовнішим при експлуатації ліній електропередавання є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток електричних мереж з дослідженням способів покращення їх енергоефективності» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРП 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.

10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРП

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередавання згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом використання електрохімічних накопичувачів» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

- підвищений рівень статичної електрики [15].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електропристроях

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електропристроях було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ.
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008.

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в діючих електропристроях, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядом, розпорядженням;

- призначення відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт за нарядом чи розпорядженням;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливлюють помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки [22].

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електропристрійх.

10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.4.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура (1°C) і відносна вологість повітря (XV, %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань (Вт/м^2).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб та період року) в таблиці 10.1

Таблиця 10.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$		Відносна вологість	Швидкість руху, X
		Верхня межа	Нижня межа	Допустима	Допустима
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27°C	0,1-0,3

10.4.2 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м^3 .

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/м^3		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в $1/8''$ у

будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [15].

10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

Природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройоми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [23]:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (10.1)$$

де e_H – табличне значення КПО (природне – 1,5; суміщене – 0,9);

m_N – коефіцієнт світлового клімату ($m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північ);

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

природне: $e_N = 1,5 \cdot 0,9 = 1,35 \%$;

суміщене $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81 \%$.

10.4.4 Штучне освітлення

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне та комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місьцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Нормується величина освітленості E в люксах [24]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

Для забезпечення нормативного значення $e_{\min}$ передбачено: штучне освітлення в приміщенні ДП забезпечується люмінесцентними лампами ЛБ-40.

Для забезпечення евакуації працюючих в темний час доби при аварійному відключенні електроенергії в цеху передбачається аварійне освітлення, яке забезпечує освітленість не менше 5% нормальної освітленості. Очищення вікон і світильників має проводитись на менше 4 разів на рік.

10.4.5 Виробничий шум

Вплив шуму на людину може визвати різні подразнення, патологічні зміни, функціональні розлади і механічні пошкодження.

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [14].

Таблиця 10.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, дБА
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	60
	79	70	63	58	55	52	50	49	

10.4.6 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно

статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16... 20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

У приміщенні оперативного пункту управління знаходиться обладнання, яке є джерелом вібрації. Це в першу чергу пристрої релейного захисту та автоматики, вентиляційні установки. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну. Загальна вібрація передається через опорні поверхні на тіло сидячої або стоячої людини і викликає струс всього організму, локальна (місцева) – коливальні рухи лише окремих частин тіла (руки, ноги).

Наведемо в таблицю 10.4 допустимі рівні вібрації т постійних робочих місцях.

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації постійних робочих місць.

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

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

10.5 Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в розділі 10.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов’язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_z \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються блискавкозахист. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРП-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_\epsilon = 20 \text{ шт}$;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_\epsilon = 5 \text{ м}$.

Заземляючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_\epsilon = 2 \cdot (20 + 36) / 20 = 5,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 60 = 10;$$

$$a / l_\epsilon = 5,6 / 5 = 1,12;$$

$$\sqrt{\quad} \sqrt{\quad} = 26,83 \text{ м};$$

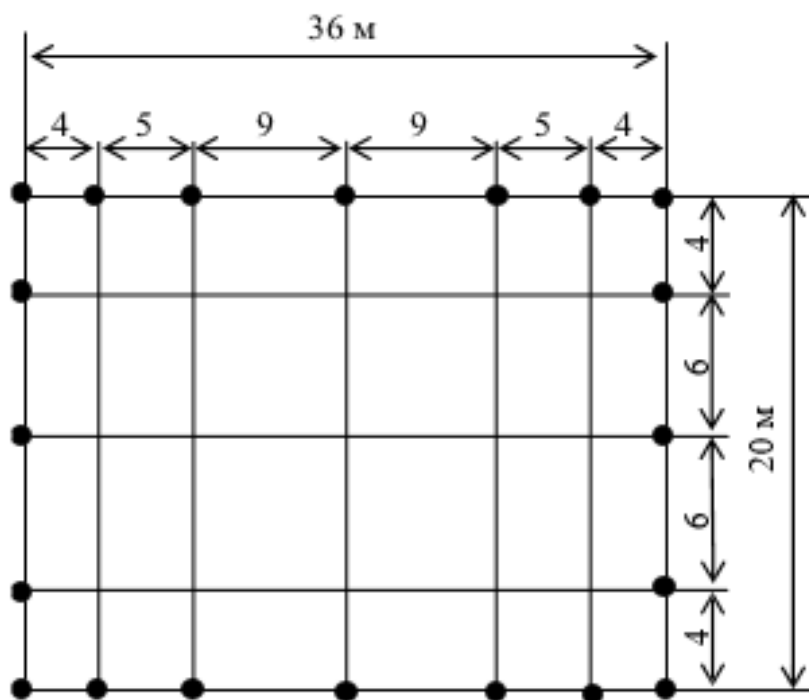


Рисунок 10.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме $R'_z = 0,444 \text{ (Ом)} < R_{z \text{ допустиме}} = 0,5 \text{ (Ом)}$. і може бути встановлений на ВРУ 110 кВ.

10.6 Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей. Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь, іскри, підвищена

температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки відповідають керівники, майстри та інші керівники.

Приміщення ВРП згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані, будівлі II ступеня вогнестійкості.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [24].

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРП – 110кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії [25, 26].

Площа захисного пристрою становить $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити $h_x = 13 \text{ м}$; висота блискавковідводу $h = 21 \text{ м}$.

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною $L_1 = 35$ м. і шириною $L_2 = 11,1$ м. рисунок 7.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

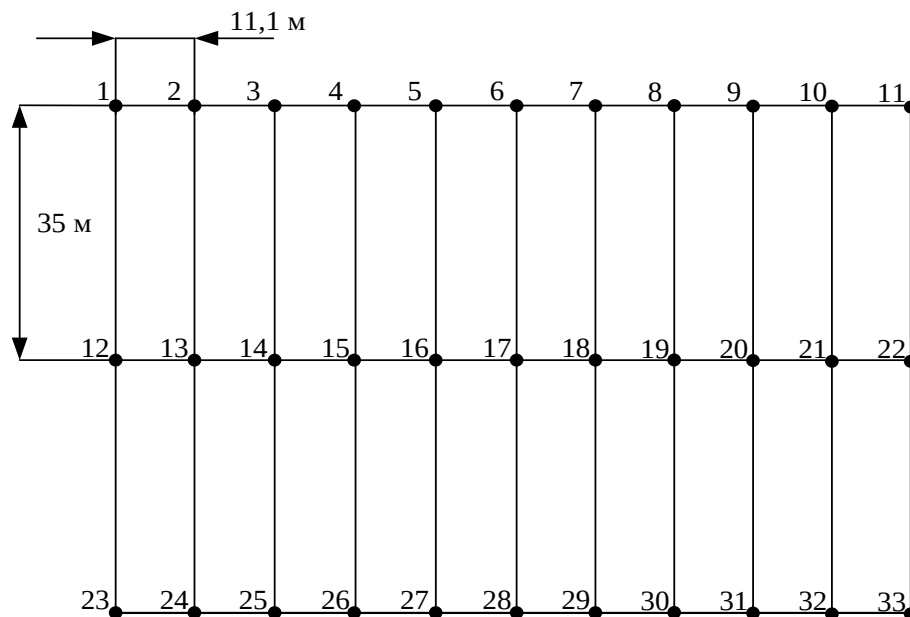


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРП 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу $h \leq 60$ м;
- r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}.$$

- b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту [13].

$h_x = 13$ (м); $h = 21$ (м); $L_1 = 35$ (м); $L_2 = 11,1$ (м); $L_3 = 36,717$ (м).

$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125$ (м);

$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 35^2} = 18,614$ (м);

$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,614 - 1,25 \cdot 13) = 7$ (м).

Таблиця 10.5 – Розрахунки отриманих величин

	L_1 , м	L_2 , м	L_3 , м
r_x , м	7,125	7,125	7,125
h_0 , м	18,614	20,76	18,379
b_x , м	7	13,35	6,387

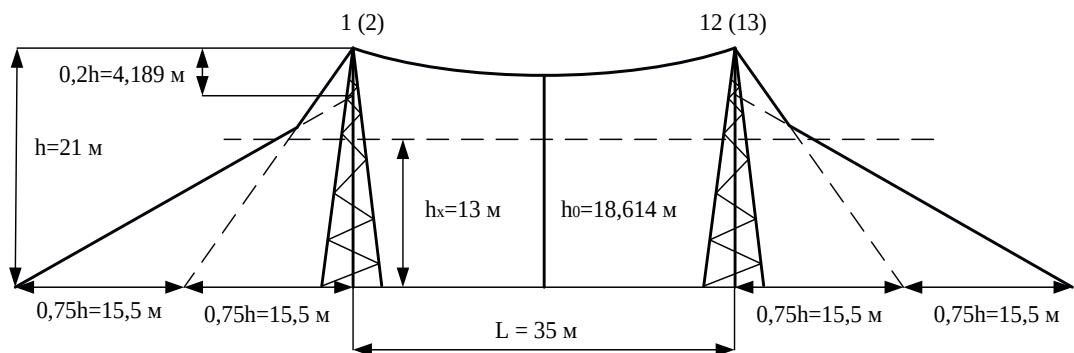


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

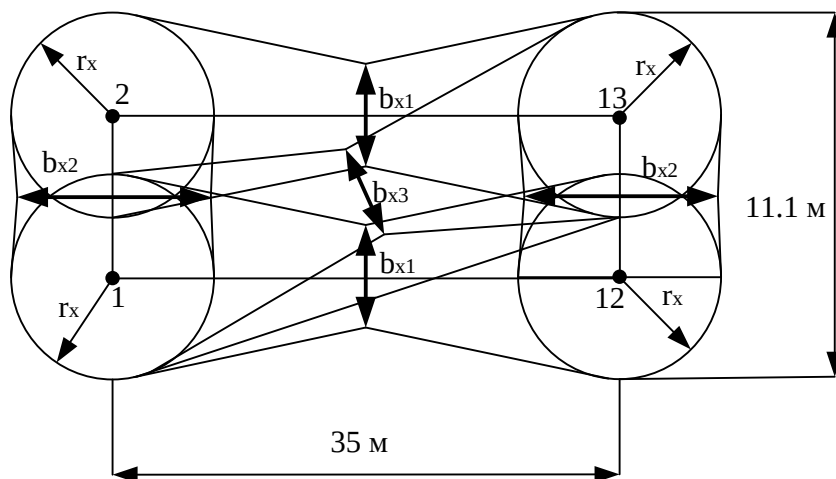


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРП 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибрана система блискавковідводів забезпечить зону захисту ВРП 110 кВ задля пожежної безпеки.

ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 703) та СЕС (вузол 704). 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 (відбулося ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС Уланів (вузол 7) та Юрівка (вузол 9) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (701, 702, 703, 704) 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 спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

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 – 5,57 МВт при сумарній активній потужності генерації 136,89 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 271 279,53 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.12)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 8 років.

В роботі виконано аналіз встановлення відновлюваних джерел енергії в електричних мережах та підтверджено їх вплив на режими цих мереж.

У розділі «Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок» магістерської виконувався аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРП, також розглядалися організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електропристроях, а також виконувався розрахунок захисного заземлення та грозозахисту.

.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

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. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
4. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишу
5. кувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
6. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
7. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
8. Півняк Г. Г., Шкрабець Ф. П., Довгань В. П. Електричні машини. Дніпропетровськ, 2003. 329 с.
9. ГОСТ 13109-97 Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
10. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT). Київ, Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.
11. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. НЕК «Укренерго». URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyhpotuzhnostej->

2019.pdf?fbclid=IwAR2dQAbmI14EsQ1pkcvQKXPBaUbcSgozEmp5WPwCKtgz_xyvXuqQZLJ2wM.

12. Інтеграція ВДЕ в енергосистему України. Укренерго. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2020-rotsi-vstanovlena-potuzhnist-ves-ta-ses-zrosla-na-41-a-yihnya-chastka-u-strukturi-vyrobnytstva-elektroenergiyi-vdvichi/>.

13. Національний план дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року. Проект. URL: <https://saee.gov.ua/uk/content/elektronni-consultatsii>.

14. П.Д. Лежнюк, Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом: Монографія. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-ВІННИЦЯ, 2003.

15. П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, О.В. Нікіторович, та В.В. Кулик, Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: Монографія. Вінниця, Україна: ВНТУ, 2014.

16. В.О. Комар, та А.Л. Поліщук, "Узагальнена техніко-економічна оцінка ефективності реконструкції розподільних електричних мереж", Вісник Львівського національного технічного університету, №666, с. 47-52, 2010.

17. О.В. Кузьмик, В.В. Комар, та О.А. Ковальчук, "Вплив розосередженого генерування на якість функціонування розподільних електричних мереж", Технічна електродинаміка, №2. с. 34-35, 2012.

18. Розосереджене генерування в задачах підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж: монографія / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, О. В. Сікорська – Вінниця: ВНТУ, 2023. – 195 с.

19. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах: навч. посіб. / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

20. 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->.

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

22. 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.

23. 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>.

24. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТКИ

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

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 електричної мережі з урахуванням встановлення
відновлюваних джерел енергії
08-21.МКР.017.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент
каф. ЕСС
_____ Сікорська О.В.

Студентка групи 1ЕСМ-23м
_____ Царенко М.М.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження засобів та методів регулювання напруги.

б) наказ № 310 від 17 вересня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та аналіз встановлення відновлюваних джерел енергії;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Вимоги до виконання МКР

Для приєднання нових споживачів та забезпечення якості й ефективності їх електропостачання спроектувати розвиток електричних мереж 110/35/10 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 4 підстанції 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “РЗВА”, “ABB”, “Siemens” та ін.);

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних підстанціях;

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	16.08.24	16.08.24	
2.	Прогнозування електричних навантажень	17.08.24	20.08.24	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.08.24	10.09.24	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	11.09.24	01.10.24	
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	02.10.24	22.10.24	
6.	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	23.10.24	15.10.24	
7.	Оцінювання балансу потужностей	16.10.24	25.10.24	
8.	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	26.10.24	01.11.24	
9.	Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	02.11.24	12.11.24	
10.	Аналіз встановлення відновлюваних джерел енергії	13.11.24	21.11.24	
11.	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	22.11.24	24.11.24	
12.	Оформлення пояснювальної записки та презентації	25.11.24	28.11.24	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. 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.

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / уклад.: А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В. Сердюк, Т. В. Макарова. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 6100.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 3007.5 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 98.700 МВТ / 602.072 МЛН.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 96.450 МВТ / 588.345 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.494 МВТ / 4.494 МЛН.КВТ*Г

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

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.494 МВТ / 4.494 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.511 МВТ / 3.116 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.297 МВТ / 0.893 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.808 МВТ / 4.010 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 2.302 МВТ / 8.504 МЛН.КВТ*Г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗ	-28.432	-14.092	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.729	-0.30
1	АГРОНОМІЧНЕ	0.000	0.000	108.481	-0.38
202	202	0.000	0.000	108.276	-0.44
2	ПЕТРИК	0.000	0.000	106.905	-0.77
203	203	0.000	0.000	106.040	-1.04
3	ЛІТИН	0.000	0.000	106.030	-1.04
4	КОЖУХІВ	0.000	0.000	105.228	-1.25
204	204	0.000	0.000	105.035	-1.30
5	КУРОРТНА	0.000	0.000	104.988	-1.31
6	ХМІЛЬНИК	0.000	0.000	104.962	-1.34
7	УЛАНІВ	0.000	0.000	105.666	-1.25
8	ВИШЕНЬКА	0.000	0.000	106.541	-1.03
205	205	0.000	0.000	107.098	-0.89
9	ЮРІВКА	0.000	0.000	107.404	-0.79
206	206	0.000	0.000	108.832	-0.42
207	207	0.000	0.000	109.843	-0.07
300	КОЗЯТИН	-58.947	-31.482	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.449	-0.22
10	КОЗЯТИН ТЯГА	0.000	0.000	108.193	-0.73
11	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	107.847	-0.86
12	ЗАВОД ПРОГРЕС	0.000	0.000	107.388	-1.03
13	СИГНАЛ	0.000	0.000	109.450	-0.22
209	209	0.000	0.000	109.451	-0.22
14	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	108.624	-0.53
15	КАЛИНІВКА	0.000	0.000	108.648	-0.53
211	211	0.000	0.000	110.001	-0.00
200	200	-11.321	-3.946	110.000	0.00
210	210	0.000	0.000	109.782	-0.08
16	ТУРБІВ	0.000	0.000	108.961	-0.38
1001		3.430	1.660	9.972	-4.09
1002		3.540	1.810	9.779	-4.72
2003		0.000	0.000	34.774	-2.77
1003		3.970	2.250	9.814	-3.79
1004		2.680	1.450	9.712	-4.31
1005		4.720	2.540	9.655	-4.75
2006		0.000	0.000	33.885	-4.88
1006		7.300	3.730	9.662	-4.82
1007		2.790	1.430	9.758	-4.40
1008		3.330	1.890	9.731	-4.77
2009		0.000	0.000	35.818	-1.17
1009		3.430	1.860	10.206	-1.43
20010		0.000	0.000	25.529	-2.19
10010		17.170	7.820	10.128	-3.11
10032		0.000	0.000	9.814	-3.79
200102		0.000	0.000	25.529	-2.19
100102		0.000	0.000	10.129	-3.11
10011		5.040	2.590	10.131	-2.57
100112		0.000	0.000	10.131	-2.57
10012		6.650	3.770	9.930	-3.91
20013		0.000	0.000	35.885	-2.19

10013	9.010	4.860	10.215	-2.41
200132	0.000	0.000	35.885	-2.19
100132	0.000	0.000	10.216	-2.41
20014	0.000	0.000	25.568	-2.12
10014	11.800	6.050	10.219	-2.10
200142	0.000	0.000	25.568	-2.12
100142	0.000	0.000	10.219	-2.10
20015	0.000	0.000	36.019	-1.52
10015	6.870	3.330	10.250	-1.89
200152	0.000	0.000	36.020	-1.52
100152	0.000	0.000	10.250	-1.89
20016	0.000	0.000	36.043	-1.47
10016	4.720	2.540	10.265	-1.71
200162	0.000	0.000	36.043	-1.47
100162	0.000	0.000	10.266	-1.71
3003	0.000	0.000	103.869	-2.77
6006	0.000	0.000	101.216	-4.88
9009	0.000	0.000	106.989	-1.17
100010	0.000	0.000	106.764	-2.19
1000102	0.000	0.000	106.764	-2.19
130013	0.000	0.000	106.958	-2.45
1300132	0.000	0.000	107.420	-1.93
140014	0.000	0.000	106.923	-2.12
1400142	0.000	0.000	106.929	-2.12
150015	0.000	0.000	107.277	-1.92
1500152	0.000	0.000	107.611	-1.53
160016	0.000	0.000	107.710	-1.48
1600162	0.000	0.000	107.433	-1.74

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
3	3003	1.511	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.266
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.368
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.166	-0.000
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.631
100	201	21.076	10.218	20.886	9.989	0.189	0.228	0.123	1.272
201	1	20.886	10.232	20.852	10.182	0.034	0.050	0.123	0.249
1	202	17.394	8.256	17.371	8.222	0.024	0.034	0.102	0.205
202	2	17.371	8.519	17.199	8.312	0.171	0.206	0.103	1.378
203	4	9.544	4.328	9.487	4.259	0.057	0.068	0.057	0.820
4	204	6.787	2.901	6.777	2.889	0.010	0.012	0.040	0.195
204	6	2.024	0.167	2.023	0.166	0.001	0.002	0.011	0.074
6	7	-5.332	-3.833	-5.361	-3.868	0.029	0.035	-0.036	-0.708
7	8	-8.173	-4.894	-8.222	-4.966	0.049	0.071	-0.052	-0.882
8	205	-11.580	-6.727	-11.624	-6.790	0.044	0.063	-0.072	-0.562
205	9	-11.624	-6.528	-11.645	-6.567	0.021	0.039	-0.072	-0.308
9	206	-15.125	-8.380	-15.271	-8.591	0.145	0.210	-0.093	-1.436
206	207	-15.271	-7.976	-15.363	-8.144	0.092	0.168	-0.091	-1.014
207	300	-15.363	-7.802	-15.376	-7.831	0.013	0.029	-0.090	-0.157
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.023
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.021
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	100102	8.595	4.055	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.956
300	208	21.915	11.895	21.851	11.752	0.064	0.143	0.131	0.552
208	13	-7.409	-3.826	-7.409	-3.827	0.000	0.000	-0.044	-0.001
13	209	-16.491	-9.485	-16.491	-9.485	0.000	0.000	-0.100	-0.001
209	300	-21.593	-11.614	-21.657	-11.755	0.063	0.140	-0.129	-0.550
209	14	5.102	3.018	5.079	2.968	0.022	0.050	0.031	0.830
14	15	-0.370	-1.114	-0.370	-1.114	0.000	0.000	-0.006	-0.023
15	100	-7.302	-4.017	-7.355	-4.135	0.053	0.117	-0.044	-1.357
15	150015	3.159	1.580	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.426
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.335
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.875	0.002	0.083	0.022	1.070
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.019	0.014	0.470
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.116
14	140014	5.906	3.243	5.900	3.029	0.006	0.213	0.036	1.770
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.213	0.036	1.764

1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
14	16	-6.455	-1.804	-6.470	-1.827	0.015	0.022	-0.036	-0.339
16	210	-11.242	-4.245	-11.305	-4.336	0.062	0.090	-0.064	-0.823
210	200	-11.305	-3.944	-11.321	-3.968	0.017	0.024	-0.063	-0.218
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.041	0.010	1.285
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.241
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.576
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.259	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.398
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
20013	200132	-1.005	-0.411	-1.005	-0.411	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.192	0.000
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.590
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.090
100	211	0.000	-0.261	0.000	-0.261	0.000	0.000	0.001	-0.001
211	200	-0.000	0.022	-0.000	0.022	0.000	0.000	-0.000	0.001
1	1001	3.447	1.953	3.428	1.659	0.019	0.293	0.021	4.482
6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
208	10	29.260	15.916	29.062	15.477	0.197	0.437	0.175	1.264
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.793
204	5	4.753	2.987	4.751	2.985	0.002	0.002	0.031	0.048
5	1005	4.739	2.930	4.717	2.538	0.022	0.390	0.031	4.361
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.635	4.005	2.634	0.000	0.000	0.026	0.010
6	6006	7.331	4.326	7.313	3.728	0.018	0.596	0.047	4.085
2	203	13.629	6.585	13.549	6.469	0.080	0.116	0.082	0.873
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.427
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.293
8	1008	3.349	2.201	3.328	1.889	0.021	0.311	0.022	5.136
7	1007	2.802	1.637	2.788	1.429	0.014	0.207	0.018	3.928
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.187
4	1004	2.692	1.647	2.678	1.449	0.013	0.198	0.017	3.945
2	1002	3.560	2.142	3.538	1.809	0.022	0.332	0.022	5.002

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6100.0 год

Час втрат: 3007.5 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 137.357 МВт / 837.876 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 132.380 МВт / 807.518 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.189 МВт / 12.598 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.189 МВт / 12.598 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.500 МВт / 3.047 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.345 МВт / 1.037 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.844 МВт / 4.084 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.033 МВт / 16.682 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосвузол	-37.667	-21.488	105.000	0.00
201	201	0.000	0.000	102.951	-0.42
1	Агрономічне	0.000	0.000	102.549	-0.53
202	202	0.000	0.000	102.194	-0.62
2	Петрик	0.000	0.000	99.850	-1.12
203	203	0.000	0.000	98.220	-1.57
3	Літин	0.000	0.000	98.210	-1.57
4	Кожухів	0.000	0.000	96.425	-1.97
204	204	0.000	0.000	95.911	-2.09
5	Курортна	0.000	0.000	95.859	-2.10
6	Хмільник	0.000	0.000	95.310	-2.23
7	Уланів	0.000	0.000	95.373	-2.35
8	Вишенька	0.000	0.000	96.893	-2.08
205	205	0.000	0.000	97.769	-1.91
9	Юрівка	0.000	0.000	98.260	-1.78
206	206	0.000	0.000	101.901	-0.93
207	207	0.000	0.000	104.573	-0.15
300	Козятин	-77.923	-46.977	105.000	0.00
208	208	0.000	0.000	104.416	-0.24
10	Козятин тяга	0.000	0.000	103.088	-0.79
11	Глухівці	0.000	0.000	102.721	-0.94
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	102.234	-1.13
13	Сигнал	0.000	0.000	104.418	-0.24
209	209	0.000	0.000	104.418	-0.24
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	103.543	-0.57
15	Калинівка	0.000	0.000	103.568	-0.58
211	211	0.000	0.000	105.001	-0.00
200	200	-11.336	-4.093	105.000	0.00
210	210	0.000	0.000	104.769	-0.09
16	Турбів	0.000	0.000	103.901	-0.41
1001		3.430	1.660	9.377	-4.70
1002		3.540	1.810	9.065	-5.69
2003		0.000	0.000	32.086	-3.60
1003		3.970	2.250	9.035	-4.80
1004		2.680	1.450	8.832	-5.64
1005		4.720	2.540	8.737	-6.26
2006		0.000	0.000	30.498	-6.56
1006		7.300	3.730	8.692	-6.49
1007		2.790	1.430	8.728	-6.26
1008		3.330	1.890	8.752	-6.65

2009	0.000	0.000	32.744	-2.23
1009	3.430	1.860	9.325	-2.54
20010	0.000	0.000	24.289	-2.41
10010	17.170	7.820	9.627	-3.42
10032	0.000	0.000	9.036	-4.80
200102	0.000	0.000	24.289	-2.41
100102	0.000	0.000	9.628	-3.43
10011	5.040	2.590	9.630	-2.83
100112	0.000	0.000	9.631	-2.83
10012	6.650	3.770	9.417	-4.32
20013	0.000	0.000	34.159	-2.41
10013	9.010	4.860	9.720	-2.66
200132	0.000	0.000	34.159	-2.41
100132	0.000	0.000	9.721	-2.66
20014	0.000	0.000	24.331	-2.33
10014	11.800	6.050	9.724	-2.31
200142	0.000	0.000	24.331	-2.33
100142	0.000	0.000	9.724	-2.31
20015	0.000	0.000	34.300	-1.67
10015	6.870	3.330	9.756	-2.08
200152	0.000	0.000	34.300	-1.67
100152	0.000	0.000	9.756	-2.08
20016	0.000	0.000	34.326	-1.61
10016	4.720	2.540	9.773	-1.88
200162	0.000	0.000	34.325	-1.61
100162	0.000	0.000	9.774	-1.88
3003	0.000	0.000	95.842	-3.60
6006	0.000	0.000	91.097	-6.56
9009	0.000	0.000	97.805	-2.23
100010	0.000	0.000	101.576	-2.41
1000102	0.000	0.000	101.576	-2.41
130013	0.000	0.000	101.789	-2.70
1300132	0.000	0.000	102.276	-2.12
140014	0.000	0.000	101.751	-2.33
1400142	0.000	0.000	101.758	-2.33
150015	0.000	0.000	102.124	-2.11
1500152	0.000	0.000	102.476	-1.68
160016	0.000	0.000	102.583	-1.63
1600162	0.000	0.000	102.292	-1.91
701	14.580	8.650	98.059	-1.87
702	12.850	5.860	95.059	-2.48
703	8.500	4.120	95.074	-2.43
704	-10.430	0.000	95.426	-2.05
701001	0.000	0.000	9.379	-1.87
702001	0.000	0.000	9.092	-2.48
703001	0.000	0.000	9.094	-2.43
704001	0.000	0.000	9.127	-2.05

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.512	0.998	1.509	0.921	0.003	0.077	0.011	2.520
3003	1003	1.509	0.921	1.506	0.876	0.003	0.044	0.011	1.520
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.180	-0.000
3	10032	2.475	1.569	2.462	1.372	0.013	0.195	0.017	4.037
100	201	30.314	17.506	29.848	16.945	0.464	0.558	0.192	2.052
201	1	29.848	17.163	29.763	17.041	0.084	0.122	0.193	0.403
1	202	26.304	15.073	26.238	14.978	0.066	0.095	0.170	0.357
202	2	26.238	15.242	25.764	14.671	0.473	0.569	0.171	2.357
203	4	17.924	10.212	17.666	9.902	0.257	0.309	0.121	1.815
4	204	14.964	8.456	14.901	8.380	0.062	0.075	0.103	0.520
204	6	10.145	5.537	10.095	5.477	0.050	0.060	0.069	0.610
6	7	0.888	-1.405	0.885	-1.408	0.002	0.003	0.010	-0.055
7	8	-11.070	-8.886	-11.204	-9.080	0.134	0.193	-0.086	-1.536
8	205	-14.565	-10.991	-14.664	-11.134	0.098	0.142	-0.109	-0.885
205	9	-14.664	-10.915	-14.712	-11.004	0.048	0.088	-0.108	-0.498
9	206	-32.784	-21.191	-33.671	-22.475	0.883	1.279	-0.229	-3.675
206	207	-33.671	-21.936	-34.243	-22.982	0.570	1.042	-0.227	-2.685

207	300	-34.243	-22.672	-34.325	-22.852	0.081	0.180	-0.226	-0.427
7	702	9.142	6.396	9.127	6.353	0.015	0.042	0.067	0.322
702	703	-3.725	0.607	-3.726	0.604	0.001	0.003	-0.023	-0.019
703	6	-12.232	-3.411	-12.250	-3.462	0.018	0.051	-0.077	-0.249
16	160016	1.621	0.918	1.619	0.873	0.002	0.046	0.010	1.356
160016	20016	1.031	0.406	1.030	0.406	0.001	0.000	0.006	0.053
20016	200162	1.030	0.406	1.030	0.406	0.000	0.000	0.019	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.406	0.000	0.006	-0.006	-0.255
16	1600162	3.108	1.785	3.105	1.676	0.003	0.108	0.020	1.663
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.006	0.000	0.026	0.108
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.273	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.420
14	140014	5.907	3.265	5.900	3.029	0.006	0.235	0.038	1.871
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.912	3.253	5.906	3.017	0.006	0.235	0.038	1.865
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.038	0.087
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.393	0.001
140014	10014	5.897	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.038	0.087
15	150015	3.160	1.590	3.157	1.484	0.003	0.106	0.020	1.507
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.557	0.001	0.013	-0.009	-0.355
20015	200152	-1.517	-0.557	-1.517	-0.557	0.000	0.000	-0.027	-0.000
1500152	200152	1.517	0.557	1.517	0.557	0.000	0.000	0.009	0.022
15	1500152	3.720	1.971	3.718	1.879	0.002	0.091	0.023	1.130
1500152	100152	2.200	1.322	2.200	1.300	0.001	0.022	0.014	0.497
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.151	0.000
150015	10015	4.673	2.027	4.666	2.027	0.007	0.000	0.029	0.122
200	210	11.336	4.114	11.318	4.087	0.018	0.027	0.066	0.231
210	16	11.318	4.444	11.249	4.344	0.069	0.100	0.067	0.871
16	14	6.480	1.885	6.463	1.860	0.017	0.025	0.037	0.360
14	15	-0.366	-1.106	-0.366	-1.106	0.000	0.000	-0.006	-0.024
15	100	-7.294	-4.089	-7.353	-4.220	0.059	0.130	-0.047	-1.438
14	209	-5.070	-3.018	-5.095	-3.074	0.025	0.055	-0.033	-0.879
209	300	-21.599	-11.835	-21.670	-11.991	0.070	0.156	-0.136	-0.582
1300132	100132	2.912	1.810	2.911	1.771	0.002	0.039	0.019	0.686
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.202	0.000
130013	10013	6.106	3.086	6.094	3.086	0.012	0.000	0.039	0.159
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.006	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.265
20013	200132	-1.006	-0.411	-1.006	-0.411	0.000	0.000	-0.018	-0.000
1300132	200132	1.006	0.417	1.006	0.411	0.000	0.006	0.006	0.265
13	1300132	3.923	2.404	3.918	2.227	0.005	0.176	0.025	2.210
13	130013	5.110	2.972	5.101	2.681	0.009	0.290	0.033	2.741
209	13	16.504	9.570	16.504	9.570	0.000	0.000	0.105	0.001
13	208	7.424	3.892	7.424	3.892	0.000	0.000	0.046	0.002
208	300	-21.857	-11.975	-21.929	-12.134	0.071	0.158	-0.138	-0.585
10	1000102	8.595	4.401	8.588	4.096	0.007	0.304	0.054	1.592
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
10	100010	8.594	4.401	8.587	4.096	0.007	0.303	0.054	1.591
100010	10010	8.579	4.119	8.571	3.930	0.007	0.188	0.054	1.016
10010	100102	-8.588	-3.885	-8.589	-3.885	0.000	0.000	-0.564	-0.001
1000102	100102	8.596	4.074	8.589	3.885	0.007	0.188	0.054	1.007
11	10011	2.524	1.405	2.518	1.295	0.006	0.109	0.016	2.143
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.169	-0.000
11	100112	2.525	1.403	2.519	1.293	0.006	0.109	0.016	2.141
200	211	0.000	-0.020	0.000	-0.020	0.000	0.000	0.000	-0.001
211	100	-0.000	0.238	-0.000	0.238	0.000	0.000	-0.001	0.001
8	1008	3.354	2.275	3.328	1.889	0.026	0.384	0.024	5.946
9	9009	3.429	1.919	3.429	1.883	0.001	0.036	0.023	0.482
7	1007	2.806	1.689	2.788	1.429	0.017	0.259	0.020	4.589
204	5	4.756	3.065	4.754	3.063	0.002	0.002	0.034	0.053
5	1005	4.743	3.016	4.717	2.538	0.026	0.476	0.034	4.991
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
702	702001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	29.281	16.174	29.062	15.688	0.218	0.484	0.185	1.337
6006	1006	7.317	3.728	7.295	3.728	0.022	0.000	0.052	0.204
6	704	-10.401	-0.288	-10.413	-0.321	0.012	0.033	-0.063	-0.127

[illegible]

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6100.0 год

Час втрат: 3007.5 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 137.943 МВт / 841.451 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 132.380 МВт / 807.518 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.778 МВт / 14.371 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.778 МВт / 14.371 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.449 МВт / 2.738 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.389 МВт / 1.171 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.838 МВт / 3.908 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.616 МВт / 18.279 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-37.941	-22.463	100.000	0.00
201	201	0.000	0.000	97.794	-0.45
1	Агрономічне	0.000	0.000	97.361	-0.57
202	202	0.000	0.000	96.977	-0.67
2	Петрик	0.000	0.000	94.453	-1.21
203	203	0.000	0.000	92.696	-1.70
3	Літин	0.000	0.000	92.685	-1.71
4	Кожухів	0.000	0.000	90.763	-2.15
204	204	0.000	0.000	90.210	-2.27
5	Курортна	0.000	0.000	90.154	-2.29
6	Хмільник	0.000	0.000	89.563	-2.43
7	Уланів	0.000	0.000	89.636	-2.57
8	Вишенька	0.000	0.000	91.279	-2.28
205	205	0.000	0.000	92.226	-2.09
9	Юрівка	0.000	0.000	92.760	-1.95
206	206	0.000	0.000	96.664	-1.02
207	207	0.000	0.000	99.540	-0.16
300	Козятин	-78.218	-48.443	100.000	0.00
208	208	0.000	0.000	99.380	-0.26
10	Козятин тяга	0.000	0.000	97.970	-0.87
11	Глухівці	0.000	0.000	97.579	-1.04
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	97.060	-1.24
13	Сигнал	0.000	0.000	99.381	-0.26
209	209	0.000	0.000	99.382	-0.26
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	98.453	-0.63
15	Калинівка	0.000	0.000	98.479	-0.63
211	211	0.000	0.000	100.001	-0.00
200	200	-11.354	-4.246	100.000	0.00
210	210	0.000	0.000	99.754	-0.10
16	Турбів	0.000	0.000	98.833	-0.45
1001		3.430	1.660	8.851	-5.23
1002		3.540	1.810	8.513	-6.35
2003		0.000	0.000	30.179	-3.99
1003		3.970	2.250	8.481	-5.35
1004		2.680	1.450	8.261	-6.31
1005		4.720	2.540	8.157	-7.03
2006		0.000	0.000	28.459	-7.38
1006		7.300	3.730	8.108	-7.30
1007		2.790	1.430	8.148	-7.03
1008		3.330	1.890	8.174	-7.47
2009		0.000	0.000	30.893	-2.46
1009		3.430	1.860	8.795	-2.81
20010		0.000	0.000	23.043	-2.66
10010		17.170	7.820	9.123	-3.79
10032		0.000	0.000	8.482	-5.35
200102		0.000	0.000	23.043	-2.66
100102		0.000	0.000	9.124	-3.79
10011		5.040	2.590	9.127	-3.13

100112	0.000	0.000	9.128	-3.13
10012	6.650	3.770	8.899	-4.80
20013	0.000	0.000	32.426	-2.67
10013	9.010	4.860	9.223	-2.94
200132	0.000	0.000	32.426	-2.67
100132	0.000	0.000	9.224	-2.94
20014	0.000	0.000	23.090	-2.58
10014	11.800	6.050	9.227	-2.55
200142	0.000	0.000	23.090	-2.58
100142	0.000	0.000	9.227	-2.55
20015	0.000	0.000	32.575	-1.84
10015	6.870	3.330	9.261	-2.30
200152	0.000	0.000	32.575	-1.84
100152	0.000	0.000	9.261	-2.30
20016	0.000	0.000	32.603	-1.78
10016	4.720	2.540	9.279	-2.08
200162	0.000	0.000	32.603	-1.78
100162	0.000	0.000	9.280	-2.08
3003	0.000	0.000	90.144	-3.99
6006	0.000	0.000	85.007	-7.38
9009	0.000	0.000	92.276	-2.46
100010	0.000	0.000	96.364	-2.66
1000102	0.000	0.000	96.364	-2.66
130013	0.000	0.000	96.601	-2.99
1300132	0.000	0.000	97.114	-2.34
140014	0.000	0.000	96.559	-2.58
1400142	0.000	0.000	96.566	-2.58
150015	0.000	0.000	96.954	-2.33
1500152	0.000	0.000	97.325	-1.85
160016	0.000	0.000	97.442	-1.80
1600162	0.000	0.000	97.134	-2.11
701	14.580	8.650	92.546	-2.06
702	12.850	5.860	89.300	-2.72
703	8.500	4.120	89.315	-2.66
704	-10.430	0.000	89.686	-2.23
701001	0.000	0.000	8.852	-2.06
702001	0.000	0.000	8.541	-2.72
703001	0.000	0.000	8.543	-2.66
704001	0.000	0.000	8.578	-2.23

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.513	1.014	1.509	0.927	0.003	0.087	0.011	2.718
3003	1003	1.509	0.927	1.506	0.876	0.003	0.050	0.011	1.638
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.192	-0.000
3	10032	2.476	1.595	2.462	1.372	0.015	0.222	0.018	4.354
100	201	30.588	18.369	30.054	17.727	0.532	0.640	0.206	2.209
201	1	30.054	17.924	29.957	17.783	0.096	0.140	0.206	0.435
1	202	26.497	15.773	26.421	15.663	0.076	0.109	0.183	0.385
202	2	26.421	15.901	25.877	15.247	0.542	0.652	0.183	2.538
203	4	17.994	10.563	17.698	10.206	0.295	0.355	0.130	1.956
4	204	14.995	8.698	14.923	8.612	0.072	0.086	0.110	0.560
204	6	10.164	5.677	10.107	5.608	0.057	0.069	0.074	0.656
6	7	0.880	-1.460	0.877	-1.463	0.003	0.003	0.011	-0.064
7	8	-11.067	-9.143	-11.222	-9.368	0.155	0.224	-0.092	-1.660
8	205	-14.587	-11.376	-14.701	-11.542	0.114	0.165	-0.117	-0.958
205	9	-14.701	-11.347	-14.757	-11.450	0.056	0.102	-0.116	-0.541
9	206	-32.825	-21.695	-33.836	-23.159	1.007	1.458	-0.244	-3.943
206	207	-33.836	-22.674	-34.489	-23.868	0.650	1.189	-0.243	-2.891
207	300	-34.489	-23.587	-34.582	-23.793	0.093	0.205	-0.242	-0.461
7	702	9.129	6.488	9.112	6.440	0.017	0.048	0.072	0.347
702	703	-3.739	0.681	-3.740	0.677	0.001	0.004	-0.025	-0.019
703	6	-12.244	-3.349	-12.265	-3.408	0.021	0.058	-0.082	-0.264
16	160016	1.622	0.925	1.620	0.874	0.002	0.051	0.011	1.436
160016	20016	1.031	0.406	1.030	0.406	0.001	0.000	0.007	0.055
20016	200162	1.030	0.406	1.030	0.406	0.000	0.000	0.020	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.406	0.000	0.007	-0.007	-0.270
16	1600162	3.109	1.797	3.105	1.676	0.004	0.120	0.021	1.761
1600162	100162	4.135	2.076	4.129	2.076	0.006	0.000	0.027	0.113
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.287	0.000
160016	10016	0.589	0.468	0.588	0.463	0.000	0.005	0.004	0.443
14	140014	5.908	3.291	5.901	3.029	0.007	0.261	0.040	1.986
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.914	3.279	5.906	3.017	0.007	0.261	0.040	1.979

1400142	100142	5.910	3.007	5.903	3.007	0.007	0.000	0.040	0.092
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.414	0.001
140014	10014	5.898	3.039	5.890	3.039	0.007	0.000	0.040	0.092
15	150015	3.161	1.602	3.157	1.484	0.003	0.117	0.021	1.599
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.558	0.001	0.015	-0.010	-0.377
20015	200152	-1.517	-0.558	-1.517	-0.558	0.000	0.000	-0.029	-0.000
1500152	200152	1.517	0.558	1.517	0.558	0.000	0.000	0.010	0.023
15	1500152	3.721	1.984	3.718	1.883	0.003	0.101	0.025	1.199
1500152	100152	2.201	1.324	2.200	1.300	0.001	0.024	0.015	0.526
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.159	0.000
150015	10015	4.674	2.027	4.666	2.027	0.007	0.000	0.030	0.128
200	210	11.354	4.265	11.334	4.235	0.021	0.030	0.070	0.246
210	16	11.334	4.558	11.257	4.447	0.077	0.111	0.071	0.924
16	14	6.490	1.947	6.471	1.919	0.019	0.027	0.040	0.382
14	15	-0.362	-1.099	-0.362	-1.100	0.000	0.000	-0.007	-0.025
15	100	-7.287	-4.164	-7.353	-4.309	0.065	0.145	-0.049	-1.527
14	209	-5.061	-3.069	-5.089	-3.131	0.028	0.061	-0.035	-0.933
209	300	-21.610	-12.078	-21.688	-12.252	0.078	0.174	-0.144	-0.619
1300132	100132	2.912	1.814	2.911	1.771	0.002	0.043	0.020	0.728
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.213	0.000
130013	10013	6.108	3.086	6.094	3.086	0.014	0.000	0.041	0.167
130013	20013	-1.006	-0.405	-1.006	-0.412	0.000	0.007	-0.006	-0.282
20013	200132	-1.006	-0.412	-1.006	-0.412	0.000	0.000	-0.019	-0.000
1300132	200132	1.006	0.419	1.006	0.412	0.000	0.007	0.006	0.282
13	1300132	3.925	2.429	3.919	2.233	0.006	0.195	0.027	2.347
13	130013	5.112	3.004	5.102	2.681	0.010	0.323	0.034	2.911
209	13	16.520	9.679	16.520	9.679	0.000	0.000	0.111	0.001
13	208	7.442	3.973	7.442	3.973	0.000	0.000	0.049	0.002
208	300	-21.868	-12.221	-21.947	-12.398	0.080	0.176	-0.145	-0.622
10	1000102	8.597	4.457	8.589	4.118	0.008	0.338	0.057	1.699
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
10	100010	8.596	4.457	8.588	4.117	0.008	0.338	0.057	1.698
100010	10010	8.580	4.140	8.571	3.930	0.008	0.209	0.057	1.084
10010	100102	-8.588	-3.885	-8.589	-3.885	0.000	0.000	-0.595	-0.001
1000102	100102	8.597	4.095	8.589	3.885	0.008	0.209	0.057	1.074
11	10011	2.525	1.418	2.518	1.295	0.007	0.122	0.017	2.280
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.179	-0.000
11	100112	2.526	1.416	2.519	1.293	0.007	0.122	0.017	2.277
200	211	0.000	-0.018	0.000	-0.018	0.000	0.000	0.000	-0.001
211	100	-0.000	0.216	-0.000	0.216	0.000	0.000	-0.001	0.001
8	1008	3.357	2.331	3.328	1.889	0.029	0.440	0.026	6.474
9	9009	3.430	1.927	3.429	1.886	0.001	0.040	0.024	0.515
7	1007	2.808	1.727	2.788	1.429	0.020	0.297	0.021	5.002
204	5	4.759	3.130	4.757	3.128	0.002	0.003	0.036	0.057
5	1005	4.747	3.087	4.717	2.538	0.030	0.546	0.036	5.439
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
702	702001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	29.309	16.472	29.065	15.929	0.244	0.540	0.195	1.420
6006	1006	7.321	3.728	7.295	3.728	0.025	0.000	0.056	0.217
6	704	-10.401	-0.247	-10.414	-0.284	0.013	0.037	-0.067	-0.135
704	704001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	1004	2.697	1.723	2.678	1.449	0.018	0.273	0.020	4.855
2	1002	3.567	2.248	3.538	1.809	0.029	0.438	0.026	5.971
1	1001	3.453	2.032	3.428	1.659	0.025	0.372	0.024	5.199
203	3	4.005	2.699	4.005	2.698	0.000	0.000	0.030	0.011
2	203	22.302	13.322	22.000	12.884	0.301	0.436	0.159	1.777
10	11	11.810	6.917	11.783	6.856	0.027	0.061	0.081	0.395
9009	1009	3.429	1.886	3.428	1.859	0.001	0.027	0.024	0.353
9	701	14.601	8.582	14.584	8.534	0.017	0.048	0.105	0.220
701	701001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11	12	6.710	4.241	6.689	4.195	0.021	0.046	0.047	0.526
12	10012	6.675	4.353	6.646	3.768	0.030	0.583	0.047	4.321
6	6006	7.346	4.577	7.321	3.728	0.025	0.846	0.056	5.179
703	703001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО
НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6100.0 год
Час втрат: 3007.5 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 136.511 МВт / 832.717 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 132.380 МВт / 807.518 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.306 МВт / 9.944 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.306 МВт / 9.944 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.608 МВт / 3.710 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.277 МВт / 0.834 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.885 МВт / 4.544 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.192 МВт / 14.487 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-37.264	-19.820	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.208	-0.37
1	Агрономічне	0.000	0.000	112.857	-0.46
202	202	0.000	0.000	112.548	-0.54
2	Петрик	0.000	0.000	110.496	-0.96
203	203	0.000	0.000	109.073	-1.34
3	Літин	0.000	0.000	109.063	-1.34
4	Кожухів	0.000	0.000	107.501	-1.68
204	204	0.000	0.000	107.051	-1.78
5	Курортна	0.000	0.000	107.004	-1.79
6	Хмільник	0.000	0.000	106.523	-1.90
7	Уланів	0.000	0.000	106.571	-1.99
8	Вишенька	0.000	0.000	107.894	-1.76
205	205	0.000	0.000	108.655	-1.61
9	Юрівка	0.000	0.000	109.079	-1.50
206	206	0.000	0.000	112.289	-0.79
207	207	0.000	0.000	114.628	-0.12
300	Козятин	-77.508	-44.465	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.478	-0.20
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.287	-0.67
11	Глухівці	0.000	0.000	112.959	-0.79
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.525	-0.94
13	Сигнал	0.000	0.000	114.480	-0.20
209	209	0.000	0.000	114.480	-0.20
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.697	-0.48
15	Калинівка	0.000	0.000	113.720	-0.49
211	211	0.000	0.000	115.001	-0.00
200	200	-11.309	-3.801	115.000	0.00
210	210	0.000	0.000	114.794	-0.08
16	Турбів	0.000	0.000	114.016	-0.35
1001		3.430	1.660	10.410	-3.87
1002		3.540	1.810	10.140	-4.65
2003		0.000	0.000	35.812	-2.98
1003		3.970	2.250	10.114	-3.94
1004		2.680	1.450	9.939	-4.60
1005		4.720	2.540	9.857	-5.09
2006		0.000	0.000	34.430	-5.33
1006		7.300	3.730	9.818	-5.27
1007		2.790	1.430	9.848	-5.09
1008		3.330	1.890	9.868	-5.39
2009		0.000	0.000	36.381	-1.87
1009		3.430	1.860	10.368	-2.12
20010		0.000	0.000	26.765	-2.00
10010		17.170	7.820	10.626	-2.83
10032		0.000	0.000	10.115	-3.94
200102		0.000	0.000	26.765	-2.00
100102		0.000	0.000	10.627	-2.83
10011		5.040	2.590	10.629	-2.34

100112	0.000	0.000	10.629	-2.34
10012	6.650	3.770	10.439	-3.56
20013	0.000	0.000	37.606	-2.00
10013	9.010	4.860	10.709	-2.20
200132	0.000	0.000	37.606	-2.00
100132	0.000	0.000	10.709	-2.20
20014	0.000	0.000	26.801	-1.94
10014	11.800	6.050	10.712	-1.92
200142	0.000	0.000	26.801	-1.94
100142	0.000	0.000	10.713	-1.92
20015	0.000	0.000	37.735	-1.39
10015	6.870	3.330	10.741	-1.73
200152	0.000	0.000	37.735	-1.39
100152	0.000	0.000	10.742	-1.73
20016	0.000	0.000	37.756	-1.34
10016	4.720	2.540	10.756	-1.56
200162	0.000	0.000	37.756	-1.34
100162	0.000	0.000	10.757	-1.56
3003	0.000	0.000	106.972	-2.98
6006	0.000	0.000	102.842	-5.33
9009	0.000	0.000	108.671	-1.87
100010	0.000	0.000	111.932	-2.00
1000102	0.000	0.000	111.932	-2.00
130013	0.000	0.000	112.108	-2.24
1300132	0.000	0.000	112.550	-1.76
140014	0.000	0.000	112.078	-1.94
1400142	0.000	0.000	112.084	-1.94
150015	0.000	0.000	112.415	-1.75
1500152	0.000	0.000	112.733	-1.40
160016	0.000	0.000	112.825	-1.35
1600162	0.000	0.000	112.560	-1.59
701	14.580	8.650	108.898	-1.58
702	12.850	5.860	106.295	-2.10
703	8.500	4.120	106.310	-2.06
704	-10.430	0.000	106.629	-1.75
701001	0.000	0.000	10.416	-1.58
702001	0.000	0.000	10.167	-2.10
703001	0.000	0.000	10.168	-2.06
704001	0.000	0.000	10.199	-1.75

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ

3	3003	1.511	0.973	1.508	0.912	0.002	0.061	0.009	2.206
3003	1003	1.508	0.912	1.506	0.876	0.002	0.036	0.009	1.332
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.161	-0.000
3	10032	2.472	1.529	2.462	1.372	0.010	0.156	0.015	3.536
100	201	29.905	16.051	29.540	15.611	0.364	0.438	0.170	1.795
201	1	29.540	15.875	29.474	15.779	0.066	0.096	0.171	0.352
1	202	26.017	13.879	25.966	13.805	0.051	0.074	0.151	0.310
202	2	25.966	14.126	25.594	13.679	0.370	0.445	0.151	2.062
203	4	17.815	9.601	17.614	9.359	0.200	0.241	0.107	1.588
4	204	14.913	8.023	14.864	7.964	0.049	0.059	0.091	0.456
204	6	10.112	5.266	10.073	5.219	0.039	0.047	0.061	0.534
6	7	0.898	-1.313	0.896	-1.315	0.002	0.002	0.009	-0.042
7	8	-11.084	-8.428	-11.187	-8.578	0.103	0.149	-0.075	-1.337
8	205	-14.545	-10.319	-14.621	-10.429	0.076	0.110	-0.095	-0.769
205	9	-14.621	-10.159	-14.658	-10.227	0.037	0.068	-0.094	-0.430
9	206	-32.740	-20.296	-33.441	-21.311	0.698	1.011	-0.204	-3.236
206	207	-33.441	-20.656	-33.891	-21.480	0.449	0.821	-0.202	-2.350
207	300	-33.891	-21.108	-33.955	-21.250	0.064	0.141	-0.201	-0.372
7	702	9.169	6.237	9.157	6.203	0.012	0.033	0.060	0.283
702	703	-3.698	0.485	-3.699	0.482	0.001	0.002	-0.020	-0.018
703	6	-12.207	-3.507	-12.221	-3.548	0.015	0.041	-0.069	-0.223
16	160016	1.620	0.909	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.221
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.229
16	1600162	3.107	1.766	3.104	1.676	0.003	0.089	0.018	1.498
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.098
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.248	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.379
14	140014	5.905	3.224	5.899	3.029	0.005	0.194	0.034	1.680
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.212	5.904	3.017	0.005	0.194	0.034	1.674

1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.356	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.034	0.079
15	150015	3.159	1.572	3.156	1.484	0.003	0.087	0.018	1.354
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.554	0.001	0.011	-0.008	-0.318
20015	200152	-1.516	-0.554	-1.516	-0.554	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.554	1.516	0.554	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.948	3.717	1.873	0.002	0.075	0.021	1.016
1500152	100152	2.200	1.318	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.447
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.137	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.111
200	210	11.309	3.826	11.294	3.804	0.015	0.022	0.060	0.206
210	16	11.294	4.233	11.237	4.151	0.056	0.082	0.061	0.780
16	14	6.462	1.771	6.448	1.750	0.014	0.020	0.034	0.321
14	15	-0.374	-1.124	-0.375	-1.124	0.000	0.000	-0.006	-0.022
15	100	-7.310	-3.948	-7.359	-4.055	0.048	0.106	-0.042	-1.284
14	209	-5.088	-2.917	-5.109	-2.963	0.020	0.045	-0.030	-0.786
209	300	-21.590	-11.411	-21.647	-11.539	0.057	0.127	-0.123	-0.521
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.616
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.183	0.000
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.982
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.239	0.030	2.456
209	13	16.481	9.420	16.481	9.420	0.000	0.000	0.096	0.001
13	208	7.397	3.773	7.397	3.773	0.000	0.000	0.042	0.001
208	300	-21.847	-11.547	-21.906	-11.677	0.058	0.129	-0.124	-0.523
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.249	0.049	1.415
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
10	100010	8.591	4.312	8.585	4.062	0.006	0.249	0.049	1.415
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.154	0.049	0.904
10010	100102	-8.588	-3.885	-8.589	-3.885	0.000	0.000	-0.511	-0.001
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.896
11	10011	2.523	1.385	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.917
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.383	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.915
200	211	0.000	-0.024	0.000	-0.024	0.000	0.000	0.000	-0.001
211	100	-0.000	0.285	-0.000	0.285	0.000	0.000	-0.001	0.001
8	1008	3.348	2.192	3.328	1.889	0.020	0.302	0.021	5.135
9	9009	3.429	1.908	3.428	1.879	0.001	0.029	0.021	0.428
7	1007	2.802	1.633	2.788	1.429	0.014	0.203	0.018	3.957
204	5	4.753	2.974	4.751	2.972	0.002	0.002	0.030	0.047
5	1005	4.738	2.914	4.717	2.538	0.021	0.374	0.030	4.307
3003	2003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
702	702001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
208	10	29.244	15.689	29.064	15.291	0.179	0.397	0.167	1.198
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.017	0.000	0.046	0.183
6	704	-10.401	-0.375	-10.410	-0.401	0.009	0.026	-0.056	-0.115
704	704001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	1004	2.691	1.639	2.678	1.449	0.013	0.189	0.017	3.883
2	1002	3.558	2.119	3.538	1.809	0.021	0.309	0.022	4.816
1	1001	3.446	1.929	3.428	1.659	0.018	0.269	0.020	4.270
203	3	4.005	2.626	4.005	2.625	0.000	0.000	0.025	0.009
2	203	22.026	12.003	21.820	11.705	0.205	0.297	0.131	1.438
10	11	11.798	6.535	11.778	6.490	0.020	0.044	0.069	0.330
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.294
9	701	14.601	8.525	14.588	8.491	0.012	0.034	0.089	0.185
701	701001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	12	6.701	4.014	6.686	3.980	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.193	6.646	3.768	0.021	0.424	0.040	3.578
6	6006	7.330	4.307	7.313	3.728	0.017	0.577	0.046	4.067
703	703001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000

ДОДАТОК Є

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6100.0 год
Час втрат: 3007.5 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 136.889 МВт / 835.023 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 132.380 МВт / 807.518 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.707 МВт / 11.149 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.707 МВт / 11.149 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.553 МВт / 3.371 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.308 МВт / 0.926 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.861 МВт / 4.298 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.568 МВт / 15.447 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-37.446	-20.617	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.087	-0.39
1	Агрономічне	0.000	0.000	107.713	-0.49
202	202	0.000	0.000	107.382	-0.58
2	Петрик	0.000	0.000	105.194	-1.04
203	203	0.000	0.000	103.674	-1.45
3	Літин	0.000	0.000	103.664	-1.45
4	Кожухів	0.000	0.000	101.998	-1.82
204	204	0.000	0.000	101.518	-1.92
5	Курортна	0.000	0.000	101.469	-1.93
6	Хмільник	0.000	0.000	100.956	-2.05
7	Уланів	0.000	0.000	101.010	-2.15
8	Вишенька	0.000	0.000	102.425	-1.91
205	205	0.000	0.000	103.240	-1.75
9	Юрівка	0.000	0.000	103.695	-1.63
206	206	0.000	0.000	107.107	-0.85
207	207	0.000	0.000	109.603	-0.13
300	Козятин	-77.692	-45.665	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.449	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.193	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.847	-0.86
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.388	-1.03
13	Сигнал	0.000	0.000	109.450	-0.22
209	209	0.000	0.000	109.451	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.624	-0.53
15	Калинівка	0.000	0.000	108.648	-0.53
211	211	0.000	0.000	110.001	-0.00
200	200	-11.321	-3.946	110.000	0.00
210	210	0.000	0.000	109.782	-0.08
16	Турбів	0.000	0.000	108.961	-0.38
1001		3.430	1.660	9.896	-4.26
1002		3.540	1.810	9.607	-5.13
2003		0.000	0.000	33.962	-3.26
1003		3.970	2.250	9.579	-4.34
1004		2.680	1.450	9.390	-5.08
1005		4.720	2.540	9.303	-5.63
2006		0.000	0.000	32.484	-5.89
1006		7.300	3.730	9.261	-5.83
1007		2.790	1.430	9.293	-5.62
1008		3.330	1.890	9.315	-5.97
2009		0.000	0.000	34.572	-2.04
1009		3.430	1.860	9.849	-2.31
20010		0.000	0.000	25.529	-2.19
10010		17.170	7.820	10.128	-3.11
10032		0.000	0.000	9.579	-4.34
200102		0.000	0.000	25.529	-2.19
100102		0.000	0.000	10.129	-3.11

10011	5.040	2.590	10.131	-2.57
100112	0.000	0.000	10.131	-2.57
10012	6.650	3.770	9.930	-3.91
20013	0.000	0.000	35.885	-2.19
10013	9.010	4.860	10.215	-2.41
200132	0.000	0.000	35.885	-2.19
100132	0.000	0.000	10.216	-2.41
20014	0.000	0.000	25.568	-2.12
10014	11.800	6.050	10.219	-2.10
200142	0.000	0.000	25.568	-2.12
100142	0.000	0.000	10.219	-2.10
20015	0.000	0.000	36.019	-1.52
10015	6.870	3.330	10.250	-1.89
200152	0.000	0.000	36.020	-1.52
100152	0.000	0.000	10.250	-1.89
20016	0.000	0.000	36.043	-1.47
10016	4.720	2.540	10.265	-1.71
200162	0.000	0.000	36.043	-1.47
100162	0.000	0.000	10.266	-1.71
3003	0.000	0.000	101.444	-3.26
6006	0.000	0.000	97.030	-5.89
9009	0.000	0.000	103.265	-2.04
100010	0.000	0.000	106.764	-2.19
1000102	0.000	0.000	106.764	-2.19
130013	0.000	0.000	106.958	-2.45
1300132	0.000	0.000	107.420	-1.93
140014	0.000	0.000	106.923	-2.12
1400142	0.000	0.000	106.929	-2.12
150015	0.000	0.000	107.277	-1.92
1500152	0.000	0.000	107.611	-1.53
160016	0.000	0.000	107.710	-1.48
1600162	0.000	0.000	107.433	-1.74
701	14.580	8.650	103.505	-1.72
702	12.850	5.860	100.717	-2.27
703	8.500	4.120	100.732	-2.23
704	-10.430	0.000	101.067	-1.89
701001	0.000	0.000	9.900	-1.72
702001	0.000	0.000	9.633	-2.27
703001	0.000	0.000	9.635	-2.23
704001	0.000	0.000	9.667	-1.89

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.984	1.509	0.916	0.003	0.068	0.010	2.351
3003	1003	1.509	0.916	1.506	0.876	0.003	0.040	0.010	1.419
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.170	-0.000
3	10032	2.473	1.547	2.462	1.372	0.012	0.174	0.016	3.768
100	201	30.090	16.743	29.679	16.248	0.409	0.492	0.180	1.915
201	1	29.679	16.489	29.605	16.381	0.074	0.108	0.181	0.376
1	202	26.148	14.450	26.089	14.365	0.058	0.084	0.160	0.332
202	2	26.089	14.658	25.671	14.155	0.416	0.501	0.161	2.200
203	4	17.865	9.895	17.638	9.622	0.226	0.272	0.114	1.694
4	204	14.937	8.233	14.882	8.167	0.055	0.066	0.096	0.486
204	6	10.128	5.400	10.084	5.348	0.044	0.053	0.065	0.570
6	7	0.893	-1.357	0.892	-1.359	0.002	0.002	0.009	-0.048
7	8	-11.076	-8.650	-11.193	-8.820	0.117	0.169	-0.080	-1.430
8	205	-14.552	-10.643	-14.638	-10.768	0.086	0.124	-0.101	-0.823
205	9	-14.638	-10.524	-14.681	-10.601	0.042	0.077	-0.101	-0.462
9	206	-32.757	-20.729	-33.543	-21.866	0.782	1.133	-0.215	-3.442
206	207	-33.543	-21.271	-34.048	-22.195	0.504	0.921	-0.214	-2.507
207	300	-34.048	-21.855	-34.120	-22.014	0.072	0.159	-0.213	-0.398
7	702	9.155	6.313	9.142	6.275	0.013	0.037	0.063	0.301
702	703	-3.712	0.543	-3.713	0.540	0.001	0.003	-0.021	-0.018
703	6	-12.219	-3.462	-12.235	-3.508	0.016	0.046	-0.073	-0.235
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.041	0.010	1.285
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.241
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.576
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.259	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.398
14	140014	5.906	3.243	5.900	3.029	0.006	0.213	0.036	1.770
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003

14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.213	0.036	1.764
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
15	150015	3.159	1.580	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.426
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.335
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.875	0.002	0.083	0.022	1.070
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.019	0.014	0.470
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.116
200	210	11.321	3.968	11.305	3.944	0.017	0.024	0.063	0.218
210	16	11.305	4.336	11.242	4.245	0.062	0.090	0.064	0.823
16	14	6.470	1.827	6.455	1.804	0.015	0.022	0.036	0.339
14	15	-0.370	-1.114	-0.370	-1.114	0.000	0.000	-0.006	-0.023
15	100	-7.302	-4.017	-7.355	-4.135	0.053	0.117	-0.044	-1.357
14	209	-5.079	-2.968	-5.102	-3.018	0.022	0.050	-0.031	-0.830
209	300	-21.593	-11.614	-21.657	-11.755	0.063	0.140	-0.129	-0.550
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.192	0.000
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
20013	200132	-1.005	-0.411	-1.005	-0.411	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.090
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.590
209	13	16.491	9.485	16.491	9.485	0.000	0.000	0.100	0.001
13	208	7.409	3.827	7.409	3.826	0.000	0.000	0.044	0.001
208	300	-21.851	-11.752	-21.915	-11.895	0.064	0.143	-0.131	-0.552
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.956
10010	100102	-8.588	-3.885	-8.589	-3.885	0.000	0.000	-0.536	-0.001
1000102	100102	8.595	4.055	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.023
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.021
200	211	0.000	-0.022	0.000	-0.022	0.000	0.000	0.000	-0.001
211	100	-0.000	0.261	-0.000	0.261	0.000	0.000	-0.001	0.001
8	1008	3.351	2.229	3.328	1.889	0.023	0.339	0.023	5.507
9	9009	3.429	1.913	3.429	1.881	0.001	0.032	0.022	0.453
7	1007	2.804	1.658	2.788	1.429	0.015	0.228	0.019	4.246
204	5	4.754	3.014	4.752	3.012	0.002	0.002	0.032	0.050
5	1005	4.740	2.960	4.717	2.538	0.023	0.420	0.032	4.620
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
702	702001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	29.260	15.916	29.062	15.477	0.197	0.437	0.175	1.264
6006	1006	7.315	3.728	7.295	3.728	0.019	0.000	0.049	0.193
6	704	-10.401	-0.331	-10.412	-0.360	0.010	0.029	-0.059	-0.120
704	704001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	1004	2.692	1.661	2.678	1.449	0.014	0.211	0.018	4.154
2	1002	3.561	2.154	3.538	1.809	0.023	0.344	0.023	5.142
1	1001	3.448	1.958	3.428	1.659	0.020	0.298	0.021	4.537
203	3	4.005	2.643	4.004	2.643	0.000	0.000	0.027	0.010
2	203	22.101	12.402	21.869	12.066	0.231	0.335	0.139	1.536
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
9009	1009	3.429	1.881	3.428	1.859	0.001	0.022	0.022	0.311
9	701	14.600	8.544	14.587	8.506	0.014	0.038	0.094	0.195
701	701001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.793
6	6006	7.334	4.379	7.315	3.728	0.019	0.649	0.049	4.373
703	703001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6100.0 год

Час втрат: 3007.5 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.251 МВт / 654.229 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 104.950 МВт / 640.195 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.518 МВт / 4.565 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.518 МВт / 4.565 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.536 МВт / 3.268 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.298 МВт / 0.895 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.833 МВт / 4.163 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.351 МВт / 8.728 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-27.487	-15.831	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.685	-0.25
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.426	-0.31
202	202	0.000	0.000	108.210	-0.36
2	Петрик	0.000	0.000	106.780	-0.61
203	203	0.000	0.000	105.855	-0.82
3	Літин	0.000	0.000	105.845	-0.82
4	Кожухів	0.000	0.000	104.978	-0.95
204	204	0.000	0.000	104.763	-0.97
5	Курортна	0.000	0.000	104.716	-0.98
6	Хмільник	0.000	0.000	104.654	-0.96
7	Уланів	0.000	0.000	105.415	-0.96
8	Вишенька	0.000	0.000	106.357	-0.83
205	205	0.000	0.000	106.946	-0.73
9	Юрівка	0.000	0.000	107.273	-0.65
206	206	0.000	0.000	108.764	-0.35
207	207	0.000	0.000	109.832	-0.06
300	Козятин	-58.013	-32.926	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.449	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.193	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.847	-0.86
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.388	-1.03
13	Сигнал	0.000	0.000	109.450	-0.22
209	209	0.000	0.000	109.451	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.624	-0.53
15	Калинівка	0.000	0.000	108.648	-0.53
211	211	0.000	0.000	110.001	-0.00
200	200	-11.321	-3.946	110.000	0.00
210	210	0.000	0.000	109.782	-0.08
16	Турбів	0.000	0.000	108.961	-0.38
1001		3.430	1.660	9.967	-4.02
1002		3.540	1.810	9.767	-4.58
2003		0.000	0.000	34.710	-2.56
1003		3.970	2.250	9.795	-3.58
1004		2.680	1.450	9.688	-4.02
1005		4.720	2.540	9.628	-4.44
2006		0.000	0.000	33.778	-4.52
1006		7.300	3.730	9.631	-4.46
1007		2.790	1.430	9.733	-4.13
1008		3.330	1.890	9.713	-4.58
2009		0.000	0.000	35.774	-1.03
1009		3.430	1.860	10.194	-1.29
20010		0.000	0.000	25.529	-2.19
10010		17.170	7.820	10.128	-3.11
10032		0.000	0.000	9.796	-3.58
200102		0.000	0.000	25.529	-2.19
100102		0.000	0.000	10.129	-3.11

10011	5.040	2.590	10.131	-2.57
100112	0.000	0.000	10.131	-2.57
10012	6.650	3.770	9.930	-3.91
20013	0.000	0.000	35.885	-2.19
10013	9.010	4.860	10.215	-2.41
200132	0.000	0.000	35.885	-2.19
100132	0.000	0.000	10.216	-2.41
20014	0.000	0.000	25.568	-2.12
10014	11.800	6.050	10.219	-2.10
200142	0.000	0.000	25.568	-2.12
100142	0.000	0.000	10.219	-2.10
20015	0.000	0.000	36.019	-1.52
10015	6.870	3.330	10.250	-1.89
200152	0.000	0.000	36.020	-1.52
100152	0.000	0.000	10.250	-1.89
20016	0.000	0.000	36.043	-1.47
10016	4.720	2.540	10.265	-1.71
200162	0.000	0.000	36.043	-1.47
100162	0.000	0.000	10.266	-1.71
3003	0.000	0.000	103.679	-2.56
6006	0.000	0.000	100.894	-4.52
9009	0.000	0.000	106.858	-1.03
100010	0.000	0.000	106.764	-2.19
1000102	0.000	0.000	106.764	-2.19
130013	0.000	0.000	106.958	-2.45
1300132	0.000	0.000	107.420	-1.93
140014	0.000	0.000	106.923	-2.12
1400142	0.000	0.000	106.929	-2.12
150015	0.000	0.000	107.277	-1.92
1500152	0.000	0.000	107.611	-1.53
160016	0.000	0.000	107.710	-1.48
1600162	0.000	0.000	107.433	-1.74
703	8.500	4.120	104.458	-1.07
704	-10.430	0.000	104.761	-0.81
703001	0.000	0.000	9.991	-1.07
704001	0.000	0.000	10.020	-0.81

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.980	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.258
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.364
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.166	-0.000
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.620
100	201	20.131	11.957	19.941	11.728	0.189	0.228	0.123	1.316
201	1	19.941	11.971	19.907	11.921	0.035	0.050	0.123	0.260
1	202	16.450	9.995	16.426	9.960	0.024	0.034	0.102	0.216
202	2	16.426	10.257	16.253	10.050	0.172	0.207	0.103	1.434
203	4	8.598	6.060	8.541	5.991	0.057	0.069	0.057	0.881
4	204	5.840	4.630	5.830	4.619	0.010	0.012	0.041	0.215
204	6	1.077	1.893	1.075	1.892	0.001	0.002	0.012	0.110
6	7	-4.394	-5.265	-4.426	-5.303	0.032	0.038	-0.038	-0.761
7	8	-7.237	-6.333	-7.288	-6.406	0.050	0.073	-0.053	-0.946
8	205	-10.646	-8.170	-10.690	-8.234	0.044	0.064	-0.073	-0.591
205	9	-10.690	-7.972	-10.712	-8.012	0.021	0.039	-0.072	-0.330
9	206	-14.191	-9.825	-14.337	-10.035	0.145	0.210	-0.093	-1.495
206	207	-14.337	-9.421	-14.428	-9.589	0.091	0.167	-0.091	-1.071
207	300	-14.428	-9.247	-14.441	-9.275	0.013	0.028	-0.090	-0.168
200	211	0.000	-0.022	0.000	-0.022	0.000	0.000	0.000	-0.001
211	100	-0.000	0.261	-0.000	0.261	0.000	0.000	-0.001	0.001
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.041	0.010	1.285
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.241
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.576
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.259	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.398
14	140014	5.906	3.243	5.900	3.029	0.006	0.213	0.036	1.770
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.213	0.036	1.764
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
200	210	11.321	3.968	11.305	3.944	0.017	0.024	0.063	0.218

210	16	11.305	4.336	11.242	4.245	0.062	0.090	0.064	0.823
16	14	6.470	1.827	6.455	1.804	0.015	0.022	0.036	0.339
14	209	-5.079	-2.968	-5.102	-3.018	0.022	0.050	-0.031	-0.830
209	300	-21.593	-11.614	-21.657	-11.755	0.063	0.140	-0.129	-0.550
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.090
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.590
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	100102	8.595	4.055	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.956
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.023
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.021
209	13	16.491	9.485	16.491	9.485	0.000	0.000	0.100	0.001
13	208	7.409	3.827	7.409	3.826	0.000	0.000	0.044	0.001
208	300	-21.851	-11.752	-21.915	-11.895	0.064	0.143	-0.131	-0.552
14	15	-0.370	-1.114	-0.370	-1.114	0.000	0.000	-0.006	-0.023
15	100	-7.302	-4.017	-7.355	-4.135	0.053	0.117	-0.044	-1.357
15	150015	3.159	1.580	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.426
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.116
10015	100152	-2.199	-1.300	-2.200	-1.300	0.000	0.000	-0.144	-0.000
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.019	0.014	0.470
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.875	0.002	0.083	0.022	1.070
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
200152	20015	1.516	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.026	0.000
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.335
204	5	4.753	2.989	4.751	2.987	0.002	0.002	0.031	0.048
6	6006	7.331	4.330	7.313	3.728	0.018	0.600	0.047	4.059
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.188
6	703	8.516	4.101	8.507	4.077	0.008	0.023	0.052	0.199
703	703001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6	704	-10.401	-0.360	-10.411	-0.387	0.010	0.027	-0.057	-0.112
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.793
704	704001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	1004	2.692	1.648	2.678	1.449	0.013	0.199	0.017	3.929
5	1005	4.739	2.932	4.717	2.538	0.022	0.392	0.031	4.341
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.292
1	1001	3.447	1.954	3.428	1.659	0.020	0.293	0.021	4.477
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.635	4.005	2.635	0.000	0.000	0.026	0.010
2	203	12.684	8.321	12.603	8.204	0.080	0.116	0.082	0.930
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.425
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1008	3.349	2.202	3.328	1.889	0.021	0.312	0.022	5.124
2	1002	3.560	2.143	3.538	1.809	0.022	0.333	0.022	4.990
208	10	29.260	15.916	29.062	15.477	0.197	0.437	0.175	1.264
7	1007	2.802	1.638	2.788	1.429	0.014	0.208	0.018	3.911

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6100.0 год

Час втрат: 3007.5 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 136.889 МВт / 835.023 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 132.380 МВт / 807.518 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.707 МВт / 11.149 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.707 МВт / 11.149 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.553 МВт / 3.371 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.308 МВт / 0.926 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.861 МВт / 4.298 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.568 МВт / 15.447 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-37.446	-20.617	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.087	-0.39
1	Агрономічне	0.000	0.000	107.713	-0.49
202	202	0.000	0.000	107.382	-0.58
2	Петрик	0.000	0.000	105.194	-1.04
203	203	0.000	0.000	103.674	-1.45
3	Літин	0.000	0.000	103.664	-1.45
4	Кожухів	0.000	0.000	101.998	-1.82
204	204	0.000	0.000	101.518	-1.92
5	Курортна	0.000	0.000	101.469	-1.93
6	Хмільник	0.000	0.000	100.956	-2.05
7	Уланів	0.000	0.000	101.010	-2.15
8	Вишенька	0.000	0.000	102.425	-1.91
205	205	0.000	0.000	103.240	-1.75
9	Юрівка	0.000	0.000	103.695	-1.63
206	206	0.000	0.000	107.107	-0.85
207	207	0.000	0.000	109.603	-0.13
300	Козятин	-77.692	-45.665	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.449	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.193	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.847	-0.86
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.388	-1.03
13	Сигнал	0.000	0.000	109.450	-0.22
209	209	0.000	0.000	109.451	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.624	-0.53
15	Калинівка	0.000	0.000	108.648	-0.53
211	211	0.000	0.000	110.001	-0.00
200	200	-11.321	-3.946	110.000	0.00
210	210	0.000	0.000	109.782	-0.08
16	Турбів	0.000	0.000	108.961	-0.38
1001		3.430	1.660	9.896	-4.26
1002		3.540	1.810	9.607	-5.13
2003		0.000	0.000	33.962	-3.26
1003		3.970	2.250	9.579	-4.34
1004		2.680	1.450	9.390	-5.08
1005		4.720	2.540	9.303	-5.63
2006		0.000	0.000	32.484	-5.89
1006		7.300	3.730	9.261	-5.83
1007		2.790	1.430	9.293	-5.62
1008		3.330	1.890	9.315	-5.97
2009		0.000	0.000	34.572	-2.04
1009		3.430	1.860	9.849	-2.31
20010		0.000	0.000	25.529	-2.19
10010		17.170	7.820	10.128	-3.11
10032		0.000	0.000	9.579	-4.34
200102		0.000	0.000	25.529	-2.19
100102		0.000	0.000	10.129	-3.11

10011	5.040	2.590	10.131	-2.57
100112	0.000	0.000	10.131	-2.57
10012	6.650	3.770	9.930	-3.91
20013	0.000	0.000	35.885	-2.19
10013	9.010	4.860	10.215	-2.41
200132	0.000	0.000	35.885	-2.19
100132	0.000	0.000	10.216	-2.41
20014	0.000	0.000	25.568	-2.12
10014	11.800	6.050	10.219	-2.10
200142	0.000	0.000	25.568	-2.12
100142	0.000	0.000	10.219	-2.10
20015	0.000	0.000	36.019	-1.52
10015	6.870	3.330	10.250	-1.89
200152	0.000	0.000	36.020	-1.52
100152	0.000	0.000	10.250	-1.89
20016	0.000	0.000	36.043	-1.47
10016	4.720	2.540	10.265	-1.71
200162	0.000	0.000	36.043	-1.47
100162	0.000	0.000	10.266	-1.71
3003	0.000	0.000	101.444	-3.26
6006	0.000	0.000	97.030	-5.89
9009	0.000	0.000	103.265	-2.04
100010	0.000	0.000	106.764	-2.19
1000102	0.000	0.000	106.764	-2.19
130013	0.000	0.000	106.958	-2.45
1300132	0.000	0.000	107.420	-1.93
140014	0.000	0.000	106.923	-2.12
1400142	0.000	0.000	106.929	-2.12
150015	0.000	0.000	107.277	-1.92
1500152	0.000	0.000	107.611	-1.53
160016	0.000	0.000	107.710	-1.48
1600162	0.000	0.000	107.433	-1.74
701	14.580	8.650	103.505	-1.72
702	12.850	5.860	100.717	-2.27
703	8.500	4.120	100.732	-2.23
704	-10.430	0.000	101.067	-1.89
701001	0.000	0.000	9.900	-1.72
702001	0.000	0.000	9.633	-2.27
703001	0.000	0.000	9.635	-2.23
704001	0.000	0.000	9.667	-1.89

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.984	1.509	0.916	0.003	0.068	0.010	2.351
3003	1003	1.509	0.916	1.506	0.876	0.003	0.040	0.010	1.419
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.170	-0.000
3	10032	2.473	1.547	2.462	1.372	0.012	0.174	0.016	3.768
100	201	30.090	16.743	29.679	16.248	0.409	0.492	0.180	1.915
201	1	29.679	16.489	29.605	16.381	0.074	0.108	0.181	0.376
1	202	26.148	14.450	26.089	14.365	0.058	0.084	0.160	0.332
202	2	26.089	14.658	25.671	14.155	0.416	0.501	0.161	2.200
203	4	17.865	9.895	17.638	9.622	0.226	0.272	0.114	1.694
4	204	14.937	8.233	14.882	8.167	0.055	0.066	0.096	0.486
204	6	10.128	5.400	10.084	5.348	0.044	0.053	0.065	0.570
6	7	0.893	-1.357	0.892	-1.359	0.002	0.002	0.009	-0.048
7	8	-11.076	-8.650	-11.193	-8.820	0.117	0.169	-0.080	-1.430
8	205	-14.552	-10.643	-14.638	-10.768	0.086	0.124	-0.101	-0.823
205	9	-14.638	-10.524	-14.681	-10.601	0.042	0.077	-0.101	-0.462
9	206	-32.757	-20.729	-33.543	-21.866	0.782	1.133	-0.215	-3.442
206	207	-33.543	-21.271	-34.048	-22.195	0.504	0.921	-0.214	-2.507
207	300	-34.048	-21.855	-34.120	-22.014	0.072	0.159	-0.213	-0.398
7	702	9.155	6.313	9.142	6.275	0.013	0.037	0.063	0.301
702	703	-3.712	0.543	-3.713	0.540	0.001	0.003	-0.021	-0.018
703	6	-12.219	-3.462	-12.235	-3.508	0.016	0.046	-0.073	-0.235
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.041	0.010	1.285
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.241
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.576
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.259	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.398
14	140014	5.906	3.243	5.900	3.029	0.006	0.213	0.036	1.770
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003

14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.213	0.036	1.764
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
15	150015	3.159	1.580	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.426
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.335
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.875	0.002	0.083	0.022	1.070
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.019	0.014	0.470
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.116
200	210	11.321	3.968	11.305	3.944	0.017	0.024	0.063	0.218
210	16	11.305	4.336	11.242	4.245	0.062	0.090	0.064	0.823
16	14	6.470	1.827	6.455	1.804	0.015	0.022	0.036	0.339
14	15	-0.370	-1.114	-0.370	-1.114	0.000	0.000	-0.006	-0.023
15	100	-7.302	-4.017	-7.355	-4.135	0.053	0.117	-0.044	-1.357
14	209	-5.079	-2.968	-5.102	-3.018	0.022	0.050	-0.031	-0.830
209	300	-21.593	-11.614	-21.657	-11.755	0.063	0.140	-0.129	-0.550
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.192	0.000
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
20013	200132	-1.005	-0.411	-1.005	-0.411	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.090
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.590
209	13	16.491	9.485	16.491	9.485	0.000	0.000	0.100	0.001
13	208	7.409	3.827	7.409	3.826	0.000	0.000	0.044	0.001
208	300	-21.851	-11.752	-21.915	-11.895	0.064	0.143	-0.131	-0.552
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.956
10010	100102	-8.588	-3.885	-8.589	-3.885	0.000	0.000	-0.536	-0.001
1000102	100102	8.595	4.055	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.023
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.021
200	211	0.000	-0.022	0.000	-0.022	0.000	0.000	0.000	-0.001
211	100	-0.000	0.261	-0.000	0.261	0.000	0.000	-0.001	0.001
8	1008	3.351	2.229	3.328	1.889	0.023	0.339	0.023	5.507
9	9009	3.429	1.913	3.429	1.881	0.001	0.032	0.022	0.453
7	1007	2.804	1.658	2.788	1.429	0.015	0.228	0.019	4.246
204	5	4.754	3.014	4.752	3.012	0.002	0.002	0.032	0.050
5	1005	4.740	2.960	4.717	2.538	0.023	0.420	0.032	4.620
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
702	702001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	29.260	15.916	29.062	15.477	0.197	0.437	0.175	1.264
6006	1006	7.315	3.728	7.295	3.728	0.019	0.000	0.049	0.193
6	704	-10.401	-0.331	-10.412	-0.360	0.010	0.029	-0.059	-0.120
704	704001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	1004	2.692	1.661	2.678	1.449	0.014	0.211	0.018	4.154
2	1002	3.561	2.154	3.538	1.809	0.023	0.344	0.023	5.142
1	1001	3.448	1.958	3.428	1.659	0.020	0.298	0.021	4.537
203	3	4.005	2.643	4.004	2.643	0.000	0.000	0.027	0.010
2	203	22.101	12.402	21.869	12.066	0.231	0.335	0.139	1.536
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
9009	1009	3.429	1.881	3.428	1.859	0.001	0.022	0.022	0.311
9	701	14.600	8.544	14.587	8.506	0.014	0.038	0.094	0.195
701	701001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.793
6	6006	7.334	4.379	7.315	3.728	0.019	0.649	0.049	4.373
703	703001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000