

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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:

**«РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ  
ПОШКОДЖЕНЬ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ»**

Виконала: студентка 2-го курсу, групи  
ЕСМ-21м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи та  
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Т.Є. Костіна Т. Є.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

В.В. Тептя В. В.  
(прізвище та ініціали)  
« 14 » чудове 2022 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕССЕМ

О.В. Бабенко О. В.  
(прізвище та ініціали)

« 19 » чудове 2022 р.


Допущено до захисту  
Завідувач кафедри ЕСС

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

« 15 » чудове 2022 р.

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

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

  
2022 року

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Костинів Тарей Євгенівні  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням пошкоджень ліній електропередачі»

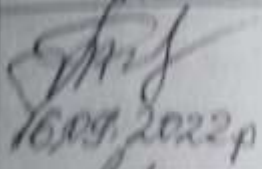
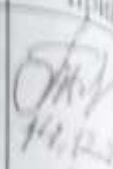
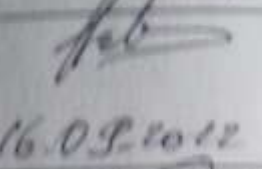
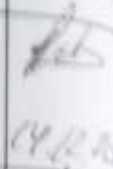
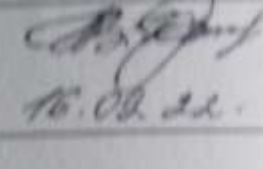

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тентя В. В.  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2022 року  
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи  
Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення Робочі рівні напруги 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 недовіднушеної споживачам електроенергії 155 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявність електричної мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проєктування  
2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної послідовності розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу. 5. Вибір схеми розподільних підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужності. 7. Розрахунок та аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Економічна частинка. 9. Дослідження пошкоджень ліній електропередачі. 10. Охорона праці та безпека надзвичайних ситуацій. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.  
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): Варіанти розвитку мережі. 2. Електрична схема нових з'єднань підстанцій. 3. Дослідження пошкоджень ліній електропередачі. 5. Розрахунок блискавкозахисної підстанції 35 кВ. 6. План заземлювального пристрою ВРП-35 кВ. 7. Техніко-економічні показники станції.



6. Консультанти розділів роботи

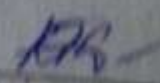
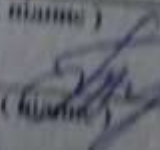
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконано прим.
Спеціальна частина	Керівник роботи Тентя В. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 16.09.2022р	 14.12.22
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О. С., к.т.н., проф., професор каф. ЕСС	 16.09.2022	 14.12.22
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 16.09.22.	 14.12.22

7. Дата видачі завдання 15 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування	07.09.22	12.09.22
3	Електротехнічна частина	13.09.22	05.10.22
4	Дослідження пошкоджень ліній електропередачі.	06.10.22	20.10.22
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22
6	Економічна частина	11.11.22	16.11.22
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.12.22	04.12.22
	Рецензування МКР	05.12.22	10.12.22
	Захист МКР	19.12.22	-

Студентка  
Керівник роботи

  
(підпис)  
  
(підпис)

Т. С. Костюк  
В. В. Тентя

## Анотація

. – Вінниця: ВНТУ. – 2022. – 103 с. – Іл.: 19. – Табл. 25.

В даній магістерській кваліфікаційній роботі розраховано і спроектовано живлення нових підстанцій шляхом розвитку існуючої електричної мережі. Для електричної мережі було проведено розрахунок і аналіз характеристик режимів, та надано рекомендації щодо забезпечення якості електричної енергії. За результатами проектування надано рекомендації з реконструкцій та розвитку електричної мережі, а також ведення її режимів.

## Summary

Приклад анотації (можна взяти з висновка)

УДК 621.311.1

Федорова Антоніна Василівна «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 120 МВт з агрегатами типу СВ-546/90-32 з дослідженням особливостей експлуатації високовольтних вимикачів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2022. 109 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 33 назв; рис.: 24; табл. 35.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина ГЕС потужністю 120 МВт. Проведено техніко-економічне обґрунтування проектування гідроелектростанції. Спроектовано електротехнічну частину станції: розраховано графіки електричних навантажень, обрано основне та допоміжне обладнання, обрано структурну схему станції, схему відкритої розподільної установки (ВРУ) 110 кВ і схему власних потреб. На підставі розрахунку струмів короткого замикання обрано комутаційні апарати, ошиновку, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею, а також розраховано блискавкозахист та заземлювальний пристрій ВРУ-110 кВ. Досліджено задачі експлуатації високовольтних вимикачів. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на електростанції та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в умовах надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: гідроелектрична станція, генератор, трансформатор, відкрита розподільна установка, акумуляторна батарея, високовольтний вимикач

## ЗМІСТ

_____ 2022 року .....	2
Строк виконання етапів роботи .....	3
При-мітка .....	3
<b>ВСТУП</b> .....	9
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ .....	10
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	14
2.1 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу ....	14
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ .....	25
3.1 Вибір оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі .....	25
3.2 Прийняття кінцевого варіанту послідовності спорудження схеми електричної мережі .....	28
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ .....	31
4.1 Вибір трансформаторів .....	31
4.2 Перевірка перерізів проводів ЛЕП на відповідність умовам економічності експлуатації .....	33
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ .....	35
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій .....	36
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції .....	36
5.3 Вибір схеми вузлової підстанції .....	37
5.4 Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій ....	39
5.5 Оцінювання надійності схем вузлової підстанції .....	40
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ .....	47
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	50
7.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі .....	50
7.2 Виконання розрахунків усталених режимів ЕМ .....	51
7.3 Аналіз результатів розрахунків характерних режимів ЕМ .....	52
7.4. Регулювання напруги у електричних мережах нових споживачів .....	52

<b>8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	57
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	97
ДОДАТОК А.....	102
формування технічного завдання .....	105
ДОДАТОК Б .....	111
ДОДАТОК В.....	114
ДОДАТОК Г .....	117
ДОДАТОК Д.....	120
ДОДАТОК Е .....	121
ДОДАТОК Є.....	122
ДОДАТОК Ж.....	125

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

1. АБ – акумуляторна батарея;
2. АСК – автоматизована система керування;
3. БТ – блочний трансформатор;
4. ВРУ – відкрита розподільна установка;
5. ВП – власні потреби;
6. ЕЕС – електроенергетична система;
7. ЕРС – електрорушійна сила;
8. ЕС – електрична станція;
9. ЗП – заземлювальний пристрій;
- 10.КЗ – коротке замикання;
- 11.ЛЕП – лінія електропередачі;
- 12.ОЕС – об'єднана електроенергетична система
- 13.РУ – розподільна установка;
- 14.ТВП – трансформатор власних потреб;
- 15.ТН – трансформатор напруги;
- 16.ТС – трансформатор струму.
- 17.ЩУ – щит управління



## ВСТУП

**Актуальність теми.** Підтримка та вдосконалення надійних, ефективних мереж є життєво важливими для сучасного суспільства. Українські мережі передачі та розподілу старіють, і вони стикаються з різними проблемами, які можуть підштовхнути їх розвиватися відповідно до різних тенденцій і суперечливих факторів.

Задачею проектування електричних систем (ЕС) є розробка із врахуванням найновіших досягнень науки і техніки і техніко-економічного обґрунтування рішень, що визначають формування енергетичних об'єднань і розвиток електричних станцій, електричних мереж і засобів їх експлуатації та управління, при яких забезпечується оптимальна надійність постачання споживачів електричною та тепловою енергією в необхідних розмірах та з певною якістю із найменшими затратами.

Побудову схеми електричної ПС потрібно виконувати з урахуванням призначення, ролі та положення ПС в електричній мережі енергосистеми. Електричну схему ПС і окремих РУ розробляють на підставі робіт з розвитку електричних мереж (енергосистеми, району або об'єкта).

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

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах;

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

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [8].

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є підвищення ефективності функціонування розподільних електромереж з дослідженням пошкоджень ліній електропередач.

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

- аналіз існуючих засобів та методів зменшення втрат потужності в мережі;
- дослідження можливості розвитку електричних мереж з врахування чинників, які впливають на пошкодження ліній електропередач.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж.

**Предмет дослідження** – методи і засоби аналізу та оптимізації перетікань потужності в розподільних електричних мережах при пошкодженнях ліній електропередач найбільш завантажених ділянок.

**Методи досліджень.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Усталені режими ЕМ моделюються і аналізуються на базі методу середніх навантажень. Для розроблення алгоритмів аналізу втрат в розподільних електромережах звикористовувались матрична алгебра, теорія графів та декомпозиція.

**Наукова новизна одержаних результатів** досліджено чинників, які впливають на пошкодження ліній електропередач в електричних мережах.

**Практичне значення одержаних результатів.** Практична цінність роботи полягає в тому, що врахування чинників, які впливають на пошкодження ліній електропередач дасть можливість підвищити показники якості електричної енергії та надійності електропостачання.

**Особистий внесок здобувача.** Основні результати, наведені у роботі, отримані автором самостійно.





# 1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Надійність електропостачання є одним з факторів, які повинні враховуватись при виборі оптимальної схеми електромереж (ЕМ). Пропускна здатність ЛЕП та перетинів ЕМ на будь-якому етапі її розвитку повинна бути більша від відповідного максимуму навантаження, що прогнозується. При рівності вказаних потужностей будь-яке відхилення потужностей призвело б до втрати стійкості ЕМ та недовідпуску електроенергії споживачам. Збільшення пропускної здатності ЕМ в порівнянні з навантаженням, тобто створення в ЕМ запасу стійкості за потіжністю призведе з одного боку, до підвищення надійності електропостачання та зниженню збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншого – потребуватиме додаткових витрат на побудову та експлуатацію ліній та підстанцій. Щоб ці витрати не були завищені, потрібне чітке і вірне прогнозування навантажень.

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію  $P_{\max}(T)$  аналітичним виразом  $P'_{\max}(T)$ :

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

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

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

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

де  $P_{\max,i}$  – максимальна потужність в  $i$ -тому році, що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:



$$\frac{\partial \Pi}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial \Pi}{\partial b'} = 0; \quad (1.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності  $a'$  та  $b'$ :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.4)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1. завдання в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 932, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1877633. \end{cases}$$

звідки  $a' = 1,4424$ ,  $b' = -2812,6$  тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,4424 \cdot T - 1628.$$

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

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 101,5 %, що на 1,5 % більше проектної потужності електромереж. Отже необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

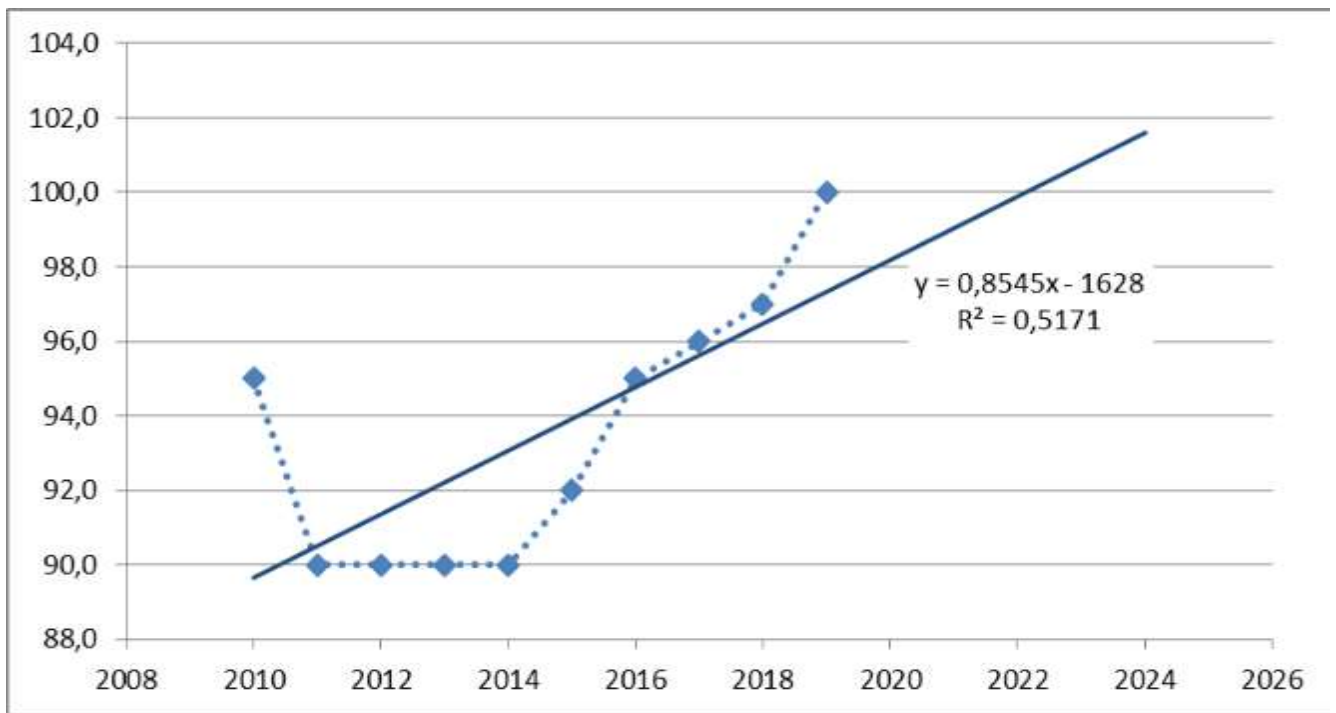


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої  $P_{\max}(T)$  та регресійної  $P'_{\max}(T)$  залежностей максимального навантаження від часу T

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

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

Вітки	6-202	202-7	5-6	11-6	2-1
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-120	АС-120	АС-150
Допустимий струм, А	390	450	390	390	450
Розрах. струм, А	30	29	1	21	26

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускну здатності для

транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	2	7	202
Напруга вузла,кВ	112,2	111,6	111,5

Аналізуючи отримані дані - зроблено висновок, що всі вузли задовільняють вимогам, а вибір ЛЕП буде здійснюватися за найменшими витратами.

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

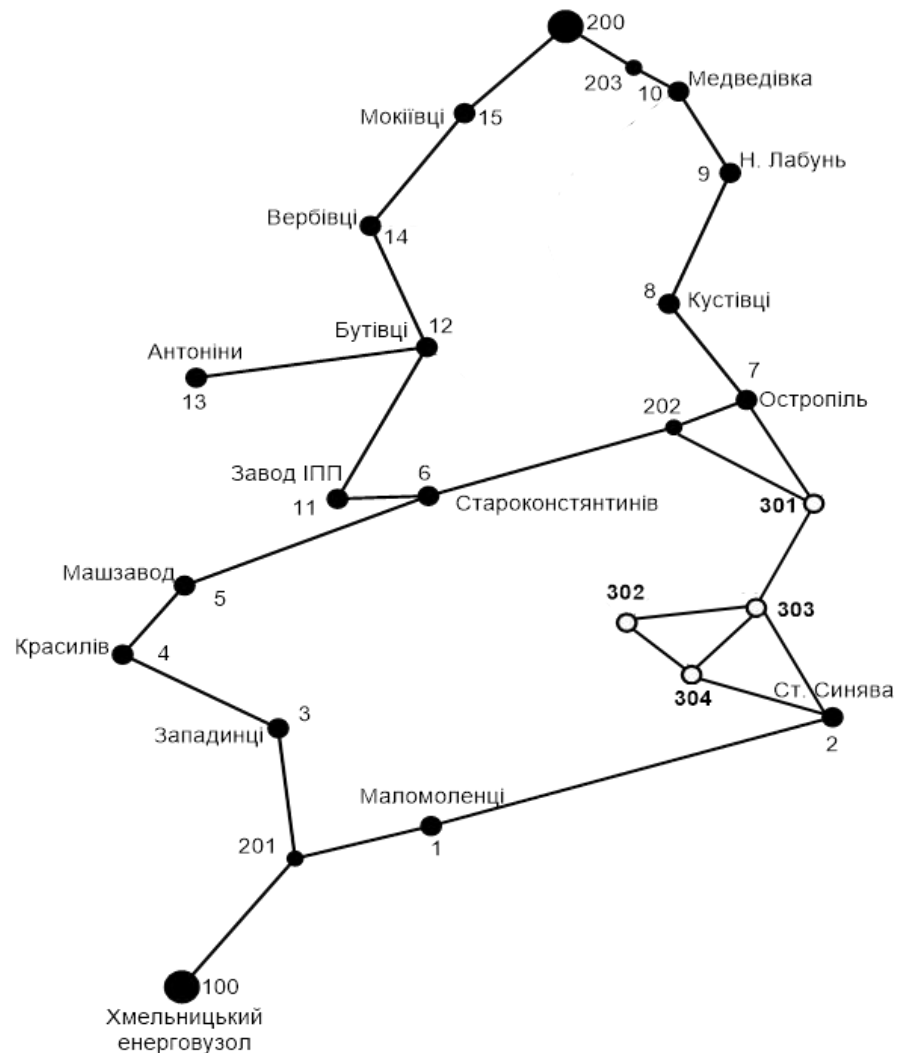


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми електромережі у частині приєднання нових споживачів

## 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

Крім цього прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і в експлуатації енергосистеми пов'язане із постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів.

### 2.1 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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

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

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (2.1)$$

при обмеженнях:

$$\left. \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \\ \dots\dots\dots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = b_m, \\ x_i \geq 0; i = \overline{1, n}; n > m. \end{array} \right\} \quad (2.2)$$

Потрібно відзначити, що при  $m = n$  величини змінних однозначно отримуються за системою рівнянь (2.2). Якщо ж  $n > m$ , то однозначного розв'язання такої системи рівнянь не існує. Тут на допомогу приходять різні методи програмування і для задачі (2.1–2.2) саме метод ЛП. Задача лінійного програмування (2.1) за умов (2.2) на основі Симплекс-методу (СМ) розв'язується в два етапи:

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

На першому етап СМ виконується .

Система рівнянь (2.2) і рівняння мети (2.1) можуть бути записані в формі:



$$\left. \begin{aligned}
 a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n &= b_1 \\
 a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n &= b_2 \\
 \dots & \\
 a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n &= b_m \\
 c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n &= b_{n+1}
 \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

Далі визначається система базисних і небазисних змінних. З цією метою записується матриця коефіцієнтів системи рівнянь (2.3):

$$\begin{array}{cccc|c}
 a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} & b_1 \\
 a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} & b_2 \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} & b_n \\
 \hline
 c_1 & c_2 & \dots & c_n & b_{n+1}
 \end{array}$$

і методом Гаусса-Жордана приводиться до вигляду:

$$\begin{array}{cccccc|c}
 1 & 0 & a'_{1,m+1} & a'_{1,m+2} & a'_{1,m+3} & \dots & a'_{1n} & b'_1 \\
 0 & 0 & a'_{2,m+1} & a'_{2,m+2} & a'_{2,m+3} & \dots & a'_{2n} & b'_2 \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 0 & 1 & a'_{mm+1} & c'_{mm+2} & c'_{mm+3} & \dots & a'_{mn} & b'_m \\
 \hline
 0 & 0 & c'_{m+1} & c'_{m+2} & c'_{m+3} & \dots & c'_n & b'_{n+1}
 \end{array} \quad (2.4)$$

Оскільки повинна зберігатись умова  $x_i \geq 0$ ,  $i = \overline{1, n}$ , то вираз (2.4) буде мати канонічний вигляд для СА тільки в тому випадку, коли всі  $b'_j$  ( $j = \overline{1, m}$ ) будуть невід'ємні, тобто  $b'_j \geq 0$ . Тому наступним кроком в СМ буде перевірка умов  $b'_j \geq 0$ . При цьому можливі два випадки. Якщо всі  $b'_j \geq 0$ , то система рівнянь (2.3) приведена до канонічного вигляду і далі оптимізація ведеться за допомогою СА.

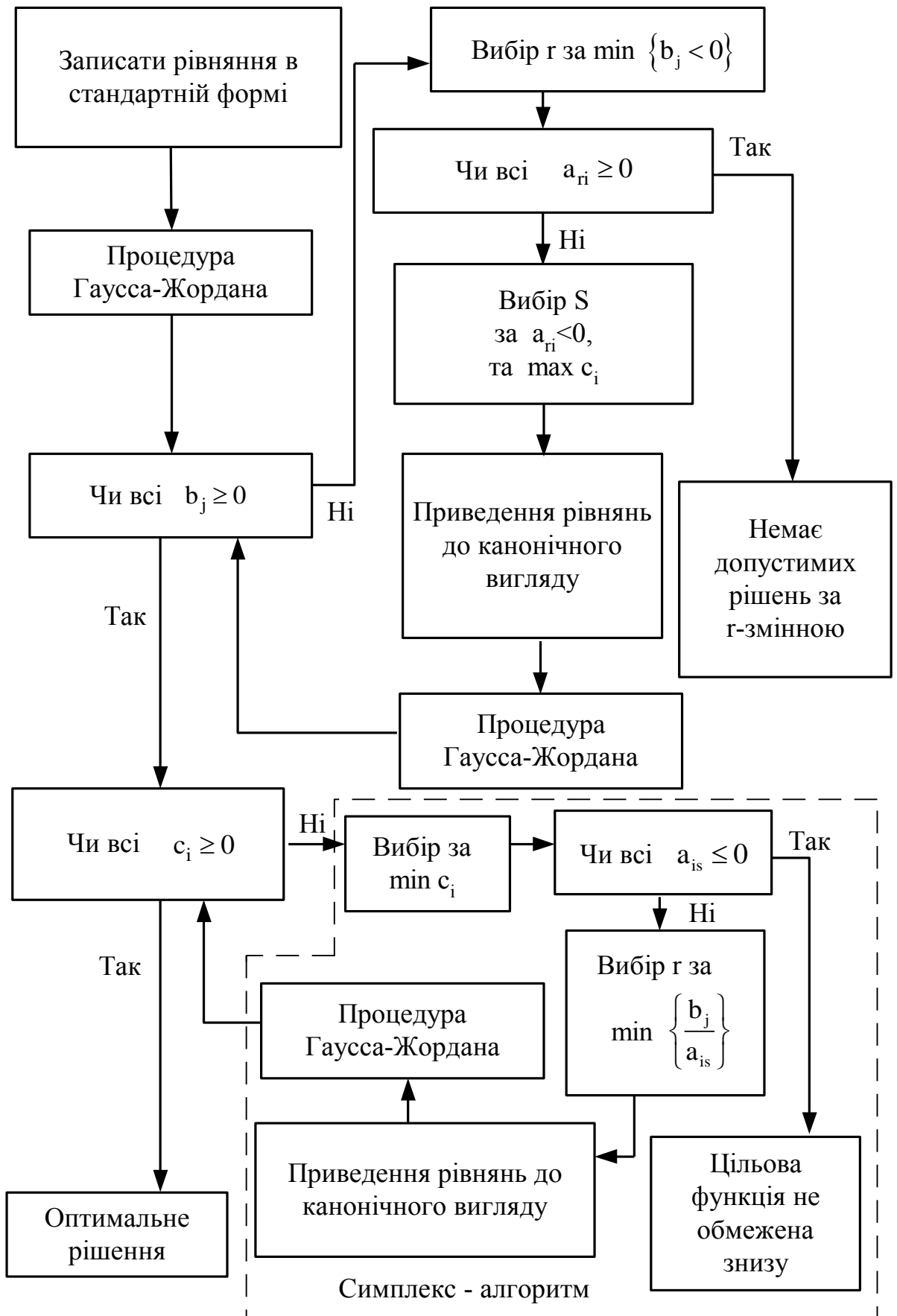


Рисунок 2.1 – Алгоритм Симплекс-методу

Якщо існують  $b'_j < 0$ , то потрібно виконати ще крок для канонізації системи (2.4). Для цього змінюють склад базисних і небазисних змінних. Алгоритм приведення системи (2.4) до канонічного вигляду буде таким:

1. Обирається змінна  $x_r$ , яка виводиться з базису і вводиться до складу небазисних змінних. Індекс  $r$  вибирається відповідним індексу від'ємних  $b'_j$ .

2. В рядку  $r$ , починаючи з  $m+1$ -го стовпця вибираються від'ємні коефіцієнти  $a'_{ri}$  ( $i = \overline{m+1, n}$ ). Якщо такі відсутні, це означає, що задача оптимізації сформульована некоректно, тому що немає допустимих рішень за змінною  $x_r$ . При наявності від'ємних коефіцієнтів  $a'_{ri}$ , індекс небазисної змінної, переведеної до складу базисних, шукається в стовпці  $i$ . При цьому індекс  $s$  визначається з умови відповідності  $a'_{rs}$  максимальному  $c'_s$ .

3. Стовпці  $r$  і  $s$  в матриці (2.4) міняють місцями і система знов приводиться до канонічного вигляду.

4. Перевіряється умова  $b'_j \geq 0$ ,  $j = \overline{1, m}$ .

Пункти 1-4 виконуються до тих пір, поки всі  $b'_j$  не стануть позитивними  $b'_j \geq 0$ , тобто система рівнянь (2.4) не буде приведена до канонічного вигляду. Далі виконується другий етап СМ.

Розглянемо другий етап СМ, тобто оптимізацію за допомогою СА системи рівнянь, отриманої на першому етапі.

Критерієм мінімальності функції (2.1) є невід'ємність всіх коефіцієнтів  $c'_i$  в системі (2.4). Якщо хоча б один із коефіцієнтів в системі (2.4)  $c'_i < 0$ , то це означає, що зменшити значення функції  $y(x)$  можна збільшенням  $x_i$ . При цьому змінна  $x_i$  повинна бути виведена зі складу небазисних змінних і введена в базисні оптимальні змінні. Якщо декілька коефіцієнтів  $c'_i < 0$ , то для прискорення процесу оптимізації вибирається коефіцієнт, найбільший за абсолютною величиною. Тобто вибирається індекс  $s$ -змінної, яка з небазисних переводиться в

базисні змінні. Тут потрібно перевіряти знак коефіцієнтів  $a'_{is}$  в стовпці  $s$ . Очевидно, що коли всі  $a'_{is} \leq 0$ , то  $x_s$  можна збільшити без всяких обмежень до  $+\infty$ , відповідно, функція  $y(x)$  не має обмежень знизу. Тоді мінімізація функції  $y(x)$  не має сенсу. Це означає, що задача поставлена некоректно і потрібно уточнити і постановку задачі, і відповідну модель. Якщо  $a'_{is} > 0$ , то на збільшення змінної  $x_s$  є обмеження і тоді відповідні базисні змінні  $x_i$  будуть зменшуватись. Раніше за всіх досягне нульового значення та базисна змінна  $x_i$ , для якої відношення  $\frac{b'_j}{a'_{is}}$  буде мінімальним. Тому вибір індексу  $r$  базисної невідомої  $x_r$ , яка виводиться із базису, визначається умовою:

$$\frac{b'_j}{a_{rs}} = \min \left( \frac{b'_j}{a'_{is}} \right),$$

де  $a'_{is} > 0$ .

Після визначення індексів  $r$  і  $s$  в системі рівнянь (2.4) обмінюються місцями  $r$ -тий і  $s$ -тий стовпці. Далі ведучим елементом вибирається  $a_{rs}$  і система (2.4) знову приводиться до канонічного вигляду.

Викладена обчислювальна процедура СА повторюється доти, доки в функції мети системи (2.4) всі  $c'_i$  не стануть додатними або рівними нулю. В цьому разі оптимальне рішення отримано. Змінним, які входять до складу базисних, присвоюють значення відповідних вільних членів  $b'_j$  ( $j = \overline{1, m}$ ). Небазисні змінні прирівнюють до нуля. Оптимальне значення функції мети  $y_{\min}$  дорівнює  $n+1$  елементу матриці (2.4), тобто,  $y_{\min} = b'_{n+1}$ , де  $b'_{n+1}$  - вільний член перетвореної системи (2.4). Необхідно відмітити, що величина вільного члена  $b'_{n+1}$  не впливає на визначення вектора оптимізованих змінних  $x$  при Симплекс-методі.

Що ж до використання СМ для розв'язання лінійної оптимізаційної задачі – задачі вибору оптимальної схеми ЕМ, то варто зауважити, що:

1. Факторами, тобто змінними  $x_i$ , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.3) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти  $a_{ij}$  системи (2.3) – для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень. У нашому випадку коефіцієнти  $a_{ij}$  можуть набувати лише трьох значень: +1, -1 та 0;
4. Коефіцієнти  $c_i$  системи (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими затратами для транспортування потужності лініями, а по суті це коефіцієнт  $b'_i$  з функції мети;
5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя не відповідає канонам СМ. Тому потужності в лініях, які відносяться до хорд максимального графу, мають бути замінені двома змінними, одна з яких обов'язково набуде нульового значення.

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

Вітки	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт a, тис.грн	Коефіцієнт b, грн/МВт <sup>2</sup>	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
7-301	10,9	5237,2	0,886	5325,8
202-301	10,9	7251,5	1,226	7374,2
2-404	10,9	7654,4	1,295	7783,8
2-303	10,9	6042,9	1,022	6145,1
301-303	10,9	6445,8	1,090	6554,8
303-304	10,9	5640,1	0,954	5735,5
304-302	10,9	5640,1	0,954	5735,5
303-302	10,9	7251,5	1,226	7374,2



Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат  $V_d = a_1 + b_1 \cdot P$

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт $a_1$ , тис.грн	Коефіцієнт $b_1$ , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
7-301	5342,0	5237,2	9,633	5342,0
202-301	7396,6	7251,5	13,338	7396,6
2-404	7807,5	7654,4	14,079	7807,5
2-303	6163,8	6042,9	11,115	6163,8
301-303	6574,7	6445,8	11,856	6574,7
303-304	5752,9	5640,1	10,374	5752,9
304-302	5752,9	5640,1	10,374	5752,9
303-302	7396,6	7251,5	13,338	7396,6

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт $c$ , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
7-301	5342,0	491,2	5342,0
202-301	7396,6	680,1	7396,6
2-404	7807,5	717,9	7807,5
2-303	6163,8	566,8	6163,8
301-303	6574,7	604,6	6574,7
303-304	5752,9	529,0	5752,9
304-302	5752,9	529,0	5752,9
303-302	7396,6	680,1	7396,6

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0	0-0				
301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	-15,00	
302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	12,59	
303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	11,88	
304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	12,28	
Коефіцієнти цільової функції	416,2994	576,4146	385,144512	480,345489	446,0726	512,3085	448,3234	448,3234	605,0133	448,3234	2325,384	576,4146	0	0			0,000	
Потужності ЛЕП																		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			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			0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																		0,000

Рисунок 2.2 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у Microsoft office Excel надстройкою «Пошук рішень» отримаємо розв’язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.3:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах		
	7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0	0-0				
301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	0,00	
302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	0,00	
303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	0,00	
304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	416,2994	576,4146	808,437594	480,345489	512,3685	512,3685	448,3224	448,3224	448,3224	448,3224	576,4146	576,4146	0	0			26953,653	
Потужності ЛЕП	0	0	16,2268062	5,51908981	15	0	0	0	3,944338	0	8,642654	0	0	0				
Постійні складові витрат	0,000	0,000	7654,380	6042,932	6445,794	0,000	0,000	0,000	5640,070	0,000	7251,518	0,000	0,000	0,000			33034,094	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	340,694	31,132	245,296	0,000	0,000	0,000	14,841	0,000	91,632	0,000	0,000	0,000			723,765	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
																		33758,459

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel .

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків по лініях, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок :

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах		
	7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0	0-0				
301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	0,00	
302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	0,00	
303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	0,00	
304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	416,2994	576,4146	492,719532	1100,55542	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	1433,678	448,3224	849,6394	576,4146	0	0			33758,459	
Потужності ЛЕП	0	0	16,2268062	5,51908981	15	0	0	0	3,944338	0	8,642654	0	0	0				
Постійні складові витрат	0,000	0,000	7654,380	6042,932	6445,794	0,000	0,000	0,000	5640,070	0,000	7251,518	0,000	0,000	0,000			33034,094	
Змінні складові витрат	0,000	0,000	340,694	31,132	245,296	0,000	0,000	0,000	14,841	0,000	91,632	0,000	0,000	0,000			723,765	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
																		33758,459

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях.

Було отримано розрахунок з найменшим значенням витрат рис. 2.5:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах		
	7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0	0-0				
301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	0,00	
302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	12,59	0,00	
303	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	11,88	0,00	
304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	12,28	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	416,2994	576,4146	492,719532	1100,55542	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	1433,678	448,3224	849,6394	576,4146	0	0			31198,288	
Потужності ЛЕП	9,463428	0	12,282468	0	24,46343	0	0	0	0	0	12,58699	0	0	0				
Постійні складові витрат	5237,208	0,000	7654,380	0,000	6445,794	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7251,518	0,000	0,000	0,000			26388,900	
Змінні складові витрат	79,328	0,000	195,304	0,000	652,442	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	194,314	0,000	0,000	0,000			1121,388	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		
																		27710,288

Рисунок 2.5 – Друга ітерація пошуку рішення.

При повторному уточненні коефіцієнтів цільової функції ми отримуємо попередню схему. Отже, на рис.2.6 була отримана оптимальна схема ЕМ так як у ній найменше значення витрат.

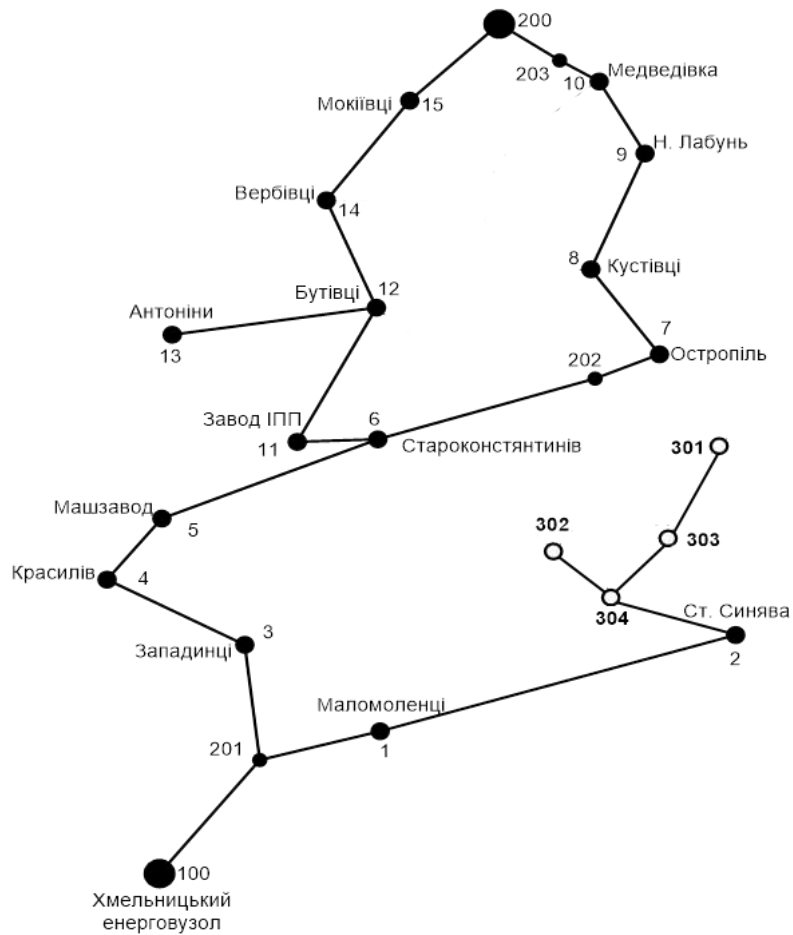


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку Симплекс-методом

Проте дана схема рис.2.6 згідно до ПУЕ [8] не надає новим споживачам заданий рівень надійності електропостачання, що відповідає заданій категорії тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення встановити дволанцюгові лінії на відрізьку 302-304, та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 7-301 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних один від одного джерел живлення. В результаті за допомогою таблиці на рис 2.8 було пораховано вартість схеми з забезпеченням належної надійності. Розрахункова вартість схеми зросла на 11176,729 тис.грн., у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку Симплекс-методом.

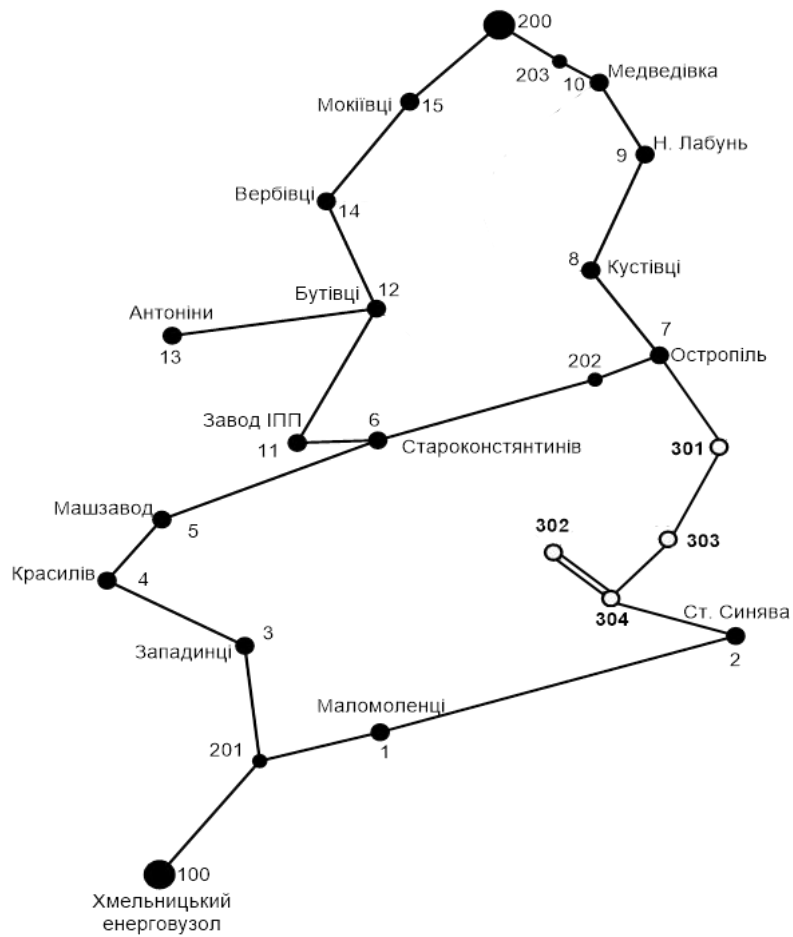


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Номери вузлів	Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	7-301	202-301	2-304	2-303	301-303	303-301	303-304	304-303	304-302	302-304	303-302	302-303	0-0	0-0					
301	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,00	-12,94	
302	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	12,59	0,00	
303	0	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	-1	1	0	0	0	0	11,88	0,00	
304	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	12,28	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	416,2994	576,4146	380,144512	480,345489	446,0726	512,3685	448,3224	448,3224	605,0133	448,3224	2125,384	576,4146	0	0	0	0	29360,248		
Потужності ЛЕП	12,94	0	21,745896	0	15	0	3,123564	0	12,58699	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	5237,208	0,000	7654,380	0,000	6445,794	0,000	5640,070	0,000	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		30617,521	
Змінні складові витрат	148,120	0,000	612,203	0,000	245,296	0,000	9,307	0,000	151,133	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1166,258	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			11783,776

Рисунок 2.8 – Розрахунок витрат на коригування схеми з урахуванням забезпечення надійності споживачів

### 3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращої послідовності реалізації проектів для побудови календарних планів будівництва тощо. Для вирішення подібних задач оптимізації у енергетиці поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

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

#### 3.1 Вибір оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 301, 302, 303, 304). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 2 та 7 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення  $B_t$  для кожного року визначаються за формулою:

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



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

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

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

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

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

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

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

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

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти  $a_i$  та  $b_i$  беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року:  $L_{\max} \leq 25$  км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 301, 302, 303, 304. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку не можливо виконати будівництво усіх нових ліній, тому під час другого року добудувати інші.

#### Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію від вузла 7 до вузла 301, далі 303 і 304. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 34,4 км., що не перевищує обмежень по введенню ліній, яке рівне 35 км. За формулою (3.4) розраховуються  $B_t$ , для кожної лінії будівництва першого року. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Кожний наступний крок формується з врахуванням розвитку електропостачання на попередньому кроці.

2-ий рік – можемо добудувати одноланцюгову лінію 2-304 та дволанцюгову лінію 304-302. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант	ЛЕП	$L_i$ , км	$L_{\Sigma}$ , км	$P_i$ , мВт	$B_i$ , тис.грн	$B_{\Sigma i}$ , тис.грн	$B_t$ , тис.грн
1	7-301	10,4	34,4	9,32	5314,168	18186,94	21096,85
	301-303	12,8		24,28	7088,369		
	303-304	11,2		12,3	5784,401		
2	2-304	15,2	26,4	25,03	8465,619	14257,15	16538,29
	302-304	11,2		12,6	5791,527		
3	2-304	15,2	25,6	12,31	7850,539	13286,04	15411,8
	7-301	10,4		14,96	5435,496		
4	303-304	11,2	26,4	11,9	5775,166	14195,41	19101,34
	2-304	15,2		24,32	8420,244		

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

Варіант	ЛЕП	$L_i$ , км	$L_{\Sigma}$ , км	$P_i$ , мВт	$V_i$ , тис.грн	$V_{\Sigma i}$ , тис.грн	$V_i$ , тис.грн	$V_{\Sigma i}$ , тис.грн
1,1	302-304	11,2	26,4	12,6	5791,527	13625,53	13625,53	34722,38
	2-304	15,2		11,78	7834,005			
2,1	7-301	10,4	34,4	10,15	5328,486	18260,91	18260,91	34799,196
	303-304	11,2		13,12	5804,286			
	301-303	12,8		25,02	7128,134			
3,1	303-304	11,2	35	13,12	5804,286	18729,77	25202,78	40606,75
	302-304	11,2		12,84	5797,352			
	301-303	12,8		25,02	7128,134			
4,1	302-304	11,2	34,4	12,84	5797,352	18253,97	18253,97	37349,49
	7-301	10,4		10,15	5328,486			
	301-303	12,8		25,02	7128,134			

### 3.2 Прийняття кінцевого варіанту послідовності спорудження схеми електричної мережі

Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі, визначають умовно оптимальний варіант розв'язку. Цей процес здійснюється шляхом уточнення перетоків по ЛЕП. Процес уточнення перетоків називається зворотнім ходом динамічного програмування.

Оскільки для всіх варіантів, приєднання підстанцій призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому році, то необхідно уточнити витрати по даному варіанту, що показано в табл 3.3. Значення перетоків потужності були взяті із програмного комплексу «Втрати 110», що показано у додатку Б.

Після уточнення, витрати зменшилися до сумарних витрат 35246,92 тис.грн, отже він і залишається оптимальним. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема зображена на рис 3.1.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії надійності, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній.

Таблиця 3.3 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	$L_i$ , км	$L_\Sigma$ , км	$P_i$ , мВт	$V_{ізх}$ , тис.грн	$V_{\Sigma ізх}$ , тис.грн	$V_{зх}$ , тис.грн
1	7-301	10,4	34,4	10,15	5328,486	18260,91	21182,65
	301-303	12,8		13,12	5804,286		
	303-304	11,2		25,02	7128,134		
1,1	302-304	11,2	26,4	12,84	5797,352	14064,27	14064,27
	2-304	15,2		21,75	8266,916		
						$V_{зх\Sigma}$	35246,92

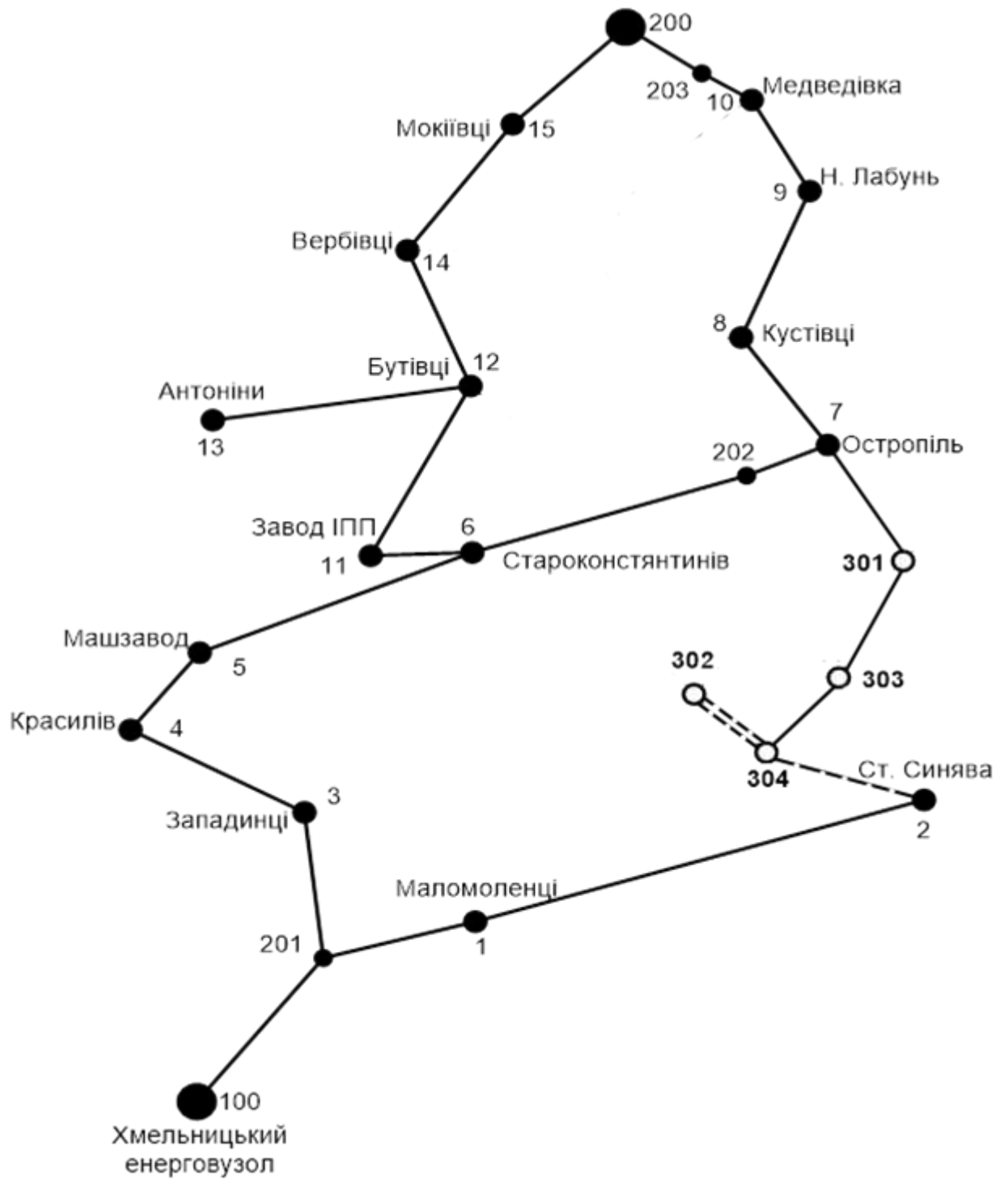


Рисунок 3.1 – Оптимальна послідовність розвитку ЕМ по роках згідно методу динамічного програмування

## 4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ

### 4.1 Вибір трансформаторів

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

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

Для 303 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_T \geq \frac{13,2}{2 \cdot 0,7} = 9,42 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

Також при виборі трансформаторів необхідно перевірити їх коефіцієнт запасу.

Коефіцієнт запасу розраховується за формулою:

$$k_{зап} = \frac{S_{нав}}{S_{ТН} \cdot (n_m - 1)} \leq 1,4 \quad (4.2)$$

де  $S_{ТН}$  – номінальна потужність трансформатора.

Для вузла 303 цей коефіцієнт буде рівний:

$$k_{зап} = \frac{13,2}{10 \cdot (2 - 1)} = 1,32 \leq 1,4$$

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

У вузлах 301, 302 та 304 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S <sub>ном</sub> МВА	Границі регулювання	U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		u <sub>к</sub> %	ΔP <sub>к</sub> кВт	ΔP <sub>х</sub> кВт	I <sub>х</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQ <sub>х</sub> кВАр
				ВН	НН							
301	ТДН- 10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	4.38	139	70
302	ТДН- 10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
303	ТДН- 10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
304	ТМН- 1000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	14.7	139	70

## 4.2 Перевірка перерізів проводів ЛЕП на відповідність умовам економічності експлуатації

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (4.2) :

$$I_{розрп} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_l|}{n_l}; \quad (4.2)$$

Час найбільших навантажень  $T_{нб} = 6100$ (год). Отже  $\alpha_T = 1,3$ , оскільки  $4000 < T_{нб} < 6000$  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;

Таблиця 4.2 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	I <sub>розрп</sub> , А	I <sub>Е</sub> , А	Марка проводу
7-301	10,15(СЕС)	109,2	400	АС-240/39
301-303	25,02	207,48	400	АС-240/39
303-304	13,12	107,83	400	АС-240/39
304-302	12,6	109,2	125	АС-120/19
304-2	11,78	106,47	400	АС-240/39

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. Були проведені розрахунки у програмі «Втрати-110» після аварійного режиму (Додаток Г), з можливими виходом з ладу однієї з ліній на дволанцюгових лініях 2-304, а також пошкодження найбільш завантажених віток 7-301, 301-303 та 2-304. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19 та АС-240/39.



Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП Аварії на ЛЕП	7-301	301-303	304-302 (один ланцюг)	2-304	$I_{па,мах}, А$	$I_{доп}, А$	Марка проводу
Струми	А	А	А	А	А	А	
7-301	0	81	80	165	165	605	АС-240/39
301-303	89	0	152	238	238	605	АС-240/39
303-304	37	82	79	162	162	605	АС-240/39
304-302	85	89	80	83	89	390	АС-120/19
2-304	167	254	78	0	254	605	АС-240/39

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19 та АС-240/39, було прийняте рішення використати провід АС-120/19 для ЛЕП 304-302, так як він задовольняє вимогам і для економічного струму, і для після аварійного, а провід АС-240/39 використати для контуру 7-301-303-304-2 тому, що економічний і після аварійний струм задовольняє вимогам нормативних документів.

## 5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

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

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

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

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

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

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

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

вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

### 5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 301, 302, 303 та 2 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

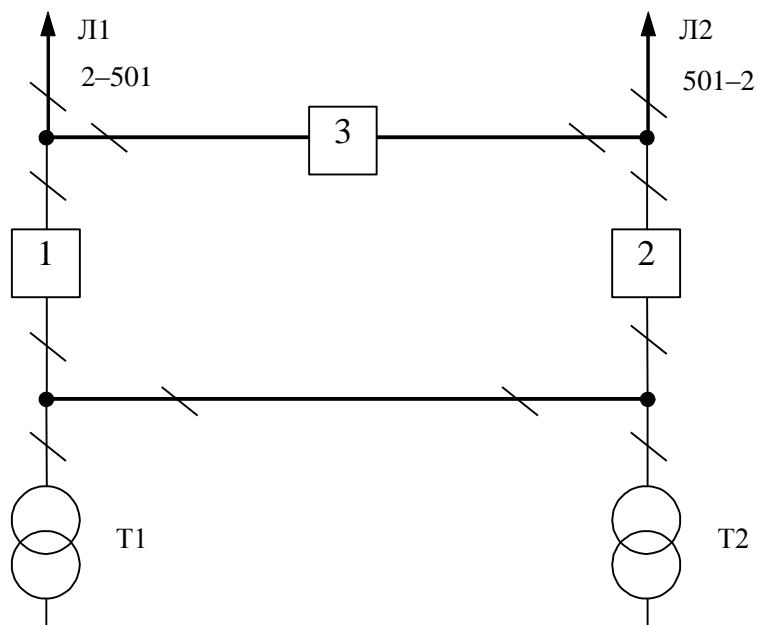


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 301, 302, 303 та 2

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі поломки одного з елементів РП на ВН.

### 5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальних підстанцій Остропіль (вузол 7) пропонується здійснити реконструкцію теперішніх схем: розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі навантаження, варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.2).

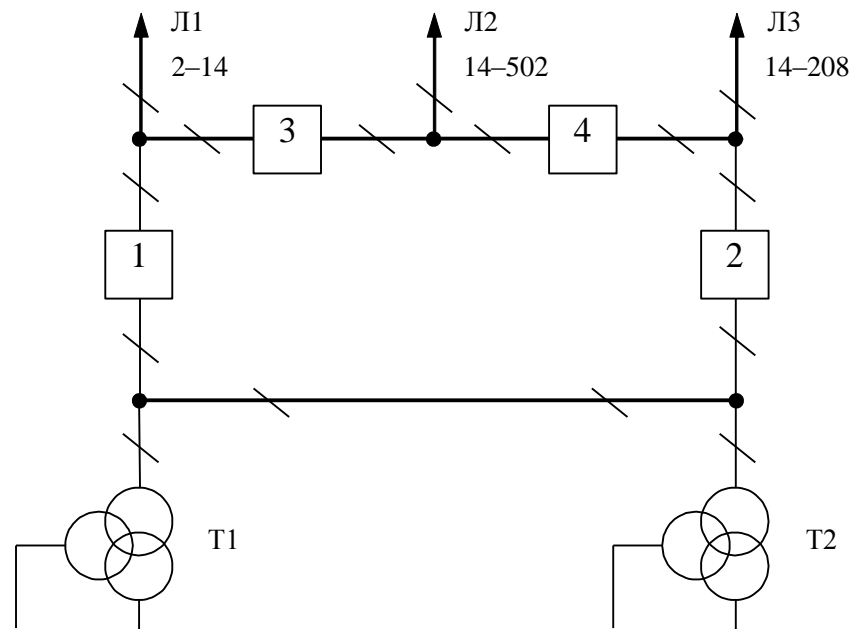


Рисунок 5.2– Схема вузлових підстанцій (вузол 7) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Сосонка-тяга (вузол 2) необхідно здійснити підключення дволанцюгової ЛЕП, підключення кожного приєднання на різні секції робочих шин та встановити два вимикача.

### 5.3 Вибір схеми вузлової підстанції

Так як до підстанції 304 підходить чотири нових лінії, то для цього вузла пропонується два варіанта схеми: I варіант – розширеного містка з вимикачами в

колах трансформаторів (рис 5.4); II варіант – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин(рис 5.5).

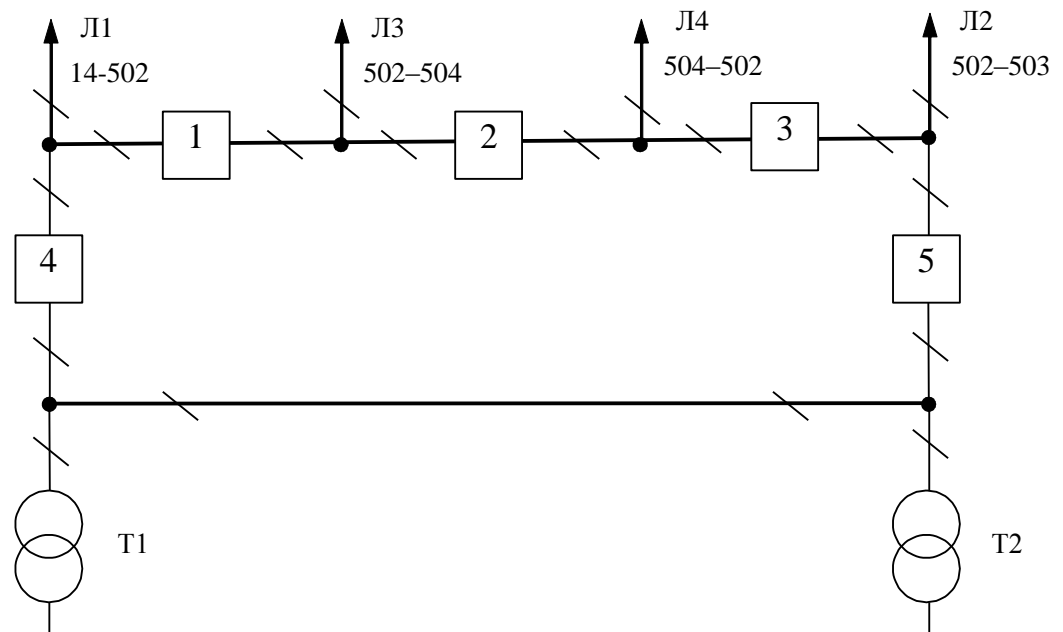


Рисунок 5.3 – Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 502) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

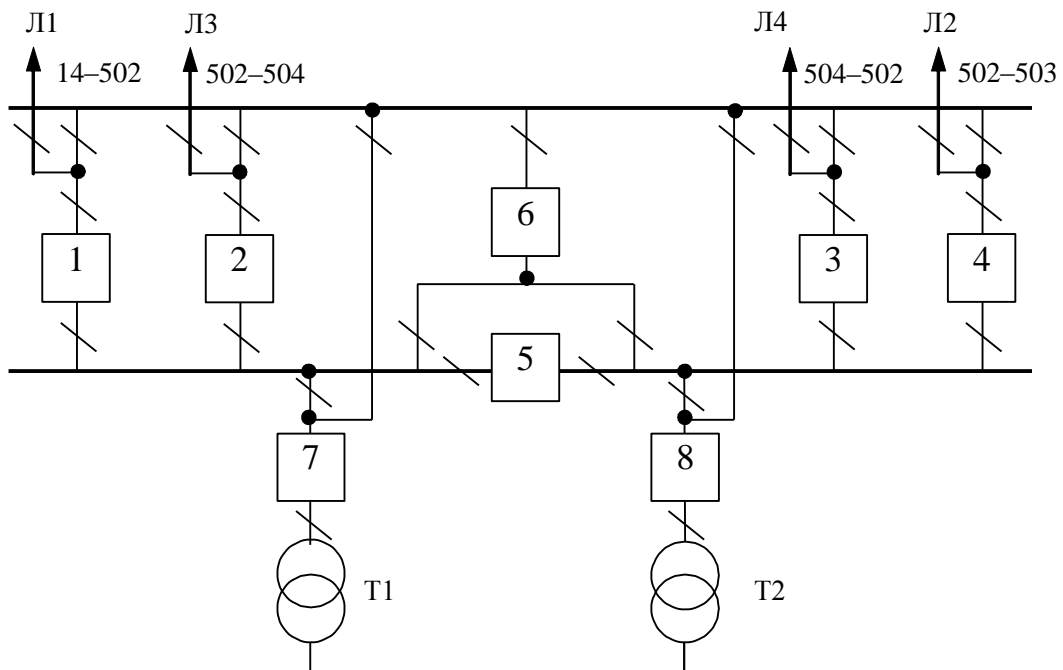


Рисунок 5.4 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 502) – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

#### 5.4 Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = E_H \cdot K + V_{\text{АРО}} + Z_6 \quad (5.1)$$

де  $K$  – капіталовкладення на спорудження підстанції;

$V$  – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

$Z_6$  – збиток від перерв електропостачання.

Укрупнені капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = \sum n_B \cdot C_0, \quad (5.2)$$

де  $n_B$  – кількість вузлів у схемі підстанції;

$C_0$  – вартість одного вузла зі встановленням;

Для схеми вузлової підстанції розширений місток необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
- приєднання лінії 110кВ з вимикачем – 3шт;
- приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем – 1шт;
- приєднання ремонтної перемички – 1шт.

Для схеми вузлової підстанції одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
- приєднання лінії 110кВ з вимикачем – 4шт;
- приєднання секційного вимикача 110кВ – 2шт.

У відповідності з (5.2) для варіантів підстанції (вузол 9) (рис.5.4 – 5.5) маємо:

$$K_I = 2763,455 \cdot 2 + 2565,607 \cdot 3 + 372,645 + 378,001 = 13974,377 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_{II} = 2763,455 \cdot 2 + 2565,607 \cdot 4 + 2382,626 \cdot 2 = 20554,590 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$B_{APO} = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (5.3)$$

де  $P_a$ ,  $P_o$  – відрахування на амортизацію і обслуговування (для силового електрообладнання і розподільчих пристроїв до 150 кВ:  $P_a = 18\%$ ,  $P_o = 3\%$ ).

У відповідності з (5.3) для варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 9) маємо:

$$B_{APOI} = \frac{18+3}{100} \cdot 13974,377 = 2934,619 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{APOII} = \frac{18+3}{100} \cdot 20554,590 = 4316,464 \text{ (тис.грн.)}.$$

У відповідності з (5.1) щорічні приведені витрати без врахування недовідпуску для варіантів схеми підстанції вузла 502:

$$Z_I = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 = 4611,544 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 = 6783,015 \text{ (тис.грн.)}.$$

## 5.5 Оцінювання надійності схем вузлової підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на

електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП.

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

В даному випадку розрахунок надійності виконується для двох варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 502) (рис.5.4 – 5.5).

Розрахунок ведеться по формі табл.5.1, де в лівому стовпці вписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП –  $K_j$ , які в даному випадку знаходяться як  $K_j = K_{\Pi} = 17,1 \cdot 10^{-3}$  (відн.од.).

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

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

де  $n$  – кількість вимикачів в РП.

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

Для I варіанту:

$$K_0^I = 1 - 5 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.9143.$$

Для II варіанту:



$$K_0^{\Pi} = 1 - 8 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.8630.$$

Для кожного сполучення  $i, j$  оцінюється наслідки відмов  $i$ -го елемента у  $j$ -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови:  $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$ . Наприклад:  $\omega_{1,2} = 0.0248 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-4}$  1/рік.

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

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

де  $T_{\Pi1} = 500$  год;

$$\text{Тоді } T_{B2\Pi1} = 250 - (250)^2 / 2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год.}$$

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Z_6 = \sum T_{н.б.} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (5.5)$$

де  $y_0$  – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачем ( $y_0 = 155$  грн./кВт·год.);

$T_{н.б.}$  – час максимальних навантажень ( $T_{н.б.} = 6100$  год).

Відповідно до (5.5) збитки від перерви електропостачання для варіантів схем вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$Z_{6I} = (0,0001 + 0,0044 + 0,0022 + 0,0044 + 0,0022 + 0,0051 + 0,0051 + 0,0051 + 0,0051 + 0,8269 + 1,9020) \cdot 155 = 234,81 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{6II} = 0,087 \text{ (тис.грн.)}.$$

Таблиця 5.1 – Наслідки пошкодження елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант І)

№ відмов елементів	Елемент, що від- мовив	Пара- метр поток відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елементу та коефіцієнті режиму $K_j$					
			$K_0 = 0.9143$	$B_1$ 0,0171	$B_2$ 0,0171	$B_3$ 0,0171	$B_4$ 0,0171	$B_5$ 0,0171
			Для порядкового номеру режиму $K_j$					
			0	1	2	3	4	5
1	$B_1$	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0227 1	–	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2,Л3 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,004 1; 187,5	Л1,Л2,Т1; Т2 0,0004 1; 187,5
2	$B_2$	0,0248	Л2,Л3 0,0227 1	Л2;Л3 0,0004 187,5; 1	–	Л2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2,Л3; Т1 0,0004 1; 187,5	Л2,Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5
3	$B_3$	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0227 1	Л2,Л3; Т2,Л4 0,0004 187,5; 1	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	–	Л3,Л4,Т2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л3; Л4,Т2 0,0004 1; 187,5
4	$B_4$	0,024	Л1; Т1 0,0219 1; 187,5	Л1,Т1 0,0004 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1; Т1 0,0004 1; 187,5	–	Л1; Т1,Т2 0,0004 1; 187,5
5	$B_5$	0,024	Л4; Т2 0,0219 1; 187,5	Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2 0,0004 187,5	Л4; Т1,Т2 0,0004 1; 187,5	–

Таблиця 5.2 – Наслідки пошкодження елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант II)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму $K_j$								
			$K_0=$ 0,8630	$B_1$ 0,0171	$B_2$ 0,0171	$B_3$ 0,0171	$B_4$ 0,0171	$B_5$ 0,0171	$B_6$ 0,0171	$B_7$ 0,0171	$B_8$ 0,0171
			Для порядкового номеру режиму $K_j$								
			0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	$B_1$	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0214 1	–	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5
2	$B_2$	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0214 1	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	–	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5
3	$B_3$	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0214 1	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	–	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5
4	$B_4$	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0214 1	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	–	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5
5	$B_5$	0,0248	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	–	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1
6	$B_6$	0,0248	–	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	–	–	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5



Таблиця 5.3 – Вибірка характеристик надійності варіанту I схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Л2,Л3	1	5,2	1		2		0,000100
Л2,Л3,Л4; Т2	1	5,2			2		0,004410
Л2,Л3,Л4; Т2	1	5,2			1		0,002205
Л1,Л2,Л3; Т1	1	5,2			2		0,004410
Л1,Л2,Л3; Т1	1	5,2			1		0,002205
Л3,Л4,Т2; Т1	1	11,96			1		0,005072
Л4,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л1,Л2,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л1,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л2,Л3	187,5	5,2			2		0,826956
Т1,Т2	187,5	11,96			2		1,901999
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							2,762574
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							85
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							234,818797

Таблиця 5.4 – Вибірка характеристик надійності варіанту II схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Т1,Т2,Л1,Л2,Л3,Л4	1	17,16		1		7	0,001021045
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							0,001021045
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							85
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							0,086789

Щорічні витрати на спорудження схем вузлової підстанції згідно запропонованих варіантів визначаються за формулою (5.1):

$$Z_I^{\Sigma} = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 + 234,819 = 4846,363 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II}^{\Sigma} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 + 0,087 = 6783,102 \text{ (тис.грн.)}.$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів для двох варіантів є незначним. Таким чином виходячи з розрахованих приведених витрат для вузлової підстанції (вузол 502) обираємо варіант I схеми (рисунок 5.4) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

## 6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті  $f=f_{\text{ном}}$  для вузлів 301, 302, 303, 304 записуємо так:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 36,75 + 0,05 \cdot 36,75 = 34,91 \text{ (МВт)},$$

де  $P_{\Gamma}$  – 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

Повна потужність генерування:

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}}; \quad (6.2)$$

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

$$S_{\Gamma} = \frac{34,91}{0,95} = 36,75 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_r = \sqrt{S_r^2 - P_r^2}; \quad (6.3)$$

$$Q_r = \sqrt{36,75^2 - 34,91^2} = 11,475 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$Q_{СП} = \sum_{i=1}^k Q_{Hi}; \quad (6.4)$$

$$Q_{СП} = 18,49 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot Q_{СП}; \quad (6.5)$$

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot 18,49 = 1,849 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності ліній ЛЕП:

$$Q_{ЛЕП} = \sum_{i=1}^k U^2 \cdot (b_0 \cdot l_{ЛЕП}); \quad (6.6)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 14–502.

$$Q_{ЛЕП7-301} = 103,49^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 10,4) = 0,317 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{ЛЕП} = 0,317 + 0,385 + 0,33 + 0,452 + 0,656 = 2,143 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП} i} = Q_{\text{СП}} + \Delta Q_{\text{ЛЕП, ТР}} - Q_{\text{Г}} - Q_{\text{ЛЕП}}; \quad (6.7)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 18,49 + 1,849 - 11,475 - 2,143 = 6,72 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 18,49 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 11,475 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-6750-450 УЗ на 6,75 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 302.



## 7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

### 7.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі

Для введення або редагування інформації про вузли електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вузли" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вузли".

У відповідних полях необхідно увести "N вузла", "Назва вузла", "U<sub>n</sub>, кВ", "P<sub>n</sub>, МВт", "Q<sub>n</sub>, МВАр".

Після закінчення редагування інформації про вузли необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо у початкові дані вносились зміни, то здійснюється перевірка введених значень і за відсутності помилок здійснюється вихід з режиму редагування. Після введення за зазначеним вище алгоритмом інформації для всіх вузлів електричної мережі був отриманий файл вхідних даних. Інформація про вузли з файла вхідних даних представлена в додатку Б.

Для введення або редагування інформації про вітки електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вітки" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вітки".

У поля "Nпочат" та "Nкінця" вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі "Тип" задається тип вітки. Якщо задано тип вітки "Одноланцюгова ЛЕП" або "Дволанцюгова ЛЕП", то у полі "U<sub>n</sub>/Марка" необхідно натиснути

клавішу "Enter" і вибрати марку проводу із доступного переліку, а у полі "L, км" ввести довжину лінії.

Якщо задана трансформаторна вітка, то у полі "Тип трансформатора" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати тип трансформатора із доступного переліку. Для закінчення введення чи редагування інформації про вітки необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

## 7.2 Виконання розрахунків усталених режимів ЕМ

Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку "Аналіз схеми" головного вікна програми. При цьому на екран виводиться вікно модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у схемі мережі. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки "Завершити" забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

У разі знаходження помилок у схемі у вікно тестування додаються поля у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення.

При натисненні на кнопку "Розрахунок" виконується перевірка вхідних даних. Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У даному вікні відображається проходження процесу розрахунку режиму мережі.

Якщо розрахунок виконаний коректно то у нижній частині вікна засвічується поле "Виконано". У даному випадку зачинення вікна "Розрахунок режиму" шляхом натискання кнопки "Готово" призводить до відкриття вікна результатів розрахунків.

### 7.3 Аналіз результатів розрахунків характерних режимів ЕМ

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою.

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 1,688 МВт або 1,9% від потужності генерації.

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

### 7.4. Регулювання напруги у електричних мережах нових споживачів

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.

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів.

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

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
301	109,07	109,32	118,41
302	107,91	109,2	107,24
303	108,33	109,17	107
304	108,1	109,17	107,43

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
301	10,44	10,47	11,34
302	10,25	10,69	10,18
303	9,92	10,3	9,79
304	9,89	10,3	9,82

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

$$(0.95 \div 1.05) U_{\text{ном}} = 9.5 \div 10.5 \text{ кВ}$$

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (7.1)$$

де  $\Delta U'_{\text{T}}$  – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (7.2)$$

де  $U_{\text{ВН}}$  – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі;  $P_{\text{Н}}$ ,  $Q_{\text{Н}}$  – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

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

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (7.3)$$

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

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 11 кВ, і межі регулювання  $\pm 9 \times 1.78 \%$ . Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{\text{Tд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації  $K_{тд}$  за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЭОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

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

$$\Delta U_{Т301} = \frac{(15 \cdot (7,95/2))}{109,07} = 0,405 \text{кВт}$$

За (8.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т301б} = \frac{109,07 - 0,547}{10,5} = 10,33$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{т301д} = 10,298$ , що відповідає десятій відпайці.

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

$$U_{НН301д} = \frac{109,07 - 0,547}{10,298} = 10,54$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
301	0,547	10,33	10,53	10	10,298	0,097
302	0,202	10,25	10,45	10	10,298	0,097
303	4,126	9,92	10,60	13	9,827	0,101
304	4,276	9,88	10,56	13	9,827	0,101

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 301, 302, 303, 304(додаток Е). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

## 8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

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

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

де  $K_t$  – капіталовкладення в  $t$ -ий рік, тис.грн;  $E = E_{ан} = 0.16$  – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях);  $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$  – зміна прибутку в наступному  $t+1$  році порівняно з роком  $t$ , тис.грн.

Значення  $\Pi_t$  для кожного року визначаються за формулою:

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

де  $C_T$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту),  $C_T = 1,65$  грн/кВт×год;  $\gamma$  – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ  $\gamma = 0.12$  [2]);  $W_t$  – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням



електромережевого об'єкта, МВт×год;  $B$  – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де  $P_i$  – активна потужність, що передається по  $i$ -ій лінії, МВт;  $U_H$  – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто  $U_H = 110$  кВ);  $r_{0i}$  – питомий опір проводу  $i$ -ої ЛЕП, Ом/км;  $\tau$  – час максимальних втрат (5400 год);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: 7-301, 301-303, 303-304;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 301, 303, 304;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 7.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 2-304 та 304-302;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 302.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 2.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 186769,2 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.1–8.4. Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 62780,3 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.5, 8.6.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 301):

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 <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	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 трансформатора 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
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	2 од.	77,232	843,442	22,728	24,848	2	970,248	13,8
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13	5256,667	89,7
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>926,784</b>	<b>7365,593</b>	<b>213,372</b>	<b>226,86</b>	<b>24</b>	<b>8756,607</b>	<b>160,8</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
	<b>Всього</b>		<b>27,244</b>	<b>503,94</b>	<b>23,946</b>	<b>14,496</b>	<b>2</b>	<b>571,626</b>	<b>32</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								

5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 КОМПЛ	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>51328,273</b>						



	<b>напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
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
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>665,905</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	10 од.	386,16	3449,77	93,14	104,52	10	4043,59	69
4.1.5	Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6

4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>772,32</b>	<b>5908,941</b>	<b>174,066</b>	<b>183,08</b>	<b>20</b>	<b>7058,406</b>	<b>133,2</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,715</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,542</b>	<b>221,554</b>	<b>10,186</b>	<b>8206,655</b>	<b>264</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>51458,612</b>						

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 304):

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 <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	4 од.	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	224,730	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	4 од.	152,304	4088,204	234,772	116,440	4,176	4595,896	288,0
2.10	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>1265,189</b>	<b>26098,062</b>	<b>1164,062</b>	<b>741,626</b>	<b>15,926</b>	<b>29285,443</b>	<b>1868,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8



4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	11 од.	424,776	3794,747	102,454	114,972	11	4447,949	75,9
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>810,936</b>	<b>6253,918</b>	<b>183,38</b>	<b>193,532</b>	<b>21</b>	<b>7462,765</b>	<b>140,1</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>66359,251</b>						

Таблиця 8.4 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 2):

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 <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	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
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>449,456</b>	<b>7534,626</b>	<b>347,322</b>	<b>218,020</b>	<b>4,570</b>	<b>8553,996</b>	<b>554,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>8553,996</b>						

Таблиця 8.7 – Вартість будівництва підстанції (вузол 302):

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 <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0

	трансформаторами струму									
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 трансформатора 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	
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,905</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>	
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 В:</b>									
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:									
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8	
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9	
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9	
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	12 од.	463,392	4139,724	111,768	125,424	12	4852,308	82,8	
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	2 од.	77,232	275,736	12,844	10,476	2,000	378,288	13,8	
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0	
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>849,552</b>	<b>6598,895</b>	<b>192,694</b>	<b>203,984</b>	<b>22</b>	<b>7867,124</b>	<b>147</b>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:									
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0	
4.2.2	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52	
4.2.3	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 6,75 МВАр	1 КОМПЛ						1959,1		

<b>Всього</b>		<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>4359,266</b>	<b>84</b>	
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,715</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,542</b>	<b>221,554</b>	<b>10,186</b>	<b>8206,655</b>	<b>264</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>54226,43</b>						

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

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

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 34,4 = 49710,374 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1415,069 \cdot 15,2 + 2072,336 \cdot 11,2 = 45175,212 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 186769,285 + 49710,374 = 236479,659 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 62780,426 + 45175,212 = 107955,638 \text{ (тис.грн.)}$$

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;  $\Delta W_t$  – зміна витрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

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

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

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

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:

$$V_{\Pi 1} = (49710,374 \cdot 0,3)/100 = 149,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 2} = (45175,212 \cdot 0,3)/100 = 135,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 1} = (186769,285 \cdot 3)/100 = 5603,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 2} = (62780,426 \cdot 3)/100 = 1883,4 \text{ (тис.грн.)};$$

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

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

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:7–301, 301-303,303-304 П/ст:7,301,303,304	1,42	2,15	3570
2	ЛЕП:2–304,304–302 П/ст:2,302	1,93	3,08	5010

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 149,1 + 5603,1 + 3570 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 5758,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 135,5 + 1883,4 + 5010,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2027,2 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = (11,88 + 12,28) \cdot 6100 = 147376 \text{ МВт}\times\text{год};$$

$$W_{1\text{сес}} = 15 \cdot 1200 = 18000 \text{ МВт}\times\text{год};$$

$$W_2 = (12,59) \cdot 6100 = 76799 \text{ МВт}\times\text{год}.$$

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

$$П_1 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 18000 + 1,65 \cdot 0,12 \cdot 147376 - 5758,1 = 34654,3 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 76799 - 2027,2 = 13179 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = \frac{34654,3/(1 + 0.16) + 13179/(1 + 0.16)^2}{236479,659/(1 + 0.16) + 107955,638/(1 + 0.16)^2} = 0,139$$

З результатів розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту розвитку ЕМ, що підтверджується достатньо високою рентабельністю капітальних затрат (оскільки  $E_a$  більша за банківський відсоток по довгостроковим вкладам).



Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{\text{ок}} = 1 / E'_a = 1 / 0,139 = 7,2 \text{ року.}$$

## 9 ДОСЛІДЖЕННЯМ ПОШКОДЖЕНЬ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

9.1 Перерва в електропостачанні. Нормативні вимоги. Показники SAIDI, SAIFI.

Перерва в електропостачанні - це тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам без їх від'єднання від мережі.

Довга перерва в електропостачанні вважається та, тривалість якої від 3 хвилин і більше. Коротка перерва в електропостачанні триває від часу спрацювання автоматичного вводу резервного живлення до 3 хвилин.

Запланована перерва - знеструмлення частини мережі та обладнання, здійснене ліцензіатом з метою проведення планового ремонту або для обслуговування електричних мереж. Перерва вважається запланованою, якщо є відповідне документальне підтвердження.

Запланована перерва без попередження споживачів - тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам, пов'язане з ремонтом або обслуговуванням електричних мереж, про яке споживачів не було повідомлено за добу, що передувала зазначеній перерві в електропостачанні.

Запланована перерва з попередженням споживачів - тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам, пов'язане з ремонтом або обслуговуванням електричних мереж, про яке споживачів було повідомлено не пізніше ніж за добу, що передувала зазначеній перерві в електропостачанні. Перерва вважається запланованою з попередженням, якщо є відповідне документальне підтвердження, що споживачі були повідомлені про перерву в електропостачанні.

Незапланована (аварійна) перерва - тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам, пов'язане зі знеструмленням частин електромереж унаслідок вини інших ліцензіатів (енергопідприємств) або споживачів, форс-мажорних обставин, вини інших осіб, виникнення технологічних порушень в електромережах ліцензіата. Розберемо детальніше аварійні перерви:

- з вини інших ліцензіатів (енергопідприємств) або споживачів - перерва в електропостачанні, яка виникла в мережах ДП "НЕК "Укренерго", суміжних ліцензіатів або з вини споживачів. Вина ліцензіатів або споживачів має бути документально підтверджена;

- внаслідок форс-мажорних обставин - перерва внаслідок виникнення надзвичайної і непереборної за наявних умов сили, дію якої неможливо попередити застосуванням високопрофесійної практики персоналу та яка може бути викликана винятковими погодними умовами і стихійним лихом (ураган, буря, повінь, нагромадження снігу, ожеледь, землетрус, пожежа, просідання і зсув ґрунту) та іншими непередбаченими ситуаціями. Виникнення форс-мажорних обставин має бути документально підтверджено;

- з вини інших осіб - перерва, що виникла не з вини ліцензіата чи споживача. Зазначена перерва має бути документально підтвердженою;

- з причини технологічних порушень у мережах компанії - усі перерви, спричинені відмовою в роботі електротехнічного обладнання компанії, та всі перерви, причини виникнення яких залишилися невиявленими.

Початок перерви в електропостачанні – це зафіксований час надходження від споживачів, засобів телемеханіки або персоналу ліцензіата першого сигналу про перерву в електропостачанні. Кінець перерви в електропостачанні - це зафіксований час відновлення електропостачання ліцензіатом усім споживачам, відключеним унаслідок перерви в електропостачанні;

#### Гарантовані стандарти щодо тривалості перерв в електропостачанні

З метою захисту прав споживачів Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) затвердила гарантовані стандарти якості надання послуг з електропостачання, компенсації споживачам за їх недотримання.

Тривалість відновлення електропостачання після початку аварійної перерви в електропостачанні, відновлення подачі напруги за відсутності напруги на одній фазі у споживачів з трифазною схемою живлення не повинна перевищувати 22

годин. З 1 січня 2022 року вимоги стали більш суворими, адже раніше на відновлення електропостачання компанія мала 24 години.

Допустима тривалість планових перерв в електропостачанні не може перевищувати 12 годин (у незимові періоди) та 6 годин (у зимові періоди). Для значних за обсягом виконання планових робіт з реконструкції та заміни мереж, що виконуються відповідно до інвестиційної програми, тривалість перерв в електропостачанні не повинна перевищувати 24 години (у незимові періоди) та 8 годин (у зимові). Інформація про планові перерви в електропостачанні має бути розміщена на веб-сайті оператора системи розподілу (ОСР) та надана органам місцевого самоврядування за 5 календарних днів до її початку.

Стандарти якості також визначають допустиму частоту перерв у електропостачанні. Кількість перерв протягом 12 календарних місяців в точці розподілу споживача (тривалістю понад одну годину) повинна становити:

- для запланованих перерв без попередження споживача та перерв з причин технологічних порушень в електричних мережах ліцензіата: у міській місцевості – менше 7; у сільській місцевості – менше 9;
- для запланованих перерв із попередженням споживача (без урахування запланованих перерв в електропостачанні, які виникли внаслідок проведення робіт з капітального ремонту, будівництва, технічного переоснащення, реконструкції, модернізації електричних мереж, якщо виконання таких робіт передбачене інвестиційною програмою ОСР та/або річною програмою ремонтів ОСР, та/або при реалізації договорів приєднання електроустановок споживачів згідно з чинними нормативними документами) – менше 12.

Споживачі електроенергії мають право на компенсацію, якщо енергокомпанії перевищують тривалість або частоту перерв у електропостачанні, зафіксовані у гарантованих стандартах. Розмір компенсації становить 200 грн (для побутового споживача), 600 грн (для непобутового споживача) та 50 грн за кожную наступну перерву понад встановлений стандарт. Для отримання компенсації за недотримання стандартів якості щодо кількості перерв в електропостачанні тривалістю понад одну годину протягом 12 календарних місяців необхідно

звернутися із відповідною заявою до ОСР, з яким укладено договір про надання послуг з розподілу (передачі) електроенергії.

Відповідно до висновків, зроблених аналітиками за 2020 рік, показник тривалості перерв в електропостачанні (SAIDI) з вини компаній (йдеться про планові перерви без попередження споживачів і перерви через технологічні порушення електропостачання) зріс на 20%. Показник SAIDI внаслідок запланованих перерв збільшився на 2%.

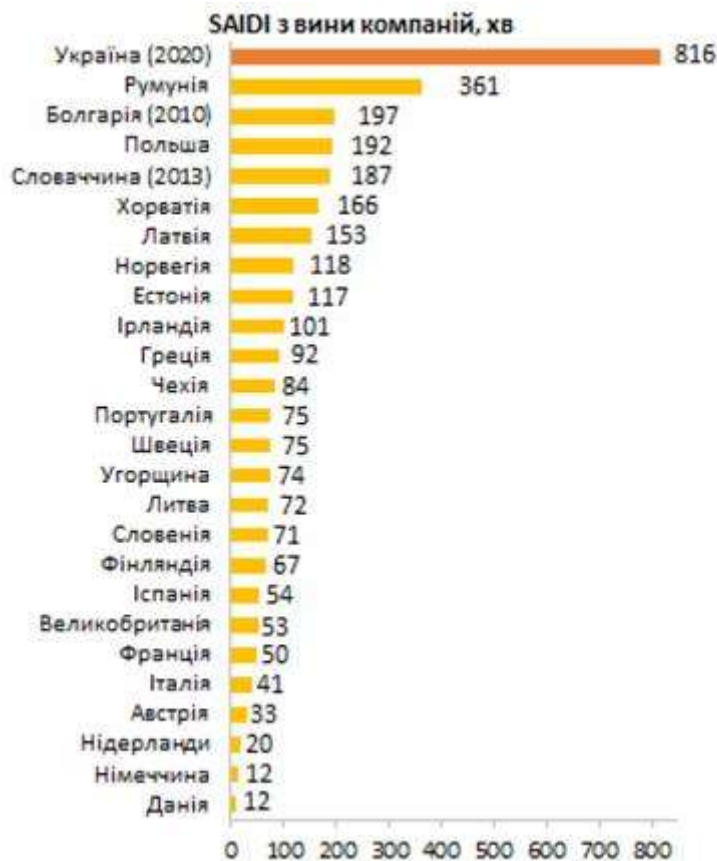


Рисунок 9.1- Показники SAIDI в Європі з вини компаній (хв.)

Надійність електропостачання споживача характеризується такими показниками:

1. SAIDI (хв) – це середня тривалість відключення для кожного клієнта. Зазвичай використовується як показник надійності електропостачання клієнтів. Чим нижчий показник, тим вищий рівень надійності.

Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі розраховується за формулою (1) як відношення сумарної тривалості

відключень точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні за звітний період до загальної кількості точок продажу електричної енергії:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{n} \quad (\text{хв.}), \quad (1)$$

де:

$t_i$  - тривалість  $i$ -ї довгої перерви в електропостачанні, хв.;

$n_i$  - кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті  $i$ -ї довгої перерви в електропостачанні, шт.;

$k$  - кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

$i$  - номер довгої перерви в електропостачанні,  $i = 1, 2, 3, \dots, k$ ;

$n$  - загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.;

2. SAIFI – це середня кількість знеструмлень одного клієнта. Чим нижчі показники, тим вищий рівень надійності електропостачання клієнтів.

Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі розраховується за формулою (2) як відношення сумарної кількості відключених точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду до загальної кількості точок продажу електричної енергії:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n}, \quad (2)$$

де:

$n_i$  - кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті  $i$ -ї довгої перерви в електропостачанні, шт.;

$k$  - кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

$i$  - номер довгої перерви в електропостачанні,  $i = 1, 2, 3, \dots, k$ ;

$n$  - загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.;

3. MAIFI – індекс середньої частоти коротких перерв (менш ніж 3 хвилини) в електропостачанні. Виражає середню кількість коротких знеструмлень одного клієнта

Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі розраховується за формулою (3) як відношення сумарної кількості відключених точок продажу електричної енергії внаслідок усіх коротких перерв в електропостачанні протягом звітного періоду до загальної кількості точок продажу електричної енергії:

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n}, \quad (3)$$

де:

$n_j$  - кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті  $j$ -ї короткої перерви в електропостачанні, шт.;

$r$  - кількість коротких перерв у електропостачанні протягом звітного періоду;

$j$  - номер короткої перерви в електропостачанні,  $j = 1, 2, 3, \dots, r$ ;

$n$  - загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.;

4. Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (далі - ENS) розраховується за формулою (4) як сума добутків кількості відключених точок продажу електричної енергії на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги:

$$ENS = \sum_{i=1}^k \frac{n_i^z \times t_i \times Q^z}{43800} \quad (\text{кВт} \cdot \text{год}), \quad (4)$$

де:

$z$  - ознака рівня напруги та відповідної території (0,4 кВ - міський населений пункт, 0,4 кВ - сільський населений пункт, 6 - 20 кВ - міський населений пункт, 6 - 20 кВ - сільський населений пункт, 27,5 - 35 кВ, 110/154 кВ);

$i$  - номер довгої перерви в електропостачанні,  $i = 1, 2, 3, \dots, k$ ;

$n_i^z$  - кількість точок продажу електричної енергії, відключених внаслідок  $i$ -го довгого переривання з  $z$ -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, шт.;

$t_i$  - тривалість  $i$ -ї довгої перерви в електропостачанні, хв.;

$Q^z$  - середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку продажу електричної енергії з  $z$ -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год;

43800 - звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвилинах.

5. CAIDI – індекс середньої тривалості відновлення електропостачання. Розраховується як відношення сумарної тривалості відключення клієнтів за звітний період до сумарної кількості відключених клієнтів. Виражає середній час відновлення електропостачання одного відключеного клієнта.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{n_i}$$

де:

$t_i$  – тривалість  $i$ -ї тривалої перерви в електропостачанні, хв.

$n_i$  – кількість клієнтів, відключених у результаті  $i$ -ї тривалої перерви в електропостачанні

$k$  – кількість тривалих перерв в електропостачанні упродовж звітного періоду

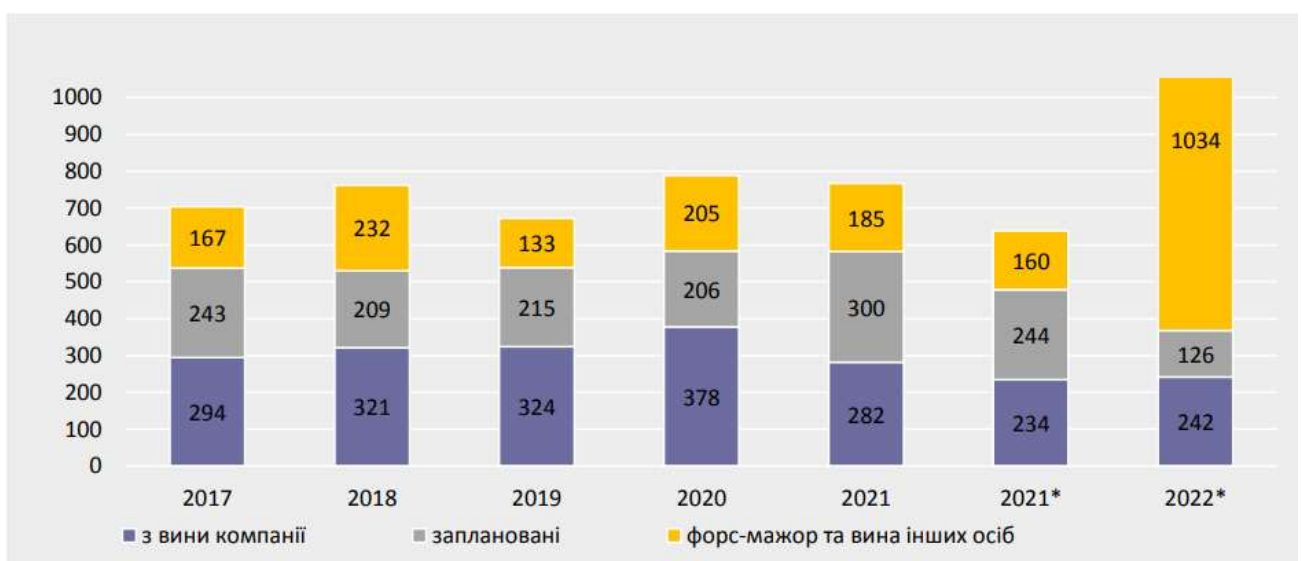
$i$  – номер тривалої перерви в електропостачанні,  $i = 1, 2, 3, \dots k$

Отже, з метою реєстрації та класифікації причин перебоїв у електропостачанні та визначення кількості перебоїв у відповідності до міжнародного стандарту, реєструють перебої в електропостачанні за такими показниками.



## 9.2 Якість електропостачання в Україні

У 1-му півріччі 2022 року середнє по Україні\* значення індексу SAIDI становило (рис. 9.2): - з вини компанії (внаслідок технологічних порушень у мережах компанії та запланованих без попередження споживачів перерв) – 242 хв, що на 3,4% більше ніж SAIDIкорегов\* у аналогічному періоді минулого року; - внаслідок запланованих перерв з попередженням споживачів – 126 хв; - внаслідок форс-мажорних обставин та вини інших осіб – 1034 хв, що на 546,3% більше ніж SAIDIкорегов\* у аналогічному періоді минулого року



\* без даних АТ «ДТЕК Донецькі електромережі», ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання», АТ «Херсонобленерго», ПрАТ «ДТЕК ПЕМЕнерговугілля», ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі», а також враховуючи обмеження щодо повноти даних у 2022 р. від ПАТ «Запоріжжяобленерго», АТ «Харківобленерго», АТ «Укрзалізниця».

Рисунок 9.2 - Показники SAIDI у I півріччі 2017-2022 років, хв.

У I півріччі 2022 року\* найвищі показники SAIDI з вини компанії зафіксовані в АТ «Харківобленерго», АТ «ДТЕК Одеські електромережі», АТ «Хмельницькобленерго», АТ «Чернігівобленерго», ПрАТ «Львівобленерго» (рис. 9.3, 9.4). В аналогічному періоді 2021 року найвищі показники SAIDI з вини компанії були зафіксовані в ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання», АТ «ДТЕК Одеські електромережі», АТ «ДТЕК Донецькі електромережі», АТ

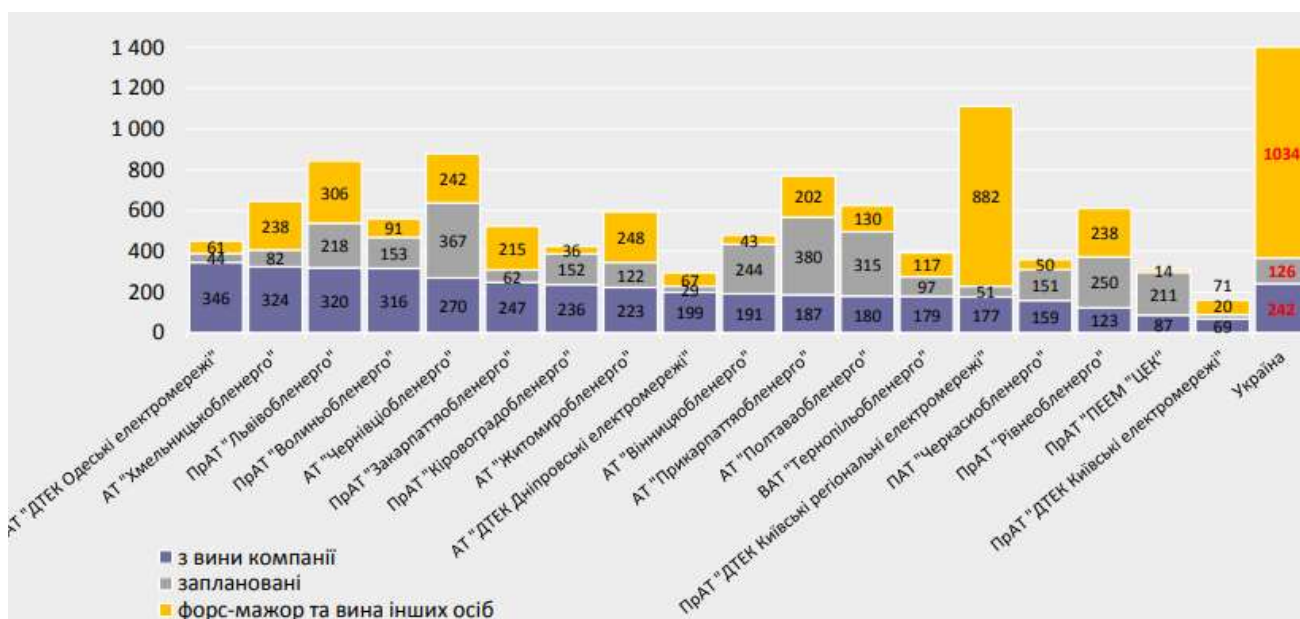
«Житомиробленерго», АТ «Харківобленерго». Натомість, аналіз показників надійності електропостачання для ОСР з кількістю споживачів більше 100 тис, які надали дані за I півріччя 2022 року в повному обсязі\* , демонструє певне зниження показника SAIDI з вини компанії порівняно з аналогічним показником за I півріччя 2021 року для більшості таких ОСР, а саме

- АТ «Житомиробленерго» (з 448 до 223 хв, або на 50,2% менше),
- АТ «Укрзалізниця» (з 152 до 82 хв, або на 46% менше),
- ПАТ «Черкасиобленерго» (з 252 до 159 хв, або на 36,9% менше),
- АТ «Прикарпаттяобленерго» (з 291 до 187 хв, або на 35,7% менше),
- АТ «ДТЕК Одеські електромережі» (з 511 до 346 хв, або на 32,3% менше),
- ПрАТ «Кіровоградобленерго» (з 348 до 236 хв, або на 32,2% менше),
- АТ «Чернівціобленерго» (з 392 до 270 хв, або на 31,1% менше),
- ПрАТ «Закарпаттяобленерго» (з 340 до 247 хв, або на 27,4% менше),
- ПрАТ «Рівнеобленерго» (з 157 до 123 хв, або на 21,7% менше),
- АТ «Вінницяобленерго» (з 225 до 191 хв, або на 15,1% менше),
- АТ «Сумиобленерго» (з 327 до 278 хв, або на 15% менше),
- АТ «Хмельницькобленерго» (з 357 до 324 хв, або на 9,2% менше),
- ПрАТ «Волиньобленерго» (з 344 до 316 хв, або на 8,2% менше),
- ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі» (з 188 до 177 хв, або на 5,6% менше),
- АТ «Полтаваобленерго» (з 187 до 180 хв, або на 3,7% менше),
- ПрАТ «Львівобленерго» (з 325 до 320 хв, або на 1,5% менше).

Для інших ОСР з кількістю споживачів більше 100 тис (АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі», ВАТ «Тернопільобленерго», ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі», АТ «Харківобленерго», АТ «Чернігівобленерго», АТ «Миколаївобленерго») показник SAIDI з вини компанії дещо збільшився або залишився незмінним.

У I півріччі 2022 року для більшості проаналізованих операторів з кількістю споживачів більше 100 тис\* спостерігається певне зниження показників SAIDI та SAIFI з вини компанії для порівняно з аналогічним показником за I півріччя 2021

року. Це може свідчити про певний позитивний ефект від запровадження у 2021 році для 25 ОСР стимулюючого регулювання, що дозволило збільшити інвестиції у будівництво та модернізацію електричних мереж. Як вже було зазначено вище, протягом 2021 року ОСР, які перейшли на стимулююче регулювання, мали можливість значно збільшити порівняно з попередніми роками обсяг своїх інвестиційних програм та досягли рекордного за останнє десятиріччя показника їх виконання.



\* дані від АТ «ДТЕК Донецькі електромережі», ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання», АТ «Херсонобленерго», ПрАТ «ДТЕК ПЕМ Енерговугілля», ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі» відсутні, наявні обмеження щодо повноти даних від АТ «Харківобленерго», АТ «Укрзалізниця» та не враховані дані ПАТ «Запоріжжяобленерго».

Рисунок 9.3 - Показники SAIDI у I півріччі 2022 року в ОСР з кількістю споживачів більше 100 000, хв (крім АТ «Харківобленерго», АТ «Чернігівобленерго», АТ «Сумиобленерго», АТ «Миколаївобленерго», АТ «Укрзалізниця», ПАТ «Запоріжжяобленерго»)

Також у I півріччі 2022 року по всім проаналізованим ОСР з кількістю споживачів більше 100 тис\* спостерігається зниження показників SAIDI та SAIFI (крім SAIFI АТ «Чернівціобленерго») внаслідок запланованих перерв з

попередженням споживачів порівняно з I півріччям 2021 року, що може бути пов'язано зі зменшенням кількості заходів з будівництва та модернізації електричних мереж внаслідок призупинення на деякий період 2022 року інвестиційним програм з подальшим прийняттям Регулятором рішень щодо продовження термінів виконання схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік до 31 грудня 2023 року. Також особливу увагу слід звернути на значне зростання значень індекса SAIDI внаслідок форс-мажорних обставин та вини інших осіб для багатьох ОСР, показники якості електропостачання яких були проаналізовані в рамках цього Звіту\*. При цьому високі значення цього індексу зафіксовані в АТ «Харківобленерго», АТ «Чернігівобленерго», АТ «Сумиобленерго», АТ «Миколаївобленерго», АТ «Укрзалізниця», тобто в тих ліцензіатів, підрозділи яких розміщені на території, на які велись або ведуться активні воєнні (бойові) дії. Як показав аналіз, по зазначених ліцензіатах зафіксоване кількаразове зростання відповідного показника: в 13-820 разів.

### **9.3 Причина пошкоджень ліній електропередач.**

Безумовно, найпоширенішою причиною відключень електроенергії є негода. Але часто існує більше ніж одна причина відключення електроенергії. Наприклад, блискавка може збити дерево, яке пошкодить лінії електропередач. Сильні дощі можуть призвести до повеней або зсувів. Сильна спека та сильний холод також можуть пошкодити компоненти електричної мережі.

Дослідження показало, що великі відключення, спричинені несприятливими погодними умовами, відбуваються з такими темпами:

- 8% вітром;
- 3% від удару блискавки в трансформаторну підстанцію;
- 5% від снігу та льоду, що призводить до зимових відключень електроенергії

#### **1. Стихійні лиха**

Погода – не єдина природна причина відключень електроенергії. Землетруси, лісові пожежі, повені та зсуви також можуть завдати шкоди

системам. Рідше виверження вулканів і припливні хвилі також можуть бути причинами відключень електроенергії. Подібні великі події можуть вивести з ладу лінії електропередач, пошкодити трансформатори та зруйнувати підстанції.

## 2. ДТП поблизу ліній електропередач

Автомобільні аварії можуть бути причиною відключень електроенергії на місцевому рівні. Автомобіль або вантажівка може вийти з-під контролю, врізатися в стовп і вивести з ладу лінії електропередач і обладнання. Пошкодження водія, миттєва втрата уваги або ділянка слизького тротуару – усе, що потрібно, щоб призвести до катастрофи. Таке випадкове відключення електроенергії зазвичай стосується відносно невеликої території.

## 3. Несправність обладнання

Як і будь-яке інше обладнання, компоненти, які подають електроенергію клієнтам, можуть бути несправними, ламатися або зношуватися з віком і впливом стихії. Трансформатори можуть вийти з ладу. Ізолятори можуть піддаватися корозії та ламатися. Ізоляція на кабелях може тріснути, а дроти можуть зламатися. Розподіл електроенергії вимагає багато складного обладнання. Він може перестати працювати належним чином різними способами, що призводить до стільки ж причин збою живлення.

## 4. Повалені дерева

Лінії електропередач уздовж дороги та ведуть до вашого будинку вразливі до пошкоджень через падіння дерев і гілок. Сильний вітер і навантаження від сильного снігу або льоду можуть спричинити ламання дерев і руйнування стовпів і дротів. Випадкове відключення електроенергії може статися просто, коли старе або хворе дерево перекидається без попередження.

## 5. Дика природа шукає новий дім

Дика природа також може бути фактором, що спричиняє відключення електроенергії. Птахи, білки та інші дрібні тварини можуть прогризати лінії електропередач, збивати компоненти під час пошуку їжі або замикати з'єднання під час будівництва гнізд. Тепло і гул електрики також, здається, приваблює деяких тварин.

## 6. Висока потреба в енергії

Поширеною та несподіваною причиною відключення електроенергії може бути те, що занадто багато людей споживають надто багато електроенергії в певній місцевості одночасно. У спекотний літній день, коли всі кондиціонери працюють понаднормово, надмірний попит може перевантажити систему та призвести до збою.

## 7. Пошкодження лінії електропередач внаслідок будівельних робіт

Перебої з електроенергією трапляються надто часто внаслідок аварій, яким можна було б запобігти. Причиною відключення електроенергії в цих випадках є людська помилка. Будівельна техніка може повалити стовпи. Екскаватори та озеленювачі можуть прорізати підземні лінії.

Зважаючи на те, як часто через подібні нещасні випадки трапляються перебої з електроенергією, багато комунальних компаній створили гарячі лінії, щоб ви могли перевірити, перш ніж копати. Обов'язково повідомте про відключення електроенергії, якщо воно станеться. Щоб запобігти серйозним травмам, тримайте людей подалі від пошкодженого обладнання для безпеки під час відключення електроенергії.

## 8. Шкода від населення

Професіонали не єдині, чийі помилки призводять до відключення електроенергії. Відомо, що люди вимикають електроенергію, просто працюючи у дворі. Більш зловісними причинами відключень електроенергії є вандалізм і навмисні руйнування. І злодії ризикують завдати серйозної шкоди, викравши дрот та інші компоненти для міді всередині, продавши її на металобрухт. Результатом може бути випадкове відключення електроенергії.

## 9. Порухення електропостачання від іноземних кібератак

Непоширеною причиною відключень електроенергії є навмисна спроба зірвати операції іноземної держави або терористичної групи. Постачальники електроенергії мають широкі заходи безпеки для захисту систем електропостачання, тому ці типи атак рідко є успішними.

#### 9.4 Охоронні зони повітряних ліній електропередач.

Близько 70% аварій на лініях електропередачі стаються через порушення обмежень охоронних зон. Через незнання або байдуже господарювання мешканці області проводять самовільні забудови під проводами, насаджують дерева чи розводять багаття під ними. Як наслідок, ці дії стають причиною обривів на лініях під час негоди, а ліквідація аварійних вимкнень затягується через відсутність безперешкодного доступу до енергообладнання. Окрім того, порушення правил проведення робіт в охоронних зонах підвищує ризик травматизму та смертельних уражень струмом.

Охоронні зони – це умовні відрізки у вигляді земельної ділянки і повітряного простору, що віддалені на певну відстань по обидві сторони лінії від крайніх проводів ліній електропередачі. Охоронні зони – ділянки, які мають певні обмеження для забезпечення нормального функціонування електрообладнання, захисту його від пошкодження та уникнення потенційної небезпеки ураження струмом.

Обмеження охоронних зон поширюються на трансформаторні підстанції, розподільні пункти і пристрої, струмопроводи, повітряні лінії електропередачі, підземні і підводні кабельні лінії електропередачі та споруди, які до них належать.

Статтею 19 Закону України „Про електроенергетику” від 16.10.1997 року № 575/97-ВР визначено те, що в охоронних зонах електричних мереж, а також інших особливо важливих об'єктів електроенергетики діють обмеження, передбачені законодавством України щодо використання земель. Розміщення споруд та інших об'єктів в охоронних зонах електричних і теплових мереж без здійснення передбачених нормативно-технічними документами технічних заходів безпеки не допускається.

Відповідно до п. 5 Правил охорони електричних мереж затверджених Постановою Кабінету Міністрів України від 04.03.1997 року № 209 охоронні зони електричних мереж встановлюються уздовж повітряних ліній електропередачі - у

вигляді земельної ділянки і повітряного простору, обмежених вертикальними площинами.

Охоронні зони для електромереж встановлюються на відстань:

- для повітряних ліній до 1 кВ - 2 метри від крайніх проводів,
- для повітряних ліній до 20 кВ - 10 метрів від крайніх проводів,
- для повітряних ліній 35 кВ - 15 метрів від крайніх проводів,
- для повітряних ліній 110 кВ - 20 метрів від крайніх проводів,
- для повітряних ліній 150-220 кВ - 25 метрів від крайніх проводів,
- для повітряних ліній 330, 400, 500, +(-)400 кВ – 30 метрів від крайніх проводів,
- для повітряних ліній 750 кВ - 40 метрів від крайніх проводів,
- для трансформаторних підстанцій - 3 метри від огорожі або споруди за периметром,
- для підземних кабельних ліній електропередачі - 1 метр.

В охоронних зонах повітряних і кабельних ліній, трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів і пристроїв забороняється виконувати будь-які дії, що можуть порушити нормальну роботу електричних мереж, спричинити їх пошкодження або нещасні випадки, а саме:

- перебувати стороннім особам на території і в приміщеннях трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів і пристроїв, відчиняти двері і люки цих споруд, здійснювати самовільне переключення електричних апаратів та підмикання до електричних мереж;
- будувати житлові, громадські та дачні будинки;
- влаштовувати звалища;
- складати добрива, корми, торф, соломку, дрова, інші матеріали;
- розпалювати вогнища;
- розташовувати автозаправні станції або інші сховища пально-мастильних матеріалів;
- накидати на струмопровідні частини об'єктів електричних мереж і наближати до них сторонні предмети, підніматися на опори повітряних ліній електропередачі,



електрообладнання трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів і пристроїв, демонтувати їх елементи;

- саджати дерева та інші багаторічні насадження;
- влаштовувати спортивні майданчики для ігор, стадіони, ринки, зупинки громадського транспорту, проводити будь-які заходи, пов'язані з великим скупченням людей, не зайнятих виконанням дозволених у встановленому порядку робіт;
- запускати спортивні моделі літальних апаратів, повітряних зміїв;
- будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, знесення будівель і споруд тощо.

Правила та заборони охоронних зон електромереж створені, щоб захистити електрообладнання від аварій, а мешканців - від можливого ураження струмом під час аварійних ситуацій. Окрім того, електроустаткування повинне бути у вільному доступі, для ремонту та профілактичного огляду енергетиками.

## 10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 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 повітряних ліній електропередачі.

Персонал, який займається монтажем та експлуатацією повітряних ліній електропередачі, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки.

Оскільки роботи по монтажу ПЛЕП проводяться на значній висоті та на відкритій місцевості, то при їх монтажі або обслуговуванні необхідно дотримуватися правил охорони праці з робіт на висоті, враховувати мікрокліматичні умови виробничого середовища, санітарно-гігієнічні параметри, що характеризують виробничий шум, освітлення, вібрацію та ін.

При розробці та монтажі необхідно забезпечити захист працівника від електричних джерел небезпеки, пов'язаних з ризиком дії надмірної величини електричної енергії та параметрів що її характеризують на працівника. Внаслідок протікання надмірного струму по проводах з недостатнім перетином або через погані контакти металевих з'єднань можливе надмірне виділення тепла в системах електротехнічного монтажу, що стає часто результатом пожеж. Також ризик виникнення пожеж на об'єктах електричної мережі трапляється у разі не спрацювання грозозахисного обладнання.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП, які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт пов'язаних з монтажем сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

Розрахувати параметри захисту трансформаторної підстанції 35 кВ від прямих ударів блискавки.

Питання захисту від перенапруги регламентуються ПБЕ, „Правилами технічної експлуатації”, ГОСТ 1516.3-96. "Межгосударственный стандарт. Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции” (Киев: Госстандарт Украины, 1999), ГКД 34.51.101-96 „Вибір та експлуатація зовнішньої ізоляції електроустановок 6-750 кВ на підприємствах Міненерго України. Інструкція.” К.:ДП „Науково-інженерний енергосервісний центр”, 1999)

## 10.2 Умови установки блискавковідводу у ВРП 35 – 150 кВ

1. Питомий опір ґрунту в межах контуру заземлення підстанції в грозовий сезон не більше 350 Ом·м
2. Безпосередньо на виводах обмоток 3 – 35 кВ трансформаторів чи на відстані не більше 5м від них по ошиновці, включаючи відгалуження до розрядників, повинні бути установлені вентильні розрядники.
3. Від порталу з блискавковідводом повинно забезпечуватися розтікання струму блискавки по магістралях заземлення в трьох, чотирьох напрямках.

4. На відстані 3–5 м від порталу з блискавковідводом на кожній магістралі заземлення повинно встановлюватися по 2–3 вертикальних електроди довжиною 3–5 м.

5. На підстанціях з вищою напругою 20 і 35 кВ, якщо блискавковідвод встановлено на трансформаторному порталі, опір заземляючого контура ВРП не повинен перевищувати 4 Ом (без урахування виносного заземлення).

6. Заземляючі провідники вентиляних розрядників та трансформаторів рекомендується приєднувати до заземляючого пристрою підстанції поблизу один від одного чи виконувати так щоб місце приєднання вентиляного розрядника до заземляючого пристрою знаходилося між точками приєднання заземляючих провідників порталу з блискавковідводом і трансформатора

Згідно вимог ПУЭ-86.4.156, розподільчі пристрої підстанцій 10-35 кВ, до яких приєднані повітряні лінії, повинні бути захищені вентиляними розрядниками (обмежувачами перенапруг), які встановлюють на шинах або на трансформаторі.

РП напругою 35 кВ захищають блискавковідводами, які встановлюють на конструкціях ВРП, якщо опір заземлення не перевищує 4 Ом.

На підставі проекту підстанції КТПБ(М) 35-5АН-С/10-2х – 59-А-1-85-У1 план розташування контуру заземлення та місця установки блискавковідводів мають вид, який представлено на рисунку 10.1.

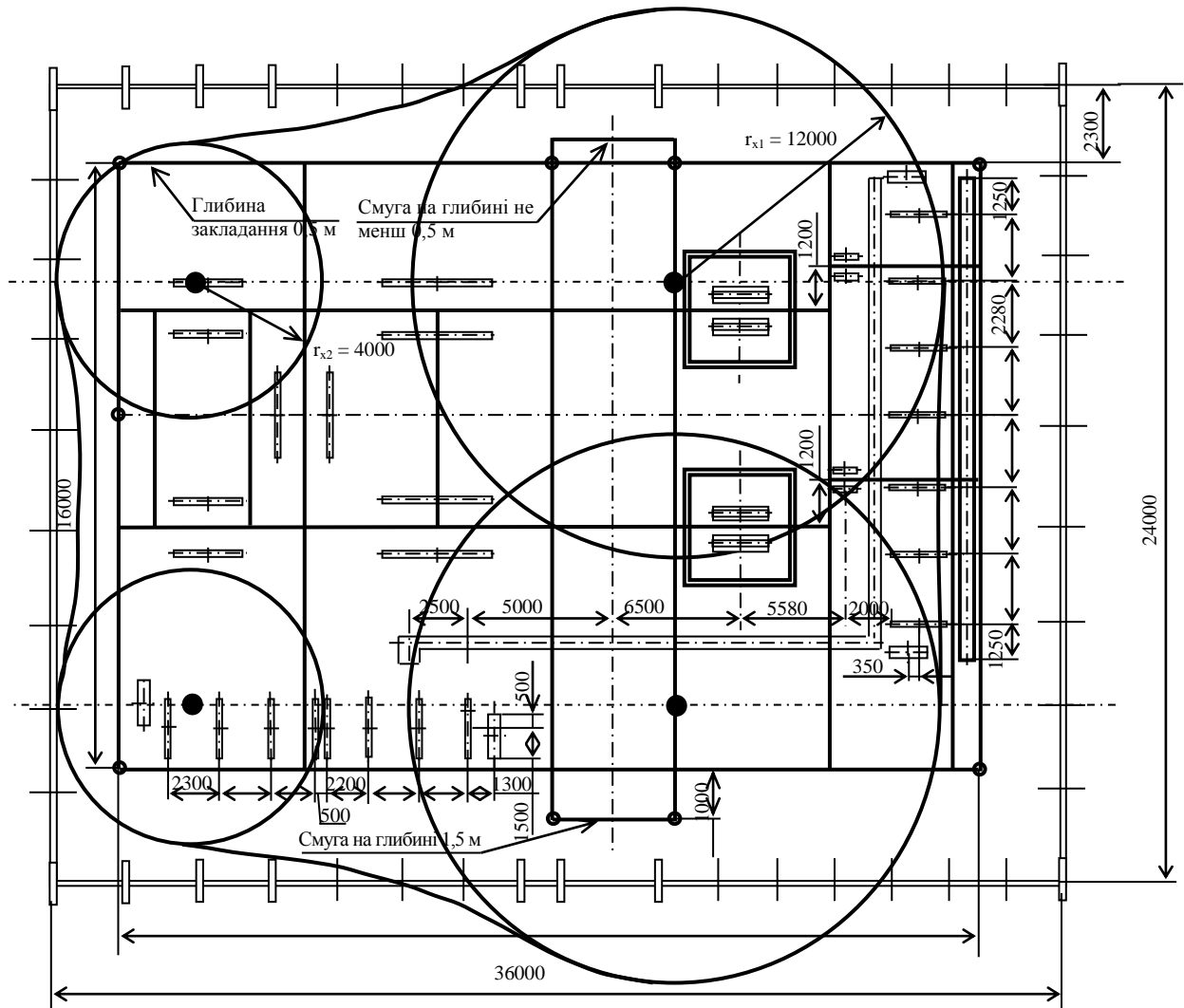


Рисунок 10.1 - План розташування контуру заземлення та місця установки блискавковідводів

Радіус зони захисту стрижневого блискавковідводу на висоті  $h_x = 6,1$  м дорівнює  $r_{x1} = 12$  м, та  $r_{x2} = 4,0$  м (рисунок 10.2).

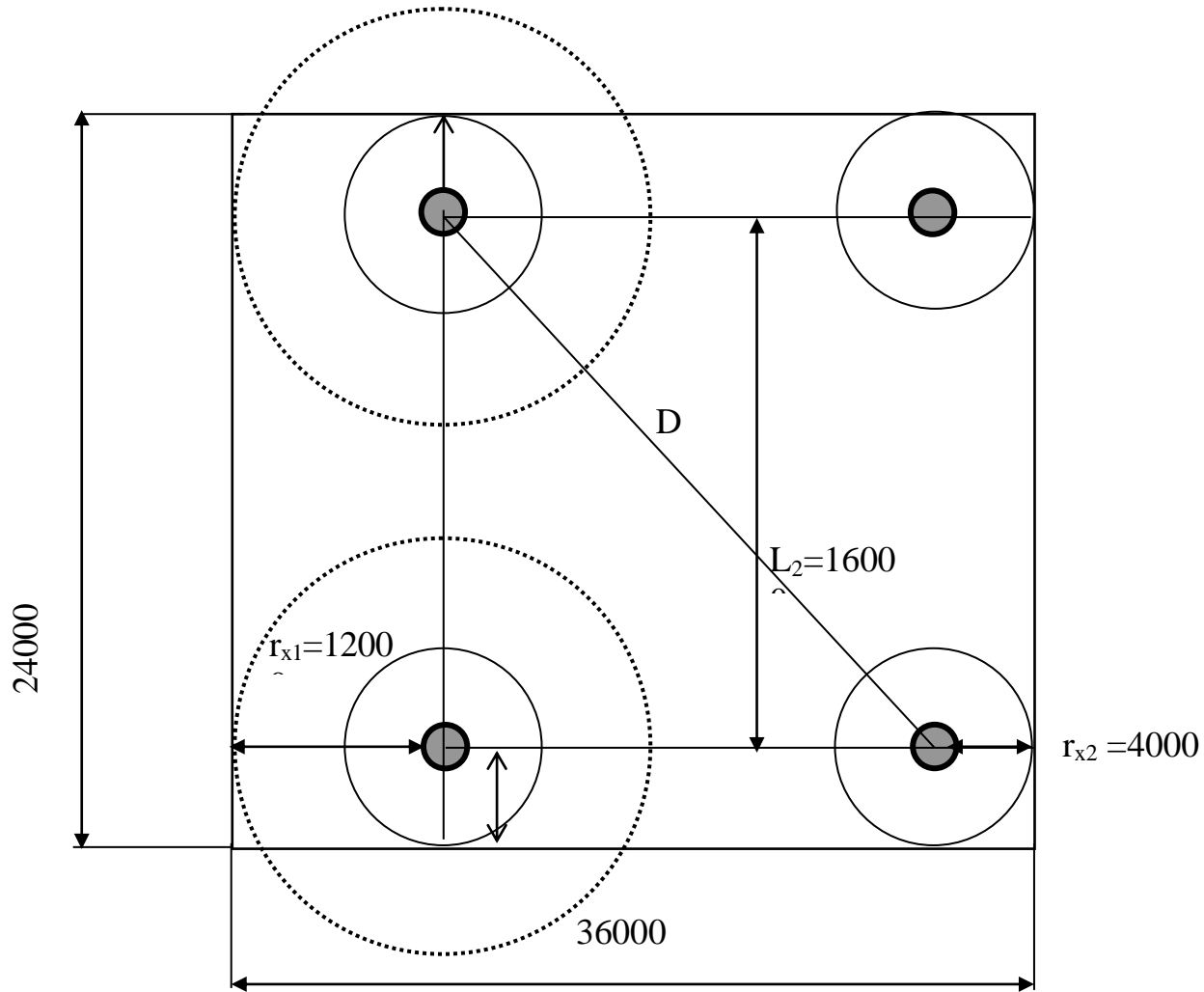


Рисунок 10.2 - Схема захисту чотирма стрижневими блискавковідводами

Оскільки висота блискавковідвода не перевищує 30 м, приймаємо  $p = 1$ .

Розрахункова висота блискавковідвода визначається по формулі:

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} \quad (10.1)$$

Для  $r_{x1}$ :

$$h_1 = \frac{12 + 1,63 \cdot 6,1}{1,5} = 14,6 \text{ м}$$

Для  $r_{x2}$ :

$$h_2 = \frac{4 + 1,63 \cdot 6,1}{1,5} = 9,3 \text{ м}$$

Активна висота стрижня близькозахисту.

$$h_a = h - h_o \quad (10.2)$$

$$h_{a1} = 14,6 - 6,1 = 8,5 \text{ м}$$

$$h_{a2} = 9,3 - 6,1 = 3,2 \text{ м}$$

Для  $r_{x1} = 12 \text{ м}$  за відношенням  $L/h_a = 20/8,5 = 2,35$  за рисунком 10.6 знаходимо  $v_x/2 = 0,91$ , для  $r_{x2} = 4,0 \text{ м}$  за відношенням  $16/3,2 = 5,0$  знаходимо  $v_x/2 = 0,62$ .

Надійність захисту перевіряємо по зоні захисту для групи з чотирьох стрижнів (рисунок 11.3)  $D_1 = \sqrt{20^2 + 16^2} = 25,6 \text{ м}$

$$D_1 = 25,6 < 8 \cdot h_{a1} = 8 \cdot 8,5 = 68,0 \text{ м}$$

$$D_2 = 25,6 \leq 8 \cdot h_{a2} = 8 \cdot 3,2 = 25,6 \text{ м}$$

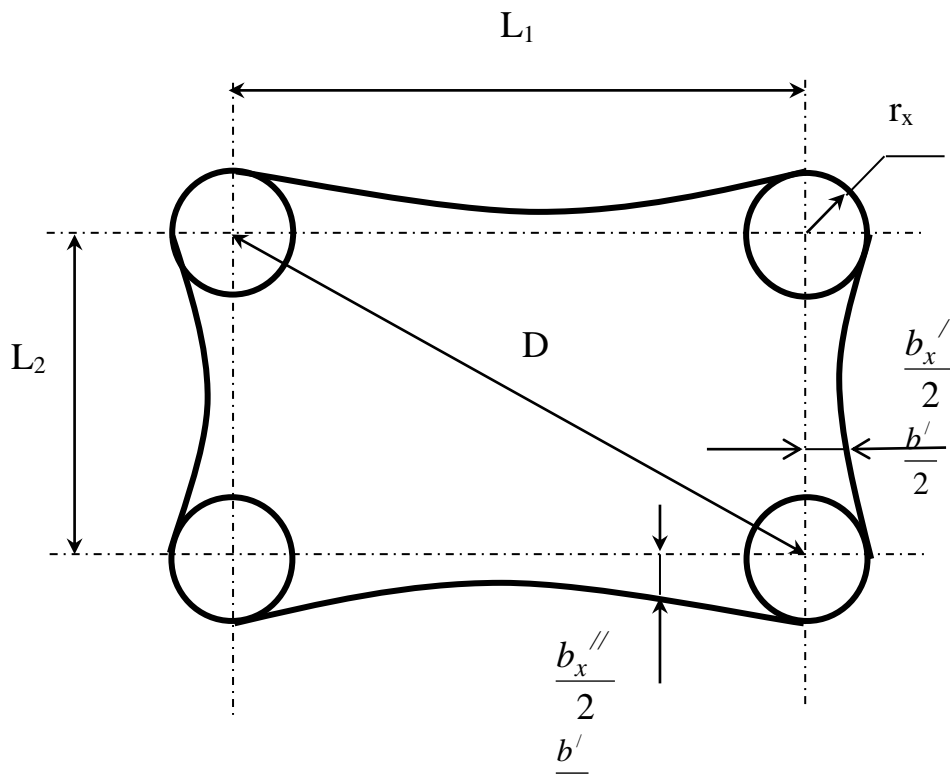


Рисунок 11.3 - Зона захисту чотирма стрижневими блискавковідводами.

Таким чином захист обладнання ПС 35/10 кВ на висоті 6,1 м забезпечується.

## ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній проекті було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ та досліджено причини пошкоджень ліній електропередач.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №302, 303 та 304) та СЕС(вузол №301). Було задано, що до пунктів 302, 303, 304 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, а до 301 під'єднані споживачі 2 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових лініям від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для нової вузлової підстанції (вузол 304) було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначено математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на базі яких була вибрана краща схема типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для діючих підстанцій Турбів та Оленівка (вузли 2,7) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, було вибрано схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 301, 302 та 303 було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів ”.



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

Спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,9 МВт при сумарній активній потужності генерації 103,7 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 344435,3 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки  $E < E_a'$ , та швидкий термін окупності 7,2 роки.

## 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. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
4. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
5. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
6. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
7. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
8. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
10. Таїсія Костіна, Владислав Лесько, Володимир Нетребський ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЕС . Матеріали LI науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ–2022).

[https://conferences.vntu.edu.ua/public/files/1/vntu\\_2022\\_netpub.pdf](https://conferences.vntu.edu.ua/public/files/1/vntu_2022_netpub.pdf)

11. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
12. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
13. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
14. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
15. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
16. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;
17. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
18. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ.
19. Лежнюк П. Д. , Кулик В. В., Бурикін О.Б. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами.: моногр. Вінниця: ВНТУ, 2008. 122 с.
20. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.
21. 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.
22. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання): навчальний посібник. Вінниця,

ВНТУ, 2008. 141 с.

23. 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.

## ДОДАТОК А

## ДОДАТОК Б

## Технічне завдання МКР

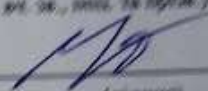
Міністерство освіти і науки України  
 Вінницький національний технічний університет  
 Факультет електроенергетики та електромеханіки  
 Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., кт. зв., інж. та проф.)




---

 (підпис)
" 14 " Вересня 2022 р.

## ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ


на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ

ПОШКОДЖЕНЬ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

08-13.МКР.002.00.006 ТЗ

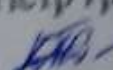
Науковий керівник: к.т.н. доц. каф. ЕСС




---

 Тентя В. В.

Магістр групи ЕСМ-21м




---

 Костіна Т. С.

Вінниця 2022 р.

## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження ліній електропередачі, як основного елемента при транспортуванні електроенергії;

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – аналіз перспектив розвитку та модернізації існуючих електричних мереж та елементів ліній електропередачі в електричній системі;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

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

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

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

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів;
- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах;
- урахувувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо.

Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

## **5. Економічні показники**

Визначити основні техніко-економічні показники роботи розвитку мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження ліній та підстанцій.

## **6. Етапи МКР та очікувані результати**

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	07.09.22	12.09.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	13.09.22	05.10.22	розділ 2
4	Експлуатація високовольтних вимикачів	06.10.22	20.10.22	розділ 3
5	Автоматизована система керування ТП ГЕС	21.10.22	30.10.22	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	розділ 5
7	Економічна частина	11.11.22	16.11.22	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	пояснювальна записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	плакати, презентація

## **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

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

## **8. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

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

## **9. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

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



Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Б1 (М 1:80000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Б2.

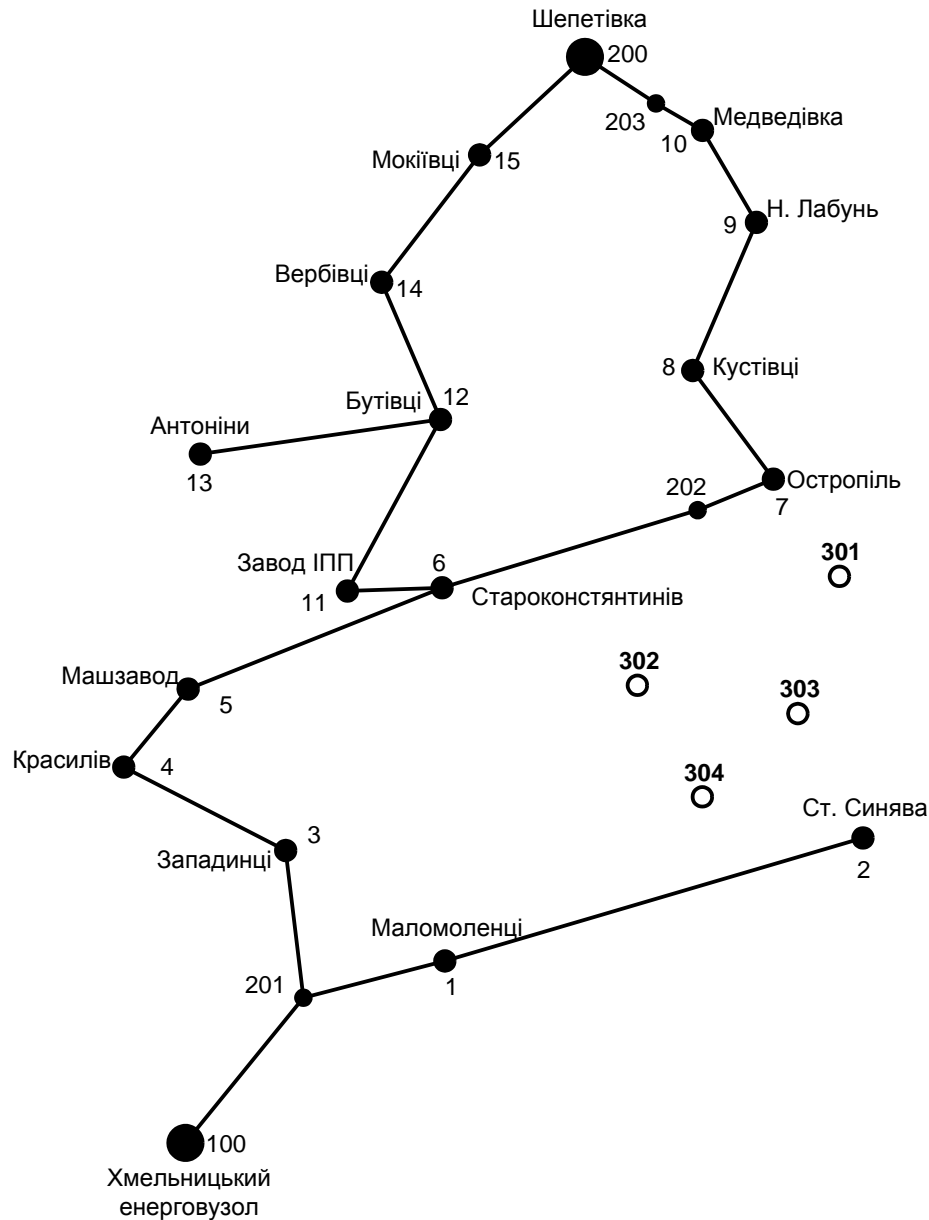


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 155 грн. Вартість 1 кВт год

втраченої електроенергії становить 1,65 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 35 км за рік.

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

Пункти	СЕС 1 (301)	Нова 2 (302)	Нова 3 (303)	Нова 4 (304)
Навантаження, МВт	-15,0	12,4	11,7	12,1
cos φ	1,00	0,88	0,9	0,9
Категорія споживачів	II	I	I	I

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	95	90	90	90	90	92	95	96	97	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії, км	Марка проводу
100	201	Хмельницький – 201	19,03	АС-120
201	1	201 – Маломоленці	13,38	АС-150
1	2	Маломоленці – Стара Синява	41	АС-150
201	3	201 – Западінці	12,1	АС-120
3	4	Западінці – Красилів	18,4	АС-120
4	5	Красилів – Машзавод	27,1	АС-120
5	6	Машзавод – Староконстянтинів	24,6	АС-120
6	202	Староконстянтинів – 202	26,7	АС-120
202	7	202 – Остропіль	6,3	АС-150
7	8	Остропіль – Кустівці	24,5	АС-150
8	9	Кустівці – Н. Лабунь	10,3	АС-150
9	10	Н. Лабунь – Медведівка	15,9	АС-150
200	203	Шепетівка – 203	14,2	АС-150
203	10	203 – Медведівка	2,0	2×АС-150
6	11	Староконстянтинів – Завод ІПП	5,8	АС-120
11	12	Завод ІПП – Бутівці	15,8	АС-120
12	13	Бутівці – Антоніни	17,7	АС-120
12	14	Бутівці – Вербівці	10,1	АС-120
14	15	Вербівці – Мокіївці	12,6	АС-120
200	15	Шепетівка – Мокіївці	15,2	АС-120

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	$S_H$ , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Хмельницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Шепетівка	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Маломоленці	0,87	$3,1 + j1,76$	ТМН-6300/110/10	1
2	Стара Синява	0,9	$4,5 + j2,18$	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Западинці	0,88	$3,1 + j1,67$	ТМН-6300/110/10	1
4	Красилів	0,88	$8,0 + j4,32$	ТДН-10000/110/10	2
5	Машзавод	0,89	$4,8 + j2,46$	ТМН-6300/110/10 ТДН-16000/110/10	2
6	Староконстянтинів	0,86	$8,2 + j4,87$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
7	Остропіль	0,87	$2,7 + j1,53$	ТМТН-6300/110/35/10	1
8	Кустівці	0,88	$5,3 + j2,86$	ТДТН-10000/110/35/10	1
9	Н. Лабунь	0,89	$3,3 + j1,69$	ТМН-6300/110/10	1
10	Медведівка	0,86	$3,1 + j1,84$	ТМН-6300/110/10	1
11	Завод ІПП	0,88	$6,2 + j3,35$	ТДН-10000/110/10	2
12	Бутівці	0,87	$2,7 + j1,53$	ТМН-6300/110/10	1
13	Антоніни	0,9	$5,1 + j2,47$	ТМТН-6300/110/35/10	2
14	Вербівці	0,85	$2,7 + j1,67$	ТМТН-6300/110/35/10	1
15	Мокіївці	0,89	$3,1 + j1,59$	ТМН-6300/110/10	1

## Додаток В

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 94.528 МВт / 829.429 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 92.840 МВт / 813.278 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.907 МВт / 8.992 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.907 МВт / 8.992 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.503 МВт / 4.405 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.278 МВт / 2.754 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.781 МВт / 7.159 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.688 МВт / 16.151 млн.кВт\*г (1.9%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-24.291	-11.171	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.196	-0.54
1	Маломоленці	0.000	0.000	112.850	-0.68
2	Ст. Синява	0.000	0.000	112.197	-0.93
3	Западинці	0.000	0.000	112.386	-0.77
4	Красилів	0.000	0.000	111.393	-1.04
5	Машзавод	0.000	0.000	110.881	-1.20
6	Староконстянтині	0.000	0.000	110.882	-1.19
202	202	0.000	0.000	111.517	-1.07
7	Остропіль	0.000	0.000	111.638	-1.04
8	Кустівці	0.000	0.000	112.355	-0.82
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	112.873	-0.66
10	Медведівка	0.000	0.000	113.862	-0.36
203	203	0.000	0.000	113.936	-0.33
200	Шепетівка	-44.498	-23.691	115.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	110.960	-1.15
12	Бутівці	0.000	0.000	111.614	-0.95
13	Антоніни	0.000	0.000	111.209	-1.05
14	Вербівці	0.000	0.000	112.369	-0.73
15	Мокіївці	0.000	0.000	113.473	-0.42
1110		3.150	1.790	10.390	-3.81
2110		0.000	0.000	108.684	-3.93
235		0.000	0.000	36.386	-3.93
210		4.570	2.210	10.205	-5.74
310		3.150	1.700	10.362	-3.92
61101		0.000	0.000	108.440	-3.08
6351		0.000	0.000	36.274	-3.06
6101		8.320	4.940	10.302	-3.47
61102		0.000	0.000	107.903	-3.53
6352		0.000	0.000	36.274	-3.06
6102		0.000	0.000	10.303	-3.48
7110		0.000	0.000	107.786	-3.92
735		0.000	0.000	36.085	-3.92
710		2.740	1.550	10.099	-5.67
8110		0.000	0.000	107.675	-4.38
835		0.000	0.000	36.048	-4.38
810		5.380	2.900	10.047	-6.55
9110		3.350	1.720	10.401	-3.99
10110		3.150	1.870	10.475	-3.42
12110		2.740	1.550	10.325	-3.72
131101		0.000	0.000	108.052	-3.79
13351		0.000	0.000	36.174	-3.79
13101		5.180	2.510	10.162	-5.43
131102		0.000	0.000	108.052	-3.79
13352		0.000	0.000	36.174	-3.79
13102		0.000	0.000	10.162	-5.44
14110		0.000	0.000	108.211	-3.58

1435	0.000	0.000	36.227	-3.58
1410	2.740	1.700	10.122	-5.30
15110	3.150	1.610	10.488	-3.51
4101	8.120	4.390	10.346	-3.65
4102	0.000	0.000	10.347	-3.65
5101	4.870	2.500	10.451	-2.59
5102	0.000	0.000	10.452	-2.60
11101	6.290	3.400	10.377	-3.17
11102	0.000	0.000	10.377	-3.17

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	131101	2.601	1.516	2.595	1.350	0.006	0.165	0.016	3.375
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.601	1.516	2.595	1.350	0.006	0.165	0.016	3.375
131102	13102	2.595	1.349	2.589	1.253	0.006	0.096	0.016	2.045
13102	13101	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.163	0.000
131101	13101	2.594	1.352	2.588	1.255	0.006	0.096	0.016	2.048
100	201	24.291	11.171	24.013	10.769	0.277	0.401	0.134	1.809
201	3	16.194	8.201	16.110	8.080	0.084	0.121	0.092	0.815
5	6	-0.239	0.153	-0.239	0.153	0.000	0.000	-0.001	-0.002
6	11	-3.926	-1.110	-3.928	-1.113	0.002	0.003	-0.021	-0.080
11	12	-10.259	-4.638	-10.303	-4.702	0.044	0.063	-0.058	-0.661
12	14	-18.306	-8.672	-18.396	-8.802	0.090	0.130	-0.105	-0.762
14	15	-21.163	-10.519	-21.314	-10.737	0.150	0.217	-0.121	-1.110
15	200	-24.488	-12.161	-24.726	-12.507	0.237	0.344	-0.139	-1.530
11	11101	3.151	1.851	3.142	1.700	0.008	0.150	0.019	2.612
11101	11102	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.198	-0.000
11	11102	3.152	1.848	3.144	1.698	0.008	0.150	0.019	2.609
61102	6352	-1.828	-0.798	-1.829	-0.817	0.001	0.018	-0.011	-0.498
6352	6351	-1.829	-0.817	-1.829	-0.817	0.000	0.000	-0.032	-0.000
61101	6351	1.831	0.817	1.829	0.817	0.002	0.000	0.011	0.087
61101	6101	1.027	0.892	1.026	0.879	0.001	0.013	0.007	0.769
6101	6102	-7.289	-4.058	-7.289	-4.058	0.000	0.000	-0.467	-0.001
61102	6102	7.305	4.058	7.289	4.058	0.016	0.000	0.045	0.177
6	61102	5.487	3.577	5.477	3.259	0.009	0.316	0.034	3.160
6	61101	2.863	1.843	2.858	1.709	0.005	0.134	0.018	2.575
3	4	12.935	6.592	12.852	6.472	0.083	0.120	0.074	1.002
4	5	4.681	2.154	4.665	2.131	0.016	0.023	0.027	0.518
6	202	-4.708	-3.495	-4.729	-3.524	0.020	0.029	-0.030	-0.640
202	7	-4.729	-2.971	-4.732	-2.977	0.003	0.006	-0.029	-0.122
7	8	-7.498	-4.388	-7.530	-4.445	0.031	0.057	-0.045	-0.724
8	9	-12.962	-7.617	-13.001	-7.688	0.039	0.071	-0.077	-0.522
9	10	-16.377	-9.281	-16.469	-9.451	0.093	0.169	-0.096	-0.994
10	203	-19.645	-11.280	-19.653	-11.295	0.008	0.015	-0.115	-0.075
203	200	-19.653	-10.966	-19.772	-11.184	0.118	0.217	-0.114	-1.066
5	5102	3.491	1.920	3.486	1.807	0.006	0.112	0.021	1.697
5102	5101	3.486	1.807	3.485	1.807	0.000	0.000	0.217	0.000
5	5101	1.384	0.735	1.381	0.691	0.003	0.044	0.008	1.701
4	4101	4.071	2.448	4.057	2.195	0.014	0.252	0.025	3.423
4101	4102	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.257	-0.000
4	4102	4.072	2.445	4.058	2.192	0.014	0.252	0.025	3.419
1	2	4.628	2.157	4.611	2.125	0.018	0.032	0.026	0.660
7	7110	2.754	1.866	2.746	1.666	0.008	0.200	0.017	4.086
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	2.746	1.666	2.738	1.549	0.008	0.116	0.017	2.464
2	2110	4.591	2.717	4.579	2.396	0.012	0.320	0.027	3.754
8	8110	5.412	3.659	5.395	3.178	0.018	0.479	0.034	4.983
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.395	3.178	5.377	2.898	0.018	0.279	0.034	3.003
2110	235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	1	7.819	3.338	7.803	3.309	0.016	0.029	0.043	0.348
10	10110	3.164	2.115	3.148	1.869	0.016	0.245	0.019	4.541
2110	210	4.579	2.396	4.567	2.209	0.012	0.186	0.027	2.272
1	1110	3.164	2.034	3.148	1.789	0.016	0.244	0.019	4.457
9	9110	3.365	1.983	3.348	1.719	0.017	0.263	0.020	4.385
14110	1435	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	12110	2.751	1.736	2.738	1.549	0.012	0.187	0.017	3.879
12	13	5.242	2.899	5.228	2.879	0.014	0.020	0.031	0.408
14	14110	2.754	2.030	2.746	1.821	0.008	0.209	0.018	4.360
15	15110	3.163	1.838	3.148	1.609	0.015	0.228	0.019	4.025
14110	1410	2.746	1.821	2.738	1.699	0.008	0.121	0.018	2.623
3	310	3.164	1.939	3.148	1.699	0.016	0.240	0.019	4.299

## ДОДАТОК Б

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.874 МВт / 949.410 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.650 МВт / 907.974 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.253 МВт / 32.252 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.253 МВт / 32.252 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.384 МВт / 3.362 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.587 МВт / 5.822 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.971 МВт / 9.184 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.224 МВт / 41.436 млн.кВт\*г (4.4%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-37.398	-22.863	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	111.857	-0.72
1	Маломоленці	0.000	0.000	110.737	-1.02
2	Ст. Синява	0.000	0.000	107.740	-1.81
3	Западинці	0.000	0.000	110.987	-0.94
4	Красилів	0.000	0.000	109.908	-1.21
5	Машзавод	0.000	0.000	109.284	-1.35
6	Староконстянтині	0.000	0.000	109.192	-1.32
202	202	0.000	0.000	109.010	-1.24
7	Остропіль	0.000	0.000	108.955	-1.23
8	Кустівці	0.000	0.000	110.653	-0.93
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	111.590	-0.75
10	Медведівка	0.000	0.000	113.227	-0.39
203	203	0.000	0.000	113.342	-0.37
200	Шепетівка	-55.438	-37.773	115.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	109.430	-1.27
12	Бугівці	0.000	0.000	110.527	-1.03
13	Антоніни	0.000	0.000	110.118	-1.14
14	Вербівці	0.000	0.000	111.570	-0.79
15	Мокіївці	0.000	0.000	113.036	-0.45
1110		3.150	1.790	10.179	-4.27
2110		0.000	0.000	104.032	-5.07
235		0.000	0.000	34.828	-5.07
210		4.570	2.210	9.750	-7.05
310		3.150	1.700	10.222	-4.17
61101		0.000	0.000	106.707	-3.27
6351		0.000	0.000	35.693	-3.25
6101		8.320	4.940	10.136	-3.68
61102		0.000	0.000	106.161	-3.74
6352		0.000	0.000	35.693	-3.25
6102		0.000	0.000	10.136	-3.68
7110		0.000	0.000	104.979	-4.26
735		0.000	0.000	35.145	-4.26
710		2.740	1.550	9.824	-6.10
8110		0.000	0.000	105.873	-4.61
835		0.000	0.000	35.444	-4.61
810		5.380	2.900	9.870	-6.86
9110		3.350	1.720	10.273	-4.16
10110		3.150	1.870	10.411	-3.50
12110		2.740	1.550	10.217	-3.85
131101		0.000	0.000	106.920	-3.93
13351		0.000	0.000	35.795	-3.93
13101		5.180	2.510	10.052	-5.61
131102		0.000	0.000	106.920	-3.93
13352		0.000	0.000	35.795	-3.93
13102		0.000	0.000	10.052	-5.61

14110	0.000	0.000	107.373	-3.68
1435	0.000	0.000	35.947	-3.68
1410	2.740	1.700	10.040	-5.43
15110	3.150	1.610	10.444	-3.57
4101	8.120	4.390	10.199	-3.88
4102	0.000	0.000	10.200	-3.88
5101	4.870	2.500	10.296	-2.79
5102	0.000	0.000	10.296	-2.79
11101	6.290	3.400	10.227	-3.35
11102	0.000	0.000	10.227	-3.35
301	0.000	0.000	108.346	-1.33
303	0.000	0.000	107.418	-1.82
304	0.000	0.000	107.030	-2.05
302	0.000	0.000	106.686	-2.13
301101	-15.000	0.000	10.373	3.76
301102	0.000	0.000	10.373	3.76
302101	12.590	6.790	9.681	-6.63
302102	0.000	0.000	9.682	-6.63
303101	11.880	5.750	9.833	-5.98
303102	0.000	0.000	9.834	-5.99
304101	12.280	5.950	9.777	-6.40
304102	0.000	0.000	9.777	-6.40

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВТ	Qп, МВАр	Rк, МВТ	Qк, МВАр	dP, МВТ	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	131101	2.601	1.522	2.595	1.353	0.006	0.168	0.016	3.428
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.601	1.522	2.595	1.353	0.006	0.168	0.016	3.428
131102	13102	2.595	1.351	2.589	1.253	0.006	0.098	0.016	2.076
13102	13101	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.165	0.000
131101	13101	2.594	1.354	2.588	1.255	0.006	0.098	0.016	2.079
100	201	37.398	22.863	36.651	21.781	0.744	1.077	0.220	3.152
201	1	20.181	13.348	20.050	13.107	0.131	0.240	0.125	1.128
1	2	16.875	11.912	16.575	11.364	0.299	0.546	0.108	3.033
2	304	11.963	9.396	11.924	9.284	0.040	0.111	0.081	0.724
304	303	-13.159	-5.335	-13.185	-5.408	0.026	0.072	-0.076	-0.402
303	301	-25.148	-12.075	-25.261	-12.394	0.113	0.317	-0.150	-0.953
301	7	-10.372	-13.508	-10.405	-13.603	0.034	0.094	-0.091	-0.614
7	202	0.123	-2.513	0.122	-2.515	0.001	0.001	0.013	-0.054
12	14	-22.717	-13.467	-22.872	-13.693	0.155	0.225	-0.138	-1.051
14	15	-25.640	-15.420	-25.885	-15.774	0.244	0.353	-0.155	-1.473
15	200	-29.059	-17.204	-29.425	-17.734	0.365	0.529	-0.172	-1.968
11	11101	3.151	1.855	3.142	1.700	0.009	0.155	0.019	2.662
11101	11102	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.201	-0.000
11	11102	3.152	1.853	3.144	1.698	0.009	0.155	0.019	2.659
6	61101	2.863	1.848	2.858	1.710	0.005	0.138	0.018	2.630
61101	6351	1.831	0.817	1.829	0.817	0.002	0.000	0.011	0.088
6351	6352	1.829	0.817	1.829	0.817	0.000	0.000	0.032	0.000
61102	6352	-1.828	-0.798	-1.829	-0.817	0.001	0.019	-0.011	-0.509
6	61102	5.487	3.587	5.478	3.259	0.010	0.327	0.035	3.228
61102	6102	7.306	4.058	7.289	4.058	0.017	0.000	0.045	0.180
6102	6101	7.289	4.058	7.289	4.058	0.000	0.000	0.474	0.001
61101	6101	1.027	0.893	1.026	0.879	0.001	0.013	0.007	0.785
5	5101	1.384	0.736	1.381	0.691	0.003	0.045	0.008	1.735
5101	5102	-3.485	-1.807	-3.486	-1.807	0.000	0.000	-0.220	-0.000
5	5102	3.491	1.923	3.486	1.807	0.006	0.115	0.021	1.732
4	4101	4.071	2.455	4.057	2.195	0.014	0.259	0.025	3.492
4101	4102	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.261	-0.000
4	4102	4.073	2.452	4.058	2.192	0.014	0.259	0.025	3.488
202	6	0.122	-1.986	0.120	-1.989	0.002	0.003	0.011	-0.179
6	5	-0.013	-1.031	-0.013	-1.032	0.001	0.001	0.005	-0.090
5	4	-4.917	-3.034	-4.937	-3.064	0.020	0.030	-0.030	-0.630
4	3	-13.109	-7.412	-13.202	-7.547	0.093	0.135	-0.079	-1.089
3	201	-16.377	-9.052	-16.470	-9.186	0.093	0.134	-0.097	-0.875
7	8	-13.295	-12.365	-13.438	-12.627	0.142	0.260	-0.096	-1.708
8	9	-18.871	-15.841	-18.978	-16.037	0.107	0.195	-0.128	-0.942
9	10	-22.355	-17.645	-22.572	-18.043	0.217	0.396	-0.147	-1.644
10	203	-25.748	-19.878	-25.765	-19.910	0.017	0.032	-0.166	-0.116
203	200	-25.765	-19.585	-26.013	-20.039	0.247	0.452	-0.165	-1.660
301	301101	-7.459	0.661	-7.495	-0.003	0.037	0.661	-0.040	0.096
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.416	0.001
301	301102	-7.458	0.667	-7.495	0.003	0.037	0.661	-0.040	0.103
303	303101	5.967	3.447	5.935	2.876	0.031	0.570	0.037	5.120

303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.387	-0.001
303	303102	5.969	3.443	5.938	2.871	0.031	0.569	0.037	5.114
304	304101	6.169	3.594	6.135	2.976	0.034	0.616	0.038	5.382
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.138	-2.971	0.000	0.000	-0.402	-0.001
304	304102	6.172	3.589	6.138	2.971	0.034	0.616	0.038	5.376
302	302102	6.331	4.083	6.293	3.390	0.038	0.690	0.041	6.065
302102	302101	6.293	3.390	6.292	3.390	0.000	0.000	0.426	0.001
302	302101	6.328	4.088	6.290	3.395	0.038	0.690	0.041	6.071
10	10110	3.165	2.118	3.148	1.869	0.017	0.248	0.019	4.577
9	9110	3.366	1.990	3.348	1.719	0.018	0.270	0.020	4.458
8	8110	5.414	3.686	5.395	3.188	0.018	0.496	0.034	5.108
8110	835	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.395	3.188	5.377	2.898	0.018	0.289	0.034	3.077
14110	1435	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	13	5.242	2.914	5.228	2.894	0.014	0.020	0.031	0.413
3	310	3.164	1.946	3.148	1.699	0.016	0.246	0.019	4.384
14110	1410	2.746	1.823	2.738	1.699	0.008	0.123	0.018	2.651
7	7110	2.755	1.884	2.746	1.672	0.008	0.211	0.018	4.242
7110	710	2.746	1.672	2.738	1.549	0.008	0.123	0.018	2.557
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	11	-8.262	-5.753	-8.276	-5.772	0.013	0.019	-0.053	-0.240
11	12	-14.607	-9.310	-14.714	-9.465	0.107	0.154	-0.091	-1.106
304	302	12.715	8.041	12.686	7.998	0.030	0.043	0.081	0.349
12	12110	2.751	1.740	2.738	1.549	0.013	0.191	0.017	3.932
15	15110	3.163	1.840	3.148	1.609	0.015	0.230	0.019	4.048
14	14110	2.755	2.035	2.746	1.823	0.008	0.212	0.018	4.407
2	2110	4.593	2.766	4.580	2.413	0.013	0.351	0.029	4.063
2110	235	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2110	210	4.580	2.413	4.567	2.209	0.013	0.204	0.029	2.455
1	1110	3.165	2.044	3.148	1.789	0.017	0.254	0.020	4.598

---



## ДОДАТОК В

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 36.988 МВт / 324.404 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 36.270 МВт / 317.725 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.206 МВт / 2.041 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.206 МВт / 2.041 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.380 МВт / 3.327 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.132 МВт / 1.310 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.512 МВт / 4.638 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.718 МВт / 6.679 млн.кВт\*г (2.1%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-9.100	-4.147	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	109.295	-0.22
1	Маломоленці	0.000	0.000	109.059	-0.29
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.400	-0.40
3	Западинці	0.000	0.000	109.059	-0.30
4	Красилів	0.000	0.000	108.764	-0.39
5	Машзавод	0.000	0.000	108.625	-0.41
6	Староконстянтині	0.000	0.000	108.627	-0.35
202	202	0.000	0.000	108.777	-0.16
7	Остропіль	0.000	0.000	108.790	-0.12
8	Кустівці	0.000	0.000	109.094	-0.15
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	109.283	-0.14
10	Медведівка	0.000	0.000	109.626	-0.08
203	203	0.000	0.000	109.651	-0.08
200	Шепетівка	-12.876	-7.750	110.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	108.661	-0.35
12	Бутівці	0.000	0.000	108.903	-0.32
13	Антоніни	0.000	0.000	108.771	-0.36
14	Вербівці	0.000	0.000	109.154	-0.25
15	Мокіївці	0.000	0.000	109.513	-0.15
1110		1.100	0.630	10.291	-1.43
2110		0.000	0.000	107.250	-1.50
235		0.000	0.000	35.906	-1.50
210		1.600	0.770	10.193	-2.14
310		1.100	0.590	10.299	-1.44
61101		0.000	0.000	107.789	-1.03
6351		0.000	0.000	36.076	-1.02
6101		2.910	1.730	10.285	-1.17
61102		0.000	0.000	107.602	-1.19
6352		0.000	0.000	36.076	-1.02
6102		0.000	0.000	10.286	-1.17
7110		0.000	0.000	107.533	-1.16
735		0.000	0.000	36.000	-1.16
710		0.960	0.540	10.214	-1.76
8110		0.000	0.000	107.582	-1.43
835		0.000	0.000	36.017	-1.43
810		1.880	1.020	10.205	-2.18
9110		1.170	0.600	10.318	-1.35
10110		1.100	0.650	10.342	-1.21
12110		0.960	0.540	10.296	-1.31
131101		0.000	0.000	107.737	-1.34
13351		0.000	0.000	36.068	-1.34
13101		1.810	0.880	10.246	-1.91
131102		0.000	0.000	107.737	-1.34
13352		0.000	0.000	36.068	-1.34
13102		0.000	0.000	10.246	-1.91
14110		0.000	0.000	107.794	-1.28

1435	0.000	0.000	36.088	-1.28
1410	0.960	0.590	10.233	-1.88
15110	1.100	0.560	10.349	-1.28
4101	2.840	1.530	10.298	-1.32
4102	0.000	0.000	10.298	-1.32
5101	1.710	0.870	10.336	-0.91
5102	0.000	0.000	10.336	-0.91
11101	2.200	1.190	10.312	-1.08
11102	0.000	0.000	10.312	-1.08
301	0.000	0.000	108.683	-0.03
303	0.000	0.000	108.370	-0.27
304	0.000	0.000	108.227	-0.41
302	0.000	0.000	108.117	-0.44
301101	-15.000	0.000	10.406	5.03
301102	0.000	0.000	10.405	5.03
302101	4.410	2.380	10.174	-1.92
302102	0.000	0.000	10.174	-1.92
303101	4.160	2.010	10.223	-1.66
303102	0.000	0.000	10.223	-1.66
304101	4.300	2.080	10.204	-1.85
304102	0.000	0.000	10.204	-1.85

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	131101	0.906	0.471	0.905	0.451	0.001	0.020	0.005	1.062
131101	13351	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	0.906	0.471	0.905	0.451	0.001	0.020	0.005	1.062
131102	13102	0.905	0.451	0.905	0.439	0.001	0.012	0.005	0.647
13102	13101	0.905	0.439	0.905	0.439	0.000	0.000	0.057	0.000
131101	13101	0.905	0.452	0.904	0.440	0.001	0.012	0.005	0.648
100	201	9.100	4.147	9.058	4.086	0.042	0.061	0.052	0.706
201	1	4.159	2.743	4.153	2.732	0.006	0.011	0.026	0.236
1	2	3.042	2.895	3.030	2.872	0.013	0.023	0.022	0.660
2	304	1.409	2.847	1.407	2.843	0.002	0.005	0.017	0.173
304	303	-7.371	-1.115	-7.378	-1.135	0.007	0.020	-0.040	-0.145
303	301	-11.569	-3.047	-11.590	-3.104	0.020	0.057	-0.064	-0.314
301	7	3.300	-4.209	3.297	-4.218	0.003	0.009	0.028	-0.107
7	202	3.226	-1.175	3.225	-1.178	0.001	0.002	0.018	0.013
12	14	-5.615	-3.048	-5.624	-3.062	0.009	0.014	-0.034	-0.252
14	15	-6.598	-3.395	-6.614	-3.418	0.016	0.023	-0.039	-0.360
15	200	-7.725	-3.621	-7.750	-3.657	0.025	0.036	-0.045	-0.487
11	11101	1.100	0.614	1.099	0.595	0.001	0.019	0.007	0.871
11101	11102	-1.100	-0.594	-1.100	-0.594	0.000	0.000	-0.070	-0.000
11	11102	1.101	0.613	1.100	0.594	0.001	0.019	0.007	0.870
6	61101	0.999	0.608	0.998	0.591	0.001	0.016	0.006	0.852
61101	6351	0.639	0.282	0.639	0.282	0.000	0.000	0.004	0.031
6351	6352	0.639	0.282	0.639	0.282	0.000	0.000	0.011	0.000
61102	6352	-0.639	-0.280	-0.639	-0.282	0.000	0.002	-0.004	-0.162
6	61102	1.914	1.180	1.913	1.141	0.001	0.039	0.012	1.046
61102	6102	2.551	1.421	2.549	1.421	0.002	0.000	0.016	0.064
6102	6101	2.549	1.421	2.549	1.421	0.000	0.000	0.164	0.000
61101	6101	0.359	0.309	0.359	0.308	0.000	0.002	0.003	0.260
5	5101	0.485	0.246	0.485	0.240	0.000	0.006	0.003	0.572
5101	5102	-1.224	-0.629	-1.224	-0.629	0.000	0.000	-0.077	-0.000
5	5102	1.225	0.643	1.224	0.629	0.001	0.014	0.007	0.570
4	4101	1.421	0.796	1.419	0.765	0.002	0.031	0.009	1.129
4101	4102	-1.419	-0.764	-1.419	-0.764	0.000	0.000	-0.090	-0.000
4	4102	1.421	0.795	1.419	0.764	0.002	0.031	0.009	1.128
202	6	3.225	-0.651	3.219	-0.661	0.007	0.010	0.017	0.152
6	5	0.836	-0.561	0.835	-0.562	0.001	0.001	0.005	0.002
5	4	-0.902	-0.801	-0.903	-0.803	0.001	0.001	-0.006	-0.139
4	3	-3.772	-1.846	-3.780	-1.857	0.007	0.011	-0.022	-0.296
3	201	-4.891	-2.051	-4.899	-2.062	0.008	0.011	-0.028	-0.236
7	8	-0.903	-3.013	-0.908	-3.021	0.004	0.008	-0.017	-0.303
8	9	-2.809	-3.672	-2.813	-3.679	0.004	0.007	-0.024	-0.189
9	10	-3.995	-3.945	-4.003	-3.961	0.009	0.016	-0.030	-0.343
10	203	-5.115	-4.377	-5.115	-4.378	0.001	0.001	-0.035	-0.025
203	200	-5.115	-4.074	-5.126	-4.093	0.011	0.020	-0.034	-0.349
301	301101	-7.459	0.657	-7.495	-0.003	0.036	0.657	-0.040	0.308
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.415	0.001
301	301102	-7.458	0.662	-7.495	0.003	0.036	0.657	-0.040	0.316
303	303101	2.082	1.070	2.078	1.005	0.004	0.065	0.012	1.532
303101	303102	-2.079	-1.004	-2.079	-1.004	0.000	0.000	-0.130	-0.000

303	303102	2.083	1.068	2.079	1.004	0.004	0.065	0.012	1.529
304	304101	2.152	1.110	2.148	1.040	0.004	0.069	0.013	1.597
304101	304102	-2.149	-1.038	-2.149	-1.038	0.000	0.000	-0.135	-0.000
304	304102	2.153	1.108	2.149	1.038	0.004	0.069	0.013	1.594
302	302102	2.208	1.265	2.204	1.188	0.004	0.077	0.014	1.804
302102	302101	2.204	1.188	2.204	1.188	0.000	0.000	0.142	0.000
302	302101	2.207	1.267	2.203	1.190	0.004	0.077	0.014	1.806
10	10110	1.101	0.680	1.099	0.650	0.002	0.031	0.007	1.519
9	9110	1.171	0.632	1.169	0.600	0.002	0.033	0.007	1.439
8	8110	1.883	1.110	1.881	1.053	0.002	0.057	0.012	1.545
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	1.881	1.053	1.879	1.019	0.002	0.033	0.012	0.936
14110	1435	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	13	1.838	0.799	1.836	0.796	0.002	0.002	0.011	0.132
3	310	1.101	0.619	1.099	0.590	0.002	0.029	0.007	1.412
14110	1410	0.960	0.604	0.959	0.590	0.001	0.014	0.006	0.838
7	7110	0.961	0.578	0.960	0.554	0.001	0.024	0.006	1.279
7110	710	0.960	0.554	0.959	0.540	0.001	0.014	0.006	0.776
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	11	-0.573	-1.253	-0.574	-1.254	0.000	0.000	-0.007	-0.034
11	12	-2.802	-2.313	-2.806	-2.320	0.005	0.007	-0.019	-0.242
304	302	4.446	2.359	4.443	2.354	0.003	0.005	0.027	0.110
12	12110	0.961	0.563	0.959	0.540	0.002	0.023	0.006	1.279
15	15110	1.101	0.588	1.099	0.560	0.002	0.029	0.007	1.338
14	14110	0.961	0.629	0.960	0.604	0.001	0.025	0.006	1.386
2	2110	1.602	0.832	1.600	0.792	0.001	0.039	0.010	1.184
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2110	210	1.600	0.792	1.599	0.770	0.001	0.023	0.010	0.721
1	1110	1.101	0.660	1.099	0.630	0.002	0.030	0.007	1.494

## ДОДАТОК Г

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

**ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ**

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 109.962 МВт / 970.071 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.650 МВт / 907.974 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.341 МВт / 52.955 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 5.341 МВт / 52.955 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.419 МВт / 3.667 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.552 МВт / 5.475 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.971 МВт / 9.142 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.312 МВт / 62.097 млн.кВт\*г (6.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-57.266	-36.087	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	116.363	-0.98
1	Маломоленці	0.000	0.000	113.878	-1.67
2	Ст. Синява	0.000	0.000	106.759	-3.79
3	Западинці	0.000	0.000	115.968	-1.08
4	Красилів	0.000	0.000	115.593	-1.17
5	Машзавод	0.000	0.000	115.947	-1.07
6	Староконстянтині	0.000	0.000	116.708	-0.82
202	202	0.000	0.000	117.939	-0.36
7	Остропіль	0.000	0.000	118.172	-0.24
8	Кустівці	0.000	0.000	118.735	-0.31
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	119.171	-0.28
10	Медведівка	0.000	0.000	120.017	-0.16
203	203	0.000	0.000	120.082	-0.15
200	Шепетівка	-37.667	-27.235	121.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	116.824	-0.82
12	Бутівці	0.000	0.000	117.556	-0.71
13	Антоніни	0.000	0.000	117.177	-0.80
14	Вербівці	0.000	0.000	118.338	-0.55
15	Мокіївці	0.000	0.000	119.463	-0.32
1110		3.150	1.790	10.492	-4.74
2110		0.000	0.000	103.004	-7.12
235		0.000	0.000	34.484	-7.12
210		4.570	2.210	9.650	-9.14
310		3.150	1.700	10.718	-4.04
61101		0.000	0.000	114.403	-2.53
6351		0.000	0.000	38.272	-2.51
6101		8.320	4.940	10.877	-2.88
61102		0.000	0.000	113.895	-2.93
6352		0.000	0.000	38.272	-2.51
6102		0.000	0.000	10.877	-2.89
7110		0.000	0.000	114.592	-2.81
735		0.000	0.000	38.364	-2.81
710		2.740	1.550	10.764	-4.35
8110		0.000	0.000	114.393	-3.48
835		0.000	0.000	38.297	-3.48
810		5.380	2.900	10.706	-5.40
9110		3.350	1.720	11.028	-3.25
10110		3.150	1.870	11.088	-2.91
12110		2.740	1.550	10.913	-3.19
131101		0.000	0.000	114.223	-3.26
13351		0.000	0.000	38.240	-3.26
13101		5.180	2.510	10.762	-4.73
131102		0.000	0.000	114.223	-3.26
13352		0.000	0.000	38.240	-3.26
13102		0.000	0.000	10.763	-4.73
14110		0.000	0.000	114.446	-3.11

1435		0.000	0.000	38.315	-3.11
1410		2.740	1.700	10.732	-4.64
15110		3.150	1.610	11.082	-3.10
4101		8.120	4.390	10.761	-3.58
4102		0.000	0.000	10.761	-3.58
5101		4.870	2.500	10.943	-2.34
5102		0.000	0.000	10.943	-2.34
11101		6.290	3.400	10.951	-2.64
11102		0.000	0.000	10.951	-2.64
301		0.000	0.000	118.307	-0.00
303		0.000	0.000	104.432	-4.84
304		0.000	0.000	104.876	-4.63
302		0.000	0.000	104.523	-4.71
301101		-15.000	0.000	11.331	4.26
301102		0.000	0.000	11.331	4.26
302101		12.590	6.790	9.461	-9.42
302102		0.000	0.000	9.462	-9.42
303101		11.880	5.750	9.532	-9.26
303102		0.000	0.000	9.532	-9.26
304101		12.280	5.950	9.559	-9.17
304102		0.000	0.000	9.560	-9.17

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
303	303101	5.969	3.484	5.935	2.876	0.033	0.606	0.038	5.704
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.399	-0.001
303	303102	5.971	3.479	5.938	2.871	0.033	0.606	0.038	5.698
302	302101	6.330	4.121	6.290	3.395	0.040	0.723	0.042	6.589
302101	302102	-6.292	-3.390	-6.293	-3.390	0.000	0.000	-0.435	-0.001
302	302102	6.333	4.116	6.293	3.390	0.040	0.723	0.042	6.583
304	304101	6.171	3.622	6.135	2.976	0.036	0.644	0.039	5.872
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.138	-2.971	0.000	0.000	-0.411	-0.001
304	304102	6.173	3.617	6.138	2.971	0.036	0.644	0.039	5.866
4	4101	4.070	2.429	4.057	2.195	0.013	0.233	0.024	3.286
4101	4102	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.247	-0.000
4	4102	4.071	2.426	4.058	2.192	0.013	0.233	0.024	3.282
5	5101	1.384	0.731	1.381	0.691	0.003	0.040	0.008	1.613
5101	5102	-3.485	-1.807	-3.486	-1.807	0.000	0.000	-0.207	-0.000
5	5102	3.491	1.910	3.486	1.807	0.005	0.102	0.020	1.610
6	61101	2.862	1.826	2.857	1.706	0.004	0.120	0.017	2.404
61101	6351	1.830	0.815	1.829	0.815	0.002	0.000	0.010	0.083
6351	6352	1.829	0.815	1.829	0.815	0.000	0.000	0.030	0.000
61102	6352	-1.828	-0.798	-1.829	-0.815	0.001	0.016	-0.010	-0.463
6	61102	5.484	3.544	5.476	3.259	0.008	0.284	0.032	2.950
61102	6102	7.304	4.058	7.289	4.058	0.015	0.000	0.042	0.169
6102	6101	7.289	4.058	7.289	4.058	0.000	0.000	0.442	0.001
61101	6101	1.027	0.891	1.026	0.879	0.001	0.012	0.007	0.722
301	301101	-7.465	0.553	-7.495	-0.003	0.031	0.554	-0.036	0.165
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.381	0.001
301	301102	-7.464	0.559	-7.495	0.003	0.031	0.554	-0.036	0.172
100	201	57.266	36.087	55.657	33.757	1.602	2.320	0.322	4.654
201	3	7.994	4.203	7.974	4.174	0.020	0.028	0.045	0.399
3	4	4.800	2.732	4.789	2.716	0.011	0.016	0.027	0.379
4	5	-3.383	-1.520	-3.390	-1.531	0.008	0.011	-0.018	-0.358
6	202	-13.636	-4.294	-13.745	-4.451	0.108	0.156	-0.071	-1.241
202	7	-13.745	-3.831	-13.764	-3.867	0.019	0.035	-0.070	-0.234
7	8	-1.656	-6.154	-1.671	-6.181	0.015	0.027	-0.031	-0.562
8	9	-7.101	-9.205	-7.122	-9.243	0.021	0.038	-0.056	-0.437
9	10	-10.497	-10.762	-10.550	-10.859	0.053	0.097	-0.073	-0.847
10	203	-13.725	-12.630	-13.730	-12.639	0.005	0.009	-0.090	-0.065
203	200	-13.730	-12.274	-13.801	-12.405	0.071	0.131	-0.088	-0.919
11	11101	3.150	1.836	3.142	1.700	0.007	0.135	0.018	2.442
11101	11102	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.188	-0.000
11	11102	3.151	1.833	3.144	1.698	0.007	0.135	0.018	2.439
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
131102	13102	2.594	1.339	2.589	1.253	0.006	0.085	0.015	1.897
13102	13101	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.154	0.000
131101	13101	2.594	1.341	2.588	1.255	0.006	0.085	0.015	1.899
13	131101	2.600	1.488	2.594	1.340	0.006	0.147	0.015	3.127
13	131102	2.600	1.488	2.594	1.340	0.006	0.147	0.015	3.127
5	6	-8.296	-3.432	-8.336	-3.490	0.040	0.057	-0.045	-0.769
6	11	-3.097	-3.834	-3.099	-3.838	0.003	0.004	-0.024	-0.116
11	12	-9.432	-7.313	-9.477	-7.377	0.044	0.064	-0.059	-0.735



## ДОДАТОК Д

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.568 МВт / 390.980 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 44.060 МВт / 385.966 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.018 МВт / 0.162 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 2.922 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.313 МВт / 3.084 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.508 МВт / 5.014 млн.кВт\*г (1.3%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
302101		12.590	0.040	10.246	-6.76
302102		0.000	0.000	10.246	-6.76
302		0.000	0.000	107.909	-2.43
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
2110		0.000	0.000	104.976	-5.24
210		4.570	2.210	9.843	-7.18
235		0.000	0.000	35.144	-5.24
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.643	-2.03
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
304101		12.280	5.950	9.885	-6.55
304102		0.000	0.000	9.886	-6.56
303101		11.880	5.750	9.925	-6.13
303102		0.000	0.000	9.925	-6.13
301101		-15.000	0.000	10.443	3.49
301102		0.000	0.000	10.443	3.49
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
301		0.000	0.000	109.071	-1.52

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R <sub>п</sub> , МВт	Q <sub>п</sub> , МВАр	R <sub>к</sub> , МВт	Q <sub>к</sub> , МВАр	dR, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
302102	302101	6.291	0.018	6.291	0.018	0.000	0.000	0.354	0.001
302	302102	6.318	0.497	6.291	0.018	0.026	0.477	0.034	1.431
302	302101	6.318	0.502	6.291	0.022	0.026	0.477	0.034	1.437
304	302	12.683	0.851	12.662	0.821	0.021	0.030	0.068	0.204
2110	210	4.580	2.410	4.567	2.209	0.013	0.200	0.028	2.439
2110	235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2110	4.593	2.755	4.580	2.410	0.013	0.344	0.028	4.038
2	304	11.865	6.250	11.835	6.164	0.030	0.085	0.071	0.558
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.138	-2.971	0.000	0.000	-0.398	-0.001
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.383	-0.001
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.414	0.001
304	304102	6.171	3.575	6.138	2.971	0.033	0.602	0.038	5.337
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.976	0.033	0.602	0.038	5.343
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.085
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.876	0.031	0.559	0.037	5.091
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464

## ДОДАТОК Е

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

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.568 МВт / 390.980 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 44.060 МВт / 385.966 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.018 МВт / 0.162 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 2.922 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.313 МВт / 3.084 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.508 МВт / 5.014 млн.кВт\*г (1.3%)  
ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> ,МВт	Q <sub>нав</sub> ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
302101		12.590	0.040	10.402	-6.76
302102		0.000	0.000	10.403	-6.76
302		0.000	0.000	107.909	-2.43
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
2110		0.000	0.000	104.976	-5.24
210		4.570	2.210	9.843	-7.18
235		0.000	0.000	35.144	-5.24
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.643	-2.03
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
304101		12.280	5.950	10.517	-6.55
304102		0.000	0.000	10.517	-6.56
303101		11.880	5.750	10.559	-6.13
303102		0.000	0.000	10.560	-6.13
301101		-15.000	0.000	10.602	3.49
301102		0.000	0.000	10.602	3.49
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
301		0.000	0.000	109.072	-1.52

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р <sub>п</sub> ,МВт	Q <sub>п</sub> ,МВАр	Р <sub>к</sub> ,МВт	Q <sub>к</sub> ,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I, кА	dU, кВ
302102	302101	6.291	0.018	6.291	0.018	0.000	0.000	0.349	0.001
302	302102	6.318	0.497	6.291	0.018	0.026	0.477	0.034	1.431
302	302101	6.318	0.502	6.291	0.022	0.026	0.477	0.034	1.437
304	302	12.683	0.851	12.662	0.821	0.021	0.030	0.068	0.204
2110	210	4.580	2.410	4.567	2.209	0.013	0.200	0.028	2.439
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2110	4.593	2.755	4.580	2.410	0.013	0.344	0.028	4.038
2	304	11.865	6.250	11.835	6.164	0.030	0.085	0.071	0.558
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.137	-2.971	0.000	0.000	-0.374	-0.001
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.360	-0.001
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.407	0.001
304	304102	6.171	3.576	6.137	2.971	0.033	0.602	0.038	5.338
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.975	0.033	0.602	0.038	5.343
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.086
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.875	0.031	0.559	0.037	5.091
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464



## ДОДАТОК Є

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ З ВСТАНОВЛЕНИМИ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯМ РПН

Отримано потужн./ел.енерг.: 107.513 МВт / 945.830 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.650 МВт / 907.974 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.918 МВт / 28.929 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.918 МВт / 28.929 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.388 МВт / 3.395 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.558 МВт / 5.531 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.945 МВт / 8.926 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.863 МВт / 37.856 млн.кВт\*г (4.0%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хмельницький енерговузол	-37.134	-19.140	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	112.111	-0.79
1	Маломоленці	0.000	0.000	111.151	-1.13
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.643	-2.03
3	Западинці	0.000	0.000	111.258	-1.02
4	Красилів	0.000	0.000	110.202	-1.29
5	Машзавод	0.000	0.000	109.609	-1.44
6	Староконстянтині	0.000	0.000	109.544	-1.42
202	202	0.000	0.000	109.542	-1.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
8	Кустівці	0.000	0.000	111.015	-1.04
9	Н. Лабунь	0.000	0.000	111.862	-0.82
10	Медведівка	0.000	0.000	113.361	-0.43
203	203	0.000	0.000	113.468	-0.40
200	Шепетівка	-55.340	-33.537	115.000	0.00
11	Завод ІПП	0.000	0.000	109.748	-1.36
12	Бутівці	0.000	0.000	110.752	-1.10
13	Антоніни	0.000	0.000	110.344	-1.20
14	Вербівці	0.000	0.000	111.735	-0.83
15	Мокіївці	0.000	0.000	113.126	-0.48
1110		3.150	1.790	10.220	-4.36
2110		0.000	0.000	104.976	-5.24
235		0.000	0.000	35.144	-5.24
210		4.570	2.210	9.843	-7.18
310		3.150	1.700	10.249	-4.23
61101		0.000	0.000	107.068	-3.36
6351		0.000	0.000	35.814	-3.34
6101		8.320	4.940	10.170	-3.76
61102		0.000	0.000	106.524	-3.82
6352		0.000	0.000	35.814	-3.34
6102		0.000	0.000	10.171	-3.77
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
8110		0.000	0.000	106.257	-4.69
835		0.000	0.000	35.573	-4.69
810		5.380	2.900	9.908	-6.92
9110		3.350	1.720	10.300	-4.22
10110		3.150	1.870	10.425	-3.53
12110		2.740	1.550	10.239	-3.91
131101		0.000	0.000	107.154	-3.98
13351		0.000	0.000	35.874	-3.98
13101		5.180	2.510	10.075	-5.65
131102		0.000	0.000	107.154	-3.98
13352		0.000	0.000	35.874	-3.98
13102		0.000	0.000	10.075	-5.65
14110		0.000	0.000	107.546	-3.71
1435		0.000	0.000	36.005	-3.71
1410		2.740	1.700	10.057	-5.46
15110		3.150	1.610	10.453	-3.59
4101		8.120	4.390	10.229	-3.95

4102	0.000	0.000	10.229	-3.95
5101	4.870	2.500	10.328	-2.87
5102	0.000	0.000	10.328	-2.87
11101	6.290	3.400	10.258	-3.42
11102	0.000	0.000	10.259	-3.42
301	0.000	0.000	109.072	-1.52
303	0.000	0.000	108.331	-2.04
304	0.000	0.000	108.103	-2.30
302	0.000	0.000	107.909	-2.43
301101	-15.000	0.000	10.602	3.49
301102	0.000	0.000	10.602	3.49
302101	12.590	0.040	10.402	-6.76
302102	0.000	0.000	10.403	-6.76
303101	11.880	5.750	10.559	-6.13
303102	0.000	0.000	10.560	-6.13
304101	12.280	5.950	10.517	-6.55
304102	0.000	0.000	10.517	-6.56

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
13	131101	2.601	1.520	2.595	1.352	0.006	0.168	0.016	3.424
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.601	1.520	2.595	1.352	0.006	0.168	0.016	3.424
131102	13102	2.595	1.351	2.589	1.253	0.006	0.097	0.016	2.074
13102	13101	2.589	1.253	2.589	1.253	0.000	0.000	0.165	0.000
131101	13101	2.594	1.353	2.588	1.255	0.006	0.098	0.016	2.077
100	201	37.134	19.140	36.456	18.157	0.676	0.979	0.209	2.899
201	1	20.011	10.038	19.899	9.833	0.112	0.204	0.115	0.971
1	2	16.724	8.646	16.476	8.194	0.246	0.450	0.098	2.555
2	304	11.865	6.250	11.835	6.164	0.030	0.085	0.071	0.558
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464
7	202	0.235	-0.714	0.235	-0.714	0.000	0.000	0.004	-0.013
12	14	-22.607	-11.910	-22.753	-12.121	0.145	0.210	-0.133	-0.992
14	15	-25.520	-13.845	-25.750	-14.178	0.229	0.332	-0.150	-1.398
15	200	-28.924	-15.607	-29.270	-16.108	0.345	0.500	-0.167	-1.878
11	11101	3.151	1.854	3.142	1.700	0.008	0.154	0.019	2.659
11101	11102	-3.144	-1.698	-3.144	-1.698	0.000	0.000	-0.201	-0.000
11	11102	3.152	1.852	3.144	1.698	0.008	0.154	0.019	2.656
6	61101	2.863	1.847	2.858	1.710	0.005	0.137	0.018	2.626
61101	6351	1.831	0.817	1.829	0.817	0.002	0.000	0.011	0.088
6351	6352	1.829	0.817	1.829	0.817	0.000	0.000	0.032	0.000
61102	6352	-1.828	-0.798	-1.829	-0.817	0.001	0.019	-0.011	-0.509
6	61102	5.487	3.585	5.478	3.259	0.010	0.324	0.034	3.223
61102	6102	7.306	4.058	7.289	4.058	0.017	0.000	0.045	0.179
6102	6101	7.289	4.058	7.289	4.058	0.000	0.000	0.473	0.001
61101	6101	1.027	0.892	1.026	0.879	0.001	0.013	0.007	0.783
5	5101	1.384	0.736	1.381	0.691	0.003	0.045	0.008	1.734
5101	5102	-3.485	-1.807	-3.486	-1.807	0.000	0.000	-0.219	-0.000
5	5102	3.491	1.922	3.486	1.807	0.006	0.114	0.021	1.730
4	4101	4.071	2.454	4.057	2.195	0.014	0.257	0.025	3.488
4101	4102	-4.058	-2.192	-4.058	-2.192	0.000	0.000	-0.260	-0.000
4	4102	4.073	2.450	4.058	2.192	0.014	0.257	0.025	3.484
202	6	0.235	-0.180	0.235	-0.180	0.000	0.000	0.002	-0.001
6	5	0.006	-0.743	0.006	-0.744	0.000	0.000	0.004	-0.064
5	4	-4.898	-2.741	-4.917	-2.769	0.019	0.028	-0.030	-0.599
4	3	-13.089	-7.111	-13.180	-7.242	0.090	0.131	-0.078	-1.067
3	201	-16.354	-8.744	-16.445	-8.875	0.090	0.131	-0.096	-0.860
7	8	-13.433	-9.918	-13.553	-10.137	0.119	0.218	-0.088	-1.500
8	9	-18.986	-13.342	-19.080	-13.515	0.094	0.172	-0.120	-0.853
9	10	-22.456	-15.120	-22.652	-15.477	0.195	0.356	-0.139	-1.507
10	203	-25.827	-17.312	-25.843	-17.341	0.016	0.029	-0.158	-0.107
203	200	-25.843	-17.015	-26.070	-17.429	0.226	0.413	-0.157	-1.535
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.407	0.001
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.875	0.031	0.559	0.037	5.091
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.360	-0.001
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.086
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.975	0.033	0.602	0.038	5.343
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.137	-2.971	0.000	0.000	-0.374	-0.001
304	304102	6.171	3.576	6.137	2.971	0.033	0.602	0.038	5.338

302	302102	6.318	0.497	6.291	0.018	0.026	0.477	0.034	1.431
302102	302101	6.291	0.018	6.291	0.018	0.000	0.000	0.349	0.001
302	302101	6.318	0.502	6.291	0.022	0.026	0.477	0.034	1.437
10	10110	3.165	2.118	3.148	1.869	0.016	0.248	0.019	4.574
9	9110	3.366	1.988	3.348	1.719	0.018	0.268	0.020	4.453
8	8110	5.413	3.680	5.395	3.186	0.018	0.493	0.034	5.096
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.395	3.186	5.377	2.898	0.018	0.286	0.034	3.069
14110	1435	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	13	5.242	2.911	5.228	2.891	0.014	0.020	0.031	0.412
3	310	3.164	1.945	3.148	1.699	0.016	0.245	0.019	4.378
14110	1410	2.746	1.822	2.738	1.699	0.008	0.123	0.018	2.648
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	11	-8.166	-4.224	-8.177	-4.240	0.011	0.016	-0.048	-0.207
11	12	-14.508	-7.776	-14.604	-7.915	0.096	0.138	-0.086	-1.014
304	302	12.683	0.851	12.662	0.821	0.021	0.030	0.068	0.204
12	12110	2.751	1.740	2.738	1.549	0.013	0.190	0.017	3.928
15	15110	3.163	1.840	3.148	1.609	0.015	0.230	0.019	4.046
14	14110	2.755	2.034	2.746	1.822	0.008	0.211	0.018	4.403
2	2110	4.593	2.755	4.580	2.410	0.013	0.344	0.028	4.038
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2110	210	4.580	2.410	4.567	2.209	0.013	0.200	0.028	2.439
1	1110	3.165	2.042	3.148	1.789	0.017	0.252	0.020	4.588

---

## ДОДАТОК Ж

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 1РІК

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 27.260 МВт / 239.215 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 26.900 МВт / 235.644 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.144 МВт / 1.424 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.144 МВт / 1.424 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.001 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.216 МВт / 2.145 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.216 МВт / 2.146 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.360 МВт / 3.571 млн.кВт\*г (1.5%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
304101		12.280	5.950	10.517	-6.55
304102		0.000	0.000	10.517	-6.56
303101		11.880	5.750	10.559	-6.13
303102		0.000	0.000	10.560	-6.13
301101		-15.000	0.000	10.602	3.49
301102		0.000	0.000	10.602	3.49
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
301		0.000	0.000	109.072	-1.52

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R <sub>p</sub> , МВт	Q <sub>p</sub> , МВАр	R <sub>k</sub> , МВт	Q <sub>k</sub> , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.137	-2.971	0.000	0.000	-0.374	-0.001
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.360	-0.001
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.407	0.001
304	304102	6.171	3.576	6.137	2.971	0.033	0.602	0.038	5.338
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.975	0.033	0.602	0.038	5.343
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.086
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.875	0.031	0.559	0.037	5.091
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464

## 2РІК

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.568 МВт / 390.980 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 44.060 МВт / 385.966 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.195 МВт / 1.931 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.018 МВт / 0.162 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 2.922 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.313 МВт / 3.084 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.508 МВт / 5.014 млн.кВт\*г (1.3%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
302101		12.590	0.040	10.402	-6.76
302102		0.000	0.000	10.403	-6.76
302		0.000	0.000	107.909	-2.43
304		0.000	0.000	108.103	-2.30
2110		0.000	0.000	104.976	-5.24
210		4.570	2.210	9.843	-7.18
235		0.000	0.000	35.144	-5.24
2	Ст. Синява	0.000	0.000	108.643	-2.03
7110		0.000	0.000	105.580	-4.40
710		2.740	1.550	9.883	-6.21
735		0.000	0.000	35.347	-4.40
7	Остропіль	0.000	0.000	109.529	-1.39
304101		12.280	5.950	10.517	-6.55
304102		0.000	0.000	10.517	-6.56
303101		11.880	5.750	10.559	-6.13
303102		0.000	0.000	10.560	-6.13
301101		-15.000	0.000	10.602	3.49
301102		0.000	0.000	10.602	3.49
303		0.000	0.000	108.331	-2.04
301		0.000	0.000	109.072	-1.52

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
302102	302101	6.291	0.018	6.291	0.018	0.000	0.000	0.349	0.001
302	302102	6.318	0.497	6.291	0.018	0.026	0.477	0.034	1.431
302	302101	6.318	0.502	6.291	0.022	0.026	0.477	0.034	1.437
304	302	12.683	0.851	12.662	0.821	0.021	0.030	0.068	0.204
2110	210	4.580	2.410	4.567	2.209	0.013	0.200	0.028	2.439
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2110	4.593	2.755	4.580	2.410	0.013	0.344	0.028	4.038
2	304	11.865	6.250	11.835	6.164	0.030	0.085	0.071	0.558
7110	710	2.746	1.671	2.738	1.549	0.008	0.121	0.018	2.547
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.754	1.880	2.746	1.671	0.008	0.208	0.018	4.227
304101	304102	-6.137	-2.971	-6.137	-2.971	0.000	0.000	-0.374	-0.001
303101	303102	-5.937	-2.871	-5.938	-2.871	0.000	0.000	-0.360	-0.001
301101	301102	7.495	-0.003	7.495	-0.003	0.000	0.000	0.407	0.001
304	304102	6.171	3.576	6.137	2.971	0.033	0.602	0.038	5.338
304	304101	6.169	3.580	6.135	2.975	0.033	0.602	0.038	5.343
303	303102	5.969	3.432	5.938	2.871	0.031	0.559	0.037	5.086
303	303101	5.966	3.437	5.935	2.875	0.031	0.559	0.037	5.091
301	301102	-7.458	0.658	-7.495	0.003	0.036	0.652	-0.040	0.059
301	301101	-7.459	0.652	-7.495	-0.003	0.036	0.652	-0.040	0.052
304	303	-13.215	-1.225	-13.237	-1.288	0.022	0.062	-0.071	-0.246
303	301	-25.199	-7.930	-25.299	-8.211	0.099	0.280	-0.141	-0.770
301	7	-10.409	-9.304	-10.431	-9.367	0.022	0.063	-0.074	-0.464

**ДОДАТОК**

**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**  
**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З**  
**ДОСЛІДЖЕННЯМ ПОШКОДЖЕНЬ ЛІНІЙ**  
**ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ**

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ  
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ  
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням пошкоджень ліній електропередачі

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

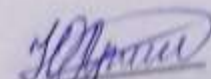
Показники звіту подібності Unicheek

Оригінальність 94,8 % Схожість 5,2 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку

  
(підпис)

Гулько І.О.  
(прізвище, ініціали)

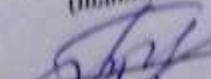
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheek щодо роботи.

Автор роботи

  
(підпис)

Костіна Т.С.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

  
(підпис)

Тептя В.В.  
(прізвище, ініціали)