

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
«Розвиток Муровано-Куриловських мереж з дослідженням пристроїв
грозозахисту»

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

(шифр Глава Напрям підготовки, спеціальності)

Кокиза І. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Собчук Н. В.

(прізвище та ініціали)

«10» грудня 2023 р.

Опонент: доц. каф. ЕСС ЕВН, Ph. D.

Kodze I. B.

(прізвище та ініціали)

«12» грудня 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«11» грудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

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




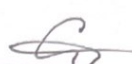

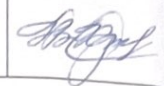
18 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Кокизі Івану Олександровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)











1. Тема роботи. Розвиток Муровано-Куриловецьких мереж з дослідженням пристроїв грозозахисту
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 01 грудня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення дорівнюють за найбільших навантажень 105%. за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5000 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 365 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1.65 грн. Обмеження на введення ЛЕП складає 50 км за рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування. 2. Захист електрообладнання електричних станцій і підстанцій від атмосферних перенапруг. 3. Економічна частина. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Стержневі блискавковідводи 2. Зона захисту одиночного стержневого блискавковідводу. 3. Зона захисту двох стержневих блискавковідводів.

6. Консультанти розділів роботи

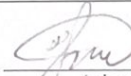
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Собчук Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д. пед. н., професор каф. БЖДПБ Кобилянський О. В.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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

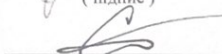
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Приймає
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	15.09.23	18.09.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування підстанції	20.09.23	26.09.23	
3	Електротехнічна частина	27.09.23	05.10.23	
4	Розрахунок засобів грозозахисту	06.10.23	20.10.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.23	10.11.23	
6	Економічна частина	11.11.23	16.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.23	25.11.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.11.23	30.11.23	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.12.23	04.12.23	
10	Рецензування МКР	05.12.23	06.12.23	
11	Захист МКР	12.12.23	-	

Студент


(підпис)

І. О. Кокіза

Керівник роботи


(підпис)

Н. В. Собчук

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Кокиза І. О. «Розвиток Муровано-Куриловецьких мереж з дослідженням пристроїв грозозахисту». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 109 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 19 назв; рис.: 25; табл. 22.

У магістерській кваліфікаційній роботі було розроблено схему розвитку електричної системи. В процесі розрахунку використовувались програмні комплекси. Результати розрахунків спроектованої мережі, та роботи існуючої було проаналізовано, після чого було обрано оптимальну схему, розраховано показники економічності та надійності.

Розглянуто способи та засоби захисту ЛЕП від грозових перенапруг. Також досліджено методи захисту ЛЕП від прямого удару блискавки.

У розділі з охорони праці було спроектовано захисне заземлення для забезпечення безпечних умов праці працівників.

Ключові слова: електрична система, динамічне програмування, грозозахист, перенапруга, зона захисту.

ANNOTATION

UDC 621.316.3

Kokyza I. A. " Development of the Murovano-Kurylovetsky networks with the study of lightning protection devices." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 109 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 19 titles; Fig.: 25; table 22.

In his master's thesis, he developed a scheme for the development of an electrical system. In the process of calculation, software systems were used. The results of the calculations of the designed network and the existing one were analyzed, after which the optimal scheme was chosen, and the indicators of efficiency and reliability were calculated.

The methods and means of protecting power lines from lightning surges are considered. Methods of protecting power lines from direct lightning strikes were also investigated.

In the section on labor protection, a protective grounding was designed to ensure safe working conditions for employees.

Key words: electrical system, dynamic program, lightning protection, overvoltage, protection zone.

Зміст

ВСТУП.....	6
1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	8
1.1. Розрахунок прогнозу навантажень.....	8
1.2. Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі	10
1.3. Визначення оптимальної схеми електричної мережі	15
1.3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми	15
1.3.2 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі	16
1.3.3 Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі	35
1.3.4 Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації	38
1.3.5 Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації	39
1.3.6 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі	46
1.4. Вибір потужності трансформаторів на проміжних підстанціях	47
1.5. Схеми розподільчих пристроїв проміжних підстанцій	50
1.6. Схеми вузлової підстанції.....	51
1.6.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій	52
1.6.2 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з врахуванням надійності	55
1.7. Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку	62
1.8. Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку .	65
2. ЗАХИСТ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ ВІД АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПРУГ	72
2.1. Захист від прямих ударів блискавки	72
2.2. Елементи захисту від перенапруги.....	81

2.2.1	Компоненти комутації напруги	83
2.2.2	Компонент обмеження напруги	84
2.3.	Обмежувачі перенапруг	86
2.3.1	Обмежувачі перенапруг із зазором	86
2.3.2	Обмежувачі перенапруг без зазорів	89
3.	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	93
4.	ОХОРОНА ПРАЦІ	98
4.1.	Задача розділу	98
4.2.	Розрахунок захисного заземлення	99
	ВИСНОВКИ	105
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	108
	ДОДАТКИ	110
	ДОДАТОК А	111
	ДОДАТОК Б	112
	ДОДАТОК В	121
	ДОДАТОК Г	125
	ДОДАТОК Д	129
	ДОДАТОК Е	133
	ДОДАТОК Ж	137
	ДОДАТОК К	141
	ДОДАТОК Л	145
	ДОДАТОК М	149
	ДОДАТОК Н (обов'язковий) Ілюстративна частина	153

ВСТУП

Актуальність теми. В Україні гроза значно впливає на роботу систем електропостачання в цілому.

Захист об'єктів електроенергетики від прямих ударів блискавки завжди був в пріоритеті. Такий захист забезпечується блискавковідводами, обмежувачами перенапруги та розрядниками.

Імпульсні перенапруги виникають через удар блискавки в лінії електропередачі або поблизу них.

Попадання блискавки у ЛЕП може пошкодити як самі лінії, так і електрообладнання підстанцій. Грозові розряди також завдають значного матеріального збитку [1,2].

Рівень захисту електричних станцій і підстанцій від ударів блискавки та грозових перенапруг має бути значно більшим, ніж захист ліній електропередачі. Це пояснюється більшим збитком від грозових перенапруг на підстанціях, ніж від перенапруг на лініях [3].

Стрижневі блискавковідводи забезпечують захист обладнання станцій та підстанцій від прямих ударів блискавок. Крім того, при попаданні блискавки у триси чи опори цих ліній, на лініях утворюються хвилі, тому необхідно встановити захист на підході до підстанцій аби їх захистити [4].

Багаторічне зростання грозової активності в більшості регіонів України підтверджує нагальну необхідність заходів з посилення блискавкозахисту енергетичних об'єктів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота виконана в рамках держбюджетних тематик з використанням актуальних наукових досліджень, які проводяться на кафедрі ЕСС ВНТУ.

Мета і задачі дослідження. МКР був спрямований на виконання наступних

основних завдань:

- проведено розрахунки, аби дізнатися очікуваний приріст завантаження наявних споживачів протягом наступних п'яти років;
- було перевірено обладнання, в тому числі і трансформатори, на необхідність їх заміни на більш потужне;
- здійснено розрахунки та визначено оптимальні перерізи проводів;
- розглянуто способи та засоби захисту мережі від грозових перенапруг та прямих ударів блискавки.

Об'єктом дослідження МКР є: електричні мережі Муровано-Куриловецького району.

Предметом дослідження є: розвиток електричної мережі з дослідженням пристроями грозозахисту згідно технічного завдання.

Методи дослідження. За допомогою методів поконтурної оптимізації та динамічного програмування було вирішено поставлені задачі.

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

Особистий внесок здобувача. Результати, які склали головний зміст МКР, були отримані автором під керівництвом к.т.н., доцента кафедри ЕСС Собчук Н.В.

Апробація результатів МКР. Результати доповідались на НТКС факультету електроенергетики та електромеханіки ВНТУ у 2023 році.

1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

1.1. Розрахунок прогнозу навантажень

Для прогнозу навантаження в мережі 110 кВ ми будемо використовувати метод найменших квадратів. Завдяки цьому методу можна замінити таблично-задану функцію $P_{max}(T)$ на аналітичну функцію $P'_{max}(T)$:

$$P_{max}(T) \rightarrow P'_{max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (1.1.1)$$

де a' , b' - числові коефіцієнти;

T - період прогнозу.

Для виконання прогнозу навантажень було застосовано електронний процесор EXCEL.

Вираз записаного мінімізується за допомогою методу найменших квадратів для визначення відповідних чисельних коефіцієнтів a' і b' :

$$Q = \sum_{i=1}^n [P_{max_i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (1.1.2)$$

що досягається розв'язанням систем рівнів:

$$\frac{\partial Q}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial Q}{\partial b'} = 0. \quad (1.1.3)$$

Для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' ми отримуємо кінцевий варіант системи лінійних рівнів після проведення диференціювання вхідної

функції на відповідності з (1.1.3):

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i; \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i. \end{cases} \quad (1.1.4)$$

Таблиця 1.1.1 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
P_{\max} , %	86	87	89	90	93	94	96	97	99	100

У результаті підстановки вхідних даних з табл. 1.1.1 в системі (1.1.4) остання виглядає таким чином:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 931 \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 5255 \end{cases}$$

Звідки $a' = 82,13$, $b' = 1,63$, тобто регресійна функція має наступний вигляд:

$$P'_{\max} = 1,63 \cdot T + 82,13.$$

Отже, прогнозування навантаження на наступні п'ять років буде таким:

$$P'_{\max} = 1,63 \cdot 15 + 82,13 = 108,588\% \approx 110\%.$$

За даними ретроспективи прогнозуємо навантаження по вузлам на наступні п'ять років.

Наведемо таблицю EXCEL з вихідними даними та результатами роботи програми (таблиця 1.1.2).

Таблиця 1.1.2 – Вихідні дані та результати прогнозування навантаження для вузлів існуючої мережі

№ вузла	Назва	P нав	Q нав	cos f	S нав	S тр ном	N тр	К перена в	P нав.тр	Q нав.тр	P нав.про гн.	Q нав.про гн	S нав.про гн	P нав.тр. прог	Q нав.тр. прог.
1	ракова	4,30	2,20	0,89	4,83	10,00	2,00	48,31	2,15	1,10	4,73	2,42	5,31	2,37	1,21
2	івашківці	2,50	1,55	0,85	2,94	6,30	2,00	46,69	1,25	0,77	2,75	1,70	3,24	1,38	0,85
3	лозове	1,57	0,85	0,88	1,78	6,30	1,00	28,32	1,57	0,85	1,73	0,93	1,96	1,73	0,93
4	деражня	6,50	4,03	0,85	7,65	16,00	2,00	47,79	3,25	2,01	7,15	4,43	8,41	3,58	2,22
6	вовковинці	1,65	0,89	0,88	1,88	6,30	1,00	29,76	1,65	0,89	1,82	0,98	2,06	1,82	0,98
8	тяга	6,26	3,21	0,89	7,03	25,00	1,00	28,13	6,26	3,21	6,89	3,53	7,74	6,89	3,53
9	балки	11,00	5,94	0,88	12,50	25,00	2,00	50,00	5,50	2,97	12,10	6,53	13,75	6,05	3,27
10	чернятин	3,85	2,28	0,86	4,48	10,00	2,00	44,77	1,93	1,14	4,24	2,51	4,92	2,12	1,26
11	жмеринка	7,00	3,59	0,89	7,87	16,00	2,00	49,16	3,50	1,79	7,70	3,94	8,65	3,85	1,97
12	подільська	17,00	9,18	0,88	19,32	40,00	2,00	48,30	8,50	4,59	18,70	10,09	21,25	9,35	5,05
14	с-чик	2,55	1,58	0,85	3,00	10,00	1,00	30,00	2,55	1,58	2,81	1,74	3,30	2,81	1,74
15	носківці	1,66	0,90	0,88	1,89	6,30	1,00	29,94	1,66	0,90	1,83	0,99	2,08	1,83	0,99
16	шаргород	10,55	5,98	0,87	12,13	25,00	2,00	48,51	5,28	2,99	11,61	6,58	13,34	5,80	3,29
18	конева	0,65	0,33	0,89	0,73	2,50	1,00	29,21	0,65	0,33	0,72	0,37	0,80	0,72	0,37
19	м. полськ	4,33	2,22	0,89	4,87	10,00	2,00	48,65	2,17	1,11	4,76	2,44	5,35	2,38	1,22
21	яришів	6,48	3,32	0,89	7,28	16,00	2,00	45,51	3,24	1,66	7,13	3,65	8,01	3,56	1,83
23	Жван	1,65	0,89	0,88	1,88	6,30	1,00	29,76	1,65	0,89	1,82	0,98	2,06	1,82	0,98
24	м.куриці	4,28	2,19	0,89	4,81	10,00	2,00	48,09	2,14	1,10	4,71	2,41	5,29	2,35	1,21
25	ставчани	1,59	0,99	0,85	1,87	6,30	1,00	29,69	1,59	0,99	1,75	1,08	2,06	1,75	1,08
26	н. уштя	6,95	3,75	0,88	7,90	16,00	2,00	49,36	3,48	1,88	7,65	4,13	8,69	3,82	2,06
27	пилип-ці	1,60	0,91	0,87	1,84	6,30	1,00	29,19	1,60	0,91	1,76	1,00	2,02	1,76	1,00
28	віньковці	4,22	2,62	0,85	4,96	10,00	2,00	49,65	2,11	1,31	4,64	2,88	5,46	2,32	1,44
29	яр-линці	6,45	3,66	0,87	7,41	16,00	2,00	46,34	3,23	1,83	7,10	4,02	8,16	3,55	2,01
31	аеропорт	2,65	1,43	0,88	3,01	6,30	2,00	47,80	1,33	0,72	2,92	1,57	3,31	1,46	0,79
		117,24	64,46								128,96	70,91			

Як видно з прогнозу навантаження, на підстанціях існуючої мережі не потрібно встановлювати більш потужні трансформатори.

Виконуємо розрахунок усталеного режиму існуючої мережі та аналізуємо результати з урахуванням результатів прогнозування завантаження (110 %).

1.2. Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі

Розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі здійснюється з визначенням призначення найкращих вузлів живлення з існуючої мережі для п'яти нових вузлів із споживанням електричної енергії. Основним критерієм для вибору цих вузлів може бути:

- вища напруга;
- менша відстань до нових вузлів;
- менша відстань до джерел живлення району – вузлів 100 (Хмельницький енерговузол), 200 (Бар) і 300 (Дністровська ГЕС).

Розрахунок буде виконано за допомогою програмного комплексу «Втрата — висока». Цей програмний комплекс дозволяє розрахувати усталений режим вхідної електричної мережі на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, кількість трансформаторів і тип).

Втрати потужності та електроенергії в певній електричній мережі є основними результатами розрахунків, проведених за допомогою цієї програми. Однак програма виконує розрахунок усталеного режиму електричної мережі та показує значення напруг у вузлах і струму у вітках.

Результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110 кВ представлені в додатку Г у трьох таблицях: загальні результати розрахунку втрат електричної енергії, результати розрахунків по вітках і результати розрахунків по вузлах.

Приведемо в таблиці 1.2 значення граничних економічних потужностей на один ланцюг повітряних ліній для різних перерізів, оскільки далі буде проведено порівняння перетоків потужностей, що протікають в даних лініях.

Таблиця 1.2 – Значення граничних потужностей на один ланцюг в повітряних лініях

Напруга	Тип опор	Матеріал	Район по ожеледі	Гранична економічна потужність на один ланцюг, МВт, для перерізів, мм ²					
				70	95	120	150	185	240
110	Одно-ланцюгові	Залізо-бетон	IV	–	17	21,5	25,7	39,5	63,5

Результати розрахунків дозволяють зробити наступні висновки:

1. Згідно з прогнозом, вхідна електрична мережа має потенціал для подальшого розвитку, оскільки вона має незначні втрати потужності (2,555 МВт або 2,1 %) і низький рівень напруги у всіх вузлах.

2. Потоки енергії в лініях 11-10 і 200-10 не відповідають економічним значенням для даних перерізу.

Тому переріз ліній був збільшений наступним чином:

лінія 11-10 з АС 95 на АС 185;

лінія 200-10 з АС 120 на АС 185.

3. Враховуючи прогноз навантажень, на підстанціях існуючої мережі не потрібно встановлювати більш потужні трансформатори.

Було розраховано режим роботи мережі з урахуванням збільшення перерізу та регулювання напруги. Результати цього процесу представлені в додатку Е. Таким чином, можна зробити наступні висновки:

1. Вхідна електрична мережа має втрати потужності 2,207 МВт або 1,8 %; крім того, у всіх вузлах є достатній рівень напруги.

2. За умови нагрівання проводів повітряних ліній потоки потужності в лініях відповідають допустимим значенням. Найбільш завантажені ділянки 110 кВ становлять 9-200 – 21,938 (МВт), 11-10 – 33,524 (МВт), 10-200 – 38,084 (МВт) і 11-12

– 18,828 (МВт).

3: Оскільки вони знаходяться найближче до нових вузлів і мають допустимий рівень напруги, вузли 23, 25, 24, 15 можуть бути використані як основні джерела живлення для нових вузлів (вузли 201, 202, 203, 204 та 205).4. Вузли живлення мають такі схеми РП:

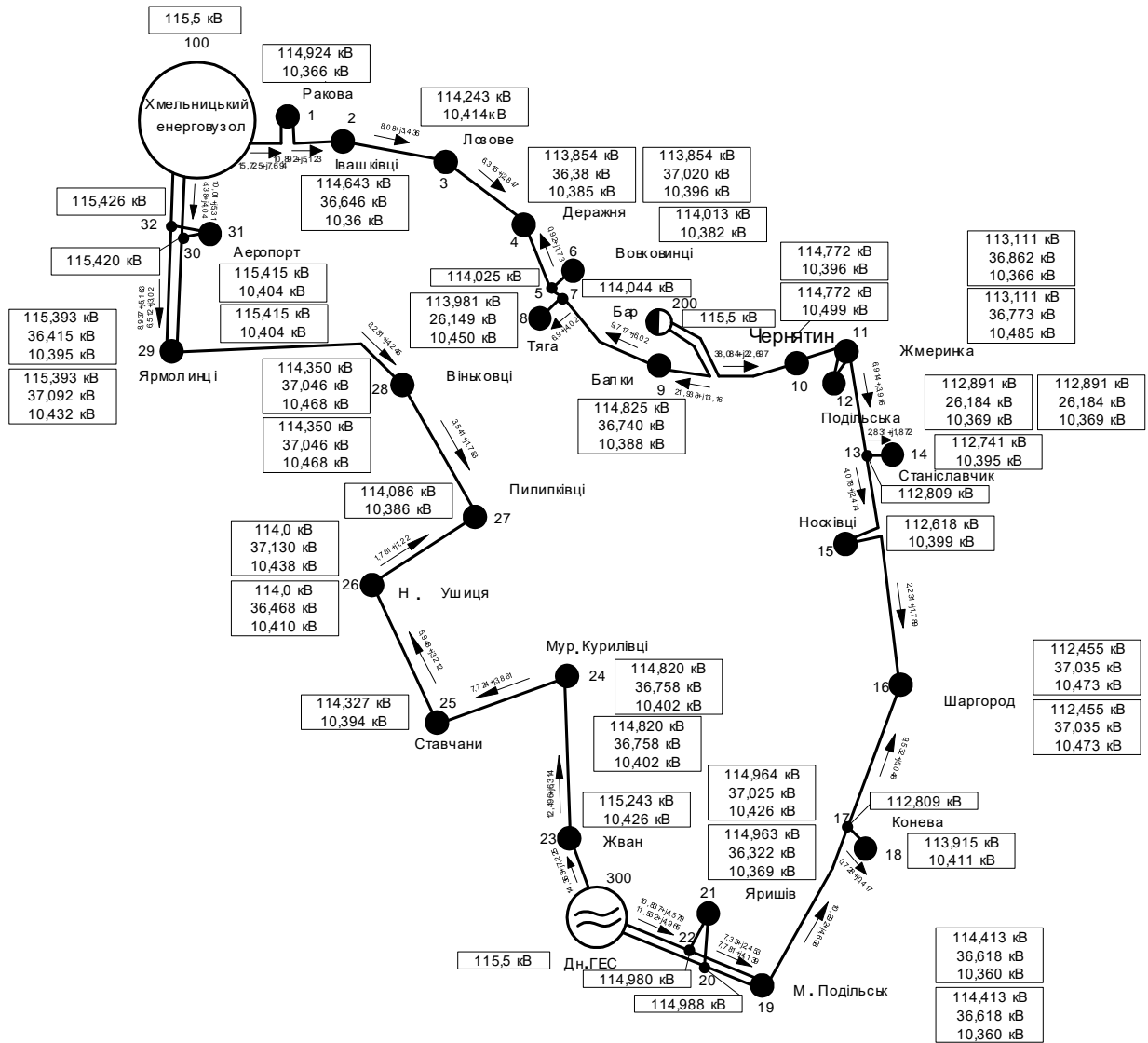
23 (Жван) – місток без вимикача на трансформатор;

24 (Мур. Куриловці) – подвійний місток без вимикачів на трансформатори;

25 (Ставчани) – місток з вимикачем на трансформатор;

15 (Носківці) – місток без вимикача на трансформатор.

На рисунку 1.2 також покажемо результати розрахунку усталеного режиму існуючої мережі з врахуванням корекції.



Масштаб: 1 см : 10 км

Рисунок 1.2 – результати розрахунку усталеного режиму існуючої мережі

1.3. Визначення оптимальної схеми електричної мережі

1.3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми

Для завдань, пов'язаних з електроенергетикою, а особливо щодо постійного розвитку енергосистем, необхідно забезпечити пошук найбільш економічного способу забезпечення задоволення різноманітних технічних вимог до електропостачання споживачів. Це стосується не лише вибору потужності, розташування, конфігурації та напруги мережі, але й параметрів кожного компонента енергосистеми, який забезпечує необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесів управління.

Вирішення цих питань за допомогою однієї математичної моделі неможливе. Таким чином, існує тенденція до розгляду великої кількості взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми, які пов'язані один з одним. Для таких моделей найчастіше використовується модель пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням економічних і природних обмежень. Отже, поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування для вирішення задач оптимізації енергетики.

Нелінійне програмування включає динамічне програмування. Цей спосіб дозволяє оптимізувати багатокрокову операцію для функцій з кількома змінними. При використанні динамічного програмування операція розділяється на кілька послідовних кроків, кожен з яких спрямований на оптимізацію функції однієї змінної. В деяких випадках таке розбиття потрібно робити штучно, але в інших випадках це результат природний. У цілому розв'язувати поставлену багатокрокову задачу важко. Якщо ви використовуєте лише одну зміну для кожного кроку, легше знайдете ідеальне управління. Результат оптимізації в усіх задачах буде представлений як підсумок оптимального управління на кожному етапі.

Таким чином, на кожному етапі знаходяться такі управління, які дозволяють оптимально продовжити процес відповідно до досягнутого рівня. А в кінцевому підсумку на кожному етапі є умовно оптимальне управління [6].

Розвиваюча підстанція знаходиться в центрі нових навантажень, тому доцільно використовувати метод поконтурної оптимізації під час вибору схеми електричної мережі. Метод поконтурної оптимізації є частиною покоординатної оптимізації, одного з поширених методів математичного програмування [6].

Таким чином, наступним кроком буде вибір найкращої схеми електричної мережі за допомогою методів динамічного програмування та поконтурної оптимізації.

1.3.2 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі

Схема електричних мереж повинна забезпечити розвиток мереж, щоб забезпечити електропостачання нових навантажень протягом трьох років.

Будемо записувати функцію мети. Функція затрат, яка враховує динамічний принцип, відповідає найкращим потребам і умовам задачі, тобто:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^n Z^{(t)}; \quad (1.3.1)$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)}] \times (1 + E_{H.П})^{1-t}; \quad (1.3.2)$$

де $K^{(t)}$ - капітальні витрати для t -го року на будівництво конкретних ліній окремих варіантів;

$E = 0,12$ - нормативний коефіцієнт ефективності (коефіцієнт дисконтування);

t - поточний рік розвитку;

$\Delta B^{(t)}$ - щорічні витрати, пов'язані з відрахуваннями, а також з втратами потужності в лініях;

$E_{н.п.} = 0,08$ - норматив приведення різночасових витрат.

Використовуючи цю формулу, можна обчислити капітальні витрати для кожного варіанту:

$$K^{(t)} = K_n \cdot DL_t, \quad (1.3.3)$$

а щорічні витрати

$$\Delta B^{(t)} = 0,0594 \cdot K^{(t)} + \left(\frac{P}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Delta L_t \cdot c, \quad (1.3.4)$$

де $K^{(t)}$ - капітальні вкладення, тис. грн;

P - активна потужність, що передається по лінії, МВт;

U_H - номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто 110 кВ);

r_0 - питомий опір проводу, Ом/км;

τ - час максимальних втрат, год:

$$\tau = (0,124 + T_{н\bar{o}} / 10000)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5000 / 10000)^2 \cdot 8760 = 3410,934 \text{ (год)};$$

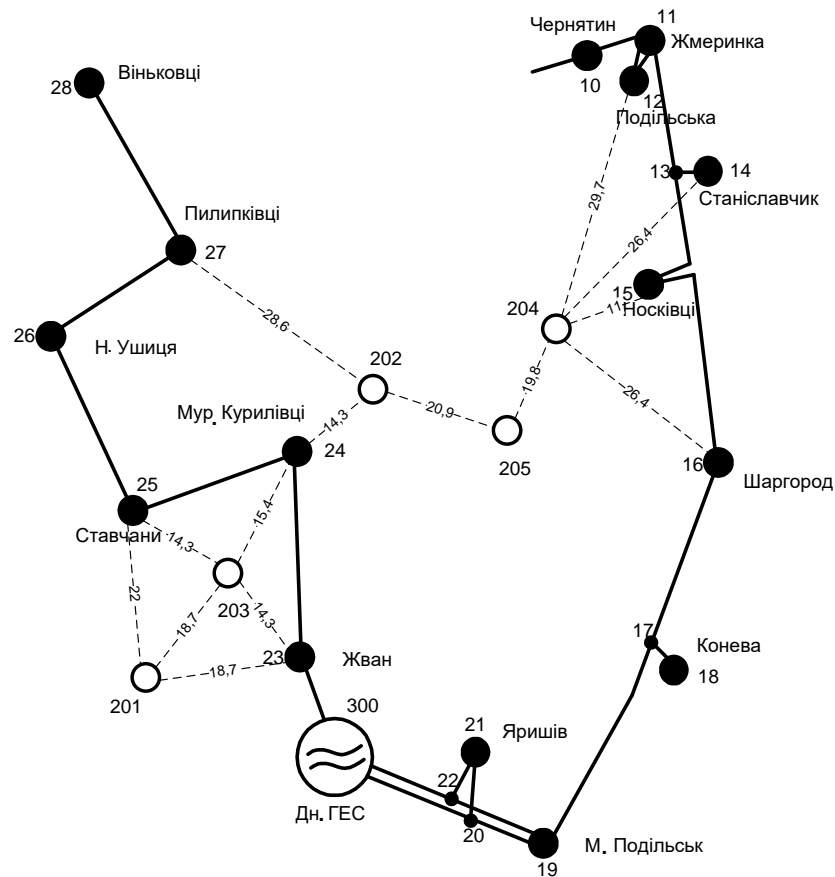
ΔL_t - приріст довжини лінії, км;

$c = 0,45 \text{ грн} = 5,625 \cdot 10^{-2} \text{ у.о./кВт-год}$ - вартість 1 кВт-год. втраченої енергії [6].

В цілому задача динамічного програмування для розвитку схеми електричних мереж може бути сформульована таким чином:

мінімізувати Z_{Σ} при обмеженні на будівництво ліній - 50км на рік та балансі потужностей.

Отже, з врахуванням обмеження вказуємо можливі лінії електропередачі для існуючої схеми (рис. 1.3.1):



Масштаб: 1 см : 10 км

Рисунок 1.3.1 - Часткова схема електричної мережі

Використовуючи формулу, ми можемо визначити довжини потенційних ділянок мережі:

$$l = 1,1 \cdot m_l \cdot L, \quad (1.3.5)$$

де m_l - масштаб в км/мм;

L - довжина на карті, мм;

1,1 - коефіцієнт нелінійності траси.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач. Для лінії 24-202 довжина лінії складе:

$$l_{24-202} = 1,3 \cdot 10 \cdot 1,1 = 14,3 (\text{км}).$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 1.3.1.

Таблиця 1.3.1 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	24-202	202-205	205-204	204-15	204-12	204-16	202-27	204-14	203-24	203-25	203-23	201-25	201-23	201-203
Довжина, см	1,3	1,9	1,8	1	2,7	2,4	2,6	2,4	1,4	1,3	1,3	2	1,7	1,7
Довжина, км	14,3	20,9	19,8	11	29,7	26,4	28,6	26,4	15,4	14,3	14,3	22	18,7	18,7

Визначимо для прикладу сумарні витрати для одного з варіантів. У таблиці 1.3.2 показано результати розрахунку сумарних витрат інших варіантів.

Пункти 201, 202, 203, 204 і 205 потребують електропостачання протягом трьох років. Оскільки введення більше 50 км лінії за один рік заборонено, очевидно, що

протягом першого року розвитку можна будувати лінії для двох або трьох споживачів, протягом другого року для одного або двох споживачів, а протягом третього року для останнього споживача. Рисунок 1.3.2 показує варіанти розвитку електричних мереж.

Варіант №2:

1-ий рік - будуємо лінії 25-203, 23-201. Таким чином, загальне збільшення довжини електричних ліній складатиме:

$$\Delta L = 14,3 + 18,7 = 33(\text{км}) \leq 50(\text{км}),$$

що не перевищує будівельні обмеження ліній.

Нові споживачі будуть складатися з повної та активної потужності:

$$S_{201} = P_{201} / \cos j = 10,2 / 0,87 = 11,724(\text{MBA});$$

$$S_{202} = 8,4 / 0,89 = 9,438(\text{MBA});$$

$$S_{203} = 11,8 / 0,9 = 13,111(\text{MBA});$$

$$S_{204} = 12,5 / 0,89 = 14,045(\text{MBA});$$

$$S_{205} = 7,5 / 0,88 = 8,523(\text{MBA});$$

$$Q_{201} = \sqrt{S_{201}^2 - P_{201}^2} = \sqrt{11,724^2 - 10,2^2} = 5,781(\text{MBAp});$$

$$Q_{202} = \sqrt{9,438^2 - 8,4^2} = 4,303(\text{MBAp});$$

$$Q_{203} = \sqrt{13,111^2 - 11,8^2} = 5,715(\text{MBAp});$$

$$Q_{204} = \sqrt{14,045^2 - 12,5^2} = 6,404(\text{MBAp});$$

$$Q_{205} = \sqrt{8,523^2 - 7,5^2} = 4,048(\text{MBAp});$$

Усі варіанти електричного потоку розташовані так само, як радіальна мережа, або як ділянка з двостороннім живленням, де вузли живлення мають однакову напругу. Таблиця 1.3.2 містить результати знаходження поточкорозподілу.

На рисунку 1.3.2. представлені усі варіанти розвитку

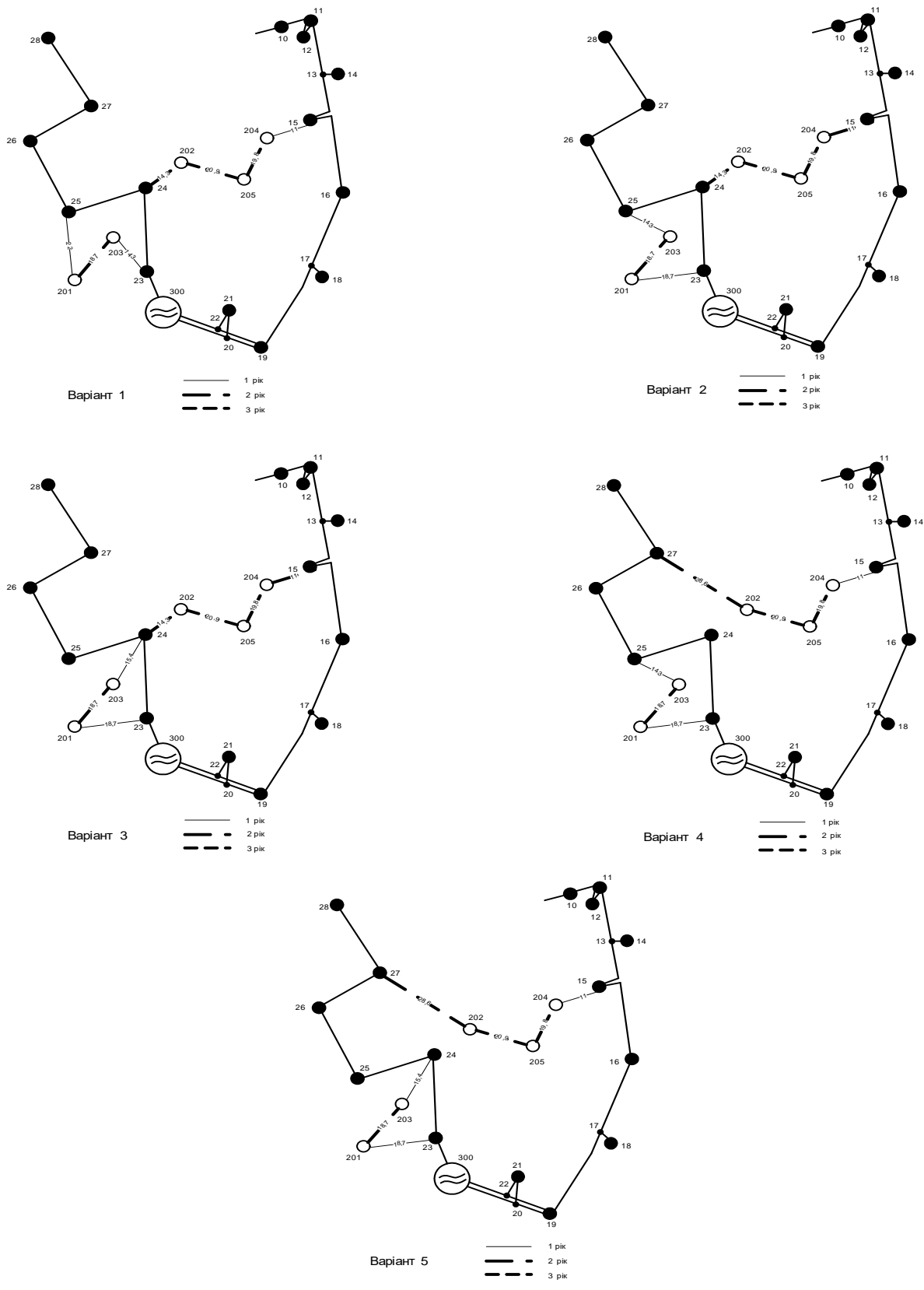


Рисунок 1.3.2 – Варіанти розвитку електричної системи

Розрахуємо вибір марки та розміри лінії 25-203, 23-201.

При розрахунку поточкорозподілу на ділянках 25-203 та 23-201 будемо вважати, що напруги у вузлах 23 та 25 рівні між собою, тому ми розглянемо їх як радіальні мережі.

Наступні вирази показують потужності ділянок:

$$\dot{S}_{25-203} = \dot{S}_{203} \quad (1.3.6)$$

$$\dot{S}_{23-201} = \dot{S}_{201} \quad (1.3.7)$$

де S_{203} , S_{201} - повна потужність навантаження відповідно 203-го і 201-го вузла;

Отже, потужність ділянки 23-201 дорівнює:

$$\dot{S}_{23-201} = 11,724(MVA).$$

Для ділянки 25-203 маємо:

$$\dot{S}_{25-203} = 13,111(MVA).$$

Таблиця 1.3.2 містить результати розрахунку цих ділянок, а також усіх інших варіантів.

Струм розрахунковий буде наступним:

$$I_{розр} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (1.3.8)$$

де $I_{\Sigma(5)}$ - сумарна потужність лінії протягом п'ятого року її експлуатації;

$\alpha_I = 1,05$ - коефіцієнт, який враховує зміну навантаження протягом років роботи лінії;

α_T - коефіцієнт, який визначає кількість годин максимального навантаження лінії $T_{нб}$. Оскільки $4000 < T_{нб} = 5000 < 6000$ годин, то $\alpha_T = 1$.

$$I_{розр25-203} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_l|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_l} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{13,111}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 72,256(A);$$

$$I_{розр23-201} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11,724}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 64,612(A).$$

По приведеній в [7] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

номінальна напруга – 110 кВ;

тип опор – одноланцюгові;

довжина введених ліній за рік $\Delta L = 33$ (км) ≤ 50 (км);

матеріал опор – залізобетон;

район ожеледі – IV;

марка та переріз проводу – АС-120/19.

Таблиця 1.3.2 містить розрахунок потужностей ділянок і вибір марок проводів для інших ділянок.

Таблиця 1.3.2 – Розраховані потужності на ділянках та відповідно обрані перерізи проводів

№ сх.	Рік буд-ва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кіл-ть ланц.	Рл, МВт	Qл, МВАр	Sl, МВА	Uном, кВ	Iрозр, кА	F, мм
1	1	25-201	22	1	9,188	4,954	10,44	110	57,53	120/19
	1	23-203	14,5	1	12,812	6,541	14,39	110	79,28	120/19
	2	201-203	18,9	1	1,012	0,826	1,31	110	7,20	120/19
	2	24-202	14,3	1	12,163	6,327	13,71	110	75,56	120/19
	2	15-204	11	1	16,237	8,428	18,29	110	100,82	120/19
	3	202-205	20,9	1	3,763	2,024	4,27	110	23,55	120/19
	3	205-204	19,8	1	3,737	2,024	4,25	110	23,42	120/19
2	1	25-203	14,3	1	12,226	6,225	13,72	110	75,61	120/19
	1	23-201	18,7	1	9,774	5,27	11,10	110	61,20	120/19
	2	201-203	18,7	1	0,426	0,51	0,66	110	3,66	120/19
	2	24-202	14,3	1	12,163	6,327	13,71	110	75,56	120/19
	2	15-204	11	1	16,237	8,428	18,29	110	100,82	120/19
	3	202-205	20,9	1	3,763	2,024	4,27	110	23,55	120/19
	3	205-204	19,8	1	3,737	2,024	4,25	110	23,42	120/19
3	1	23-201	18,7	1	10,029	5,4	11,39	110	62,77	120/19
	1	24-203	15,4	1	11,971	6,095	13,43	110	74,03	120/19
	2	201-203	18,7	1	0,171	0,38	0,42	110	2,30	120/19
	2	15-204	11	1	16,237	8,428	18,29	110	100,82	120/19
	2	24-202	14,3	1	12,163	6,327	13,71	110	75,56	120/19
	3	202-205	20,9	1	3,763	2,024	4,27	110	23,55	120/19
	3	205-204	19,8	1	3,737	2,024	4,25	110	23,42	120/19

Продовження таблиці 1.3.2

4	1	25-203	14,3	1	12,226	6,225	13,72	110	75,61	120/19
	1	23-201	18,7	1	9,774	5,27	11,10	110	61,20	120/19
	1	15-204	11	1	18,403	9,555	20,74	110	114,28	120/19
	2	201-203	18,7	1	0,426	0,51	0,66	110	3,66	120/19
	2	27-202	28,6	1	9,997	5,201	11,27	110	62,10	120/19
	3	202-205	20,9	1	1,597	0,897	1,83	110	10,09	120/19
	3	204-205	19,8	1	5,903	3,151	6,69	110	36,88	120/19
5	1	24-203	15,4	1	11,971	6,095	13,43	110	74,03	120/19
	1	23-201	18,7	1	10,029	5,4	11,39	110	62,77	120/19
	1	15-204	11	1	18,403	9,555	20,74	110	114,28	120/19
	2	203-201	18,7	1	0,171	0,38	0,42	110	2,30	120/19
	2	27-202	28,6	1	9,997	5,201	11,27	110	62,10	120/19
	3	202-205	20,9	1	1,597	0,897	1,83	110	10,09	120/19
	3	205-204	19,8	1	5,903	3,151	6,69	110	36,88	120/19

Розрахуємо капітальні вкладення за допомогою формули (1.3.3).

Витрати на будівництво повітряних ліній напругою 110 кВ знаходимо у довіднику [3].

Для ділянки 25-203:

$$K_{25-203} = 14,4 \cdot 14,3 = 205,92 (\text{тис. у.о}).$$

Для ділянки 23-201:

$$K_{23-201} = 14,4 \cdot 18,7 = 269,28 (\text{тис. у.о}).$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (1.3.4):

$$\Delta B_{25-203} = 0,0594 \cdot 205,92 + 3410,934 \cdot 5,625 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{13,111}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 14,3;$$

$$\Delta B_{25-203} = 12,24(\text{тис. у.о}).$$

$$\Delta B_{23-201} = 0,0594 \cdot 269,28 + 3410,934 \cdot 5,625 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{11,724}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 18,7;$$

$$\Delta B_{23-201} = 16,01(\text{тис. у.о}).$$

Проводимо той самий розрахунок для інших частин, результати якого представлені в таблиці 1.3.3.

Розраховуємо загальні витрати протягом першого року за допомогою формули (1.3.2):

$$Z^1 = (0,12 \cdot (205,92 + 269,28) + 12,24 + 16,01) \cdot (1 + 0,08)^{3-1} = 99,463(\text{тис. у.о}).$$

2 рік. У другому році ми розробляємо схему приєднання вузлів 202 і 204 лініями 15-204 і 24-202, які мають довжину 14,3 і 11 км відповідно. Крім того, на другому році будується ЛЕП, яка з'єднує вузли 203 і 201. З цієї причини контури 23-201, 203-201 і 203-25 потребують перерахунку поточкорозподілу.

Будемо розглядати замкнену мережу як схему з двостороннім живленням, оскільки напруги у вузлах 23 та 25 рівні між собою під час розрахунку поточкорозподілу на ділянці 23–201–203–25.

Наступні вирази демонструють потужності головних ділянок:

Потужність ділянки 23-201 дорівнює:

$$\dot{S}_{23-201} = \frac{\dot{S}_{201} \cdot (l_{201-203} + l_{203-25}) + \dot{S}_{203} \cdot l_{203-25}}{l_{201-23} + l_{201-203} + l_{203-25}};$$

$$\dot{S}_{23-201} = \frac{(10,2 + j5,781) \cdot (18,7 + 14,3) + (11,8 + j5,715) \cdot 14,3}{14,3 + 18,7 + 18,7} = 9,774 + j5,27;$$

$$\dot{S}_{23-201} = 11,105(MVA).$$

Для ділянки 25-203 маємо:

$$\dot{S}_{25-203} = \frac{\dot{S}_{203} \cdot (l_{201-203} + l_{201-23}) + \dot{S}_{201} \cdot l_{201-23}}{l_{25-203} + l_{201-203} + l_{201-23}};$$

$$\dot{S}_{25-203} = \frac{(11,8 + j5,715) \cdot (18,7 + 18,7) + (10,2 + j5,781) \cdot 18,7}{14,3 + 18,7 + 18,7} = 12,225 + j6,225;$$

$$\dot{S}_{25-203} = 13,719(MVA).$$

Виконаємо перевірку:

$$\dot{S}_{25-203} + \dot{S}_{23-201} = \dot{S}_{203} + \dot{S}_{201};$$

$$12,225 + j6,225 + 9,774 + j5,27 = 11,8 + j5,715 + 10,2 + j5,781;$$

$$22 + j11,496 = 22 + j11,496.$$

Отже проведений розрахунок є вірним.

Для того, щоб визначити перетік потужності у вітці 203-201, ми повинні скласти рівняння за першим законом Кірхгофа для вузла 201:

$$\dot{S}_{203-201} = \dot{S}_{23-201} - \dot{S}_{201} = 9,774 + j5,271 - 10,2 - j5,781 = -0,425 - j0,51 = 0,664(MVA).$$

Таблиця 1.3.2 містить результати розрахунку цих ділянок, а також усіх інших варіантів. Розрахунковий струм буде таким:

$$I_{розр25-203} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{13,72}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 75,61(A);$$

$$I_{розр201-203} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{0,66}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 3,66(A).$$

$$I_{розр23-201} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{11,10}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 61,20(A).$$

Таким чином, рішення 120/19 відповідає умовам нагрівання та допустимому струму.

У відповідності з формулою (1.3.3) розрахуємо капіталовкладення.

Для ділянки 203-201:

$$K_{203-201} = 14,4 \cdot 18,7 = 269,28(\text{тис. у.о}).$$

У відповідності з формулою (1.3.4) щорічні витрати складатимуть:

$$\Delta B_{203-201} = 0,0594 \cdot 269,28 + 3410,934 \cdot 5,625 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{0,66}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 18,7;$$

$$\Delta B_{203-201} = 16(\text{тис. у.о}).$$

Розрахуємо ділянки 15-204 і 24-202, які також будуються в другому році:

$$\dot{S}_{15-204} = \dot{S}_{204};$$

$$\dot{S}_{24-202} = \dot{S}_{202};$$

$$\dot{S}_{15-204} = 14,045(MVA).$$

$$\dot{S}_{24-202} = 9,438(\text{MVA}).$$

Розрахунковий струм буде таким:

$$I_{\text{розр}15-204} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{14,045}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 77,403(\text{A});$$

$$I_{\text{розр}24-202} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,438}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 52,013(\text{A}).$$

Вибираємо переріз проводу та параметри лінії відповідно до таблиці, наведеної в [7].

номінальна напруга – 110 кВ;

тип опор – одноланцюгові;

довжина введених ліній за рік $\Delta L = 44 (\text{км}) \leq 50 (\text{км})$;

матеріал опор – залізобетон;

район ожеледі – IV;

марка та переріз проводу – АС-120/19.

Таблиця 1.3.2 містить розрахунок потужностей ділянок і вибір марок проводів для інших ділянок.

Капітальні вкладення:

$$K_{-24-202} = 14,4 \cdot 14,3 = 205,92(\text{тис. у.о}).$$

$$K_{15-204} = 14,4 \cdot 11 = 158,4(\text{тис. у.о}).$$

Щорічні витрати:

$$\Delta B_{24-202} = 0,0594 \cdot 205,92 + 3410,934 \cdot 5,625 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{9,438}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 14,3;$$

$$\Delta B_{24-202} = 12,239(\text{тис. у.о}).$$

$$\Delta B_{15-204} = 0,0594 \cdot 158,4 + 3410,934 \cdot 5,625 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{14,045}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 11;$$

$$\Delta B_{15-204} = 9,418(\text{тис. у.о}).$$

Сумарні витрати другого року можна визначити за допомогою формули (1.3.2):

$$3^2 = (0,12 \cdot (269,28 + 205,92 + 158,4) + 16,0 + 12,239 + 9,418) \cdot (1 + 0,08)^{3-2};$$

$$3^2 = 122,784(\text{тис. у.о}).$$

3 рік У третьому році будемо одноланцюгову лінію 202-205 довжиною 20,9 км і 205-204 довжиною 19,8 км для варіанту 2.

Розрахуємо перетоки потужності на певних лініях. По-перше, ми повинні визначити перетоки на основних ділянках. Потім ми повинні визначити перетоки потужності на інших ділянках. Розрахунок буде виконуватися за допомогою методу, ідентичного замкнутій мережі.

Отже, для ділянки 24-202 потужність дорівнює:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{24-202} &= \frac{\dot{S}_{202} \cdot (l_{202-205} + l_{205-204} + l_{204-15}) + \dot{S}_{205} \cdot (l_{205-204} + l_{204-15}) + \dot{S}_{204} \cdot l_{204-15}}{l_{24-202} + l_{202-205} + l_{205-204} + l_{204-15}}; \\ \dot{S}_{24-202} &= \frac{(8,4 + j4,303) \cdot (20,9 + 19,8 + 11) + (7,5 + j4,048) \cdot (19,8 + 11)}{14,3 + 20,9 + 19,8 + 11} + \\ &\quad + \frac{(12,5 + j6,404) \cdot 11}{14,3 + 20,9 + 19,8 + 11}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{24-202} = 12,163 + j6,327 = 13,711(MVA).$$

Для ділянки 15-204 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{15-204} &= \frac{\dot{S}_{204} \cdot (l_{205-204} + l_{205-202} + l_{24-202}) + \dot{S}_{205} \cdot (l_{205-202} + l_{24-202}) + \dot{S}_{202} \cdot l_{24-202}}{l_{15-204} + l_{205-204} + l_{205-202} + l_{24-202}}, \\ \dot{S}_{15-204} &= \frac{(12,5 + j6,404) \cdot (19,8 + 20,9 + 14,3) + (7,5 + j4,048) \cdot (20,9 + 14,3)}{16,94 + 14,52 + 27,83 + 10,89} + \\ &\quad + \frac{(8,4 + j4,303) \cdot 14,3}{14,3 + 20,9 + 19,8 + 11}; \\ \dot{S}_{15-204} &= 12,163 + j6,327 = 18,294(MVA). \end{aligned}$$

Виконаємо перевірку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{24-202} + \dot{S}_{15-204} &= \dot{S}_{202} + \dot{S}_{205} + \dot{S}_{204}; \\ 12,163 + j6,327 + 16,237 + j8,428 &= 8,4 + j4,303 + 7,5 + j4,048 + 12,5 + j6,404; \\ 28,4 + j14,755 &= 28,4 + j14,755. \end{aligned}$$

Отже проведений розрахунок вірний.

Для того, щоб визначити перетік потужності у вітці 202-205, ми повинні скласти рівняння для вузла 202 за першим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{202-205} = \dot{S}_{24-202} - \dot{S}_{202} &= 12,163 + j6,327 - 8,4 - j4,303 = 3,763 + j2,024; \\ \dot{S}_{202-205} &= 4,273(MVA). \end{aligned}$$

Перетік для ділянки 204-205 буде мати наступний вигляд:

$$\dot{S}_{204-205} = \dot{S}_{15-204} - \dot{S}_{204} = 16,237 + j8,428 - 12,5 - j6,404 = 3,737 + j2,024;$$

$$\dot{S}_{204-205} = 4,249(MVA).$$

Таблиця 1.3.2 містить результати розрахунку цих ділянок, а також усіх інших варіантів.

Розрахунок щорічних витрат і капітальних вкладень проводимо так само, як і в першому році.

Розраховуємо загальні витрати на третій рік за допомогою формули (1.3.2):

$$Z^3 = (0,12 \cdot (300,96 + 285,12) + 17,88 + 16,94)(1 + 0,08)^{3-3} = 105,15(\text{тис.у.о}).$$

Остаточні витрати будуть такими:

$$Z = 99,46 + 122,79 + 105,15 = 327,39(\text{тис.у.о}).$$

Аналогічно виконується розрахунок витрат для інших варіантів розвитку ЕС (рисунок 1.3.2). Результати розрахунків містяться в таблиці 1.3.3.

Таблиця 1.3.3 – Результати розрахунків сумарних витрат по роках

№	Рік буд.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	$K_{пит}$ тис. у. о./км	K	ΔB	Сумарні витрати 1-го року 31	Сумарні витрати 2-го року 32	Сумарні витрати 3-го року 33	Сумарні витрати за 3 роки 3
							(у.о.)			
1	1	25-201	22	14,4	316,80	18,83	110,01	123,35	105,15	338,5
	1	23-203	14,5	14,4	208,80	12,41				
	2	201-203	18,9	14,4	272,16	16,17				
	2	24-202	14,3	14,4	205,92	12,24				
	2	15-204	11	14,4	158,40	9,42				
	3	202-205	20,9	14,4	300,96	17,88				
	3	205-204	19,8	14,4	285,12	16,94				
2	1	25-203	14,3	14,4	205,92	12,24	99,46	122,79	105,15	327,39
	1	23-201	18,7	14,4	269,28	16,00				
	2	201-203	18,7	14,4	269,28	16,00				
	2	24-202	14,3	14,4	205,92	12,24				
	2	15-204	11	14,4	158,40	9,42				
	3	202-205	20,9	14,4	300,96	17,88				
	3	205-204	19,8	14,4	285,12	16,94				
3	1	23-201	18,7	14,4	269,28	16,00	102,78	122,79	105,15	330,71
	1	24-203	15,4	14,4	221,76	13,18				
	2	201-203	18,7	14,4	269,28	16,00				
	2	15-204	11	14,4	158,40	9,42				
	2	24-202	14,3	14,4	205,92	12,24				
	3	202-205	20,9	14,4	300,96	17,88				
	3	205-204	19,8	14,4	285,12	16,94				

Продовження таблиці 1.3.3

4	1	25-203	14,3	14,4	205,92	12,24	132,63	131,98	105,15	369,76
	1	23-201	18,7	14,4	269,28	16,00				
	1	15-204	11	14,4	158,40	9,43				
	2	201-203	18,7	14,4	269,28	16,00				
	2	27-202	28,6	14,4	411,84	24,48				
	3	202-205	20,9	14,4	300,96	17,88				
	3	204-205	19,8	14,4	285,12	16,94				
5	1	24-203	15,4	14,4	221,76	13,18	135,94	131,98	105,15	373,07
	1	23-201	18,7	14,4	269,28	16,00				
	1	15-204	11	14,4	158,40	9,43				
	2	203-201	18,7	14,4	269,28	16,00				
	2	27-202	28,6	14,4	411,84	24,48				
	3	202-205	20,9	14,4	300,96	17,88				
	3	205-204	19,8	14,4	285,12	16,94				

Згідно з таблицею 1.3.3, варіант номер два має найменші сумарні витрати. У цьому варіанті присутні одноланцюгові лінії, які отримують живлення від двох джерел, що робить його економічним і надійним. Відповідно до цього підходу варіант 2 є найкращим.

Використовуючи схему, представлену в цьому варіанті розвитку електромережі, ми можемо забезпечити електроенергією вузли 201 та 203 протягом першого року, вузли 202 та 204 протягом другого року та вузол 205 протягом третього року.

У першому році цієї схеми будуються лінії 25-203, 23-201. У другому році будуються лінії 201-203, 24-202 та 15-204. У третій році будуються лінії 202-205 та 205-204. Всі лінії мають один ланцюг і провід АС-120/19.

1.3.3 Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі

Основний принцип цього методу легко зрозуміти, розглядаючи таку проблему. Нехай є незалежні параметри (координати) x_1 та x_2 і задана опукла функція $\Psi(x_1, x_2)$. Необхідно знайти такі оптимальні x_1 та x_2 , при яких $\Psi = \Psi_{\min}$.

Для відшукування цих координат приймемо за початкове наближення будь-яке значення функції $\Psi = \Psi^{\Pi}$, яке визначиться при початкових параметрах x_1^{Π}, x_2^{Π} . Потім зафіксуємо значення x_2^{Π} та шляхом зміни x_1 знайдемо нове значення функції Ψ_1 координатами x_1^1, x_2^{Π} , яке буде найменше з усіх інших на лінії $x_2^{\Pi} = \text{const}$. Перехід від значень Ψ^{Π} до Ψ^1 досліджуваної функції назвемо кроком по координаті x_1 . Тепер зафіксуємо $x_1^1 = \text{const}$ та, змінюючи x_2 , знайдемо наступне значення функції $\Psi^2 = f(x_1^1, x_2^1)$, менше від усіх інших на прямій $x_1^1 = \text{const}$. Перехід від Ψ^{Π} до Ψ_2 , яке складається з двох кроків по обох координатах, назвемо кроком в просторі параметрів або просто кроком.

Подальші кроки схожі. Метод унікальний тим, що він використовує кроки окремо по кожній координаті при фіксованому значенні іншої координати для пошуку найменшого Ψ значення. Це визначило назву методу.

Наступна є важливою перевагою методу. Функцію можна сформулювати та визначити при будь-яких значеннях незалежних змінних, оскільки значення функції мети можна переглядати та підрахувати на кожному кроці. Це робить цей метод унікальним порівняно з іншими.

Коли використовується координатний сплеск, не обов'язково зберігати одні й ті ж незалежні змінні, які були прийняті на початку. Якщо це корисно, то можна, наприклад, перевести частину з них в склад залежних після спуску по деяких координатах; потім можна вилучити таку ж кількість змінних з раніше прийнятих

залежних і продовжити спуск по них. Іноді такий підхід може бути дуже корисним і зручним.

Перейдемо безпосередньо до обговорення методу поконтурної оптимізації для проектування електричної мережі з максимальним графом і визначеним рівнем навантаження.

У методі покоординатної оптимізації постановка оптимізаційної задачі має багато спільного з відповідною частиною методу проектування градієнту. Зважаючи на те, що в обох методах використовуються економічні інтервали, приведені витрати є лише функціями потужностей, а не перерізів ліній.

Мета апроксимації функції мети методу поконтурної оптимізації менш важлива, ніж у методу градієнтної оптимізації. Він дозволяє безпосередньо використовувати криву економічних інтервалів. В наступному викладенні методу ми розглянемо більш простий вид функції мети:

$$Z = \sum_{m=1}^N \delta_m a_m + \sum \delta_m |S_m|, \quad (1.3.9)$$

де $\delta_m = 0$ при $S_m = 0$, $\delta_m = 1$ при $S_m \neq 0$.

Основна принципова особливість функції затрат Z , розрив в нулі, враховується апроксимацією (1.3.9), що дозволяє створювати простий алгоритм оптимізації.

Рівняння першого закону Кірхгофа містять J рівнянь (за кількість вузлів без балансувального) і N невідомих (за кількість ліній мережі). Вони складають систему обмежень. Таким чином, $K = N - J$ невідомих в системі є незалежними, тоді як інші невідомі є залежними. Для опису електричної мережі ми використаємо позначення, отримані з теорії графів: кожна лінія вихідного графу називається дугою; сукупність дуг, відповідних залежному змінному, утворює розімкнений під граф, який з'єднує всі вузли, і називається деревом мережі; і дуги, відповідні незалежному змінному,

називають хордами. Кількість незалежних контурів дорівнює кількості хорд. Нагадаємо, що варіювання множини може призвести до отримання різних дерев. Будь-яка хорда, прикріплена до дерева, утворює окремий контур. Приєднання кожної хорди до дерева створює повну систему незалежних контурів. Зміна потужності однієї хорди призводить лише до зміни потужності ліній, які входять у контур, якщо умови зв'язку обмежені рівняннями першого закону Кірхгофа. Потужність усіх інших хорд залишається незмінною. Таким чином, дозволяється проводити оптимізацію кожного контуру мережі окремо. Як показано далі, ця ситуація є надзвичайно важливою для цього методу. Така оптимізація дозволила б отримати глобальний екстремум за кілька кроків, якби контури не були взаємопов'язаними. Тим не менш, є лінії, які входять у різні контури. Послідовна оптимізація контурів змінює потік у суміжних лініях, порушуючи умови оптимізації попередніх контурів. Таким чином, у загальному випадку процес є ітераційним і при не випуклій функції затрат веде до локального екстремуму. Крім того, послідовне використання поконтурної оптимізації достатньо швидко призведе до локального екстремуму, оскільки взаємний вплив потоків різних контурів в реальних контурах досить рідко виявляється слабким.

1.3.4 Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації

- 1) n незалежних контурів поділяють максимальний граф;
- 2) вибирається поточний контур початку. Для нього створюється математична модель, а схема задається радіальною для всіх інших контурів;
- 3) на основі моделі для обраного контуру пропонуються відповідні схеми, а найкраща схема вибирається на основі результатів визначення критерію.

Аналогічно виконуються всі наступні контури. Таким чином, після проходження кожного контуру створюється оптимальна схема мережі.

Якщо при прийнятті рішення виникають ситуації, коли рішення наступного контуру впливає на рішення попереднього контуру, додатково створюється контрольний контур, який об'єднує відповідні контури та проводить перевірочний розрахунок.

Переваги поконтурної оптимізації:

- 1) метод забезпечує наочність і формалізацію, що дозволяє використовувати комп'ютерну техніку;
- 2) він може використовуватися як для лінійних моделей, так і для нелінійних витрат і обмежень.

Недолік поконтурної оптимізації:

- 1) метод майже не використовується для кількох джерел електроенергії;
- 2) метод найкраще використовувати для схем з одним джерелом живлення, розташованим у центрі навантажень, через його обмеженості та схематичність.

1.3.5 Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації

Розвиток електричної мережі здійснюється на базі максимального графу, який має вигляд (рисунок 3.1).

В загальному випадку залежності затрат на побудову повітряних ЛЕП $Z_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому цільова функція (функція мети), що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути надана у вигляді нелінійної функції з лінійними обмеженнями на змінні фактори. При цьому для кожної і-ЛЕП приведені затрати Z_i будуть записані:

$$Z_i = (a_i + b_i P_i^2) \cdot l_i, \quad (1.3.10)$$

де

$$a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha), \quad (1.3.11)$$

тут K_{0i} - питомі капітальні вкладення на спорудження 1 км лінії, по попередньо заданому перерізу проводу на i -тій ЛЕП;

E - сталий коефіцієнт, який знаходиться в межах $E = 0,1 \div 0,2$;

α - коефіцієнт відрахувань повітряних ЛЕП;

b_i - питомі затрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ;

l - довжина i -ї ЛЕП в км (відповідно до масштабу довжини ліній мають своє значення l_i);

P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Для складання математичної моделі необхідно визначити границі. Якщо прийняти на ділянках переріз АС-120/19, то питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 14,4 тис.у.о./км. Коефіцієнти a_i (1.3.10) з урахуванням $E = 0,12$ та $\alpha = 0,0594$ приймають відповідно значення: 2,583 (всі лінії одноланцюгові). В свою чергу, граничні потужності для прийнятих перерізів дорівнюють 21,5 МВт для АС-120/19. Що стосується коефіцієнта b_i (1.3.10), то його значення визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \cdot \tau \cdot b_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (1.3.12)$$

за умовами, що U_n - номінальна напруга = 110 кВ;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності прийнято 0,9;

τ - час втрат, 3410,934 годин;

b_0 - вартість 1 кВт·год. втраченої електроенергії прийнято $5,625 \cdot 10^{-2}$ у.о. кВт·год.;

r_{0i} - активний опір, який залежить від перерізу проводу i для АС-120/19 = 0,249 Ом/км;

величина b_i приймає відповідно значення для АС-120/19:

$$b_i = \frac{0,249 \cdot 3410,934 \cdot 5,625 \cdot 10^{-2}}{110^2 \cdot 0,9^2} = 4,874 \times 10^{-3}.$$

Таким чином із врахуванням усіх припущень запишемо вирази питомих витрати для одноланцюгових ЛЕП перерізом АС 120/19:

$$Z_i = 2,583 + 4,874 \cdot 10^{-3} P_i^2.$$

Розв'язок:

Для зазначеного максимального графу можна виділити 5 незалежних контурів. Побудувавши їх на основі хорд, отримаємо наступні контури:

24-202-205-204-15

27-202-20-204-15

25-201-23-23

25-203-201-23

24-203-201-23

Оскільки дані контури складаються з 4 та 3 віток, то для кожного з них відповідно можливі 4 та 3 варіанти схем. Відкидаючи по чергово кожну з віток, отримаємо поточкорозподіл на основі I-го закону Кірхгофа для кожного варіанта схеми 1-го контуру, який занесемо в таблицю 3.4 (відсутня вітка має потужність 0).

Таблиця 1.3.4 – Потокорозподіл варіантів схем 1-го контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
24-202	0	8,4	15,9	28,4
202-205	8,4	0	7,5	20
205-204	15,9	7,5	0	12,5
15-204	28,4	20	12,5	0
Витрати, у.о	209,369	150,285	154,062	258,106

Отримавши потокорозподіл, можна порахувати питомі витрати для радіальних ЛЕП та хорди за приведеними формулами:

$$Z_{1n202-205} = 2,583 + 5,354 \cdot 10^{-3} \cdot 8,4^2 = 2,927;$$

$$Z_{1n205-204} = 2,583 + 5,354 \cdot 10^{-3} \cdot 15,9^2 = 3,815;$$

$$Z_{1n204-15} = 2,583 + 5,354 \cdot 10^{-3} \cdot 28,4^2 = 6,514;$$

$$Z_{2n24-202} = 2,583 + 5,354 \cdot 10^{-3} \cdot 8,4^2 = 2,927;$$

$$Z_{2n205-204} = 2,583 + 5,354 \cdot 10^{-3} \cdot 7,5^2 = 2,872;$$

$$Z_{2n15-204} = 2,583 + 5,354 \cdot 10^{-3} \cdot 20^2 = 4,5326;$$

$$Z_{3n24-202} = 2,583 + 5,354 \cdot 10^{-3} \cdot 15,9^2 = 3,815;$$

$$Z_{3n202-205} = 2,583 + 5,354 \cdot 10^{-3} \cdot 7,5^2 = 2,857;$$

$$Z_{3n204-15} = 2,583 + 5,354 \cdot 10^{-3} \cdot 12,5^2 = 3,345;$$

$$Z_{4n24-202} = 2,583 + 5,354 \cdot 10^{-3} \cdot 28,4^2 = 6,514;$$

$$Z_{4n202-205} = 2,583 + 5,354 \cdot 10^{-3} \cdot 20^2 = 4,533;$$

$$Z_{4n205-204} = 2,583 + 5,354 \cdot 10^{-3} \cdot 12,5^2 = 3,345.$$

Помноживши отримані питомі витрати на відповідні довжини ліній, знайдемо

приведені витрати для відповідних випадків:

$$Z_{1_202-205} = 2,927 \cdot 20,9 = 61,172;$$

$$Z_{1_205-204} = 3,815 \cdot 19,8 = 75,541;$$

$$Z_{1_204-15} = 6,514 \cdot 11 = 71,656;$$

$$Z_{2_24-202} = 2,927 \cdot 14,3 = 41,855;$$

$$Z_{2_205-204} = 2,872 \cdot 19,8 = 56,672;$$

$$Z_{2_15-204} = 4,5326 \cdot 11 = 49,859;$$

$$Z_{3_24-202} = 3,815 \cdot 14,3 = 54,557;$$

$$Z_{3_202-205} = 2,857 \cdot 20,9 = 59,715;$$

$$Z_{3_204-15} = 3,345 \cdot 11 = 36,79;$$

$$Z_{4_24-202} = 6,514 \cdot 14,3 = 93,153;$$

$$Z_{4_202-205} = 4,533 \cdot 20,9 = 94,731;$$

$$Z_{4_205-204} = 3,345 \cdot 19,8 = 66,222.$$

Склавши приведені затрати ліній відповідних варіантів, отримаємо:

$$Z_1 = 61,172 + 75,541 + 71,656 = 209,369;$$

$$Z_2 = 41,855 + 56,572 + 49,859 = 150,285;$$

$$Z_3 = 54,557 + 59,715 + 36,79 = 154,062;$$

$$Z_4 = 93,153 + 94,731 + 66,222 = 258,106.$$

Оптимальним варіантом схеми 1-го контуру є варіант з радіальними ЛЕП, де відсутня вітка 202-205 (всі величини витрат надаються в умовних одиницях). Аналогічні розрахунки проведемо для другого контуру та занесемо результати в

таблиці 1.3.5.

Таблиця 1.3.5 – Результати оптимізації 2 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4
Потужності, МВт				
27-202	0	8,4	15,9	28,4
202-205	8,4	0	7,5	20
205-204	15,9	7,5	0	12,5
15-204	28,4	20	12,5	0
Витрати, у.о	209,369	192,140	208,619	351,259

Таблиця 1.3.6 – Результати оптимізації 3 контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
25-201	0	10,2	22
201-203	10,2	0	11,8
23-203	22	11,8	0
Витрати, у.о	130,444	117,276	172,717

Таблиця 1.3.7 – Результати оптимізації 4 контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
25-203	0	11,8	22
203-201	11,8	0	10,2
23-201	22	10,2	0
Витрати, у.о	154,409	106,426	131,456

Таблиця 1.3.8 – Результати оптимізації 5 контуру

Номер варіанту	1	2	3
Потужності, МВт			
24-203	0	11,8	22
203-201	11,8	0	10,2
23-201	22	10,2	0
Витрати, у.о	154,409	110,014	136,892

Вибираємо з приведеного контуру найкращий варіант передачі електроенергії за найменшими затратами.

Таким чином отримаємо граф, який зображений на рисунку 1.3.3.

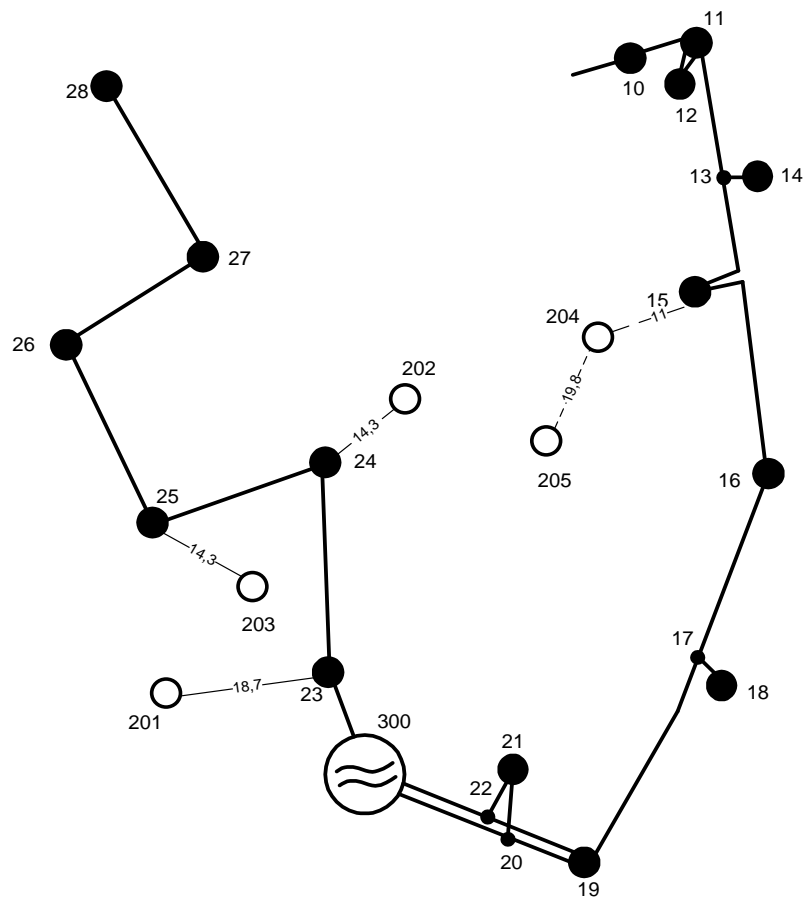


Рисунок 1.3.3 – Отриманий граф електричної мережі

Але така схема у одноланцюговому виконанні не буде задовольняти умові надійності. Тому ми проведемо деякі доопрацювання над схемою, а саме добавимо вітки 203-201 та 202-205. Таким чином отримаємо замкнуті контури 25-203-201-23 та 24-202-205-204-15.

Розрахунок по вибору марки та площі перерізу нових ліній ідентичний розрахунку, який проведений у попередньому підрозділі 1.3.3.

Оптимальна схема згідно методу поконтурної оптимізації показана на рис. 1.3.4. Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам потужності для одноланцюгових ліній, виконаних відповідно проводами АС 120/19.

1.3.6 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

Оптимальна схема електричної мережі за двома попередніми методами: динамічного програмування та поконтурної оптимізації представлена на рисунку 1.3.4.

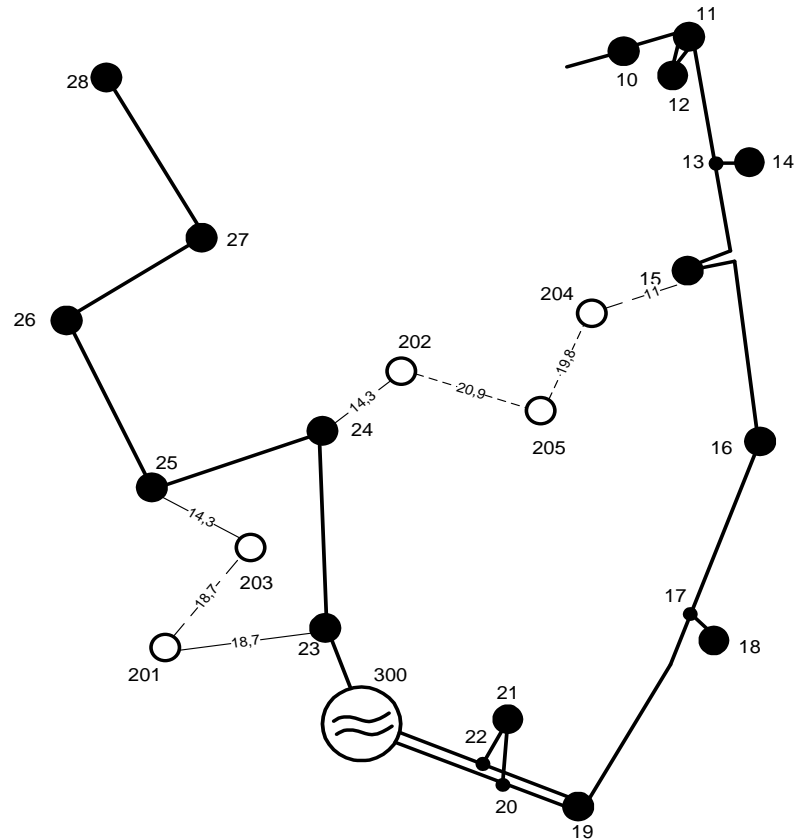


Рисунок 1.3.4 – Оптимальна схема електричної мережі

Характеристика оптимального варіанта:

1. Номінальна напруга 110 кВ.
2. Використані перерізи проводів – АС 120/19.
3. Всі опори залізобетонні, лінії одноланцюгові.

Отже, в даному розділі було проведено вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі.

В наступному розділі потрібно вибрати обладнання для нових споживачів.

1.4. Вибір потужності трансформаторів на проміжних підстанціях

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_m \geq \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot k_1} \quad (1.4.1)$$

де n_m – кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

k_1 – коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 - 80%.

Для 201-го вузла згідно (1.4.1) маємо:

$$S_m \geq \frac{11,724}{2 \cdot 0.7} = 8,74 \text{ (MVA)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора з

номінальною потужністю 10 МВА.

Аналогічно проводимо вибір трансформаторів для інших підстанцій . Для вузлів 202, 203, 204 та 205 встановлюємо теж по два трансформатора.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 201 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає $8,374/10 = 0,837$, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 1.4.1.

Таблиця 1.4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	$S_{ном}$, МВА	Границі регулювання	$U_{ном}$ обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R , Ом	X , Ом	ΔQ_x , кВАр
				ВН	НН							
201	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70
202	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70
203	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70
204	ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
205	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70

Отже, після визначення оптимальної схеми і обладнання для нових споживачів, вибираємо схеми підключення до існуючої мережі.

1.5. Схеми розподільчих пристроїв проміжних підстанцій

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Оскільки на підстанції 201 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цього вузла пропонуємо схему містка з вимикачем в перемишці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів (рисунок 1.5.1).

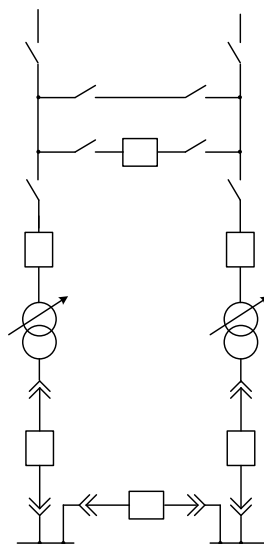


Рисунок 1.5.1 – Схема розподільчого пристрою вузла 201

Для інших вузлів 202, 203, 204 та 205 пропонуємо таку ж саму схему.

В даному розділі було обрано і описано типи РП для споживаючих вузлів, які забезпечать надійне і якісне електропостачання нових споживачів.

1.6. Схеми вузлової підстанції

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід

розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Існуюча схема підстанції 24 (Мур. Куриловці) – подвійний місток без вимикачів на трансформатори не підходить, тому потрібно замінити на один з наступних варіантів: I – одна секціонована система шин з обхідною з окремим секційним і обхідним вимикачами (рис. 1.6.1); II – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем (рис. 1.6.2).

1.6.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = E_H \cdot K + B + Z_{\delta}, \quad (1.6.1)$$

де E_H – коефіцієнт дисконту;

K – капіталовкладення на спорудження підстанції;

B – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

Z_{δ} – збиток від перерв електропостачання.

Капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = n_B \cdot C_0, \quad (1.6.2)$$

де n_B – кількість вимикачів в схемі підстанції;

C_0 – вартість одного вимикача.

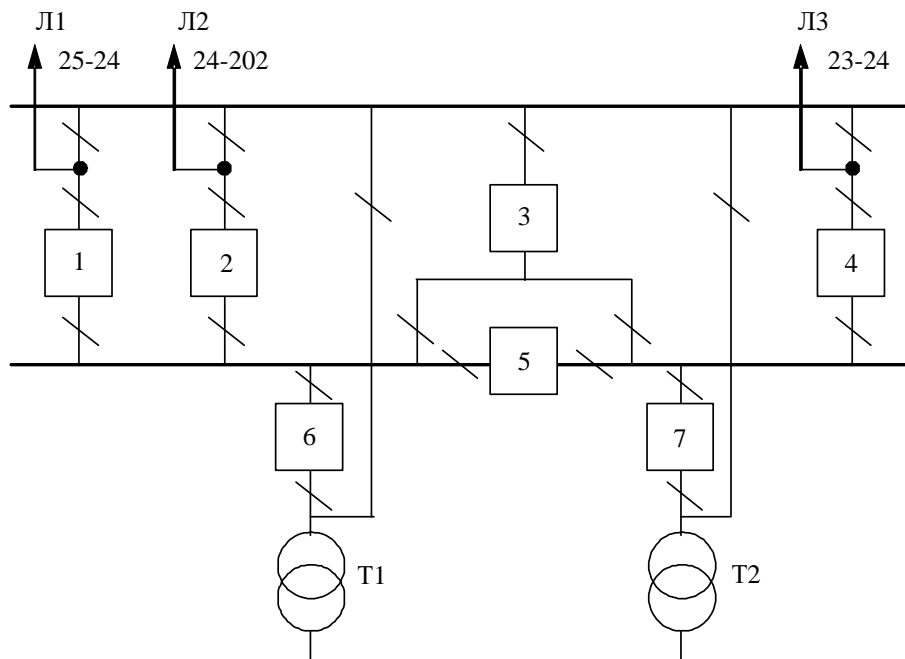


Рисунок 1.6.1- Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 24) –
одна секціонована система шин з обхідною з окремими
секціонованим і обхідним вимикачами

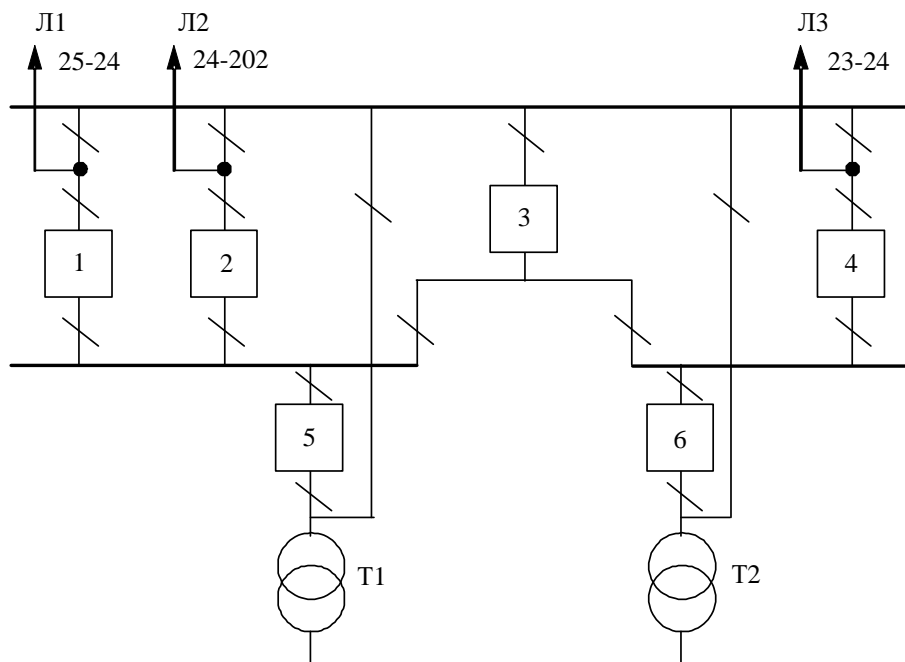


Рисунок 1.6.2 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 24) –
одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним

секціонованим і обхідним вимикачем

У відповідності з (1.6.2) для варіантів підстанції (вузол 24) (рис. 1.6.1 – 1.6.2) маємо:

$$K_I = 7 \cdot 42 = 294 (\text{тис.грн.});$$

$$K_{II} = 6 \cdot 42 = 252 (\text{тис.грн.}).$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$B = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (1.6.3)$$

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 (1.6.3) для варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 9) маємо:

$$B_I = \frac{18+3}{100} 294 = 61,74 (\text{тис.грн.});$$

$$B_{II} = \frac{18+3}{100} 254 = 53,34 (\text{тис.грн.}).$$

У відповідності з (1.6.1) щорічні приведені витрати для варіантів схеми підстанції вузла 24:

$$Z_I = (0,12 \cdot 294 + 61,74) \cdot 8 = 776,16 (\text{тис.грн.});$$

$$Z_{II} = (0,12 \cdot 252 + 53,34) \cdot 8 = 668,64 (\text{тис.грн.}).$$

1.6.2 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з врахуванням надійності

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 тривалостей 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, ω_i (1/рік), час відновлення вимикачів T_B (год.), періодичність ремонтів m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{II} (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 24) (рис. 1.6.1 – 1.6.2).

Розрахунок ведеться по формі табл. 1.6.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхній стрічці – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{II} = 6,5 \cdot 10^{-3}$ (відн.од.).

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (1.6.4)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (1.6.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

Для I варіанту:

$$K^I_0 = 1 - 7 \cdot 6,5 \cdot 10^{-3} = 0,954.$$

Для II варіанту:

$$K^II_0 = 1 - 6 \cdot 6,5 \cdot 10^{-3} = 0,961.$$

Для кожного сполучення i, j виконується оцінка наслідків відмов i -го елемента у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються, та розділення РП на електрично не зв'язані частини. Далі розраховується математичне очікування такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад: $\omega_{i,j} = 0,18 \cdot 6,5 \cdot 10^{-3} = 1,17 \cdot 10^{-4}$ 1/рік.

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

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

$$\text{де } T_{П1} = K_j / \omega_{П1} = 6,5 \cdot 10^{-3} / 2 = 0,0033;$$

$$\text{Тоді } T_{B2П1} = 2,8 \cdot 10^{-3} - (2,8 \cdot 10^{-3})^2 / 2 \cdot 0,0033 = 1,594 \cdot 10^{-3}.$$

Якщо скласти разом математичне очікування відмов, то можна зробити за формою таблиці 1.6.3 – 1.6.4 вибірку, що характеризує надійність роботи РП, яка розглядається.

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Z_{\sigma} = T_{н\sigma} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (1.6.5)$$

де $y_0 = 7$ (грн./кВт·год.).

Відповідно до (1.6.5) збитки від перерви електропостачання для варіантів схем вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$Зб_I = 5000 \cdot 7 \cdot ((7,63 + 19,56) \cdot 10^3 \cdot 2,61627 \cdot 10^{-6} + 31,97 \cdot 10^3 \cdot 1,59939 \cdot 10^{-6});$$

$$Зб_I = 4279,411(\text{грн.});$$

$$Зб_{II} = 5000 \cdot 7 \cdot ((7,63 + 19,56) \cdot 10^3 \cdot 6,263838 \cdot 10^{-6} + 31,97 \cdot 10^3 \cdot 4,888986 \cdot 10^{-6});$$

$$Зб_{II} = 11143,151(\text{грн.}).$$

Щорічні витрати на спорудження варіантів схем вузлової підстанції визначаються за формулою (1.6.1):

$$З_I^\Sigma = 776,16 + 4,279411 = 780,439(\text{тис.грн.});$$

$$З_{II}^\Sigma = 668,64 + 11,143151 = 679,783(\text{тис.грн.}).$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів є досить незначним. Таким чином виходячи з розрахованих приведених витрат для вузлової підстанції (вузол 24) обираємо варіант II схеми (рисунок 1.6.2) – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем. Для підстанцій: 25 (Ставчани), 23 (Жван), 15 (Носківці) аналогічно вибираємо варіант II схеми – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем.

Таблиця 1.6.1 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції
(варіант I)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов ω_j , 1/год	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елементу та коефіцієнти режиму K_j							
			$K_0 = 0,948$	B_1 $6,5 \cdot 10^{-3}$	B_2 $6,5 \cdot 10^{-3}$	B_3 $6,5 \cdot 10^{-3}$	B_4 $6,5 \cdot 10^{-3}$	B_5 $6,5 \cdot 10^{-3}$	B_6 $6,5 \cdot 10^{-3}$	B_7 $6,5 \cdot 10^{-3}$
			Для порядкового номеру режиму K_j							
			0	1	2	3	4	5	6	7
1	B_1	0,018	Л1,Л2,Т1 0.01706 0.5	–	Л1,Л2,Т1 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5	Л2,Т1– 0.5, Л1– $1.59 \cdot 10^{-3}$, $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5	Л1,Л2,Т1 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5	Л1,Л2,Т1 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5	Л1,Л2,Т1 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5
2	B_2	0,018	Л1,Л2,Т1 0.01706 0.5	Л1,Л2,Т1 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5	–	Л1,Т1– 0.5, Л2– $1.59 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5	Л1,Л2,Т1 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5	Л1,Л2,Т1 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5	Л1,Л2,Т1 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5
3	B_3	0,006	–	Л2,Т1– 0.5, Л1– $1.59 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Т1– 0.5, Л2– $1.59 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Т2–0.5 Л3– $1.59 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2– 0.5, Т1– $1.59 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2– $1.59 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$
4	B_4	0,018	Л3,Т2 0.01706 0.5	Л3,Т2 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5	Л3,Т2 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5	Т2–0.5 Л3– $1.59 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	–	Л3,Т2 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5	Л3,Т2 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5	Л3,Т2 $1.17 \cdot 10^{-4}$ 0.5
5	B_5	0,006	–	Л1,Л2,Т1 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	Л1,Л2,Т1 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	–	Л3,Т2 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	–	Л1,Л2,Т1 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	Л3,Т2 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5
6	B_6	0,006	Л1,Л2,Т1 0.00569 0.5	Л1,Л2,Т1 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	Л1,Л2,Т1 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	Л1,Л2– 0.5 Т1– $1.59 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	Л1,Л2,Т1 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	–	Л1,Л2,Т1 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5
7	B_7	0,006	Л3,Т2 0.00569 0.5	Л3,Т2 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	Л3,Т2 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	Л3–0.5 Т2– $1.59 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	Л3,Т2 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	Л3,Т2 $3.9 \cdot 10^{-5}$ 0.5	–

Таблиця 1.6.2 – Показники надійності 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 елементу та коефіцієнті режиму K_j						
			$K_0 = 0,954$	B_1 $6,5 \cdot 10^{-3}$	B_2 $6,5 \cdot 10^{-3}$	B_3 $6,5 \cdot 10^{-3}$	B_4 $6,5 \cdot 10^{-3}$	B_5 $6,5 \cdot 10^{-3}$	B_6 $6,5 \cdot 10^{-3}$
			Для порядкового номеру режиму K_j						
			0	1	2	3	4	6	7
1	B_1	0,018	Л1,Л2,Т1 0.01717 0.5	–	Л2,Т1–0.5, Л1– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1– 0.5, Л1– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1–0.5, Л1– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1–0.5, Л1– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1–0.5, Л1– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$
2	B_2	0,018	Л1,Л2,Т1 0.01717 0.5	Л1,Т1–0.5, Л2– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	–	Л1,Т1–0.5, Л2– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Т1–0.5, Л2– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Т1–0.5, Л2– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Т1–0.5, Л2– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$
3	B_3	0,006	Л1,Л2,Т1– 0.5 Л3,Т2–0.5 0.00572	Л2,Т1– 0.5, Л1– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Т1– 0.5, Л2– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Т2–0.5, Л3– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5, Т1– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2– $1.59 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$
4	B_4	0,018	Л3,Т2 0.01717 0.5	Т2–0.5, Л3– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5, Л3– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5, Л3– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	–	Т2–0.5, Л3– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5, Л3– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $1.17 \cdot 10^{-4}$
6	B_5	0,006	Л1,Л2,Т1 0.00572 0.5	Л1,Л2– 0.5, Т1– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2– 0.5, Т1– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2– 0.5, Т1– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2– 0.5, Т1– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2– 0.5, Т1– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$
7	B_6	0,006	Л3,Т2 0.00572 0.5	Л3–0.5, Т2– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2– $1.594 \cdot 10^{-3}$ $3.9 \cdot 10^{-5}$	–

Таблиця 1.6.3 – Вибірка характеристик надійності варіанту I схеми вузлової підстанції

Нас- лідки відмов	Математичне очікування кількості відмов w , 1/рік	Коефіцієнт вимушеного простоя K_B , відн.од.	Кі-сть	ΣK_B , відн.од, 10^{-6}	P , МВт	$M(Y)$, грн.
Л1	0,01706	57	2	1,94484		
	0,00569	57	1	0,32433		
	0,000117	57	11	0,073359		
	0,000117	1598	1	0,186966		
	0,000039	57	11	0,024453		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				2,61627	7,63	499,054
Л2	0,01706	57	2	1,94484		
	0,00569	57	1	0,32433		
	0,000117	57	11	0,073359		
	0,000117	1598	1	0,186966		
	0,000039	57	11	0,024453		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				2,61627	19,56	1279,356
Л3	0,01706	57	1	0,97242		
	0,00569	57	1	0,32433		
	0,000117	57	5	0,033345		
	0,000117	1598	1	0,186966		
	0,000039	57	9	0,020007		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				1,59939	31,97	1278,312
Всього						3056,722

Таблиця 1.6.4 – Вибірка характеристик надійності варіанту II схеми вузлової підстанції

Нас- лідки відмов	Математичне очікування кількості відмов w , 1/рік	Коефіцієнт вимушеного простою K_B , відн.од.	Кі-сть	ΣK_B , відн.од, 10^{-6}	P , МВт	$M(Y)$, грн.
Л1	0,01717	57	2	1,95738		
	0,0572	57	1	3,2604		
	0,000117	57	5	0,033345		
	0,000117	1598	5	0,93483		
	0,000039	57	7	0,015561		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				6,263838	7,63	1194,827
Л2	0,01717	57	2	1,95738		
	0,0572	57	1	3,2604		
	0,000117	57	5	0,033345		
	0,000117	1598	5	0,93483		
	0,000039	57	7	0,015561		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				6,263838	19,56	3063,017
Л3	0,01717	57	1	0,97869		
	0,0572	57	1	3,2604		
	0,000117	57	2	0,013338		
	0,000117	1598	3	0,560898		
	0,000039	57	6	0,013338		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				4,888986	31,97	3907,522
Всього						8165,366

Примітка: для розрахунку перетікання потужності по лініям схеми були використані вхідні дані для проведення аналізу нормального режиму вхідної схеми після корекції (Додаток Ж).

Після розрахунків у попередніх розділах, потрібно визначити баланс

потужностей для схеми розвитку, що і зробимо у наступному розділі.

1.7. Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між величиною спожитої та виробленої електроенергії. 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 $f=f_{ном}$ записуємо так:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P_{\mathcal{M}}, \quad (1.7.1)$$

P_{Γ} – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій;

$\sum_{i=1}^K P_{ni}$ – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_{\mathcal{M}} = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах (приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5% від $\sum_{i=1}^K P_{ni}$);

$K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}), \quad (1.7.2)$$

Наближений розгляд споживання реактивної потужності, а також

орієнтовний вибір потужності, типів і розташування компенсуючих пристроїв у мережі необхідно провести до техніко-економічного порівняння варіантів схеми мережі.

Компенсація реактивної потужності може істотно впливати на значення повних навантажень підстанцій, а відповідно, і на вибір потужності трансформаторів, переріз проводів ліній, на втрати напруги, потужності і енергії в мережі. У кінцевому підсумку вибір потужності компенсуючих пристроїв, їх розміщення на підстанціях мережі впливає на оцінку технічних і техніко-економічних показників варіантів схеми мережі і, отже, може впливати на вибір раціональної номінальної напруги і схеми мережі, яка проектується.

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{KPi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (1.7.3)$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження.

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях,

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij}$ – зарядна потужність, що генерується лініями,

$\sum_{i=1}^K Q_{KPi}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності

(компенсуючих пристроїв – КП);

$\sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Таким чином, сумарна реактивна потужність, яка необхідна для електропостачання району, складається із реактивного навантаження споживачів у заданих пунктах і втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі,

Проведемо розрахунок балансу активних потужностей для кожного нового контуру:

для контуру 24-202-205-204-15:

$$P_{\Gamma} = 0,95 \sum_{i=1}^K P_{ni} = 0,95 \cdot (8,4 + 12,5 + 7,5) = 26,98 \text{ (MВт)};$$

для контуру 25-203-201-23:

$$P_{\Gamma} = 0,95 \cdot (10,2 + 11,8) = 20,9 \text{ (MВт)}.$$

Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо.

Для контуру 24-202-205-204-15:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos j_{\Gamma}) = 26,98 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 26,03 \cdot 0,62 = 16,728 \text{ (MВАр)};$$

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^K Q_{KPi} &= 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot (4,303 + 4,048 + 6,44) + \\ &+ 0,1 \cdot (9,438 + 8,523 + 14,045) - 16,728 = 1,481 \text{ (MВАр)}. \end{aligned}$$

Для контуру 25-203-201-23:

$$\sum_{i=1}^K Q_{KPi} = 0,95 \cdot (5,781 + 5,715) + 0,1 \cdot (11,724 + 13,111) - 12,898 = 1,161 (\text{MBAp}).$$

$$Q_r = 20,9 \cdot 0,62 = 12,958 (\text{MBAp});$$

Виходячи з розрахунків робимо висновок, що не потрібно встановлювати компенсуючі пристрої.

1.8. Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку Д. Попередньо розрахувавши усталений режим, виявилось, що на деяких лініях необхідно змінювати переріз, оскільки активні потужності, що протікають по них, перевищують граничні значення економічних потужностей для даних перерізів.

Отже були збільшені перерізи таких ліній:

лінія 24-23 з АС 150 на АС 185;

лінія 23-300 з АС 150 на АС 240;

лінія 11-10 з АС 185 на АС 240;

лінія 10-200 з АС 185 на АС 240.

З врахуванням уточнення перерізів і регулюванням, вхідними даними для розрахунку усталеного режиму представлений в додатку З.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку з врахуванням уточнення перерізів представлений в додатку К.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у деяких вузлах на стороні НН 10 кВ не є допустимою. Тому було проведено регулювання рівнів напруги за допомогою зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів. Результати розрахунку усталеного режиму з врахуванням регулювання приведені в

додатку К. Електрична мережа після розвитку характеризується низькими втратами потужності 3,598 МВт або 2,2% від потужності генерації.

Результати розрахунку усталеного режиму після розвитку показано відповідно на рис. 1.8.1.

Також було проведено регулювання рівнів напруги в усіх інших режимах. Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках Л та Н.

Також результати розрахунку даних режимів показано відповідно на рис. 1.8.2 та 1.8.3.

У післяаварійному режимі була розірвана головна ділянка 201-23 та 24-202.

Покажемо результати регулювання в усіх режимах в таблиці 1.8.1.

Таблиця 1.8.1 – Результати регулювання в усіх режимах

№ підстанції	Положення перемикача відгалуджень			
	Максимальний до регулювання	Максимальний	Мінімальний	Післяаварійний
1	6	6	6	3
2	7	7	7	4
3	7	7	7	4
4	1	7	7	4
	2	9	9	6
6	7	7	7	4
8	4	4	4	2
9	7	7	7	4
10	7	7	7	4
11	1	9	9	6
	2	8	8	4
12	8	8	8	5
14	8	8	8	6
15	8	8	8	6
16	9	9	9	7
18	4	4	4	1
19	7	7	7	4
21	1	7	7	4
	2	6	6	3
23	6	6	6	3
24	7	7	7	4
25	7	7	7	5
26	1	9	9	6
	2	7	7	5

Продовження таблиці 1.8.1.

27		7	7	7	5
28		8	8	8	5
29	1	6	6	6	3
	2	8	8	8	5
31		6	6	6	3
201		9	9	9	7
202		9	9	9	9
203		9	9	9	7
204		9	9	9	8
205		9	9	9	8

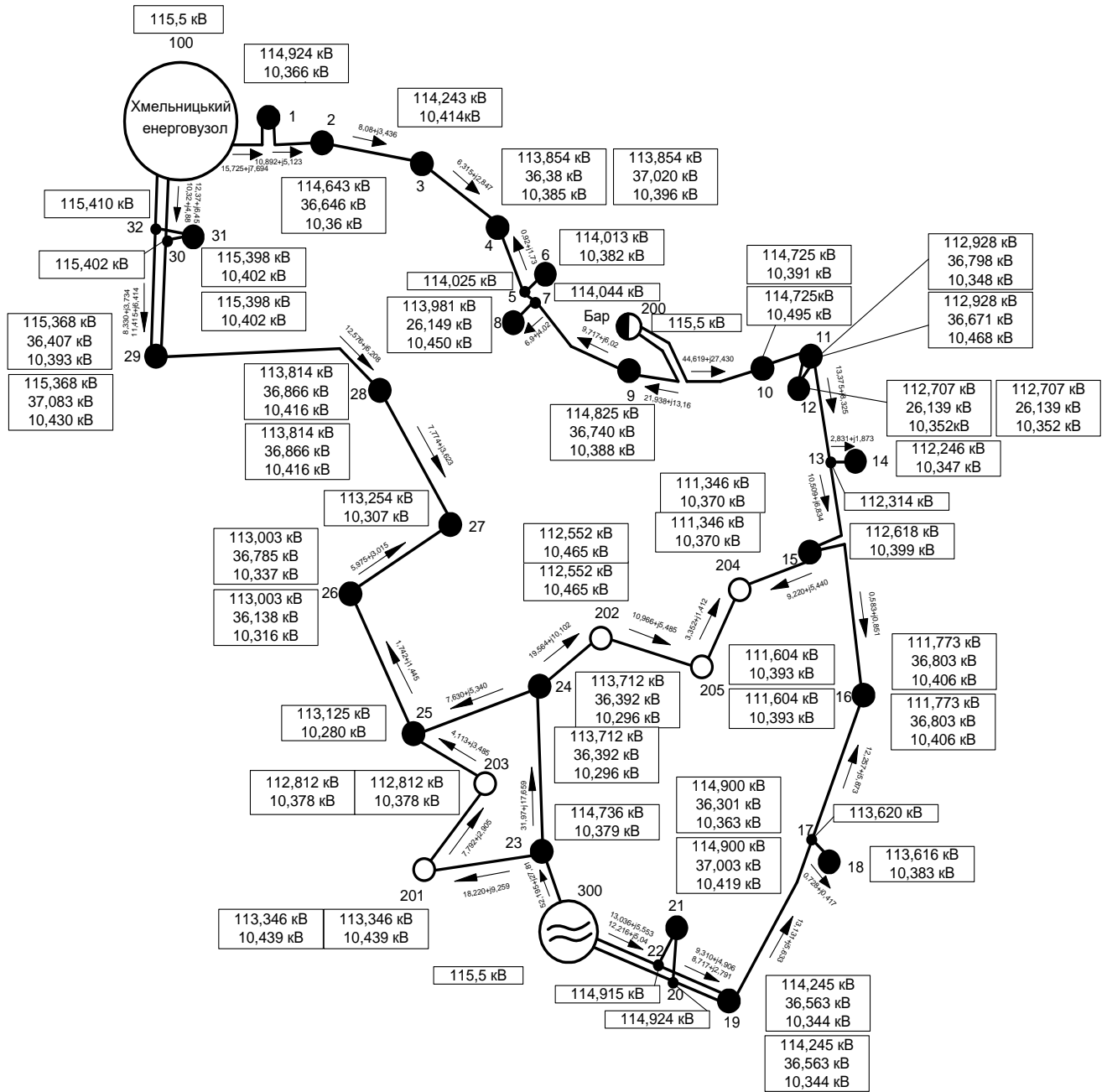


Рисунок 1.8.1 – Результати розрахунку максимального режиму

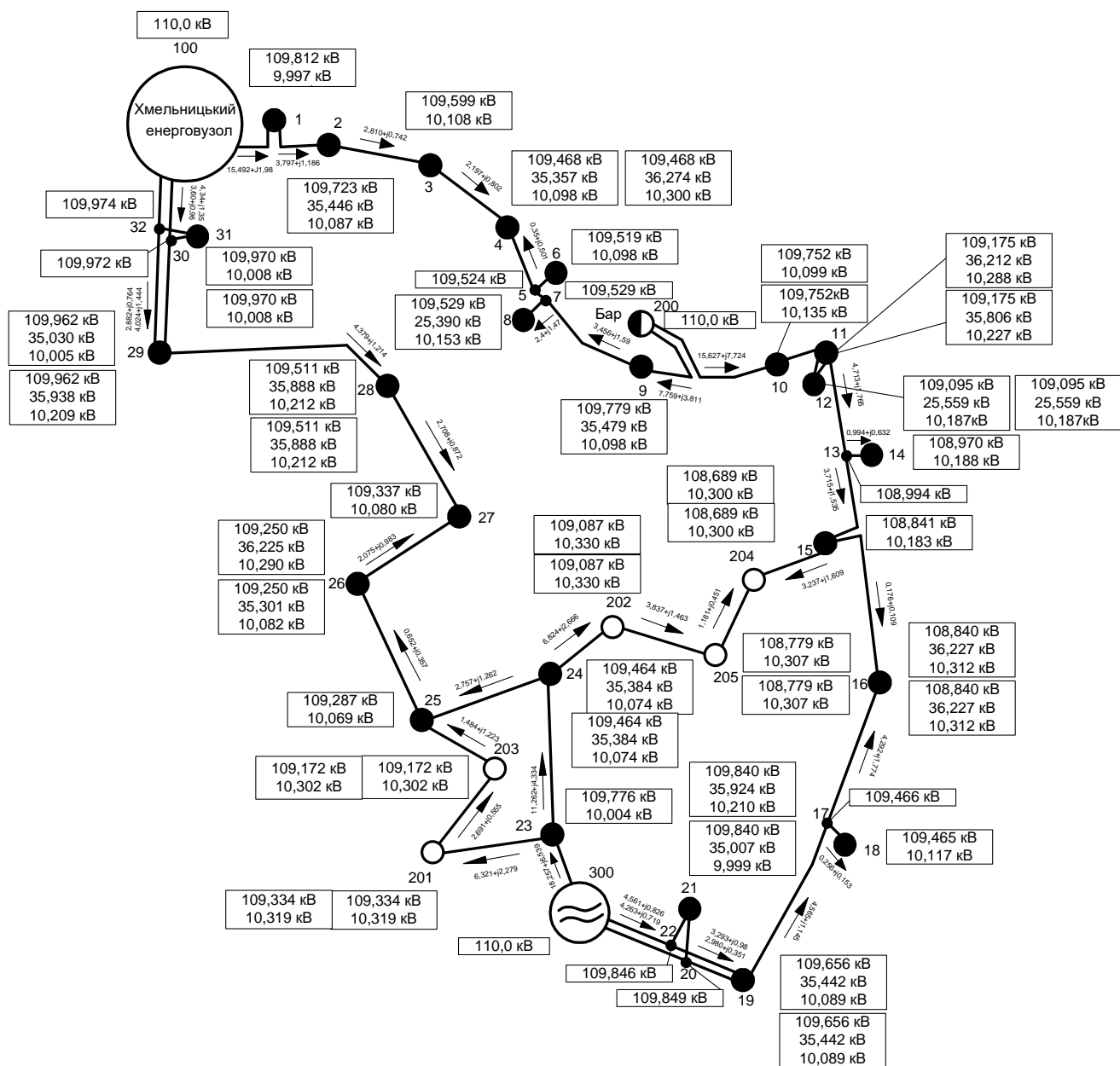


Рисунок 1.8.1 – Результати розрахунку мінімального режиму

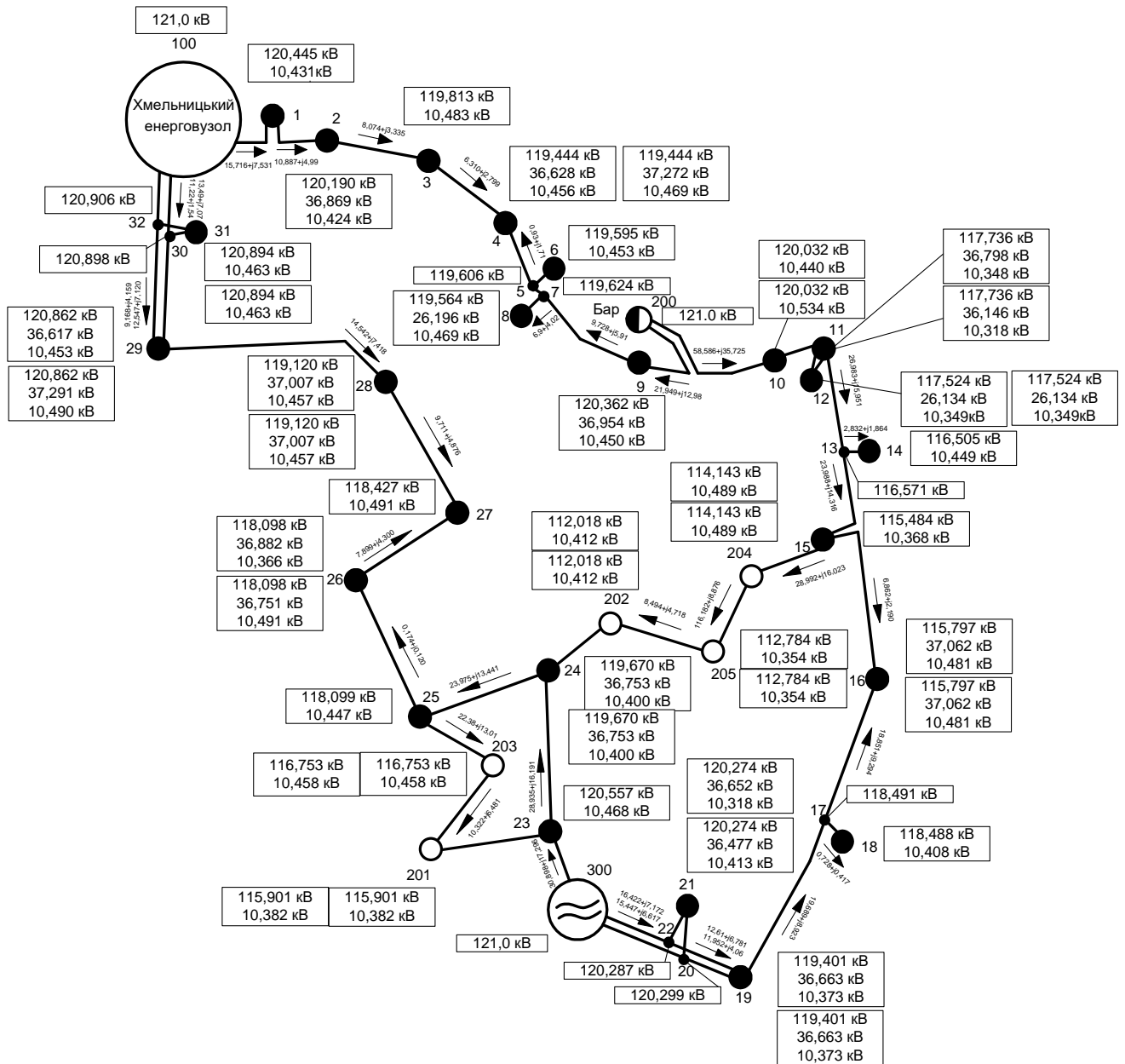


Рисунок 1.8.3 – Результати розрахунку післяаварійного режиму

2. ЗАХИСТ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ ВІД АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПРУГ

2.1. Захист від прямих ударів блискавки

Прямі удари блискавки у струмоведучі частини відкритих розподільних пристроїв електростанцій або підстанцій викликають важкі аварії, пов'язані з виникненням коротких замикань при перекритті ізоляції, а також з пошкодженням електрообладнання через великі величини виникаючих перенапруг. У зв'язку з цим відкриті розподільні пристрої і відкриті підстанції повинні бути надійно захищені від попадання прямих ударів блискавки. Захист від ПУБ здійснюється зазвичай за допомогою стержневих блискавковідводів.

Стержневий блискавковідвід являє собою конструкцію, що складається із блискавкоприймача, струмопровода і заземлення. На рис. 2.1 представлені конструкції гратчастого і залізобетонного блискавковідводів. Блискавкоприймач являє собою сталеву трубу, яка з'єднується з струмовідводом. У металевих блискавковідводів струмовідводом служить сама конструкція блискавковідводу. У дерев'яних блискавковідводів струмовідводом служить сталевий провід з перерізом не менше 30-35мм². Струмовідвід повинен бути надійно заземленим.

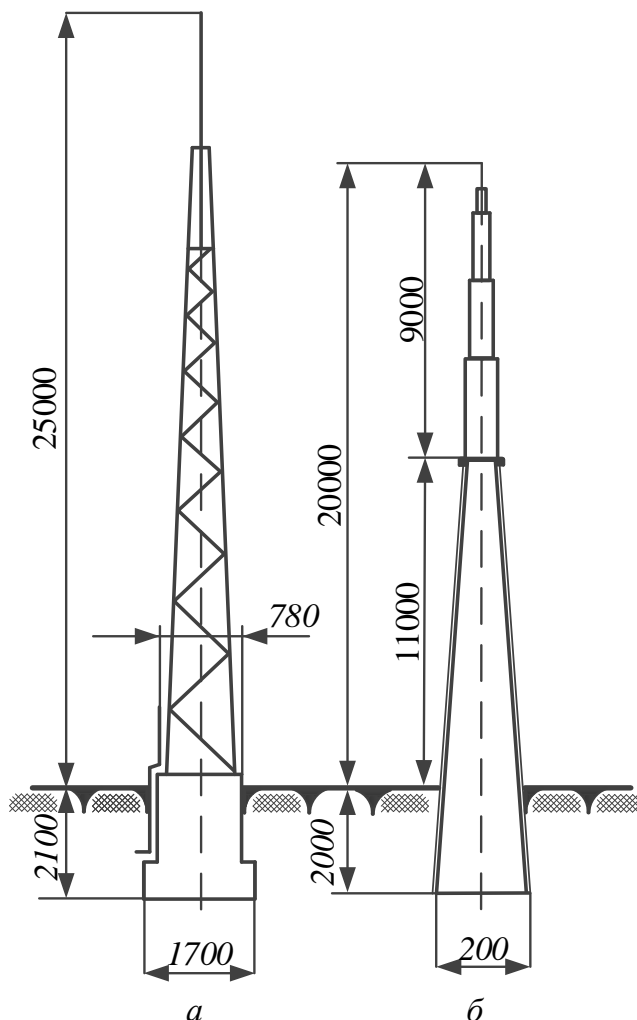


Рисунок 2.1 - Стержневі блискавковідводи,
 а – металевий, б залізобетонний.

Блискавковідводи утворюють навколо себе деякий простір, захищений від потрапляння блискавки, який називається захисною зоною. Розміри захисної зони залежать від багатьох чинників: числа, висоти і взаємного розташування блискавковідводів, висоти орієнтування блискавки, тобто висоти, з якої заряд блискавки, що розвивається, починає орієнтуватися на блискавковідвід, а також від атмосферних і геологічних умов.

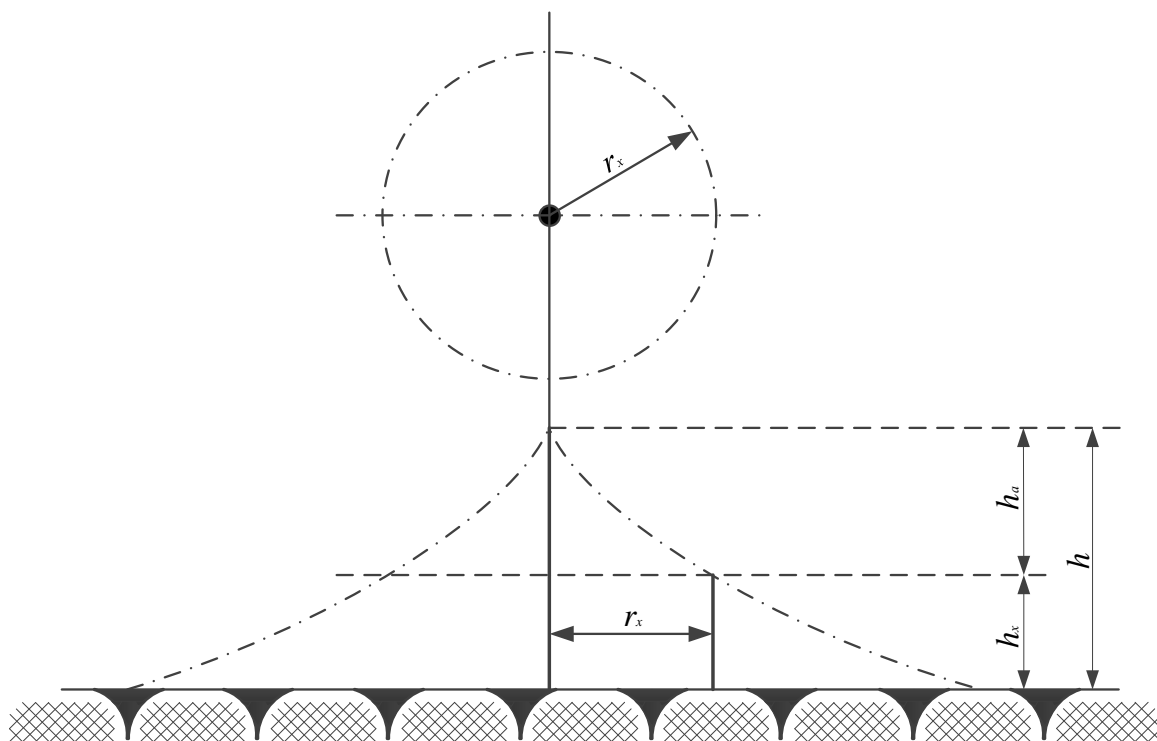


Рисунок 2.2 - Зона захисту одиночного стержневого блискавковідводу

Зона захисту одиночного блискавковідводу (рис. 2.2) являє собою конусоподібний простір, радіус якого може бути визначений з формул:

для блискавковідводу висотою $h \leq 30$ м

$$r_x = \frac{1.6h_a}{1 + \frac{h_x}{h}}; \quad (2.1)$$

для блискавковідводу висотою $30 < h \leq 100$ м

$$r_x = \frac{1.6h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} + \frac{5,5}{\sqrt{h}}, \quad (2.2)$$

де r_x - радіус зони захисту на розглянутому рівні h_x ; $h_a = h - h_x$ - перевищення блискавковідводу над розглянутим рівнем h_x (активна висота блискавковідводу).

Обладнання, що перебуває всередині зони захисту, захищається від ПУБ блискавковідводом. Отже, найвіддаленіші елементи устаткування, що захищається, повинні знаходитися від блискавковідводу на відстані не більшій, ніж r_x . Якщо, наприклад, висота не відводу $h = 25$ м, а обладнання, що захищається, $h_x = 10$ м, радіус зони захисту на висоті 10 м дорівнюватиме

$$r_x = \frac{1.6 \cdot (25 - 10)}{1 + \frac{10}{25}} = 17,1 \text{ м.}$$

Захист двома блискавковідводами виявляється ефективнішим, ніж поодинокими блискавковідводами: зона захисту двох блискавковідводів більша за суму зон захисту поодиноких блискавковідводів. На рис. 2.3 представлені обриси зони захисту двох блискавковідводів.

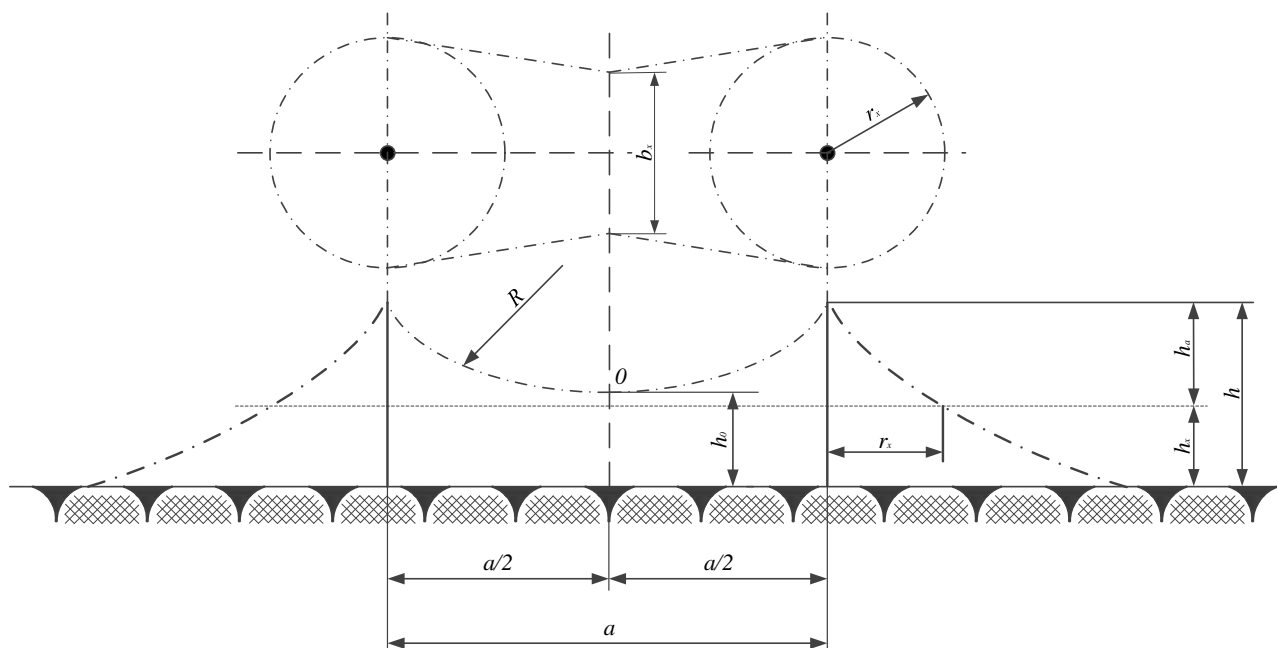


Рисунок 2.3 - Зона захисту двох стержневих блискавковідводів

Радіус зони захисту r_x для зовнішніх областей зони захисту визначається як для одиночного блискавковідводу. Найменша висота зони захисту між блискавковідводами h_0 дорівнює:

- для блискавковідводів висотою $h \leq 30$ м

$$h_0 = h - \frac{a}{7}; \quad (2.3)$$

- для блискавковідводів висотою $30 < h \leq 100$ м

$$h_0 = h - \frac{a \cdot \sqrt{h}}{7 \cdot 5,5}. \quad (2.4)$$

де a - відстань між блискавковідводами.

З (2.3) і (2.4) випливає, що за висоти об'єктів, що захищаються, h_x , відстань між двома блискавковідводами не має бути більшою за

$$a \leq 7 \cdot (h - h_x) \quad \text{або} \quad a \leq \frac{7 \cdot 5,5}{\sqrt{h}} \cdot (h - h_x).$$

Найменша ширина зони захисту b_x визначається за графіками рис. 2.4 і 2.5, залежно від відношень a/h_a .

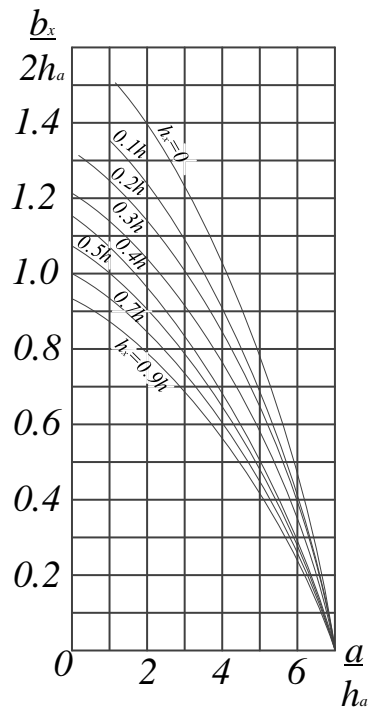


Рисунок 2.4 - Значення найменшої ширини зони захисту b_x двох стержневих блискавковідводів.

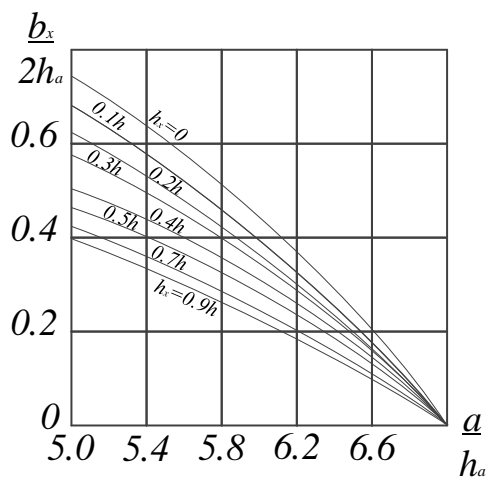


Рисунок 2.5 - Значення найменшої ширини зони захисту b_x двох стержневих блискавковідводів.

Для блискавковідводу висотою від 30 до 100 м масштаби обох координат, зазначених на малюнках, потрібно помножити на коефіцієнт $55 / \sqrt{h}$.

Території підстанцій захищаються зазвичай кількома блискавковідводами. Зони захисту чотирьох блискавковідводів, розташованих по кутах чотирикутника, і трьох блискавковідводів, розташованих не на одній прямій, показано на рис. 2.6 і 2.7

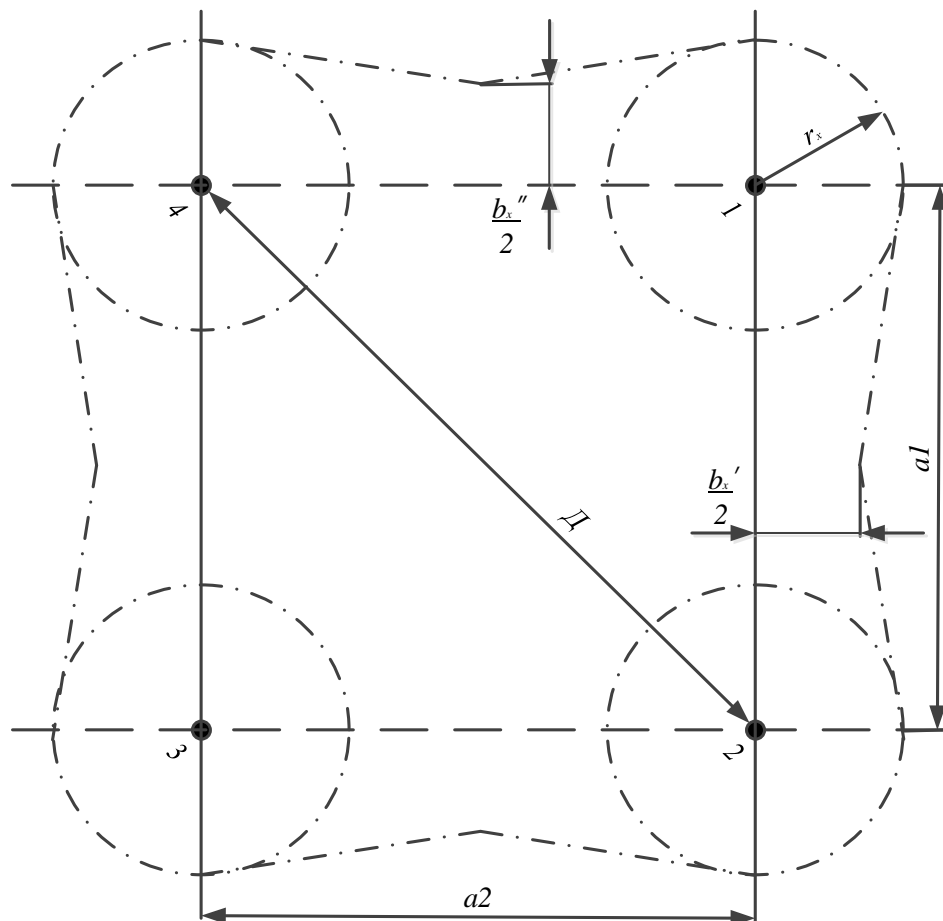


Рисунок 2.6 - Площа на рівні h_x захищена чотирма стрижневими блискавковідводами однакової висоти.

1, 2, 3, 4 - стрижневі блискавковідводи.

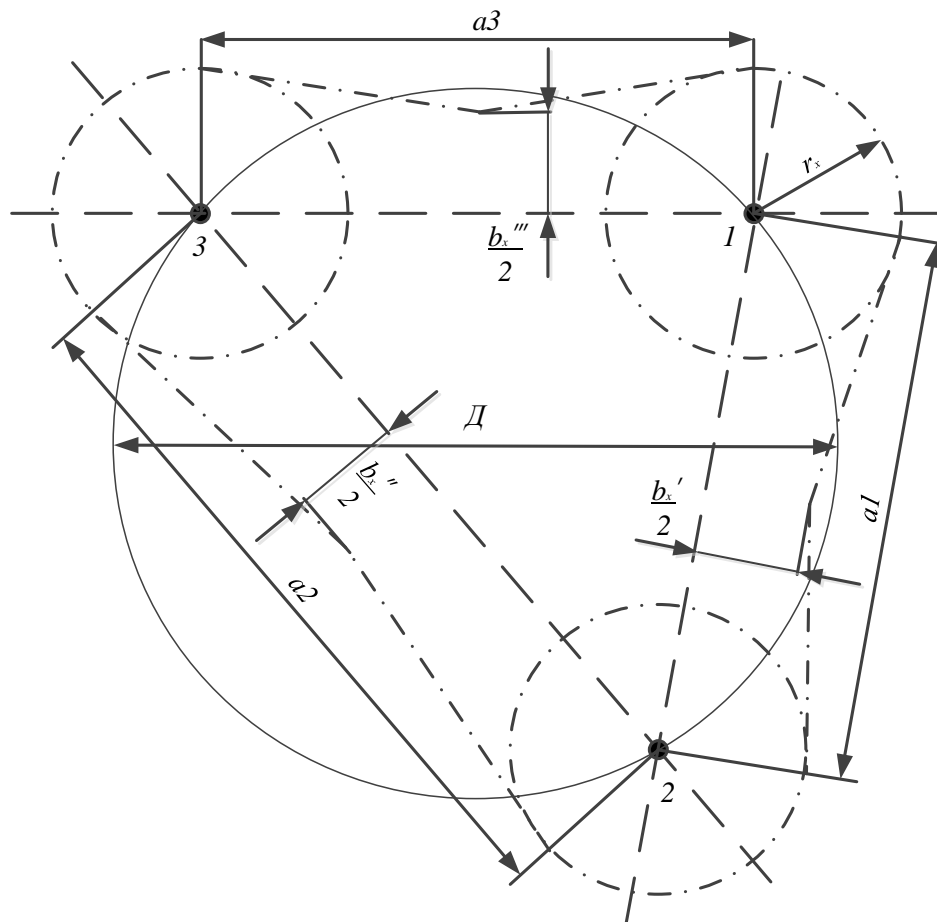


Рисунок 2.7 - Площа на рівні h_x захищена трьома стрижневими блискавковідводами однакової висоти.

1, 2, 3 - стрижневі блискавковідводи.

Умови захищеності всієї площі на заданому рівні h_x :

для блискавковідводів заввишки $h \leq 30$ м

$$D \leq 8h_a;$$

для блискавковідводів висотою $30 < h \leq 100$ м

$$D \leq 8h_a \frac{5,5}{\sqrt{h}}$$

де D - діагональ чотирикутника, у вершинах якого розташовані блискавковідводи, або діаметр кола, що проходить через вершини трикутника, утвореного трьома блискавковідводами.

Розміри $b_x / 2$ та r_x , визначаються так само, як для подвійного та одиночного блискавковідводів.

При довільному розташуванні стрижневих блискавковідводів захищеність площі перевіряється для кожних трьох найближчих один до одного блискавковідводів окремо.

На підстанціях напругою 110 кВ і вище стрижневі блискавковідводи встановлюються, як правило, на конструкціях підстанцій. Це здешевлює спорудження блискавковідводів. На підстанціях напругою 35 кВ установка блискавковідводів на конструкціях (крім трансформаторних порталів) допускається у тих випадках, коли опір заземлення у місті приєднання до нього блискавкозахисту становить не більш як 4 ом у зоні радіусом 20 м за ґрунтів з питомим опором $\rho \leq 5 \cdot 10^4$ ом \cdot см та в зоні 30 м - за ґрунтів з $\rho > 5 \cdot 10^4$ ом \cdot см. Ця вимога викликана тим що за більших опорів заземлення під час протікання струмів блискавки на заземленні та їхніх конструкціях виникають високі потенціали, небезпечні для ізоляції 35 кВ та здатні призвести до зворотних перекриттів підстанційної ізоляції.

Стійки конструкцій, на яких встановлюються блискавковідводи, повинні бути найкоротшим шляхом приєднані до заземлювального пристрою підстанції, причому в місцях встановлення їх заземлення слід посилювати, забиваючи додатково 2-3 труби. Встановлення блискавковідводів, що окремо складаються, здійснюється в тих випадках, коли це доцільно з конструктивних і техніко-економічних міркувань, а також якщо питомий опір ґрунту $\rho \leq 10^5$ ом \cdot см. В останньому випадку при великих опорах заземлення встановлення блискавковідводів на конструкціях створювало б

небезпеку зворотних перекриттів при ударних блискавках.

Заземлювачі окремо стоячих блискавковідводів на підстанціях напругою 35 кВ і вище слід приєднувати до загального контуру заземлення підстанції, проте так, щоб місце приєднання знаходилося не ближче 15 м від місця приєднання трансформаторів до заземлювального контуру.

Таблиця 2.1

Номинальна напруга кВ,	Довжина захищеного тросами підходу	Відстань до трансформаторів, м						Відстань до апаратів, м			
		Тупикова підстанція		Підстанція з двома постійно включеними лініями		Підстанція з трьома і більше включеними лініями		Тупикова підстанція		Прохідна підстанція	
		Дерев'яні опори	Металеві та залізобетонні опори	Дерев'яні опори	Металеві та залізобетонні опори	Дерев'яні опори	Металеві та залізобетонні опори	Дерев'яні опори	Металеві та залізобетонні опори	Дерев'яні опори	Металеві та залізобетонні опори
220	По всій довжині	40/85	40/85	40/90	40/90	105/140	105/140	100/140	100/140	190/250	190/250
330	По всій довжині	Розрядник встановлюється на трансформаторному приєднанні									
500	По всій довжині	Розрядник встановлюється на трансформаторному приєднанні									

2.2. Елементи захисту від перенапруги

Дотримуючись загальної класифікації, елементи захисту від перенапруги з

другої групи можна розділити на:

- 1) Комутаційні елементи напруги;
- 2) Елементи, що обмежують напругу.

Елементи стабілізації напруги працюють шляхом перемикання зі стану високого опору на низький опір при певній пороговій напрузі (напрузі пробою) і поведуться як коротке замикання.

Пробивна напруга повинна бути вище максимальної безперервної робочої напруги системи. Відповідно до цього принципу працюють іскровий проміжок, газорозрядна трубка (ГДТ) і структури ПНПН (тиристри, пробивні діоди, симистори).

Описані вище ідеальні характеристики елементів захисту від перенапруг не можуть бути досягнуті за допомогою наявних у продажу компонентів. Реальні характеристики того чи іншого компонента відіграють дуже важливу роль у конструкції захистів від перенапруги. Такі елементи в основному описуються їх нелінійною кінцевою напругою-струмом з характеристикою. Основні захисні компоненти від перенапруги представлені за допомогою класифікації, представленої в попередньому розділі. Пристрої захисту від перенапруг, що використовуються в системах електропостачання низької напруги, в основному базуються на елементах з високою здатністю витримувати енергію. Використовуваний матеріал елемента визначає його енергостійкість. Елементами з високою енергетичною здатністю є іскровий проміжок, GDT і MOV. Опис елементів захисту від перенапруги, що використовуються в системах електропостачання низької напруги, в цьому розділі обмежується раніше згаданими елементами. Такі елементи мають відносно повільну реакцію. Однак повільний відгук може бути компенсований напівпровідником захисні елементи. Малопотужні компоненти на основі напівпровідникових матеріалів, таких як діоди, транзистори і тиристри, які мають низьку енергетичну витримку, але дуже швидкий відгук. Вони повинні бути здатні переносити енергію

перенапруги до моменту, коли елемент на першому етапі реагує, що є основною причиною утилізації таких компонентів. Малопотужні компоненти в основному встановлюються на останньому ступені системи захисту від перенапруги (рис. 2.8).

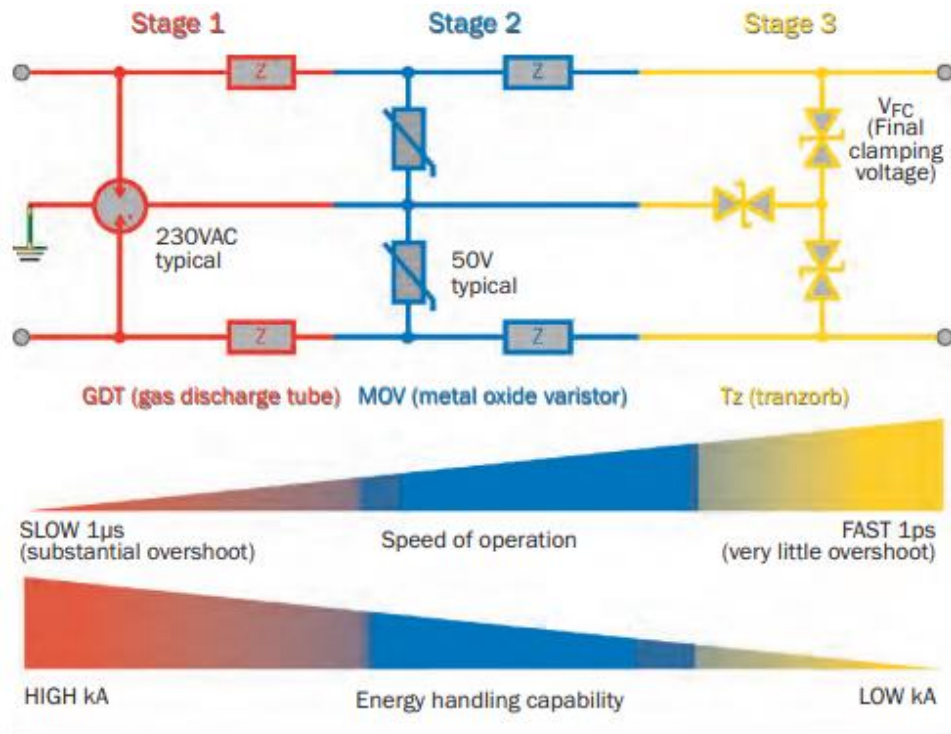


Рисунок 2.8 - Енергетичні та швидкісні характеристики

2.2.1 Компоненти комутації напруги

Іскровий проміжок

Іскровий проміжок історично був першим елементом, який використовувався в схемах захисту від перенапруги. Цей компонент складається з двох електродів з повітряним прошарком між ними. Відстань між електродами визначає напругу пробою. Коли напруга між електродами перевищує напругу пробою повітря, встановлюється «шлях провідності» (іонізоване повітря) між електродами і струм протікає через простір між електродами. Струм ініціює інтенсивну термічну іонізацію, опір іскрового проміжку падає і струм дуже швидко зростає. Основною

проблемою, що визнається при застосуванні іскрового проміжку, є гасіння електричної дуги в ланцюгах живлення після зникнення імпульсного струму.

Газорозрядна трубка.

Вона зазвичай складаються з двох або трьох електродів в скляному або керамічному, заповненому інертним газом (неоном або аргоном) пакеті (рис. 2.9). Електроди протилежні один одному на невеликій відстані. Коли використовуються три електроди, середній електрод лежить між двома іншими електродами, розташованими на кінцях трубки. Середній електрод має невеликий отвір, що забезпечує провідність між двома іншими кінцевими електродами. Наявні у продажу газорозрядні трубки укладені в керамічні трубки, клемми яких є металеві електроди.

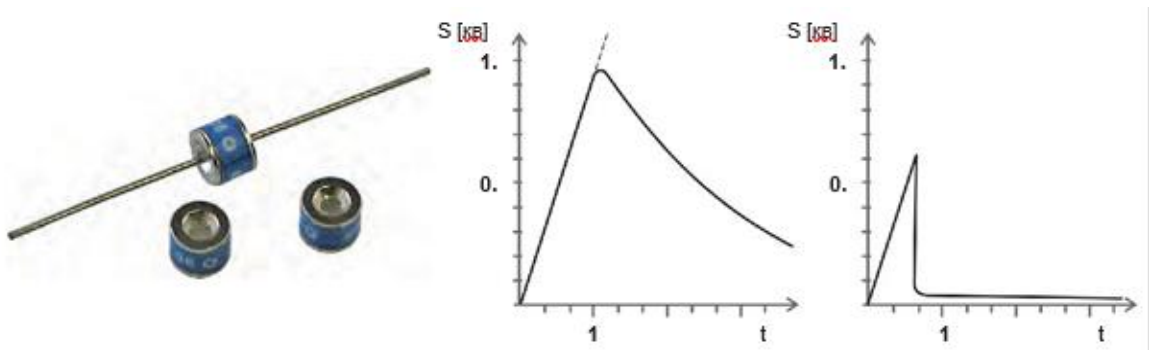


Рисунок 2.9 - Газорозрядна трубка та її форма наростання напруги

2.2.2 Компонент обмеження напруги

Варистор метал-оксид(MOV).

При дуже низьких напругах MOV має здатність вказувати на те, що провідність заблокована. При подачі більш високої напруги на клеммах MOV опір MOV зменшується до дуже малого значення. Таким чином, ВМО класифікується як сильно нелінійний резистор. Електричні властивості, описані в цьому розділі, визначаються фізичними розмірами (товщиною, площею та об'ємом) варистора.

Статичну симетричну криву напруга-струм можна змодельовати в трьох областях. У першій області, відомій як область витоку, при низьких значеннях струму крива V-I приблизно лінійна. Варистор поводить себе як обрив ланцюга, що має високий опір порядку $10^9 \Omega$. Сила струму в цій області залежить від температури - особливо це виражається при низьких напругах. Струм витоку стає помітним при підвищенні температури. Ємність в цій області має приблизно постійне значення в широкому діапазоні напруги і частоти. Ємність зменшується, коли напруга наближається до номінальної напруги варистора. Ємність варисторів, доступних на ринку, зазвичай становить кілька нанофарад і залежить від діаметра та товщини дисків. При збільшенні напруги варистор стає провідним. Температура впливає на номінальну напругу варистора. При дуже великих значеннях струму струм через варистор прагне до лінійного або омичного закону. У цій області температура не робить істотного впливу на криву V-I. Головною перевагою варисторів є їх співвідношення енергії/вартості. З цієї причини варистор став важливим компонентом у розробці пристроїв захисту від перенапруг.

Діод придушення перехідної напруги (TVS).

Діод придушення перехідної напруги може реагувати на перенапруги швидше, ніж інші поширені компоненти захисту від перенапруги, такі як варистори або газорозрядні трубки. Фактичне затискання відбувається приблизно за одну пікосекунду, але в практичній схемі індуктивність проводів, що ведуть до пристрою, накладає більш високу межу. Це робить перехідні діоди з придушенням напруги корисними для захисту від дуже швидких і часто руйнівних перехідних процесів напруги. Ці швидкі перехідні процеси перенапруги присутні у всіх розподільних мережах і можуть бути викликані як внутрішніми, так і зовнішніми подіями, такими як блискавка або дуга двигуна.

Якщо захист від перенапруг вважається необхідним, розрядники перенапруг* можна встановлювати поблизу обладнання, що захищається. Це пристрій, який

обмежує високі напруги (перехідні напруги), що виникають під час збурення системи, відводячи надмірну її частину на землю та зменшуючи амплітуду хвилі перехідної напруги на обладнанні до допустимого безпечного значення, меншого за рівень імпульсостійкості обладнання. Швидкість наростання перехідної напруги залишається колишньою. Обмежувач перенапруги не приборкує крутизну нагону, таким чином екрануючи підключене обладнання від небезпечних стрибків напруги. Це досягається шляхом забезпечення провідного шляху з відносно низьким опором перенапруги між лінією та землею до прибуваючого нагону. Струм розряду на землю через імпульсний опір обмежує залишкову напругу на розряднику, отже, на обладнанні та системі, підключеній до нього. При звичайній експлуатації цей опір досить високий, щоб забезпечити майже розімкнутий ланцюг. Він залишається таким до тих пір, поки не виникне перенапруга і відновлюється відразу після розряду надлишкової перенапруги.

Розрядник можна вважати копією запобіжника HRC. Що запобіжник до струму замикання, розрядник - до стрибка напруги, обидва граничні, їх тяжкість. У той час як запобіжник є струмообмежувальним пристроєм і захищає підключене обладнання, обмежуючи передбачувані пікові струми замикання, розрядник є пристроєм обмеження напруги і захищає підключене обладнання, обмежуючи передбачувану напругу перенапруги.

Розрядники або дивертори, як правило, бувають наступних типів, і вибір між ними буде залежати від напруги системи живлення, характеристик стрибків напруги і системи заземлення, тобто зазорний або звичайний тип, і безщілинний або металооксидний тип.

2.3. Обмежувачі перенапруг

2.3.1 Обмежувачі перенапруг із зазором

Вони, як правило, бувають наступних типів:

Вигнання. Вони переривають наступний струм дією витіснення та обмежують амплітуду перенапруг до необхідного рівня. Вони мають низьку залишкову безпечну або розрядну напругу (V_{res}). Зазор розрядника розміщений у газовиштовхувальній камері, яка виводить гази під час іскроутворення. Дугу поперек щілини гасять

В основному це перенапружувачі, але умовно їх називають розрядниками. Сплески блискавки до 245 кВ і понад 245 кВ виявляються більш серйозними, розділ 18.3. Тому розрядник напругою до 245 кВ прийнято називати блискавковідводом, а понад 245 кВ - обмежувачем перенапруг. Для зручності ми описали їх як обмежувачі перенапруг або лише заборгованість для всіх типів і здувається силою газів, що утворюються таким чином. Корпус влаштований так, що після здування дуги він з силою викидає гази в атмосферу. Відведення газів впливає на навколишнє середовище, особливо на обладнання, що знаходиться поблизу. Корпус, що викидає газ, псується з кожною операцією і, отже, має обмежений термін служби. Крім того, ці типи розрядників мають певні номінали, і надмірний стрибок напруги, ніж номінальний, може призвести до виходу з ладу. В даний час вони застаріли з огляду на їх часті відмови і нестабільну поведінку, а також доступність більш досконалої технології в металооксидному розряднику.

Іскровий проміжок. Вони мають пару струмопровідних стрижнів з регульованим зазором, що залежить від іскрово-перенапруги розрядника. Точний захист неможливий, оскільки іскра перенапруги змінюється залежно від полярності, крутизни та форми хвилі. Ці розрядники також зараз застаріли з тих же причин.

Вентильний або нелінійний резистор. У цій версії через зазор забезпечується нелінійний опір SiC, і вся система працює як попередньо встановлений клапан для наступного струму. Опір має надзвичайно низьке значення при перенапрузі і дуже високе при нормальній роботі, що викликає майже розімкнутий ланцюг. Тепер

простіше переривати наступні струми.

Нелінійний резисторний обмежувач перенапруги, як правило, може складатися з трьох нелінійних резисторів (НР), послідовно з трьома вузлами іскрового проміжку (рис. 2.10). Опір швидко зменшується від високого значення при малих струмах до низького значення при великих струмах, такого, що $RI = \text{постійна}$ (рис. 2.11). Отже, $V-I$ є майже плоскою кривою, як показано на малюнку 2.11. Такими матеріалами є тирит і метросил.

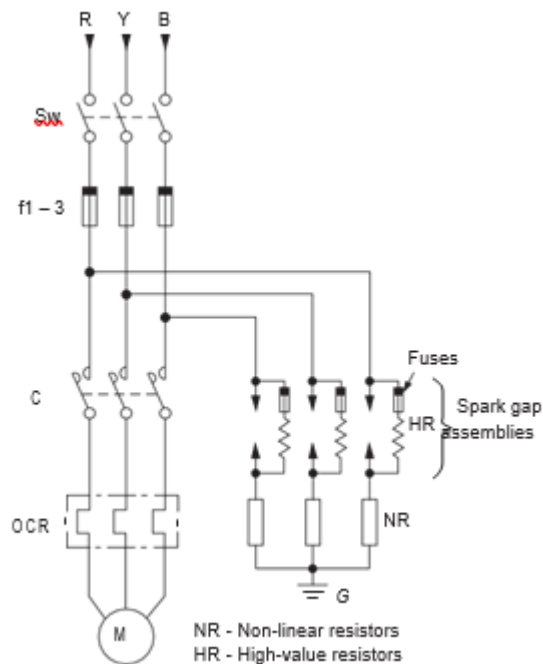


Рисунок 2.10 - Типова силова схема нелінійного резисторного обмежувача перенапруги

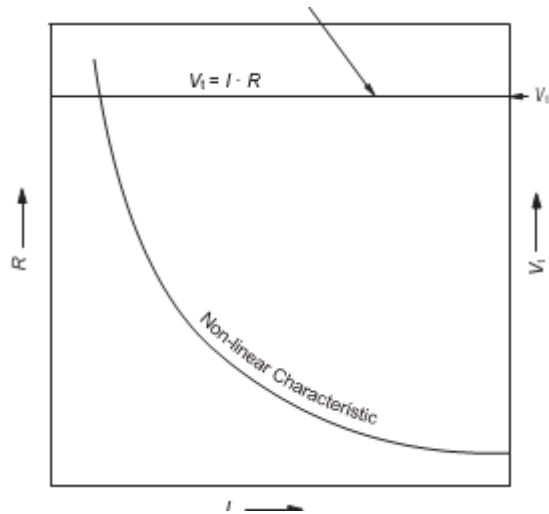


Рисунок 2.11 - Характеристика нелінійного резистора

Призначення нелінійних резисторів полягає в тому, щоб дозволити частоті живлення слідувати за струмами після усунення перенапруг, зберігаючи при цьому досить низький рівень захисту (V_{res}). Через іскрові проміжки, відомі як струмообмежувальні проміжки, передбачені високовартісні резистори (HR), підкріплені запобіжниками HRC. Нелінійні резистори мають дуже плоску V-I криву, тобто підтримують майже постійну напругу при різних струмах розряду. Плоскість кривої забезпечує невелику змінуподвійної напруги і малий струм. Коли напруга комутації або грозового перенапруги перевищує напругу пробою іскрового проміжку, відбувається іскроутворення, яке дозволяє струму протікати через нелінійний резистор NR.

2.3.2 Обмежувачі перенапруг без зазорів

З вищесказаного видно, що матеріал для нелінійного опору, який використовується у виробництві ефективного пристрою захисту від перенапруг, повинен забезпечувати найменший опір під час розряду. Це необхідно для того, щоб, з одного боку, забезпечити вільний приплив надмірного струму розряду в

землю, а з іншого боку, залучити незначний струм в нормальних умовах системи, зробити його пристроєм з низькими втратами. Альтернатива була знайдена в ZnO. ZnO є напівпровідниковим приладом і являє собою керамічний опіробо матеріал, що складається з ZnO і оксидів інших металів, таких як вісмут, кобальт, сурма і марганець. Ці інгредієнти в різних пропорціях змішуються в порошкоподібному вигляді, основним інгредієнтом є ZnO. Потім його пресують для формування в диски та обпалюють при високих температурах, щоб отримати щільну полікристалічну кераміку. Основна молекулярна структура являє собою матрицю високопровідних зерен ZnO, оточених резистивними міжкристалічними шарами металевих елементів oxide. Під дією електричної напруги міжзернисті шари проводять і призводять до дуже нелінійної характеристики.

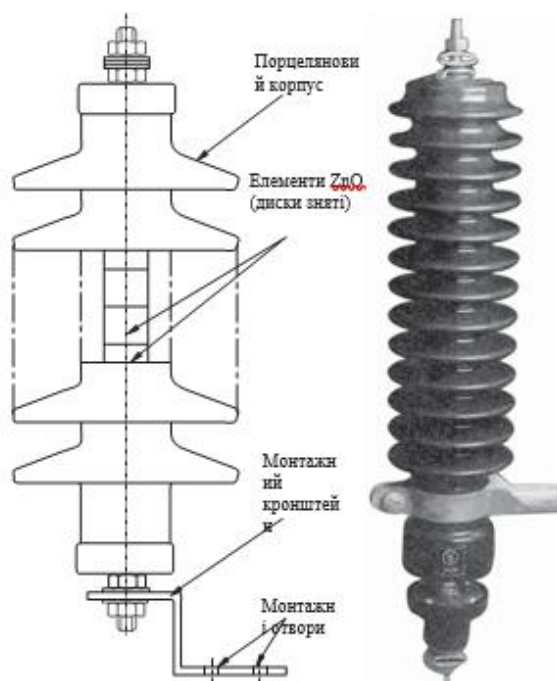


Рисунок 2.12 - Розрядник перенапруги класу розподілу

Значна частина (близько 90%) в народі відома як ZnO або оксидні елементи металу. Обмежувачі перенапруг, виготовлені з цих елементів, не мають звичайного

іскрового проміжку і не вимагають повторного ущільнення зазорів і мають чудову здатність до поглинання енергії. Вони складаються зі стопки невеликих дисків ZnO різних розмірів і перерізів, достатніх для перенесення струмів розряду, змонтованих послідовно в герметичному порцеляновому або силіконовому (полімерному) корпусі (для кращої механічної міцності для витримування суворих погодних умов і забруднення) або в металевому корпусі для розподільних пристроїв з елегазовою ізоляцією (рис.2.12).

В умовах номінальної системи його властивість високої нелінійності істотно підвищує її імпеданс і зменшує струм розряду до цівки. У номінальних умовах він проводить розряд, в той час як в перехідних умовах він забезпечує дуже низький опір до насуваються стрибків напруги і, таким чином, підвищує струм розряду і напругу розряду. Однак він проводить тільки той струм розряду, який необхідний для обмеження амплітуди передбачуваного стрибка напруги до необхідного захисного рівня розрядника. Корпус герметичний з обох кінців і оснащений клапаном скидання тиску для випуску газів під високим тиском, наприклад, викликаних сильними струмами під час стрибка напруги або несправності всередині розрядника, а також для запобігання вибуху в разі несправності корпусу.

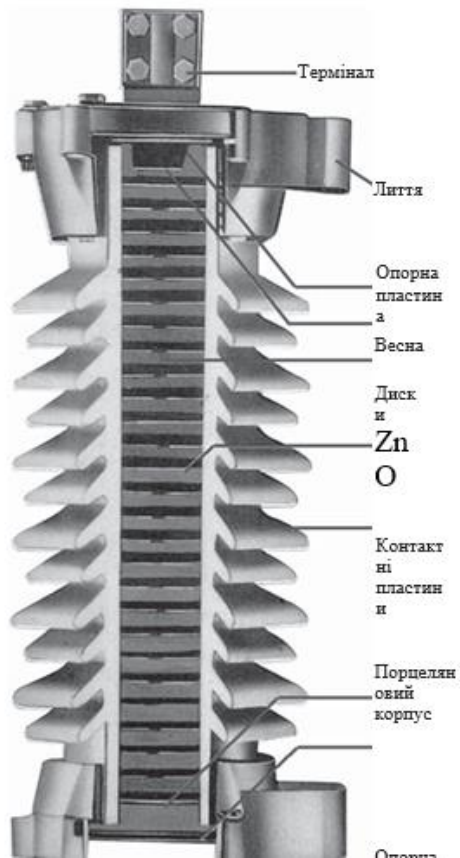


Рисунок 2.13 - Вигляд у розрізі металооксидного обмежувача перенапруги

Конструкція оптимізована для мінімізації втрат потужності. На рисунку 2.13 – показано загальне розташування кількох типів і розмірів розрядників перенапруги без зазорів

3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Загальні витрати, необхідні для будівництва в усій мережі, можна використовувати за допомогою цієї формули, яку ми використовуємо для пошуку найкращого варіанту:

$$Z = E_n \cdot K + B + Zб, \quad (3.1)$$

де Z – загальні витрати, тис.грн.;

E_n – нормативний коефіцієнт нормативності капітальних вкладень, приймається $E_n = 0,12$;

K – одночасні капітальні затрати, тис.грн.;

B – щорічні витрати на експлуатацію мережі.

Дві складові, з яких складаються одноразові капітальні затрати:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП} \quad (3.2)$$

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

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

Капітальні витрати на будівництво підстанцій можна розрахувати за допомогою наступної формули:

$$K_{П} = K_m + (K_v + K_{врП}) + K_{пост} + K_{ЗРП} + K_{КП}, \quad (3.3)$$

де K_T – витрати, які враховують вартість трансформаторів, тис.грн.;

$K_B + K_{ВРП}$ – витрати, які враховують вартість вимикачів та відкритих

розподільчих пристроїв, тис.грн.;

$K_{ПОСТ}$ – постійна частина витрат, тис.грн..

Ціна трансформаторів буде наступною:

$$K_{mp} = n_{mp} \cdot C_{mp} = (2 \cdot 63 + 8 \cdot 54) \cdot 8 = 4464 (\text{тис.грн.}).$$

Розраховуємо $K_B + K_{ВРП}$ зважаючи на нові приєднання до існуючої мережі:

$$K_e + K_{впр} = (4 \cdot 42 + 120 \cdot 5) \cdot 8 = 6144 (\text{тис.грн.}).$$

Визначаємо $K_{ПОСТ}$:

$$K_{пост} = (210 \cdot 5) \cdot 8 = 8400 (\text{тис.грн.}).$$

Визначаємо $K_{ЗРП}$:

$$K_{ЗРП} = 5 \cdot 70 \cdot 8 = 2800 (\text{тис.грн.}).$$

Відсутність компенсуючих пристроїв означає, що їхня вартість не враховується. Отже, капітальні витрати на будівництво підстанцій:

$$K_{П} = 4464 + 6144 + 8400 + 2800 = 21808 (\text{тис.грн.}).$$

Капітальні витрати на будівництво ліній електропередач можна розрахувати за допомогою наступної формули:

$$K_{ЛЕП} = C_T \cdot l, \quad (4.4)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{ЛЕП} = (14,4 \cdot (14,3 + 18,7 + 18,7 + 14,3 + 20,9 + 19,8 + 11) + 15,39,6 + 16,6(5,11 + 14,3 + 5,5)) \cdot 8 = 18042,13 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні затрати K :

$$K = 21808 + 18042,13 = 39850,13 \text{ (тис.грн.)}.$$

За допомогою наступної формули розраховуємо щорічні витрати на експлуатацію мережі:

$$B = B_l + B_n + B_{Dw}, \quad (3.5)$$

де B_l – використання капітальних затрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис.грн.:

$$B_l = (K_{ЛЕП} \cdot P_l \%) / 100, \quad (3.6)$$

де $P_l\%$ – норма щорічних витрат на ремонт амортизацію та обслуговування повітряних ліній;

B_{II} – відрахування від капітальних затрат на обслуговування, амортизацію та ремонт підстанцій, тис.грн.:

$$B_{\Pi} = (K_{\Pi/CT} \cdot P_{\Pi} \%) / 100, \quad (3.7)$$

де $P_{\Pi}\%$ – норма щорічних відрахувань на ремонт амортизацію та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій;

де $B_{\Delta w}$ – щорічні витрати на експлуатацію мережі, які враховують збільшення втрат електроенергії в мережі, яка вже функціонує:

$$B_{\Delta w} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot (\Delta P_2 - \Delta P_1) \cdot \tau, \quad (3.8)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії,

($b = 0,45 \cdot 10^{-3}$ тис.грн/кВт·год);

ΔP_1 (2,207 МВт) та ΔP_2 (3,598 МВт) – втрати активної потужності визначаються шляхом розрахунку режиму максимального навантаження вхідної мережі та мережі з урахуванням нових споживачів.

Отже, відповідно до формули, наведеної вище, маємо:

$$B_{\pi} = (18042,13 \cdot 5) / 100 = 902,1065(\text{тис.грн.});$$

$$B_{\Pi} = (21808 \cdot 21) / 100 = 4579,68(\text{тис.грн.});$$

$$B_{Dw} = 0,45 \cdot 10^{-3} \cdot (3,598 - 2,207) \cdot 10^3 \cdot 3410,934 = 2135,074(\text{тис.грн.});$$

$$B = 902,1065 + 4579,68 + 2135,074 = 7616,86(\text{тис.грн.}).$$

Ми не враховуємо народногосподарський збиток для споживачів через низьку надійність мережі:

$$Z_6 = 0(\text{тис.грн.}).$$

Сумарні затрати для мережі:

$$Z_{EM} = 0,12 \cdot 39850,13 + 7616,86 = 12398,88 (\text{тис.грн.}).$$

Загальним критерієм економічної ефективності в дипломному проекті є значення рентабельності капіталовкладень в електричних мережах:

$$R = \frac{C_m \gamma W - B}{K} \cdot 100\%, \quad (3.9)$$

де C_m – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), приймається рівним 50 коп./кВт·год;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 110 кВ γ складає 0,18);

W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн.·кВт·год.;

B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тис. грн..

З цієї причини рентабельність буде такою:

$$R = \frac{0,50 \cdot 10^{-3} \cdot 0,18 \cdot (10,2 + 8,4 + 11,8 + 12,5 + 7,5) \cdot 5000 \cdot 10^3 - 12398,88}{39850,13} \cdot 100\% =$$

$$= 20,33645(\%);$$

Таким чином, термін окупності буде рівним:

$$T_{ок} = \frac{1}{R} \cdot 100 = \frac{1}{20,33645} \cdot 100 = 4,91727 (\text{років}).$$

4. ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1. Задача розділу

Відповідно до теми дипломної роботи, для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_3 \leq 0.5$ Ом або допустимої напруги дотику.

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

Задача даного розділу полягає у розрахунку захисного заземлення для трансформаторної підстанції «Мур. Курилівці» 110/35/10 кВ

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

Згідно ПУЕ розрахунок заземлюючих пристроїв в мережах 110 кВ і вище проводиться по допустимому опорі заземлення $R_3 = 0.5$ Ом. Виконуємо загальне заземлення для всієї площі території підстанції 110/35/10, площа якої становить 116×78 м².

По таблиці 4.1 приймаємо в якості верхнього шару пісок ($\rho_{13} = 400$ Ом·м), в якості нижнього шару суглинок ($\rho_{2л} = 100$ Ом·м). ВРП знаходиться у третій кліматичній зоні, тоді по таблиці 4.2 $h_c = 1.8$ м.

Приймаємо глибину закладення електродів $t = 0,7$ м, відстань між горизонтальними смугами 15 м. Довжина вертикальних електродів $l_B = 15$ м. Вертикальні електроди встановлені по периметру сітки в місцях перетину внутрішніх провідників з контурним.

Таблиця 4.1 – Питомі опори ґрунтів, Ом / м

Ґрунт	ρ Ом · м	Ґрунт	ρ Ом · м
Пісок	400÷1000	Торф	20
Супісок	150÷400	Чернозем	10÷50
Суглинок	40÷150	Мергель, вапняк	1000÷2000
Глина	8÷70	скелястий ґрунт	2000÷4000
Садова земля	40		

Таблиця 4.2 – Кліматичні зони, м

Кліматична зона	I	II	III	IV
Товщина шару сезонних змін hC, м	2.	2	1	1
	2	.0	.8	.6

4.2. Розрахунок захисного заземлення

Виконуємо розрахунок заземлення.

Визначаємо допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої. Згідно з ПУЕ $R_d \leq 0.5$ Ом.

Уточнюємо відстань між горизонтальними провідниками.

Кількість комірок $78 / 12 = 5.2$ та $116 / 15 = 7.73$. Приймаємо 4 та 7 комірок.

Відстань між поздовжніми провідниками $78 / 4 = 19.5$ м, між поперечними $116 / 7 = 16.57$ м.

Схема заземлення зображена на рис. 4.1

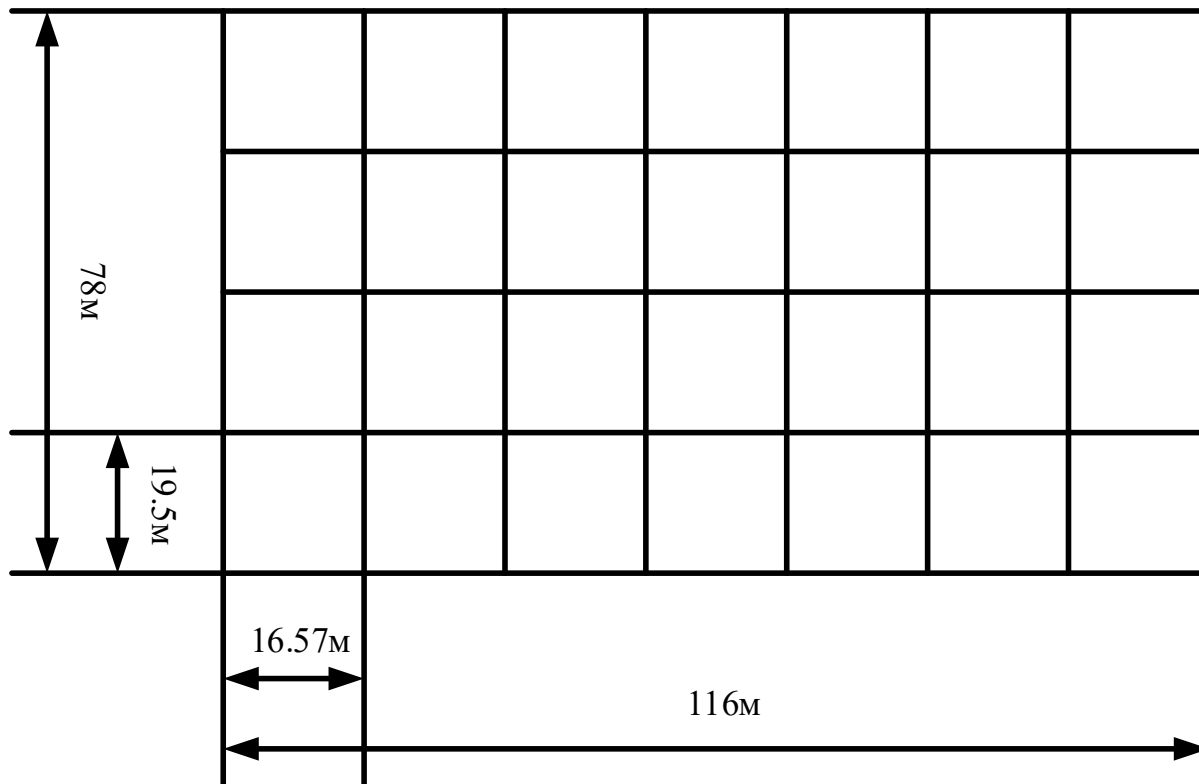


Рисунок 4.1 Схема заземлення ВРП 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

$$L_G = 116 \cdot 8 + 78 \cdot 5 = 1318(\text{м}).$$

Число вертикальних електродів $n_B = 16,57$, повна довжина вертикальних електродів

$$L_B = l_B \cdot n_B, (\text{м}). \quad (4.1)$$

$$L_B = 15 \cdot 16.57 = 248.55(\text{м}).$$

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = \frac{P}{n_B}, (M). \quad (4.2)$$

$$\alpha = \frac{388}{16.57} = 23.4(M).$$

Визначаємо опір заземлювача

$$R = A \frac{\rho_{ек.с}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{ек.с}}{L_{\Gamma} + L_B}, (OM), \quad (4.3)$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{9048} = 95.12(M^2),$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{15 + 0.7}{95.12} = 0.16 > 0.1,$$

$$A = 0.38 - 0.25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (4.4)$$

$$A = 0.38 - 0.25 \cdot 0.16 = 0.34,$$

$$\rho_{ек.с} = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\Delta}, (OM \cdot M), \quad (4.5)$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{400}{100} = 4 > 1,$$

$$\Delta = 0.43 \frac{h_1 - t}{l_B} + 0.271g \frac{a}{l_B}, \quad (4.6)$$

$$\Delta = 0.43 \frac{2 - 0.7}{15} + 0.271g \frac{22.2}{15} = 0.09,$$

$$\rho_{ек.с} = 100 \left(\frac{400}{100} \right)^{0.09} = 113.288(OM \cdot M),$$

$$R = 0.34 \frac{113.288}{95.12} + \frac{113.288}{1318 + 248.55} = 0.47(OM).$$

Опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e}, (Ом). \quad (4.7)$$

Опір природних заземлювачів наближено приймаємо $R_e = 1,5 \text{ Ом}$ [13].

$$R_3 = \frac{0.47 \cdot 1.5}{0.47 + 1.5} = 0.359 (Ом).$$

Опір заземлювального пристрою нижче допустимого, але основною є величина допустимої напруги дотику.

По таблиці 4.3 для тривалості впливу $\tau_B = 0,2 \text{ с}$ найбільша допустима напруга дотику УДОТ. ДОП = 400 В.

Таблиця 4.3 – Найбільша допустима напруга дотику

Тривалість дії, з	до 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	більше 1 до 3
Найбільш дозволена напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65

Розраховуємо напругу, яка прикладена до людини:

$$U_L = I_{ПО}^{(1)} R_3 \cdot \alpha \cdot \beta, (В). \quad (4.8)$$

де α – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

$$\alpha = M \left(\frac{a\sqrt{S}}{L_T \cdot L_B} \right)^{0,45} . \quad (4.9)$$

З таблиці 4.4 визначаємо параметр М.

Таблиця 4.4 – Відношення опору верхнього шару ґрунту до нижнього

ρ_1/ρ_2	0.5	1	2	3	4	5	6	7	8	10
М	0.36	0.50	0.62	0.69	0.72	0.75	0.77	0.79	0.80	0.82

Для $\rho_1/\rho_2 = 4$ параметр $M=0,72$.

$$\alpha = 0.72 \left(\frac{23.4 \cdot 95.12}{1318 \cdot 15} \right)^{0,45} = 269$$

Коефіцієнт
$$\beta = \frac{R_L}{R_L + R_C},$$

де $R_L = 1000$ Ом – опір тіла людини;

$R_C = 1.5 \rho_{в.ш}$ – опір розтікання струму від ступнів.

$\rho_{в.ш} = 400$ – опір верхнього шару землі.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 400} = 0.625$$

$$I_{по}^{(1)} \approx I_{по}^{(3)} = 10(\kappa A). \quad (4.10)$$

$$U_L = 10 \cdot 10^3 \cdot 0.334 \cdot 0.269 \cdot 0.625 = 561(B).$$

$$U_L > U_{\text{дот.доп.}}$$

Для зменшення напруги дотику застосуємо підсіпку шару гравія товщиною 0,2 м по всій території ВРУ. Питомий опір верхнього шару при цьому $\rho_{в.ш.} = 5000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, тоді.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 5000} = 0.118$$

Підсіпка гравієм не впливає на розтікання струму із заземлювального пристрою, так як глибина закладення заземлювачів 0,7 м більше товщини шару гравію, тому співвідношення ρ_1/ρ_2 і величина M залишаються незмінними, тоді напругу дотику

$$U_{\text{л}} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0.334 \cdot 0.269 \cdot 0.118 = 106(\text{В}).$$

$$U_{\text{л}} < U_{\text{дот.доп.}}$$

Висновок: як видно з розрахунків, що заземлювальний пристрій, який ми вибрали, відповідає вимогам ПТБ, ПУЕ та ПТЕ і може бути задіяним на ВРУ 110 кВ.

ВИСНОВКИ

У даній магістерській дипломній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

Для спроектованої електричної мережі було проведено ряд розрахунків для визначення прогнозу навантаження вже наявних споживачів на наступні п'ять років. Було також розглянуто необхідність заміни перерізів проводів та обладнання (трансформатори) на більш потужніше. Після проведення розрахунку усталеного режиму для існуючої мережі, (враховуючи прогноз навантаження вже наявних споживачів) необхідно було збільшити перерізи проводів на лініях 11-10, 200-10, до 120 мм²

Згідно з технічним завданням до наявної електричної схеми необхідно додати додаткове навантаження у вигляді п'яти споживачів 1 категорії надійності електропостачання, таким чином, пропонується постачання електроенергії до цих пунктів через одноланцюгову лінію від двох незалежних джерел,

Динамічне програмування та поконтурна оптимізація були двома методами, які були використані для визначення оптимальної схеми розвитку електричної мережі. У результаті використання цих методів можна визначити оптимальну схему з мінімальними приведеними витратами.

Для проведення розрахунку за методом динамічного програмування було запропоновано п'ять варіантів схем з сумарними, майже однаковими капіталовкладеннями. Варіант номер два був оптимальним, і основним критерієм вибору була надійність електропостачання. Пропонується завершити розвиток протягом п'яти років.

Було проведено розрахунки для восьми контурів за методом поконтурної оптимізації. Як з'ясувалося, оптимальна схема за методом поконтурної оптимізації є радіально-магістральною, то було вирішено доопрацювати її. Отже, таким способом

було одержано два замкнутих контури. Дана схема за методом поконтурної оптимізації є ідентичною схемі, яка була вибрана за методом динамічного програмування.

Була проведена реконструкція схем підстанцій Носківці, Мур. Куриловці, Жван, Ставчани,. Для вище згаданих вузлових підстанцій було проведено порівняння двох варіантів схеми розподільних пристроїв. Для кожного варіанту було проведено розрахунки математичного очікування збитку. На основі цих сумарних питомих витрати, булл обрано кращий варіант схеми типу «одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секціонованим і обхідним вимикачами».

Для підстанцій вузлів 201, 202, 203, 204 і 205 було обрано електричних схему з'єднань спроектованої мереж з можливоістю її подальшого розвитку. Було обрано схему РП типу «місток з вимикачем у перемичці та вимикачем у ланцюгах трансформаторів».

Опираючись на результати розрахунків максимального режиму роботи було вирішено для спроектованої мережі збільшити переріз проводу до 120 мм^2 для існуючих ліній 24-23, 23-300, 11-10, 10-200.

Розрахунок інших основних режимів роботи, таких як мінімальний та після аварійний, показав, що показники якості електричної енергії відповідають стандартам.

В процесі обмірковування блискавкозахисту електричної мережі були розібрані питання, щодо забезпечення захисту електроустаткування від грозових розрядів та прямих ударів блискавки. Забезпечення безперебійної подачі електроенергії до споживача, сприяє насамперед підвищенню безпеки використання електрообладнання.

Застосування систем блискавкозахисту захищає обладнання станій, підстанцій та лінії від прямих попадань блискавки. Кількість блискавковідводів та їх висота обирається згідно з нормованих рекомендацій. Ступінь відповідальності об'єкта,

тяжкість збитків, що виникають при його поразці та інтенсивність грозової діяльності впливають на розрахунок надійності станцій і систем захисту від прямих ударів блискавки.

Проведено розрахунок заземлення ВРУ 110 кВ, для забезпечення безпеки та безпечних умов праці працюючого персоналу та устаткування, яке там знаходиться.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах: навчальний посібник/ В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін.–Вінниця: ВНТУ, 2010.–145 с.
3. ДСТУ EN 62305:2012 “Захист від блискавки”.
4. Ліщак І. В. Сучасний грозозахист розподільчих повітряних ліній 6, 10 кВ довго-іскровими розрядниками (РДІ) / І. В. Ліщак, Т. В. Бінкевич // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2012. – № 736 : Електроенергетичні та електромеханічні системи. - С. 75-80.
5. 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.
6. Надійність електроенергетичних систем: навч. Посіб. / С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, Б. М. Сердюк, - К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с. – Бібліогр.: с. 214 – 216. – 100пр.
7. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
8. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
9. Остапчук Ж.І., Томашевський Ю.В. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”. – Вінниця, ВДТУ, 2002.
10. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

11. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

12. Перенапруги і блискавозахист в електричних системах: навчальний посібник/ В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін.–Вінниця: ВНТУ, 2010.–145 с.

13. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.

14. Ліщак І. В. Оцінка надійності схем грозозахисту повітряних ліній електропередавання / І. В. Ліщак, Т. В. Бінкевич // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2014. – № 785 : Електроенергетичні та електромеханічні системи. – С. 39-45.

15. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.

16. Методичні вказівки з вибору обмежувачів перенапруг нелінійних виробництва підприємства „Таврида Електрик” для електричних мереж 6-35 кВ / [Бржезицький В. О., Беляєв В. К., Ільєнко О. С., Соколовський С. А.]. - Київ, 2001. – 40 с.

17 [HTTPS://ECLASS.EMT.INU.GR/MODULES/DOCUMENT/FILE.PHP/ED143/chapter-391027surgearresters.pdf](https://eclass.emt.inu.gr/modules/document/file.php/ED143/chapter-391027surgearresters.pdf) -391027surgearresters.pdf

18. Методичні вказівки для виконання розділу “Охорона праці” в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей /Уклад. О.В. Кобилянський , О.П. Терещенко – В .: ВНТУ, 2003.- 46 с.

19. Кобилянський О.В. Охорона праці під час виконання спеціальних видів робіт в електроустановках Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2003. – 110 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток Муровано-Куриловецьких мереж з дослідженням пристроїв грозозахисту

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____ Вишневський С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____ Кокиза І.О.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____ Собчук Н.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

_____ (підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**«Розвиток Муровано-Куриловецьких мереж з дослідженням
пристроїв грозозахисту»**
08-23.МКР.007.00.009.ПЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

_____ Собчук Н.В.

(підпис)

Магістрант групи ЕСМ-22м

_____ Кокіза І.О.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена концентрацією електричних навантажень і виникненням крупних територіально-промислових комплексів, часто віддалених від джерел електропостачання, які потребують збільшення напруги живлячих ліній електропередачі;

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – розвиток електричної мережі 110/35 кВ;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.

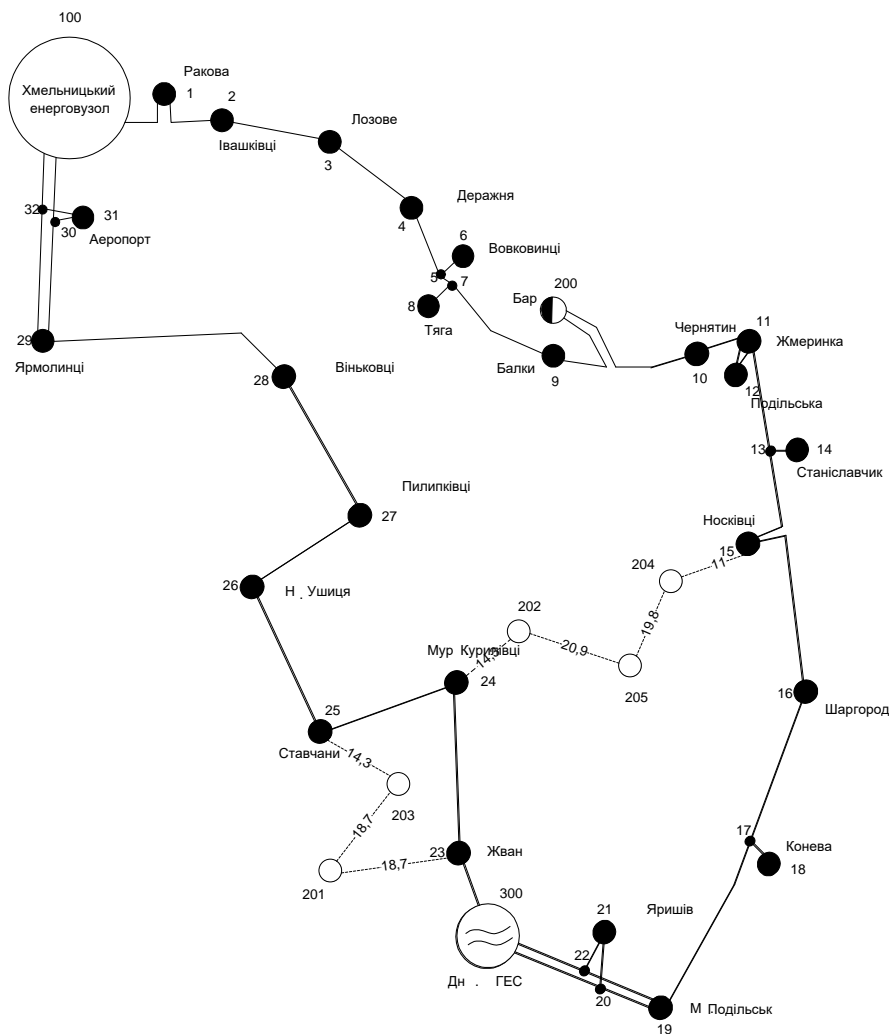
2. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.

3. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.

4. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

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



Масштаб : 1 см : 8 км.

Рисунок 1 – Схема існуючої системи

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення дорівнюють за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5000 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 365 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 на введення ЛЕП складає 50 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (201)	Нова 2 (202)	Нова 3 (203)	Нова 4 (204)	Нова 5 (205)
Навантаження, МВт	10,2	8,4	11,8	12,5	7,5
cos φ	0,87	0,89	0,9	0,89	0,88
Категорія споживачів	I	I	I	I	I

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	86	87	89	90	93	94	96	97	99	100

Таблиця 3 - Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	1	Хм. енерговузол - Ракова	9.18	АС – 120
1	2	Ракова - Івашківці	6.52	АС – 120
2	3	Івашківці – Лозове	13	АС – 120
3	4	Лозове – Деражня	15.8	АС – 120
4	5	Деражня – 5	21	АС – 120
5	6	5 – Вовковинці	1.5	АС – 120
5	7	5 – 7	1.3	АС – 120
7	8	7 – Тяга	2.1	АС – 120
7	9	7 – Балки	20.41	АС - 150
9	200	Балки – Бар	10	АС – 240
200	10	Бар – Чернятин	5.55	АС – 120
10	11	Чернятин – Жмеринка	14.3	АС – 95
11	12	Жмеринка – Подільська	2x5.2	АС – 120
11	13	Жмеринка – 13	10.02	АС – 120
13	14	13 – Станіславчик	5.14	АС – 120
13	15	13 – Носківці	10.38	АС – 120
15	16	Носківці – Шаргород	15.9	АС – 150
16	17	Шаргород – 17	36.7	АС – 120
17	18	17 – Конєва	1.1	АС – 120
17	19	17 – М. Подільськ	12.34	АС – 120
19	20	М. Подільськ – 20	22.46	АС – 185
19	22	М. Подільськ – 22	22.46	АС – 185
20	21	20 – Яришів	1.65	АС – 185
21	22	Яришів – 24	1.55	АС – 185

Продовження таблиці 3

20	300	20 – Дн. ГЕС	16.6	АС – 185
22	300	22 – Дн. ГЕС	15.55	АС – 185
300	23	Дн. ГЕС – Жван	5.11	АС – 150
23	24	Жван – Мр. Курилівці	9.6	АС – 150
24	25	Мр. Курилівці – Ставчани	18.14	АС – 150
25	26	Ставчани – Н. Уштя	15	АС – 150
26	27	Н. Уштя – Пилипківці	11.78	АС – 150
27	28	Пилипківці – Віньковці	21.1	АС – 150
28	29	Віньковці – Ярмолинці	35.77	АС – 150
29	30	Ярмолинці – 30	2x1.8	АС – 185
29	32	Ярмолинці – 32	2x2.6	АС – 120
30	31	30 – Аеропорт	1.1	АС – 95
31	32	Аеропорт – 32	1.1	АС – 95
30	100	30 – Хм. енерговузол	2x5	АС – 185
32	100	32 – Хм. енерговузол	2x5.8	АС – 185

Таблиця 4 - Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_n , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Хм. енерговузол		Балансувальний вузол		
200	Бар		Балансувальний вузол		
300	Дн. ГЕС		Балансувальний вузол		
1	Раково	0,89	4,3+j2,2	ТДН – 10000/110, ТДН – 10000/110	2
2	Івашківці	0,85	2,5+j1,55	ТМТН – 6300/110, ТМТН – 6300/110	2
3	Лозове	0,88	1,57+j0,85	ТМН – 6300/110	1
4	Деражня	0,85	6,5+j4,3	ТДТН – 16000/110, ТДТН – 10000/110	2
6	Вовковинці	0,88	1,65+j0,89	ТМН – 6300/110	1
8	Тяга	0,89	6,26+j3,21	ТДТНЖ – 25000/110	1
9	Балки	0,88	11+j5,94	ТДТН – 25000/110, ТДТН – 25000/110	2
10	Чернятин	0,86	3,85+j2,28	ТМ 6300/110, ТДН 10000/110	2
11	Жмеринка	0,89	7+j3,59	ТДТН 10000/110, ТДТН 16000/110	2
12	Подільська	0,88	17+j9,18	ТДТНЖ 40000/110	2
14	Станіславчик	0,85	2,55+j1,58	ТДН 10000/110	1
15	Носківці	0,88	1,66+j0,9	ТМН – 6300/110	1
16	Шаргород	0,87	10,55+j5,98	ТДТН 25000/110	2

Продовження таблиці 4

18	Конева	0,89	0,65+j0,33	ТМ – 2500/110	1
19	М.Подільськ	0,89	4,33+j2,22	ТДТН 10000/110	2
21	Яришів	0,89	6,48+j3,32	ТДТН 10000/110, ТДТН 16000/110	2
23	Жван	0,88	1,65+j0,89	ТДН 6300/110	1
24	Мур. Курилівці	0,89	4,28+j2,19	ТДТН 10000/110, ТМ 4000(35/10)	2
25	Ставчани	0,85	1,59+j0,99	ТМН – 6300/110	1
26	Н. Ушиця	0,88	6,95+j3,75	ТДНТ – 16000/110, ТДНТ – 10000/110	2
27	Пилипківці	0,87	1,6+j0,91	ТМН – 6300/110	1
38	Віньковці	0,85	4,22+j2,62	ТДТН 10000/110, ТДТН 10000/110	2
29	Ярмолинці	0,87	6,45+j3,66	ТДТН 16000/110, ТДТНГ 10000/110	2
31	Аеропорт	0,88	2,65+j1,43	ТМН – 6300/110, ТМН – 6300/110	2

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	18.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування розвитку електричної мережі	20.09.23	26.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Дослідження пристроїв грозозахисту	06.10.23	20.10.23	розділ 2
4	Розроблення заходів безпеки життєдіяльності та цивільного захисту	01.11.23	10.11.23	розділ 4
5	Техніко-економічні розрахунки	11.11.23	16.11.23	розділ 3
6	Оформлення пояснювальної записки	17.11.23	25.11.23	пояснювальна записка
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.11.23	30.11.23	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

Додаток В

Файл вхідних даних вхідної мережі

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5000.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Ун:	115.50	Фаза:	0.00
Нвузла:	200	Ун:	115.50	Фаза:	0.00
Нвузла:	300	Ун:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 124

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos
P _{мін} , МВт	P _{маж} , МВт					
100	Хм. енерговузол	110				
1	Ракова	110				
1011		10	2.150	1.100		
1012		10	2.150	1.100		
2	Івашківці	110				
2221		110				
2222		110				
3521		35				
3522		35				
1021		10	1.250	0.770		
1022		10	1.250	0.770		
3	Лозове	110				
1031		10	1.570	0.850		
4	Деражня	110				
4441		110				
4442		110				
3541		35				
3542		35				
1041		10	3.250	2.010		
1042		10	3.250	2.010		
5		110				
6	Вовковинці	110				
1061		10	1.650	0.890		
7		110				
8	Тяга	110				
8881		110				
2781		27				
1081		10	6.260	3.210		
9	Балки	110				
9991		110				
9992		110				
3591		35				
3592		35				
1091		10	5.500	2.970		
1092		10	5.500	2.970		
200	Бар	110				
10	Чернятин	110				
10101		10	1.930	1.140		
10102		10	1.930	1.140		
11	Жмеринка	110				
1111111		110				
1111112		110				
35111		35				
35112		35				
10111		10	3.500	1.790		
10112		10	3.500	1.790		
12	Подільська тяга	110				
1212121		110				
1212122		110				
27121		27				
27122		27				
10121		10	8.500	4.590		
10122		10	8.500	4.590		
13		110				
14	Станіславчик	110				
10141		10	2.550	1.580		
15	Носківці	110				
10151		10	1.660	0.900		
16	Шаргород	110				
1616161		110				
1616162		110				
35161		35				
35162		35				
10161		10	5.280	2.990		

10162		10	5.280	2.990
17		110		
18	Конева	110		
10181		10	0.650	0.330
19	М. Подільськ	110		
1919191		110		
1919192		110		
35191		35		
35192		35		
10191		10	2.170	1.110
10192		10	2.170	1.110
20		110		
21	Яришів	110		
2121211		110		
2121212		110		
35211		35		
35212		35		
10211		10	3.240	1.660
10212		10	3.240	1.660
22		110		
300	Дн. ГЕС	110		
23	Жван	110		
10231		10	1.650	0.890
24	М. Курилівці	110		
2424241		110		
2424242		110		
35241		35		
35242		35		
10241		10	2.140	1.100
10242		10	2.140	1.100
25	Ставчани	110		
10251		10	1.590	0.990
26	Н. Ушиця	110		
2626261		110		
2626262		110		
35261		35		
35262		35		
10261		10	3.480	1.880
10262		10	3.480	1.880
27	Пилипківці	110		
10271		10	1.600	0.910
28	Віньковці	110		
2828281		110		
2828282		110		
35281		35		
35282		35		
10281		10	2.110	1.310
10282		10	2.110	1.310
29	Ярмолинці	110		
2929291		110		
2929292		110		
35291		35		
35292		35		
10291		10	3.230	1.830
10292		10	3.230	1.830
30		110		
31	Аеропорт	110		
10311		10	1.330	0.720
10312		10	1.330	0.720
32		110		

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 128

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.180
1	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.520
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
3	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.800
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.000
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.500
5	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.300
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.100
7	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	20.410
9	200	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	10.000
200	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.550
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	14.300
11	12	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
11	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020

13	14	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
13	15	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
15	16	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.900
16	17	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
17	18	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.100
17	19	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
19	20	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.460
19	22	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.460
20	21	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
21	22	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.550
20	300	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	16.600
22	300	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.550
300	23	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.110
23	24	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	9.600
24	25	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.140
25	26	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
26	27	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
27	28	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
28	29	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
29	30	Дволаноцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.800
29	32	Дволаноцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
30	31	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
31	32	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
30	100	Дволаноцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.000
32	100	Дволаноцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.000
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.000
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
3	1031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
4441	3541	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
4442	3542	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
8	8881	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.000
8881	2781	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
8881	1081	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
10	10102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
11	1111112	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
1111112	35112	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111112	10112	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
12	1212121	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
1212121	27121	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1212121	10121	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
12	1212122	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
1212122	27122	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1212122	10122	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
16	1616161	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
1616161	35161	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1616161	10161	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
16	1616162	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
1616162	35162	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1616162	10162	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.000
19	1919191	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1919191	35191	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1919191	10191	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919192	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1919192	35192	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1919192	10192	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
21	2121211	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000

2121211	35211	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2121211	10211	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
21	2121212	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
2121212	35212	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2121212	10212	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/27/10	10.455
23	10231	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
24	2424241	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2424241	35241	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2424241	10241	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
24	2424242	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2424242	35242	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2424242	10242	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
25	10251	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
26	2626261	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2626261	35261	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
2626262	35262	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
27	10271	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
28	2828281	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2828281	35281	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2828281	10281	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
28	2828282	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2828282	35282	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2828282	10282	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
29	2929291	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
2929291	35291	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2929291	10291	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
29	2929292	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2929292	35292	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2929292	10292	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
31	10311	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
31	10312	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

Додаток Г

Результатати розрахунку усталеного режиму вхідної мережі

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5000.0 год

Час втрат: 2465.1 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 119.536 МВт / 598.619 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 117.300 МВт / 586.500 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.168 МВт / 6.612 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.168 МВт / 6.612 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.813 МВт / 4.067 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.255 МВт / 1.440 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.068 МВт / 5.507 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.236 МВт / 12.119 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хм. енерговузол	-31.010	-15.061	115.500	0.00
1	Ракова	0.000	0.000	114.982	-0.15
1011		2.150	1.100	10.852	-1.42
1012		2.150	1.100	10.852	-1.42
2	Гвашківці	0.000	0.000	114.731	-0.22
2221		0.000	0.000	113.027	-1.44
2222		0.000	0.000	113.027	-1.44
3521		0.000	0.000	37.840	-1.44
3522		0.000	0.000	37.840	-1.44
1021		1.250	0.770	10.714	-2.15
1022		1.250	0.770	10.714	-2.15
3	Лозове	0.000	0.000	114.373	-0.34
1031		1.570	0.850	10.757	-1.83
4	Деражня	0.000	0.000	114.023	-0.45
4441		0.000	0.000	112.288	-1.75
4442		0.000	0.000	111.094	-2.49
3541		0.000	0.000	37.592	-1.75
3542		0.000	0.000	37.193	-2.49
1041		3.250	2.010	10.733	-1.72
1042		3.250	2.010	10.463	-3.71
5		0.000	0.000	114.176	-0.46
6	Вовковинці	0.000	0.000	114.165	-0.46
1061		1.650	0.890	10.728	-2.03
7		0.000	0.000	114.194	-0.45
8	Тяга	0.000	0.000	114.136	-0.47
8881		0.000	0.000	112.424	-2.00
2781		0.000	0.000	26.883	-2.00
1081		6.260	3.210	10.745	-1.98
9	Балки	0.000	0.000	114.894	-0.25
9991		0.000	0.000	113.283	-1.58
9992		0.000	0.000	113.283	-1.58
3591		0.000	0.000	37.925	-1.58
3592		0.000	0.000	37.925	-1.58
1091		5.500	2.970	10.740	-2.41
1092		5.500	2.970	10.740	-2.41
200	Бар	-54.613	-30.675	115.500	0.00
10	Чернятин	0.000	0.000	114.698	-0.20
10101		1.930	1.140	10.727	-2.02
10102		1.930	1.140	10.822	-1.35
11	Жмеринка	0.000	0.000	112.637	-0.63
1111111		0.000	0.000	109.924	-2.89
1111112		0.000	0.000	111.050	-2.07
35111		0.000	0.000	36.801	-2.89
35112		0.000	0.000	37.178	-2.07
10111		3.500	1.790	10.364	-4.24
10112		3.500	1.790	10.614	-2.05
12	Подільська тяга	0.000	0.000	112.436	-0.68
1212121		0.000	0.000	110.852	-2.02
1212122		0.000	0.000	110.852	-2.02
27121		0.000	0.000	26.507	-2.02
27122		0.000	0.000	26.507	-2.02
10121		8.500	4.590	10.510	-2.86
10122		8.500	4.590	10.510	-2.86
13		0.000	0.000	112.435	-0.72
14	Станіславчик	0.000	0.000	112.373	-0.73
10141		2.550	1.580	10.537	-2.31
15	Носківці	0.000	0.000	112.337	-0.77
10151		1.660	0.900	10.547	-2.41

16		Шаргород	0.000	0.000	112.296	-0.82
1616161			0.000	0.000	110.640	-2.16
1616162			0.000	0.000	110.640	-2.16
35161			0.000	0.000	37.041	-2.16
35162			0.000	0.000	37.041	-2.16
10161			5.280	2.990	10.485	-2.99
10162			5.280	2.990	10.485	-2.99
17			0.000	0.000	113.875	-0.52
18		Конева	0.000	0.000	113.872	-0.52
10181			0.650	0.330	11.209	-1.94
19		М. Подільськ	0.000	0.000	114.405	-0.40
1919191			0.000	0.000	112.823	-1.74
1919192			0.000	0.000	112.823	-1.74
35191			0.000	0.000	37.771	-1.74
35192			0.000	0.000	37.771	-1.74
10191			2.170	1.110	10.702	-2.53
10192			2.170	1.110	10.702	-2.53
20			0.000	0.000	114.994	-0.21
21		Яришів	0.000	0.000	114.972	-0.22
2121211			0.000	0.000	112.540	-2.22
2121212			0.000	0.000	113.537	-1.49
35211			0.000	0.000	37.677	-2.22
35212			0.000	0.000	38.010	-1.49
10211			3.240	1.660	10.629	-3.41
10212			3.240	1.660	10.853	-1.47
22			0.000	0.000	114.987	-0.21
300		Дн. ГЕС	-33.845	-16.520	115.500	0.00
23		Жван	0.000	0.000	115.270	-0.08
10231			1.650	0.890	10.909	-1.05
24		М. Курилівці	0.000	0.000	114.891	-0.21
2424241			0.000	0.000	113.333	-1.53
2424242			0.000	0.000	113.333	-1.53
35241			0.000	0.000	37.942	-1.53
35242			0.000	0.000	37.942	-1.53
10241			2.140	1.100	10.752	-2.30
10242			2.140	1.100	10.752	-2.30
25		Ставчани	0.000	0.000	114.449	-0.37
10251			1.590	0.990	10.737	-1.87
26		Н. Ушиця	0.000	0.000	114.155	-0.47
2626261			0.000	0.000	111.370	-2.66
2626262			0.000	0.000	112.519	-1.86
35261			0.000	0.000	37.285	-2.66
35262			0.000	0.000	37.669	-1.86
10261			3.480	1.880	10.498	-3.96
10262			3.480	1.880	10.754	-1.84
27		Пилипківці	0.000	0.000	114.235	-0.45
10271			1.600	0.910	10.732	-1.97
28		Віньковці	0.000	0.000	114.472	-0.37
2828281			0.000	0.000	112.638	-1.67
2828282			0.000	0.000	112.638	-1.67
35281			0.000	0.000	37.709	-1.67
35282			0.000	0.000	37.709	-1.67
10281			2.110	1.310	10.670	-2.43
10282			2.110	1.310	10.670	-2.43
29		Ярмолинці	0.000	0.000	115.404	-0.04
2929291			0.000	0.000	113.837	-1.30
2929292			0.000	0.000	112.760	-2.02
35291			0.000	0.000	38.111	-1.30
35292			0.000	0.000	37.750	-2.02
10291			3.230	1.830	10.881	-1.28
10292			3.230	1.830	10.638	-3.19
30			0.000	0.000	115.428	-0.03
31		Аеропорт	0.000	0.000	115.424	-0.03
10311			1.330	0.720	10.888	-1.26
10312			1.330	0.720	10.888	-1.26
32			0.000	0.000	115.434	-0.03

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	14.259	6.816	14.213	6.748	0.046	0.067	0.079	0.518
1	2	9.878	4.506	9.862	4.484	0.016	0.023	0.054	0.252
2	3	7.331	3.017	7.314	2.993	0.017	0.024	0.040	0.359
3	4	5.730	2.526	5.718	2.507	0.013	0.018	0.032	0.352
4	5	-0.846	-1.545	-0.847	-1.547	0.001	0.002	-0.009	-0.153
5	7	-2.511	-2.123	-2.511	-2.123	0.000	0.000	-0.017	-0.017
7	9	-8.830	-5.360	-8.865	-5.425	0.035	0.064	-0.052	-0.703
9	200	-19.939	-11.743	-19.992	-11.892	0.053	0.149	-0.116	-0.607

100	30	9.118	4.685	9.115	4.677	0.003	0.007	0.051	0.072
30	31	0.976	0.387	0.976	0.387	0.000	0.000	0.005	0.005
31	32	-1.709	-1.230	-1.709	-1.230	0.000	0.000	-0.011	-0.010
32	100	-7.630	-3.555	-7.633	-3.561	0.003	0.006	-0.042	-0.066
32	29	5.921	2.656	5.920	2.654	0.001	0.002	0.032	0.030
29	30	-8.138	-4.563	-8.139	-4.565	0.001	0.002	-0.047	-0.024
29	28	7.534	3.719	7.494	3.646	0.040	0.073	0.042	0.934
28	27	3.225	1.587	3.221	1.579	0.004	0.008	0.018	0.238
27	26	1.607	1.130	1.606	1.129	0.001	0.001	0.010	0.080
26	25	-5.418	-2.854	-5.427	-2.871	0.009	0.017	-0.031	-0.295
25	24	-7.031	-3.395	-7.049	-3.428	0.018	0.032	-0.039	-0.443
24	23	-11.377	-5.571	-11.402	-5.616	0.024	0.045	-0.064	-0.380
23	300	-13.068	-6.374	-13.085	-6.405	0.017	0.031	-0.073	-0.231
20	19	6.928	2.929	6.902	2.892	0.026	0.037	0.038	0.591
19	22	-7.214	-4.596	-7.235	-4.643	0.021	0.047	-0.043	-0.584
22	21	3.448	1.322	3.448	1.322	0.000	0.001	0.019	0.015
21	20	-3.094	-2.575	-3.095	-2.575	0.000	0.001	-0.020	-0.022
300	20	10.048	4.824	10.022	4.765	0.026	0.058	0.056	0.507
22	300	-10.683	-5.229	-10.711	-5.291	0.028	0.063	-0.060	-0.514
19	17	9.727	5.844	9.694	5.797	0.033	0.047	0.057	0.532
17	16	9.037	6.298	8.944	6.164	0.092	0.134	0.056	1.586
16	15	-1.687	0.169	-1.688	0.168	0.001	0.001	-0.009	-0.042
15	13	-3.361	-0.411	-3.364	-0.415	0.003	0.004	-0.017	-0.100
13	11	-5.934	-1.671	-5.942	-1.683	0.008	0.012	-0.032	-0.203
11	10	-30.124	-15.772	-30.554	-16.290	0.429	0.516	-0.174	-2.068
10	200	-34.447	-18.530	-34.621	-18.782	0.174	0.252	-0.197	-0.803
1	1012	2.152	1.162	2.149	1.099	0.003	0.063	0.012	1.555
6	1061	1.653	0.951	1.649	0.889	0.004	0.061	0.010	2.074
5	6	1.664	0.993	1.664	0.993	0.000	0.000	0.010	0.011
9	9991	5.506	3.247	5.501	3.075	0.005	0.171	0.032	1.653
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	5.501	3.075	5.497	2.968	0.005	0.106	0.032	1.050
9	9992	5.506	3.247	5.501	3.075	0.005	0.171	0.032	1.653
9992	3592	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	5.501	3.075	5.497	2.968	0.005	0.106	0.032	1.050
7	8	6.319	3.661	6.317	3.658	0.002	0.003	0.037	0.058
8	8881	6.268	3.426	6.262	3.208	0.006	0.217	0.036	1.777
8881	2781	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
8881	1081	6.262	3.208	6.256	3.208	0.006	0.000	0.036	0.084
4	4441	3.254	2.114	3.251	2.009	0.003	0.105	0.020	1.784
23	10231	1.651	0.927	1.649	0.889	0.002	0.037	0.009	1.230
24	2424241	2.143	1.202	2.141	1.137	0.002	0.065	0.012	1.597
2424241	35241	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2424241	10241	2.141	1.137	2.139	1.099	0.002	0.038	0.012	0.970
24	2424242	2.143	1.202	2.141	1.137	0.002	0.065	0.012	1.597
2424242	35242	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2424242	10242	2.141	1.137	2.139	1.099	0.002	0.038	0.012	0.970
25	10251	1.593	1.051	1.589	0.989	0.004	0.061	0.010	2.248
26	2626261	3.492	2.171	3.485	1.986	0.007	0.184	0.021	2.902
2626261	35261	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2626261	10261	3.485	1.986	3.478	1.879	0.007	0.107	0.021	1.754
26	2626262	3.485	1.991	3.481	1.879	0.003	0.112	0.020	1.692
2626262	35262	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2626262	10262	3.481	1.879	3.478	1.879	0.003	0.000	0.020	0.082
27	10271	1.603	0.969	1.599	0.909	0.004	0.059	0.009	2.099
28	2828281	2.114	1.421	2.111	1.350	0.003	0.070	0.013	1.879
2828281	35281	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2828281	10281	2.111	1.350	2.109	1.309	0.003	0.041	0.013	1.133
28	2828282	2.114	1.421	2.111	1.350	0.003	0.070	0.013	1.879
2828282	35282	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2828282	10282	2.111	1.350	2.109	1.309	0.003	0.041	0.013	1.133
29	2929291	3.234	1.926	3.231	1.829	0.003	0.096	0.019	1.596
2929291	35291	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2929291	10291	3.231	1.829	3.228	1.829	0.003	0.000	0.019	0.076
29	2929292	3.240	2.079	3.234	1.921	0.006	0.158	0.019	2.714
2929292	35292	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2929292	10292	3.234	1.921	3.228	1.829	0.006	0.092	0.019	1.640
31	10311	1.332	0.758	1.329	0.720	0.003	0.039	0.008	1.620
31	10312	1.332	0.758	1.329	0.720	0.003	0.039	0.008	1.620
4442	1042	3.254	2.110	3.248	2.009	0.006	0.100	0.020	1.825
4441	3541	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
19	1919191	2.174	1.216	2.171	1.149	0.002	0.067	0.013	1.631
1919191	35191	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919191	10191	2.171	1.149	2.169	1.109	0.002	0.039	0.013	0.990
19	1919192	2.174	1.216	2.171	1.149	0.002	0.067	0.013	1.631
1919192	35192	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919192	10192	2.171	1.149	2.169	1.109	0.002	0.039	0.013	0.990
4441	1041	3.251	2.009	3.248	2.009	0.003	0.000	0.020	0.077
4	4442	3.261	2.283	3.254	2.110	0.006	0.173	0.020	3.030
21	2121211	3.249	1.900	3.244	1.748	0.006	0.152	0.019	2.516

2121211	35211	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121211	10211	3.244	1.748	3.238	1.659	0.006	0.088	0.019	1.525
21	2121212	3.243	1.752	3.241	1.659	0.003	0.093	0.018	1.473
2121212	35212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121212	10212	3.241	1.659	3.238	1.659	0.003	0.000	0.018	0.073
4442	3542	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	1031	1.573	0.905	1.569	0.849	0.004	0.055	0.009	1.964
2	2221	1.252	0.831	1.251	0.792	0.001	0.039	0.008	1.739
2221	3521	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
16	1616162	5.286	3.263	5.281	3.093	0.005	0.169	0.032	1.722
1616162	35162	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	5.281	3.093	5.277	2.988	0.005	0.105	0.032	1.092
16	1616161	5.286	3.263	5.281	3.093	0.005	0.169	0.032	1.722
1616161	10161	5.281	3.093	5.277	2.988	0.005	0.105	0.032	1.092
1616161	35161	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2221	1021	1.251	0.792	1.249	0.770	0.001	0.022	0.008	1.051
15	10151	1.663	0.964	1.659	0.899	0.004	0.064	0.010	2.152
2	2222	1.252	0.831	1.251	0.792	0.001	0.039	0.008	1.739
2222	3522	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	1.251	0.792	1.249	0.770	0.001	0.022	0.008	1.051
1	1011	2.152	1.162	2.149	1.099	0.003	0.063	0.012	1.555
10	10101	1.935	1.227	1.929	1.139	0.006	0.088	0.012	2.620
10	10102	1.932	1.194	1.929	1.139	0.003	0.054	0.011	1.583
11	12	17.119	10.399	17.096	10.367	0.022	0.032	0.102	0.202
12	1212121	8.507	5.021	8.501	4.753	0.006	0.267	0.051	1.644
1212121	27121	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1212121	10121	8.501	4.753	8.495	4.587	0.006	0.165	0.051	1.042
12	1212122	8.507	5.021	8.501	4.753	0.006	0.267	0.051	1.644
1212122	10122	8.501	4.753	8.495	4.587	0.006	0.165	0.051	1.042
1212122	27122	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	1111112	3.505	1.903	3.501	1.789	0.003	0.114	0.020	1.652
1111112	35112	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
1111112	10112	3.501	1.789	3.498	1.789	0.003	0.000	0.020	0.084
11	1111111	3.512	2.085	3.505	1.898	0.007	0.186	0.021	2.846
1111111	35111	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1111111	10111	3.505	1.898	3.498	1.789	0.007	0.108	0.021	1.723
13	14	2.570	1.690	2.569	1.689	0.001	0.001	0.016	0.062
14	10141	2.554	1.682	2.548	1.579	0.006	0.102	0.016	2.293
17	18	0.657	0.372	0.657	0.372	0.000	0.000	0.004	0.003
18	10181	0.651	0.351	0.650	0.330	0.002	0.021	0.004	1.838

Додаток Д

Файл вхідних даних усталеного режиму вхідної електричної мережі 110 кВ з урахуванням прогнозу навантаження

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5000.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 124

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	cos
P _{мін} , МВт	P _{мак} , МВт					
100	Хм. енерговузол	110				
1	Ракова	110				
1011		10	2.370	1.210		
1012		10	2.370	1.210		
2	Івашківці	110				
2221		110				
2222		110				
3521		35				
3522		35				
1021		10	1.380	0.850		
1022		10	1.380	0.850		
3	Лозове	110				
1031		10	1.730	0.930		
4	Деражня	110				
4441		110				
4442		110				
3541		35				
3542		35				
1041		10	3.580	2.220		
1042		10	3.580	2.220		
5		110				
6	Вовковинці	110				
1061		10	1.820	0.980		
7		110				
8	Тяга	110				
8881		110				
2781		27				
1081		10	6.890	3.530		
9	Балки	110				
9991		110				
9992		110				
3591		35				
3592		35				
1091		10	6.050	3.270		
1092		10	6.050	3.270		
200	Бар	110				
10	Чернятин	110				
10101		10	2.120	1.260		
10102		10	2.120	1.260		
11	Жмеринка	110				
1111111		110				
1111112		110				
35111		35				
35112		35				
10111		10	3.850	1.970		
10112		10	3.850	1.970		
12	Подільська тяга	110				
1212121		110				
1212122		110				
27121		27				
27122		27				
10121		10	9.350	5.050		
10122		10	9.350	5.050		
13		110				
14	Станіславчик	110				
10141		10	2.810	1.740		
15	Носківці	110				
10151		10	1.830	0.990		

16	Шаргород	110		
1616161		110		
1616162		110		
35161		35		
35162		35		
10161		10	5.800	3.290
10162		10	5.800	3.290
17		110		
18	Конева	110		
10181		10	0.720	0.370
19	М. Подільськ	110		
1919191		110		
1919192		110		
35191		35		
35192		35		
10191		10	2.380	1.220
10192		10	2.380	1.220
20		110		
21	Яришів	110		
2121211		110		
2121212		110		
35211		35		
35212		35		
10211		10	3.560	1.830
10212		10	3.560	1.830
22		110		
300	Дн. ГЕС	110		
23	Жван	110		
10231		10	1.820	0.980
24	М. Курилівці	110		
2424241		110		
2424242		110		
35241		35		
35242		35		
10241		10	2.350	1.210
10242		10	2.350	1.210
25	Ставчани	110		
10251		10	1.750	1.080
26	Н. Ушиця	110		
2626261		110		
2626262		110		
35261		35		
35262		35		
10261		10	3.820	2.060
10262		10	3.820	2.060
27	Пилипківці	110		
10271		10	1.760	1.000
28	Віньковці	110		
2828281		110		
2828282		110		
35281		35		
35282		35		
10281		10	2.320	1.440
10282		10	2.320	1.440
29	Ярмолинці	110		
2929291		110		
2929292		110		
35291		35		
35292		35		
10291		10	3.550	2.010
10292		10	3.550	2.010
30		110		
31	Аеропорт	110		
10311		10	1.460	0.790
10312		10	1.460	0.790
32		110		

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 128

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	Л, км/Кт/Стан
100	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.180
1	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.520
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
3	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.800
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.000
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.500
5	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.300
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.100

7	9	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	20.410
9	200	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	10.000
200	10	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.550
10	11	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	14.300
11	12	Дволаноцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
11	13	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020
13	14	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
13	15	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
15	16	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.900
16	17	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
17	18	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.100
17	19	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
19	20	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.460
19	22	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.460
20	21	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
21	22	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.550
20	300	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	16.600
22	300	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.550
300	23	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.110
23	24	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	9.600
24	25	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.140
25	26	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
26	27	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
27	28	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
28	29	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
29	30	Дволаноцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.800
29	32	Дволаноцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
30	31	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
31	32	Одноланоцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
30	100	Дволаноцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.000
32	100	Дволаноцьюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.000
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.000
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
3	1031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
4441	3541	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
4442	3542	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
8	8881	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.000
8881	2781	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
8881	1081	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
10	10102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
11	1111112	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
1111112	35112	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111112	10112	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
12	1212121	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
1212121	27121	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1212121	10121	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
12	1212122	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
1212122	27122	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1212122	10122	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
16	1616161	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
1616161	35161	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1616161	10161	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
16	1616162	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
1616162	35162	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1616162	10162	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.000
19	1919191	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000

1919191	35191	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1919191	10191	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919192	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1919192	35192	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1919192	10192	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
21	2121211	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2121211	35211	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2121211	10211	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
21	2121212	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
2121212	35212	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2121212	10212	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/27/10	10.455
23	10231	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
24	2424241	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2424241	35241	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2424241	10241	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
24	2424242	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2424242	35242	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2424242	10242	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
25	10251	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
26	2626261	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2626261	35261	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
2626262	35262	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
27	10271	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
28	2828281	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2828281	35281	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2828281	10281	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
28	2828282	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2828282	35282	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2828282	10282	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
29	2929291	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
2929291	35291	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2929291	10291	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
29	2929292	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2929292	35292	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2929292	10292	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
31	10311	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
31	10312	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

Додаток Е
Файл вхідних даних вхідної електричної мережі 110 кВ з урахуванням
прогнозу навантаження та з врахуванням збільшення перерізів,
регулюванням рівня напруги в вузлах

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5000.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Ун:	115.50	фаза:	0.00
Нвузла:	200	Ун:	115.50	фаза:	0.00
Нвузла:	300	Ун:	115.50	фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 124

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Сos
P _{мін} , МВт	P _{маж} , МВт					
100	Хм. енерговузол	110				
1	Ракова	110				
1011		10	2.370	1.210		
1012		10	2.370	1.210		
2	Івашківці	110				
2221		110				
2222		110				
3521		35				
3522		35				
1021		10	1.380	0.850		
1022		10	1.380	0.850		
3	Лозове	110				
1031		10	1.730	0.930		
4	Деражня	110				
4441		110				
4442		110				
3541		35				
3542		35				
1041		10	3.580	2.220		
1042		10	3.580	2.220		
5		110				
6	Вовковинці	110				
1061		10	1.820	0.980		
7		110				
8	Тяга	110				
8881		110				
2781		27				
1081		10	6.890	3.530		
9	Балки	110				
9991		110				
9992		110				
3591		35				
3592		35				
1091		10	6.050	3.270		
1092		10	6.050	3.270		
200	Бар	110				
10	Чернятин	110				
10101		10	2.120	1.260		
10102		10	2.120	1.260		
11	Жмеринка	110				
1111111		110				
1111112		110				
35111		35				
35112		35				
10111		10	3.850	1.970		
10112		10	3.850	1.970		
12	Подільська тяга	110				
1212121		110				
1212122		110				
27121		27				
27122		27				
10121		10	9.350	5.050		
10122		10	9.350	5.050		
13		110				
14	Станіславчик	110				
10141		10	2.810	1.740		
15	Носківці	110				
10151		10	1.830	0.990		
16	Шаргород	110				

1616161			110		
1616162			110		
35161			35		
35162			35		
10161			10	5.800	3.290
10162			10	5.800	3.290
17			110		
18		Конева	110		
10181			10	0.720	0.370
19		М. Подільськ	110		
1919191			110		
1919192			110		
35191			35		
35192			35		
10191			10	2.380	1.220
10192			10	2.380	1.220
20			110		
21		Яришів	110		
2121211			110		
2121212			110		
35211			35		
35212			35		
10211			10	3.560	1.830
10212			10	3.560	1.830
22			110		
300		Дн. ГЕС	110		
23		Жван	110		
10231			10	1.820	0.980
24		М. Курилівці	110		
2424241			110		
2424242			110		
35241			35		
35242			35		
10241			10	2.350	1.210
10242			10	2.350	1.210
25		Ставчани	110		
10251			10	1.750	1.080
26		Н. Ушиця	110		
2626261			110		
2626262			110		
35261			35		
35262			35		
10261			10	3.820	2.060
10262			10	3.820	2.060
27		Пилипківці	110		
10271			10	1.760	1.000
28		Віньковці	110		
2828281			110		
2828282			110		
35281			35		
35282			35		
10281			10	2.320	1.440
10282			10	2.320	1.440
29		Ярмолинці	110		
2929291			110		
2929292			110		
35291			35		
35292			35		
10291			10	3.550	2.010
10292			10	3.550	2.010
30			110		
31		Аеропорт	110		
10311			10	1.460	0.790
10312			10	1.460	0.790
32			110		

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 128

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.180
1	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.520
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
3	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.800
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.000
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.500
5	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.300
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.100
7	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	20.410

9	200	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	10.000
200	10	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.550
10	11	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	14.300
11	12	Дволаницюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
11	13	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020
13	14	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
13	15	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
15	16	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.900
16	17	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
17	18	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.100
17	19	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
19	20	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.460
19	22	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.460
20	21	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
21	22	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.550
20	300	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	16.600
22	300	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.550
300	23	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.110
23	24	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	9.600
24	25	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.140
25	26	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
26	27	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
27	28	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
28	29	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
29	30	Дволаницюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.800
29	32	Дволаницюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
30	31	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
31	32	Одноланицюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
30	100	Дволаницюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.000
32	100	Дволаницюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.030
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.030
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
3	1031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
4441	3541	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
4442	3542	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
8	8881	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.025
8881	2781	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
8881	1081	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
10	10102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
11	1111112	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.015
1111112	35112	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111112	10112	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
12	1212121	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
1212121	27121	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1212121	10121	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
12	1212122	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
1212122	27122	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1212122	10122	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
16	1616161	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
1616161	35161	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1616161	10161	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
16	1616162	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
1616162	35162	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1616162	10162	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.750
19	1919191	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
1919191	35191	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987

1919191	10191	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919192	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
1919192	35192	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1919192	10192	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
21	2121211	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
2121211	35211	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2121211	10211	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
21	2121212	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
2121212	35212	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2121212	10212	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/27/10	10.455
23	10231	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
24	2424241	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
2424241	35241	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2424241	10241	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
24	2424242	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
2424242	35242	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2424242	10242	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
25	10251	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
26	2626261	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2626261	35261	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2626262	35262	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
27	10271	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
28	2828281	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
2828281	35281	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2828281	10281	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
28	2828282	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
2828282	35282	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2828282	10282	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
29	2929291	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
2929291	35291	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2929291	10291	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
29	2929292	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
2929292	35292	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2929292	10292	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
31	10311	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
31	10312	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925

Додаток Ж

Результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі
110 кВ з урахуванням прогнозу навантаження та з врахуванням збільшення
перерізів, регулюванням рівня напруги в вузлах: 1 (з 9 на 6 відпайку);
2,3,4(1),6 (з 9 на 7); 8 (з 5 на 4); 9,10 (з 9 на 7); 11(2),12,14,15 (з 9 на 8); 18 (з 9
на 4); 19,21(1) (з 9 на 7); 21(2), 23 (з 9 на 6); 24,25,26(2),27,28 (з 9 на 7); 28 (з 9
на 8); 29(1) (з 9 на 6); 29(2) (з 9 на 8); 31 (з 9 на 6)

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5000.0 год

Час втрат: 2465.1 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 131.217 МВт / 657.004 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 129.010 МВт / 645.050 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.079 МВт / 6.109 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.079 МВт / 6.109 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.814 МВт / 4.070 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.314 МВт / 1.775 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.128 МВт / 5.845 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.207 МВт / 11.954 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хм. енерговузол	-34.129	-17.064	115.500	0.00
1	Ракова	0.000	0.000	114.924	-0.16
1011		2.370	1.210	10.366	-1.57
1012		2.370	1.210	10.366	-1.57
2	Гвашківці	0.000	0.000	114.643	-0.24
2221		0.000	0.000	109.461	-1.59
2222		0.000	0.000	109.461	-1.59
3521		0.000	0.000	36.646	-1.59
3522		0.000	0.000	36.646	-1.59
1021		1.380	0.850	10.360	-2.43
1022		1.380	0.850	10.360	-2.43
3	Лозове	0.000	0.000	114.243	-0.37
1031		1.730	0.930	10.414	-2.01
4	Деражня	0.000	0.000	113.854	-0.49
4441		0.000	0.000	108.667	-1.93
4442		0.000	0.000	110.579	-2.75
3541		0.000	0.000	36.380	-1.93
3542		0.000	0.000	37.020	-2.75
1041		3.580	2.220	10.385	-1.90
1042		3.580	2.220	10.396	-4.11
5		0.000	0.000	114.025	-0.50
6	Вовковинці	0.000	0.000	114.013	-0.50
1061		1.820	0.980	10.382	-2.24
7		0.000	0.000	114.044	-0.50
8	Тяга	0.000	0.000	113.981	-0.51
8881		0.000	0.000	109.353	-2.21
2781		0.000	0.000	26.149	-2.21
1081		6.890	3.530	10.450	-2.18
9	Балки	0.000	0.000	114.825	-0.28
9991		0.000	0.000	109.741	-1.74
9992		0.000	0.000	109.741	-1.74
3591		0.000	0.000	36.740	-1.74
3592		0.000	0.000	36.740	-1.74
1091		6.050	3.270	10.388	-2.72
1092		6.050	3.270	10.388	-2.72
200	Бар	-60.228	-36.353	115.500	0.00
10	Чернятин	0.000	0.000	114.772	-0.25
10101		2.120	1.260	10.396	-2.25
10102		2.120	1.260	10.499	-1.51
11	Жмеринка	0.000	0.000	113.111	-0.84
1111111		0.000	0.000	110.107	-3.31
1111112		0.000	0.000	109.721	-2.41
35111		0.000	0.000	36.862	-3.31
35112		0.000	0.000	36.733	-2.41
10111		3.850	1.970	10.366	-4.79
10112		3.850	1.970	10.485	-2.38
12	Подільська тяга	0.000	0.000	112.891	-0.89
1212121		0.000	0.000	109.500	-2.35
1212122		0.000	0.000	109.500	-2.35

27121		0.000	0.000	26.184	-2.35
27122		0.000	0.000	26.184	-2.35
10121		9.350	5.050	10.369	-3.30
10122		9.350	5.050	10.369	-3.30
13		0.000	0.000	112.809	-0.91
14	Станіславчик	0.000	0.000	112.741	-0.93
10141		2.810	1.740	10.395	-2.66
15	Носківці	0.000	0.000	112.618	-0.96
10151		1.830	0.990	10.399	-2.75
16	Шаргород	0.000	0.000	112.455	-0.99
1616161		0.000	0.000	110.624	-2.45
1616162		0.000	0.000	110.624	-2.45
35161		0.000	0.000	37.035	-2.45
35162		0.000	0.000	37.035	-2.45
10161		5.800	3.290	10.473	-3.37
10162		5.800	3.290	10.473	-3.37
17		0.000	0.000	113.918	-0.60
18	Конева	0.000	0.000	113.915	-0.60
10181		0.720	0.370	10.411	-2.18
19	М. Подільськ	0.000	0.000	114.413	-0.45
1919191		0.000	0.000	109.379	-1.93
1919192		0.000	0.000	109.379	-1.93
35191		0.000	0.000	36.618	-1.93
35192		0.000	0.000	36.618	-1.93
10191		2.380	1.220	10.360	-2.85
10192		2.380	1.220	10.360	-2.85
20		0.000	0.000	114.988	-0.24
21	Яришів	0.000	0.000	114.964	-0.24
2121211		0.000	0.000	110.593	-2.45
2121212		0.000	0.000	108.495	-1.65
35211		0.000	0.000	37.025	-2.45
35212		0.000	0.000	36.322	-1.65
10211		3.560	1.830	10.426	-3.80
10212		3.560	1.830	10.369	-1.62
22		0.000	0.000	114.980	-0.24
300	Дн. ГЕС	-36.784	-16.878	115.500	0.00
23	Жван	0.000	0.000	115.243	-0.09
10231		1.820	0.980	10.426	-1.16
24	М. Курилівці	0.000	0.000	114.820	-0.23
2424241		0.000	0.000	109.797	-1.68
2424242		0.000	0.000	109.797	-1.68
35241		0.000	0.000	36.758	-1.68
35242		0.000	0.000	36.758	-1.68
10241		2.350	1.210	10.402	-2.58
10242		2.350	1.210	10.402	-2.58
25	Ставчани	0.000	0.000	114.327	-0.40
10251		1.750	1.080	10.394	-2.06
26	Н. Ущиця	0.000	0.000	114.000	-0.51
2626261		0.000	0.000	110.908	-2.92
2626262		0.000	0.000	108.929	-2.04
35261		0.000	0.000	37.130	-2.92
35262		0.000	0.000	36.468	-2.04
10261		3.820	2.060	10.438	-4.37
10262		3.820	2.060	10.410	-2.02
27	Пилипківці	0.000	0.000	114.086	-0.49
10271		1.760	1.000	10.386	-2.16
28	Віньковці	0.000	0.000	114.350	-0.40
2828281		0.000	0.000	110.657	-1.83
2828282		0.000	0.000	110.657	-1.83
35281		0.000	0.000	37.046	-1.83
35282		0.000	0.000	37.046	-1.83
10281		2.320	1.440	10.468	-2.71
10282		2.320	1.440	10.468	-2.71
29	Ярмолинці	0.000	0.000	115.393	-0.04
2929291		0.000	0.000	108.772	-1.43
2929292		0.000	0.000	110.792	-2.22
35291		0.000	0.000	36.415	-1.43
35292		0.000	0.000	37.092	-2.22
10291		3.550	2.010	10.395	-1.40
10292		3.550	2.010	10.432	-3.57
30		0.000	0.000	115.420	-0.03
31	Аеропорт	0.000	0.000	115.415	-0.03
10311		1.460	0.790	10.404	-1.39
10312		1.460	0.790	10.404	-1.39
32		0.000	0.000	115.426	-0.03

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

|N початку| N кінця | Pп,МВт|Qп,МВАр| Pк,МВт|Qк,МВАр| dP,МВт|dQ,МВАр| I,кА | dU,кВ |

19	1919191	2.385	1.351	2.382	1.270	0.003	0.081	0.014	1.813
1919191	35191	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1919191	10191	2.382	1.270	2.379	1.219	0.003	0.050	0.014	1.133
19	1919192	2.385	1.351	2.382	1.270	0.003	0.081	0.014	1.813
1919192	35192	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919192	10192	2.382	1.270	2.379	1.219	0.003	0.050	0.014	1.133
4441	1041	3.582	2.219	3.578	2.219	0.004	0.000	0.022	0.088
4	4442	3.594	2.556	3.586	2.343	0.008	0.213	0.022	3.398
21	2121211	3.572	2.126	3.565	1.940	0.007	0.185	0.021	2.814
2121211	35211	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121211	10211	3.565	1.940	3.558	1.829	0.007	0.111	0.021	1.730
21	2121212	3.565	1.942	3.561	1.829	0.003	0.113	0.020	1.633
2121212	35212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121212	10212	3.561	1.829	3.558	1.829	0.004	0.000	0.021	0.084
4442	3542	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	1031	1.733	0.997	1.729	0.929	0.004	0.067	0.010	2.168
2	2221	1.383	0.926	1.381	0.879	0.002	0.047	0.008	1.941
2221	3521	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
16	1616162	5.807	3.621	5.802	3.415	0.005	0.205	0.035	1.915
1616162	35162	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	5.802	3.415	5.796	3.288	0.005	0.127	0.035	1.214
16	1616161	5.807	3.621	5.802	3.415	0.005	0.205	0.035	1.915
1616161	10161	5.802	3.415	5.796	3.288	0.005	0.127	0.035	1.214
1616161	35161	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2221	1021	1.381	0.879	1.379	0.849	0.002	0.029	0.009	1.207
15	10151	1.834	1.068	1.829	0.989	0.005	0.078	0.011	2.387
2	2222	1.383	0.926	1.381	0.879	0.002	0.047	0.008	1.941
2222	3522	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	1.381	0.879	1.379	0.849	0.002	0.029	0.009	1.207
1	1011	2.373	1.286	2.369	1.209	0.004	0.076	0.014	1.721
10	10101	2.126	1.366	2.119	1.259	0.007	0.106	0.013	2.914
10	10102	2.122	1.325	2.119	1.259	0.004	0.066	0.013	1.757
11	12	18.828	11.519	18.802	11.481	0.027	0.039	0.112	0.222
12	1212121	9.360	5.577	9.352	5.253	0.008	0.322	0.056	1.828
1212121	27121	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1212121	10121	9.352	5.253	9.344	5.047	0.008	0.206	0.056	1.175
12	1212122	9.360	5.577	9.352	5.253	0.008	0.322	0.056	1.828
1212122	10122	9.352	5.253	9.344	5.047	0.008	0.206	0.056	1.175
1212122	27122	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	1111112	3.856	2.106	3.852	1.969	0.004	0.137	0.022	1.831
1111112	35112	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1111112	10112	3.852	1.969	3.848	1.969	0.004	0.000	0.023	0.093
11	1111111	3.864	2.327	3.856	2.100	0.008	0.225	0.023	3.176
1111111	35111	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1111111	10111	3.856	2.100	3.848	1.969	0.008	0.131	0.023	1.922
13	14	2.831	1.872	2.830	1.870	0.001	0.002	0.017	0.069
14	10141	2.815	1.864	2.808	1.739	0.007	0.124	0.017	2.542
17	18	0.728	0.417	0.728	0.417	0.000	0.000	0.004	0.003
18	10181	0.722	0.396	0.720	0.370	0.002	0.026	0.004	2.072

Додаток 3

Файл вхідних даних усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5000.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 139

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	cos
P _{мін} , МВт	P _{мак} , МВт					
100	Хм. енерговузол	110				
1	Ракова	110				
1011		10	2.370	1.210		
1012		10	2.370	1.210		
2	Івашківці	110				
2221		110				
2222		110				
3521		35				
3522		35				
1021		10	1.380	0.850		
1022		10	1.380	0.850		
3	Лозове	110				
1031		10	1.730	0.930		
4	Деражня	110				
4441		110				
4442		110				
3541		35				
3542		35				
1041		10	3.580	2.220		
1042		10	3.580	2.220		
5		110				
6	Вовковинці	110				
1061		10	1.820	0.980		
7		110				
8	Тяга	110				
8881		110				
2781		27				
1081		10	6.890	3.530		
9	Балки	110				
9991		110				
9992		110				
3591		35				
3592		35				
1091		10	6.050	3.270		
1092		10	6.050	3.270		
200	Бар	110				
10	Чернятин	110				
10101		10	2.120	1.260		
10102		10	2.120	1.260		
11	Жмеринка	110				
1111111		110				
1111112		110				
35111		35				
35112		35				
10111		10	3.850	1.970		
10112		10	3.850	1.970		
12	Подільська тяга	110				
1212121		110				
1212122		110				
27121		27				
27122		27				
10121		10	9.350	5.050		
10122		10	9.350	5.050		
13		110				
14	Станіславчик	110				
10141		10	2.810	1.740		
15	Носківці	110				
10151		10	1.830	0.990		

16		110		
1616161	Шаргород	110		
1616162		110		
35161		35		
35162		35		
10161		10	5.800	3.290
10162		10	5.800	3.290
17		110		
18	Конева	110		
10181		10	0.720	0.370
19	М. Подільськ	110		
1919191		110		
1919192		110		
35191		35		
35192		35		
10191		10	2.380	1.220
10192		10	2.380	1.220
20		110		
21	Яришів	110		
2121211		110		
2121212		110		
35211		35		
35212		35		
10211		10	3.560	1.830
10212		10	3.560	1.830
22		110		
300	Дн. ГЕС	110		
23	Жван	110		
10231		10	1.820	0.980
24	М. Курилівці	110		
2424241		110		
2424242		110		
35241		35		
35242		35		
10241		10	2.350	1.210
10242		10	2.350	1.210
25	Ставчани	110		
10251		10	1.750	1.080
26	Н. Ушиця	110		
2626261		110		
2626262		110		
35261		35		
35262		35		
10261		10	3.820	2.060
10262		10	3.820	2.060
27	Пилипківці	110		
10271		10	1.760	1.000
28	Віньковці	110		
2828281		110		
2828282		110		
35281		35		
35282		35		
10281		10	2.320	1.440
10282		10	2.320	1.440
29	Ярмолинці	110		
2929291		110		
2929292		110		
35291		35		
35292		35		
10291		10	3.550	2.010
10292		10	3.550	2.010
30		110		
31	Аеропорт	110		
10311		10	1.460	0.790
10312		10	1.460	0.790
32		110		
203		110		
201		110		
202		110		
205		110		
204		110		
102011		10	5.100	2.890
102012		10	5.100	2.890
102021		10	4.200	2.152
102022		10	4.200	2.152
102031		10	5.900	2.858
102032		10	5.900	2.858
102041		10	6.250	3.202
102042		10	6.250	3.202
102051		10	3.750	2.024

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 145

№ початку	№ кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.180
1	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.520
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
3	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.800
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.000
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.500
5	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.300
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.100
7	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	20.410
9	200	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	10.000
200	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.550
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	14.300
11	12	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
11	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.020
13	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.140
13	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.380
15	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.900
16	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
17	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.100
17	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.340
19	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.460
19	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	22.460
20	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.650
21	22	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.550
20	300	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	16.600
22	300	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.550
300	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	5.110
23	24	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	9.600
24	25	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.140
25	26	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.000
26	27	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.780
27	28	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	21.100
28	29	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	35.770
29	30	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.800
29	32	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.600
30	31	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
31	32	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	1.100
30	100	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.000
32	100	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	5.800
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.030
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.030
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
3	1031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
4441	3541	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
4442	3542	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
8	8881	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	1.025
8881	2781	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	4.182
8881	1081	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТНЭ-25000/110/27/10	10.455
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
10	10102	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
11	1111111	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1111111	35111	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1111111	10111	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
11	1111112	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.015
1111112	35112	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1111112	10112	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
12	1212121	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015

1212121	27121	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1212121	10121	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
12	1212122	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
1212122	27122	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1212122	10122	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.611
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
16	1616161	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
1616161	35161	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1616161	10161	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
16	1616162	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
1616162	35162	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1616162	10162	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
18	10181	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.750
19	1919191	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
1919191	35191	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1919191	10191	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
19	1919192	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
1919192	35192	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1919192	10192	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
21	2121211	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
2121211	35211	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2121211	10211	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
21	2121212	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
2121212	35212	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2121212	10212	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/27/10	10.455
23	10231	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.925
24	2424241	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
2424241	35241	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2424241	10241	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
24	2424242	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.030
2424242	35242	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2424242	10242	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
25	10251	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
26	2626261	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2626261	35261	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2626261	10261	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
26	2626262	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2626262	35262	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2626262	10262	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
27	10271	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.768
28	2828281	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
2828281	35281	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2828281	10281	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
28	2828282	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
2828282	35282	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2828282	10282	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
29	2929291	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.045
2929291	35291	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2929291	10291	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
29	2929292	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
2929292	35292	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2929292	10292	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
31	10311	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
31	10312	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.925
25	203	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.300
203	201	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.700
23	201	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.700
24	202	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	14.300
202	205	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	20.900
205	204	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	19.800
204	15	Однолланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.000
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
203	102032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
204	102041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
204	102042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
205	102051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
205	102052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455

Додаток К

Результати розрахунків усталеного (максимального) режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку з врахуванням уточнення перерізів і регулюванням напруги у вузлах

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5000.0 год
 Час втрат: 2465.1 год
 Отримано потужн./ел.енерг.: 183.008 МВт / 916.774 млн.кВт*г
 Відпущено потужн./ел.енерг.: 179.410 МВт / 897.050 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.130 МВт / 12.054 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в ЛЕП: 2.130 МВт / 12.054 млн.кВт*г
 Втрати х.х. в трансформаторах: 0.964 МВт / 4.820 млн.кВт*г
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.504 МВт / 2.851 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в трансформаторах: 1.468 МВт / 7.671 млн.кВт*г
 СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.598 МВт / 19.724 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хм. енерговузол	-38.430	-19.039	115.500	0.00
1	Ракова	0.000	0.000	114.924	-0.16
1011		2.370	1.210	10.366	-1.57
1012		2.370	1.210	10.366	-1.57
2	Івашківці	0.000	0.000	114.643	-0.24
2221		0.000	0.000	109.461	-1.59
2222		0.000	0.000	109.461	-1.59
3521		0.000	0.000	36.646	-1.59
3522		0.000	0.000	36.646	-1.59
1021		1.380	0.850	10.360	-2.43
1022		1.380	0.850	10.360	-2.43
3	Лозове	0.000	0.000	114.243	-0.37
1031		1.730	0.930	10.414	-2.01
4	Деражня	0.000	0.000	113.854	-0.49
4441		0.000	0.000	108.667	-1.93
4442		0.000	0.000	110.579	-2.75
3541		0.000	0.000	36.380	-1.93
3542		0.000	0.000	37.020	-2.75
1041		3.580	2.220	10.385	-1.90
1042		3.580	2.220	10.396	-4.11
5		0.000	0.000	114.025	-0.50
6	Вовковинці	0.000	0.000	114.013	-0.50
1061		1.820	0.980	10.382	-2.24
7		0.000	0.000	114.044	-0.50
8	Тяга	0.000	0.000	113.981	-0.51
8881		0.000	0.000	109.353	-2.21
2781		0.000	0.000	26.149	-2.21
1081		6.890	3.530	10.450	-2.18
9	Балки	0.000	0.000	114.825	-0.28
9991		0.000	0.000	109.741	-1.74
9992		0.000	0.000	109.741	-1.74
3591		0.000	0.000	36.740	-1.74
3592		0.000	0.000	36.740	-1.74
1091		6.050	3.270	10.388	-2.72
1092		6.050	3.270	10.388	-2.72
200	Бар	-66.773	-41.200	115.500	0.00
10	Чернятин	0.000	0.000	114.725	-0.31
10101		2.120	1.260	10.391	-2.31
10102		2.120	1.260	10.495	-1.57
11	Жмеринка	0.000	0.000	112.928	-1.04
1111111		0.000	0.000	109.917	-3.53
1111112		0.000	0.000	109.537	-2.62
35111		0.000	0.000	36.798	-3.53
35112		0.000	0.000	36.671	-2.62
10111		3.850	1.970	10.348	-5.01
10112		3.850	1.970	10.468	-2.59
12	Подільська тяга	0.000	0.000	112.707	-1.09
1212121		0.000	0.000	109.315	-2.56
1212122		0.000	0.000	109.315	-2.56
27121		0.000	0.000	26.139	-2.56
27122		0.000	0.000	26.139	-2.56
10121		9.350	5.050	10.352	-3.52
10122		9.350	5.050	10.352	-3.52
13		0.000	0.000	112.314	-1.18
14	Станіславчик	0.000	0.000	112.246	-1.19

10141		2.810	1.740	10.347	-2.95
15	Носківці	0.000	0.000	111.802	-1.29
10151		1.830	0.990	10.320	-3.11
16	Шаргород	0.000	0.000	111.773	-1.26
1616161		0.000	0.000	109.930	-2.74
1616162		0.000	0.000	109.930	-2.74
35161		0.000	0.000	36.803	-2.74
35162		0.000	0.000	36.803	-2.74
10161		5.800	3.290	10.406	-3.67
10162		5.800	3.290	10.406	-3.67
17		0.000	0.000	113.620	-0.73
18	Конева	0.000	0.000	113.616	-0.73
10181		0.720	0.370	10.383	-2.31
19	М. Подільськ	0.000	0.000	114.245	-0.53
1919191		0.000	0.000	109.213	-2.01
1919192		0.000	0.000	109.213	-2.01
35191		0.000	0.000	36.563	-2.01
35192		0.000	0.000	36.563	-2.01
10191		2.380	1.220	10.344	-2.93
10192		2.380	1.220	10.344	-2.93
20		0.000	0.000	114.924	-0.27
21	Яришів	0.000	0.000	114.900	-0.27
2121211		0.000	0.000	110.528	-2.48
2121212		0.000	0.000	108.432	-1.68
35211		0.000	0.000	37.003	-2.48
35212		0.000	0.000	36.301	-1.68
10211		3.560	1.830	10.419	-3.84
10212		3.560	1.830	10.363	-1.66
22		0.000	0.000	114.915	-0.27
300	Дн. ГЕС	-77.702	-39.077	115.500	0.00
23	Жван	0.000	0.000	114.736	-0.35
10231		1.820	0.980	10.379	-1.43
24	М. Курилівці	0.000	0.000	113.712	-0.73
2424241		0.000	0.000	108.702	-2.20
2424242		0.000	0.000	108.702	-2.20
35241		0.000	0.000	36.392	-2.20
35242		0.000	0.000	36.392	-2.20
10241		2.350	1.210	10.296	-3.12
10242		2.350	1.210	10.296	-3.12
25	Ставчани	0.000	0.000	113.125	-0.87
10251		1.750	1.080	10.280	-2.57
26	Н. Ущиця	0.000	0.000	113.003	-0.90
2626261		0.000	0.000	109.877	-3.36
2626262		0.000	0.000	107.945	-2.46
35261		0.000	0.000	36.785	-3.36
35262		0.000	0.000	36.138	-2.46
10261		3.820	2.060	10.337	-4.83
10262		3.820	2.060	10.316	-2.43
27	Пилипківці	0.000	0.000	113.254	-0.81
10271		1.760	1.000	10.307	-2.51
28	Віньковці	0.000	0.000	113.814	-0.60
2828281		0.000	0.000	110.118	-2.05
2828282		0.000	0.000	110.118	-2.05
35281		0.000	0.000	36.866	-2.05
35282		0.000	0.000	36.866	-2.05
10281		2.320	1.440	10.416	-2.93
10282		2.320	1.440	10.416	-2.93
29	Ярмолинці	0.000	0.000	115.368	-0.05
2929291		0.000	0.000	108.747	-1.44
2929292		0.000	0.000	110.767	-2.24
35291		0.000	0.000	36.407	-1.44
35292		0.000	0.000	37.083	-2.24
10291		3.550	2.010	10.393	-1.41
10292		3.550	2.010	10.430	-3.58
30		0.000	0.000	115.402	-0.04
31	Аеропорт	0.000	0.000	115.398	-0.04
10311		1.460	0.790	10.402	-1.40
10312		1.460	0.790	10.402	-1.40
32		0.000	0.000	115.410	-0.04
203		0.000	0.000	112.812	-0.92
201		0.000	0.000	113.346	-0.73
202		0.000	0.000	112.552	-1.04
205		0.000	0.000	111.604	-1.31
204		0.000	0.000	111.346	-1.40
102011		5.100	2.890	10.439	-3.91
102012		5.100	2.890	10.439	-3.91
102021		4.200	2.152	10.465	-3.68
102022		4.200	2.152	10.465	-3.68
102031		5.900	2.858	10.378	-4.65
102032		5.900	2.858	10.378	-4.65

102041	6.250	3.202	10.370	-3.90
102042	6.250	3.202	10.370	-3.90
102051	3.750	2.024	10.393	-3.70
102052	3.750	2.024	10.393	-3.70

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	15.725	7.694	15.668	7.612	0.057	0.082	0.087	0.577
	1	2	10.892	5.123	10.873	5.095	0.019	0.028	0.281
	2	3	8.080	3.436	8.059	3.406	0.021	0.030	0.401
	3	4	6.315	2.847	6.299	2.824	0.016	0.023	0.391
	4	5	-0.928	-1.736	-0.930	-1.739	0.002	0.002	-0.171
	5	7	-2.765	-2.419	-2.765	-2.420	0.000	0.001	-0.019
	7	9	-9.717	-6.025	-9.760	-6.104	0.043	0.079	-0.784
	9	200	-21.938	-13.160	-22.003	-13.344	0.065	0.183	-0.128
100	30	12.371	6.454	12.365	6.440	0.006	0.014	0.070	0.098
	30	31	0.947	0.297	0.947	0.296	0.000	0.000	0.004
	31	32	-1.999	-1.476	-1.999	-1.477	0.000	0.000	-0.012
	32	100	-10.329	-4.881	-10.334	-4.891	0.005	0.011	-0.090
	32	29	8.330	3.734	8.327	3.731	0.002	0.003	0.046
	29	30	-11.415	-6.414	-11.417	-6.418	0.002	0.004	-0.034
	29	28	12.576	6.208	12.465	6.005	0.111	0.202	1.560
	28	27	7.774	3.623	7.749	3.577	0.025	0.046	0.565
	27	26	5.975	3.015	5.966	2.999	0.009	0.016	0.253
	26	25	-1.742	-1.445	-1.744	-1.447	0.001	0.002	-0.123
	25	24	-7.630	-5.340	-7.656	-5.388	0.026	0.047	-0.590
	24	23	-31.970	-17.659	-32.138	-18.033	0.168	0.372	-1.031
	23	300	-52.195	-27.810	-52.373	-28.312	0.177	0.499	-0.766
	23	201	18.220	9.259	18.059	9.027	0.160	0.231	1.397
201	203	7.792	2.905	7.765	2.865	0.027	0.039	0.042	0.539
203	25	-4.113	-3.485	-4.122	-3.498	0.009	0.013	-0.028	-0.315
	24	202	19.564	10.102	19.419	9.892	0.144	0.209	1.169
	202	205	10.966	5.485	10.899	5.388	0.067	0.097	0.958
	205	204	3.352	1.412	3.346	1.404	0.006	0.008	0.262
	204	15	-9.220	-5.440	-9.247	-5.480	0.027	0.040	-0.461
	15	13	-10.509	-6.834	-10.544	-6.885	0.035	0.051	-0.516
	13	11	-13.375	-8.325	-13.428	-8.402	0.053	0.077	-0.618
	11	10	-40.024	-24.041	-40.345	-24.944	0.319	0.899	-1.815
	10	200	-44.619	-27.430	-44.771	-27.857	0.151	0.425	-0.776
	19	20	-8.717	-2.791	-8.755	-2.847	0.039	0.056	-0.682
	20	21	3.461	2.931	3.460	2.930	0.000	0.001	0.024
	21	22	-3.725	-1.383	-3.726	-1.383	0.000	0.001	-0.016
	22	19	9.310	4.906	9.278	4.835	0.032	0.071	0.674
	15	16	-0.583	0.851	-0.583	0.851	0.000	0.001	0.028
	16	17	-12.257	-5.873	-12.404	-6.085	0.146	0.211	-1.864
	17	19	-13.131	-5.633	-13.184	-5.709	0.053	0.076	-0.630
	22	300	-13.036	-5.553	-13.076	-5.642	0.040	0.089	-0.586
	20	300	-12.216	-5.040	-12.253	-5.123	0.037	0.082	-0.577
9992	3592	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	6.052	3.406	6.046	3.268	0.006	0.137	0.036	1.205
	7	8	6.952	4.029	6.949	4.025	0.003	0.004	0.064
	8	8881	6.901	3.793	6.893	3.528	0.007	0.264	1.972
8881	2781	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
8881	1081	6.893	3.528	6.886	3.528	0.008	0.000	0.041	0.095
	4	4441	3.586	2.348	3.582	2.219	0.004	0.128	1.985
	23	10231	1.821	1.026	1.819	0.979	0.003	0.046	1.377
4441	3541	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	1041	3.582	2.219	3.578	2.219	0.004	0.000	0.022	0.088
	4	4442	3.594	2.556	3.586	2.343	0.008	0.213	3.398
	203	102031	5.924	3.363	5.896	2.856	0.028	0.505	4.658
	203	102032	5.924	3.363	5.896	2.856	0.028	0.505	4.658
	201	102011	5.119	3.289	5.097	2.888	0.022	0.399	4.454
	201	102012	5.119	3.289	5.097	2.888	0.022	0.399	4.454
	24	2424241	2.355	1.340	2.352	1.259	0.003	0.080	1.822
2424241	35241	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2424241	10241	2.352	1.259	2.349	1.209	0.003	0.050	0.014	1.138
	24	2424242	2.355	1.340	2.352	1.259	0.003	0.080	1.822
2424242	35242	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2424242	10242	2.352	1.259	2.349	1.209	0.003	0.050	0.014	1.138
	4442	3542	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
	4442	1042	3.586	2.343	3.578	2.219	0.008	0.124	2.045
	3	1031	1.733	0.997	1.729	0.929	0.004	0.067	2.168
	2	2221	1.383	0.926	1.381	0.879	0.002	0.047	1.941
	15	10151	1.834	1.069	1.829	0.989	0.005	0.079	2.427
	2221	3521	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
	2221	1021	1.381	0.879	1.379	0.849	0.002	0.029	2.207
	11	1111112	3.856	2.106	3.852	1.969	0.004	0.137	1.845

1111112	35112	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1111112	10112	3.852	1.969	3.848	1.969	0.004	0.000	0.023	0.093
11	1111111	3.864	2.328	3.856	2.101	0.008	0.226	0.023	3.200
1111111	10111	3.856	2.101	3.848	1.969	0.008	0.131	0.023	1.935
1111111	35111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2222	1.383	0.926	1.381	0.879	0.002	0.047	0.008	1.941
2222	3522	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	2.126	1.366	2.119	1.259	0.007	0.107	0.013	2.919
10	10102	2.122	1.325	2.119	1.259	0.004	0.066	0.013	1.760
11	12	18.828	11.522	18.801	11.483	0.027	0.039	0.113	0.223
12	1212122	9.360	5.579	9.352	5.254	0.008	0.323	0.056	1.842
1212122	27122	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1212122	10122	9.352	5.254	9.344	5.047	0.008	0.206	0.057	1.184
12	1212121	9.360	5.579	9.352	5.254	0.008	0.323	0.056	1.842
1212121	27121	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1212121	10121	9.352	5.254	9.344	5.047	0.008	0.206	0.057	1.184
13	14	2.831	1.873	2.830	1.871	0.001	0.002	0.017	0.069
14	10141	2.815	1.865	2.808	1.739	0.007	0.125	0.017	2.570
5	6	1.835	1.096	1.835	1.096	0.000	0.000	0.011	0.012
16	1616161	5.807	3.626	5.802	3.417	0.006	0.208	0.035	1.942
1616161	35161	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616161	10161	5.802	3.417	5.796	3.288	0.006	0.129	0.035	1.231
16	1616162	5.807	3.626	5.802	3.417	0.006	0.208	0.035	1.942
1616162	35162	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	5.802	3.417	5.796	3.288	0.006	0.129	0.035	1.231
9	9991	6.058	3.616	6.052	3.406	0.006	0.209	0.035	1.842
17	18	0.728	0.417	0.728	0.417	0.000	0.000	0.004	0.004
18	10181	0.722	0.396	0.720	0.370	0.002	0.027	0.004	2.084
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	1.381	0.879	1.379	0.849	0.002	0.029	0.009	1.207
1	1011	2.373	1.286	2.369	1.209	0.004	0.076	0.014	1.721
21	2121211	3.572	2.127	3.565	1.940	0.007	0.185	0.021	2.818
2121211	35211	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2121211	10211	3.565	1.940	3.558	1.829	0.007	0.111	0.021	1.733
1	1012	2.373	1.286	2.369	1.209	0.004	0.076	0.014	1.721
6	1061	1.824	1.055	1.819	0.979	0.005	0.075	0.011	2.305
9991	1091	6.052	3.406	6.046	3.268	0.006	0.137	0.036	1.205
21	2121212	3.565	1.942	3.561	1.829	0.003	0.113	0.020	1.636
2121212	10212	3.561	1.829	3.558	1.829	0.004	0.000	0.021	0.084
2121212	35212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9992	6.058	3.616	6.052	3.406	0.006	0.209	0.035	1.842
19	1919192	2.385	1.352	2.382	1.270	0.003	0.082	0.014	1.820
1919192	10192	2.382	1.270	2.379	1.219	0.003	0.050	0.014	1.137
1919192	35192	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
19	1919191	2.385	1.352	2.382	1.270	0.003	0.082	0.014	1.820
1919191	35191	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1919191	10191	2.382	1.270	2.379	1.219	0.003	0.050	0.014	1.137
204	102041	6.264	3.564	6.246	3.200	0.018	0.362	0.037	3.141
204	102042	6.264	3.564	6.246	3.200	0.018	0.362	0.037	3.141
205	102051	3.759	2.236	3.748	2.023	0.012	0.213	0.023	3.145
205	102052	3.759	2.236	3.748	2.023	0.012	0.213	0.023	3.145
202	102021	4.212	2.409	4.197	2.151	0.014	0.257	0.025	3.352
202	102022	4.212	2.409	4.197	2.151	0.014	0.257	0.025	3.352
25	10251	1.754	1.155	1.749	1.079	0.005	0.076	0.011	2.530
26	2626261	3.835	2.421	3.826	2.192	0.008	0.228	0.023	3.301
2626261	35261	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2626261	10261	3.826	2.192	3.818	2.059	0.008	0.133	0.023	1.994
26	2626262	3.826	2.197	3.822	2.059	0.004	0.138	0.023	1.908
2626262	10262	3.822	2.059	3.818	2.059	0.004	0.000	0.023	0.094
2626262	35262	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
27	10271	1.764	1.073	1.759	0.999	0.005	0.073	0.011	2.364
28	2828281	2.325	1.578	2.322	1.491	0.003	0.086	0.014	2.110
2828281	35281	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2828281	10281	2.322	1.491	2.319	1.439	0.003	0.052	0.014	1.291
28	2828282	2.325	1.578	2.322	1.491	0.003	0.086	0.014	2.110
2828282	35282	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2828282	10282	2.322	1.491	2.319	1.439	0.003	0.052	0.014	1.291
29	2929292	3.562	2.317	3.555	2.124	0.007	0.192	0.021	3.025
2929292	35292	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2929292	10292	3.555	2.124	3.548	2.009	0.007	0.115	0.022	1.854
29	2929291	3.555	2.126	3.552	2.009	0.003	0.117	0.021	1.763
2929291	10291	3.552	2.009	3.548	2.009	0.004	0.000	0.022	0.087
2929291	35291	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
31	10312	1.462	0.837	1.459	0.790	0.003	0.047	0.008	1.787
31	10311	1.462	0.837	1.459	0.790	0.003	0.047	0.008	1.787

Додаток Л

Результати розрахунків режиму мінімальних навантажень електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5000.0 год
 Час втрат: 2465.1 год
 Отримано потужн./ел.енерг.: 64.002 МВт / 320.220 млн.кВт*г
 Відпущено потужн./ел.енерг.: 62.790 МВт / 313.950 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.254 МВт / 1.436 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в ЛЕП: 0.254 МВт / 1.436 млн.кВт*г
 Втрати х.х. в трансформаторах: 0.895 МВт / 4.473 млн.кВт*г
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.064 МВт / 0.361 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в трансформаторах: 0.958 МВт / 4.834 млн.кВт*г
 СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.212 МВт / 6.270 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хм. енерговузол	-13.440	-4.306	110.000	0.00
1	Ракова	0.000	0.000	109.812	-0.07
1011		0.830	0.420	9.997	-0.61
1012		0.830	0.420	9.997	-0.61
2	Гвашківці	0.000	0.000	109.723	-0.11
2221		0.000	0.000	105.876	-0.61
2222		0.000	0.000	105.876	-0.61
3521		0.000	0.000	35.446	-0.61
3522		0.000	0.000	35.446	-0.61
1021		0.480	0.300	10.087	-0.92
1022		0.480	0.300	10.087	-0.92
3	Лозове	0.000	0.000	109.599	-0.16
1031		0.600	0.330	10.108	-0.77
4	Деражня	0.000	0.000	109.468	-0.21
4441		0.000	0.000	105.612	-0.75
4442		0.000	0.000	108.352	-1.05
3541		0.000	0.000	35.357	-0.75
3542		0.000	0.000	36.274	-1.05
1041		1.250	0.780	10.098	-0.74
1042		1.250	0.780	10.300	-1.54
5		0.000	0.000	109.524	-0.21
6	Вовковинці	0.000	0.000	109.519	-0.21
1061		0.640	0.340	10.098	-0.87
7		0.000	0.000	109.529	-0.21
8	Тяга	0.000	0.000	109.506	-0.21
8881		0.000	0.000	106.183	-0.85
2781		0.000	0.000	25.390	-0.85
1081		2.410	1.230	10.153	-0.84
9	Балки	0.000	0.000	109.779	-0.11
9991		0.000	0.000	105.977	-0.67
9992		0.000	0.000	105.977	-0.67
3591		0.000	0.000	35.479	-0.67
3592		0.000	0.000	35.479	-0.67
1091		2.120	1.140	10.098	-1.03
1092		2.120	1.140	10.098	-1.03
200	Бар	-23.413	-11.610	110.000	0.00
10	Чернятин	0.000	0.000	109.752	-0.13
10101		0.740	0.440	10.099	-0.88
10102		0.740	0.440	10.135	-0.60
11	Жмеринка	0.000	0.000	109.175	-0.42
1111111		0.000	0.000	108.166	-1.33
1111112		0.000	0.000	106.953	-1.00
35111		0.000	0.000	36.212	-1.33
35112		0.000	0.000	35.806	-1.00
10111		1.350	0.690	10.288	-1.86
10112		1.350	0.690	10.227	-0.99
12	Подільська тяга	0.000	0.000	109.095	-0.44
1212121		0.000	0.000	106.887	-0.98
1212122		0.000	0.000	106.887	-0.98
27121		0.000	0.000	25.559	-0.98
27122		0.000	0.000	25.559	-0.98
10121		3.270	1.770	10.187	-1.33
10122		3.270	1.770	10.187	-1.33
13		0.000	0.000	108.994	-0.49
14	Станіславчик	0.000	0.000	108.970	-0.49
10141		0.980	0.610	10.188	-1.13

15	Носківці	0.000	0.000	108.841	-0.54
10151		0.640	0.340	10.183	-1.20
16	Шаргород	0.000	0.000	108.840	-0.53
1616161		0.000	0.000	108.209	-1.07
1616162		0.000	0.000	108.209	-1.07
35161		0.000	0.000	36.227	-1.07
35162		0.000	0.000	36.227	-1.07
10161		2.030	1.150	10.312	-1.40
10162		2.030	1.150	10.312	-1.40
17		0.000	0.000	109.466	-0.32
18	Конева	0.000	0.000	109.465	-0.32
10181		0.250	0.130	10.117	-0.90
19	М. Подільськ	0.000	0.000	109.656	-0.23
1919191		0.000	0.000	105.865	-0.79
1919192		0.000	0.000	105.865	-0.79
35191		0.000	0.000	35.442	-0.79
35192		0.000	0.000	35.442	-0.79
10191		0.830	0.430	10.089	-1.13
10192		0.830	0.430	10.089	-1.13
20		0.000	0.000	109.849	-0.12
21	Яришів	0.000	0.000	109.840	-0.12
2121211		0.000	0.000	107.304	-0.95
2121212		0.000	0.000	104.566	-0.65
35211		0.000	0.000	35.924	-0.95
35212		0.000	0.000	35.007	-0.65
10211		1.250	0.640	10.210	-1.45
10212		1.250	0.640	9.999	-0.65
22		0.000	0.000	109.846	-0.12
300	Дн. ГЕС	-27.111	-8.164	110.000	0.00
23	Жван	0.000	0.000	109.776	-0.14
10231		0.640	0.340	10.004	-0.55
24	М. Курилівці	0.000	0.000	109.464	-0.30
2424241		0.000	0.000	105.692	-0.85
2424242		0.000	0.000	105.692	-0.85
35241		0.000	0.000	35.384	-0.85
35242		0.000	0.000	35.384	-0.85
10241		0.820	0.420	10.074	-1.19
10242		0.820	0.420	10.074	-1.19
25	Ставчани	0.000	0.000	109.287	-0.37
10251		0.610	0.380	10.069	-1.00
26	Н. Ущиця	0.000	0.000	109.250	-0.39
2626261		0.000	0.000	108.203	-1.29
2626262		0.000	0.000	105.445	-0.96
35261		0.000	0.000	36.225	-1.29
35262		0.000	0.000	35.301	-0.96
10261		1.340	0.720	10.290	-1.82
10262		1.340	0.720	10.082	-0.95
27	Пилипківці	0.000	0.000	109.337	-0.35
10271		0.620	0.350	10.080	-0.99
28	Віньковці	0.000	0.000	109.511	-0.27
2828281		0.000	0.000	107.197	-0.81
2828282		0.000	0.000	107.197	-0.81
35281		0.000	0.000	35.888	-0.81
35282		0.000	0.000	35.888	-0.81
10281		0.810	0.500	10.212	-1.13
10282		0.810	0.500	10.212	-1.13
29	Ярмолинці	0.000	0.000	109.962	-0.02
2929291		0.000	0.000	104.635	-0.55
2929292		0.000	0.000	107.347	-0.85
35291		0.000	0.000	35.030	-0.55
35292		0.000	0.000	35.938	-0.85
10291		1.240	0.700	10.005	-0.54
10292		1.240	0.700	10.209	-1.34
30		0.000	0.000	109.972	-0.02
31	Аеропорт	0.000	0.000	109.970	-0.02
10311		0.510	0.280	10.008	-0.53
10312		0.510	0.280	10.008	-0.53
32		0.000	0.000	109.974	-0.02
203		0.000	0.000	109.172	-0.39
201		0.000	0.000	109.334	-0.31
202		0.000	0.000	109.087	-0.44
205		0.000	0.000	108.779	-0.55
204		0.000	0.000	108.689	-0.58
102011		1.790	1.010	10.319	-1.48
102012		1.790	1.010	10.319	-1.48
102021		1.470	0.750	10.330	-1.40
102022		1.470	0.750	10.330	-1.40
102031		2.070	1.000	10.302	-1.75
102032		2.070	1.000	10.302	-1.75
102041		2.190	1.120	10.300	-1.49

102042	2.190	1.120	10.300	-1.49
102051	1.310	0.710	10.307	-1.41
102052	1.310	0.710	10.307	-1.41

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	5.492	1.981	5.485	1.971	0.007	0.010	0.031	0.189
1	2	3.797	1.186	3.795	1.183	0.002	0.003	0.021	0.089
2	3	2.810	0.742	2.807	0.738	0.002	0.004	0.015	0.125
3	4	2.197	0.802	2.195	0.799	0.002	0.003	0.012	0.131
4	5	-0.351	-0.501	-0.351	-0.501	0.000	0.000	-0.003	-0.056
5	7	-1.001	-0.505	-1.001	-0.505	0.000	0.000	-0.006	-0.006
7	9	-3.456	-1.593	-3.462	-1.603	0.005	0.009	-0.020	-0.250
9	200	-7.759	-3.811	-7.767	-3.834	0.008	0.023	-0.045	-0.221
100	30	4.344	1.359	4.343	1.357	0.001	0.002	0.024	0.028
30	31	0.319	0.162	0.319	0.162	0.000	0.000	0.002	0.002
31	32	-0.721	-0.501	-0.721	-0.501	0.000	0.000	-0.005	-0.004
32	100	-3.603	-0.965	-3.604	-0.966	0.001	0.001	-0.020	-0.026
32	29	2.882	0.764	2.882	0.763	0.000	0.000	0.016	0.013
29	30	-4.024	-1.444	-4.024	-1.445	0.000	0.001	-0.022	-0.010
29	28	4.379	1.214	4.366	1.191	0.013	0.023	0.024	0.451
28	27	2.708	0.872	2.705	0.867	0.003	0.005	0.015	0.175
27	26	2.075	0.983	2.074	0.981	0.001	0.002	0.012	0.088
26	25	-0.652	-0.357	-0.652	-0.357	0.000	0.000	-0.004	-0.038
25	24	-2.757	-1.262	-2.760	-1.268	0.003	0.005	-0.016	-0.178
24	23	-11.262	-4.334	-11.282	-4.378	0.020	0.044	-0.064	-0.313
23	300	-18.257	-6.539	-18.278	-6.598	0.021	0.059	-0.102	-0.224
23	201	6.321	2.279	6.302	2.251	0.019	0.027	0.035	0.444
201	203	2.691	0.555	2.688	0.551	0.003	0.005	0.014	0.162
203	25	-1.484	-1.223	-1.485	-1.225	0.001	0.002	-0.010	-0.115
24	202	6.824	2.666	6.807	2.641	0.017	0.025	0.039	0.378
202	205	3.837	1.463	3.829	1.452	0.008	0.012	0.022	0.310
205	204	1.181	0.451	1.180	0.450	0.001	0.001	0.007	0.091
204	15	-3.237	-1.609	-3.240	-1.613	0.003	0.005	-0.019	-0.153
15	13	-3.715	-1.535	-3.719	-1.541	0.004	0.006	-0.021	-0.154
13	11	-4.713	-1.765	-4.719	-1.773	0.006	0.008	-0.027	-0.182
11	10	-14.084	-6.901	-14.123	-7.010	0.039	0.109	-0.083	-0.580
10	200	-15.627	-7.724	-15.646	-7.776	0.018	0.051	-0.092	-0.248
19	20	-2.980	-0.351	-2.985	-0.358	0.005	0.007	-0.016	-0.194
20	21	1.279	1.036	1.279	1.036	0.000	0.000	0.009	0.009
21	22	-1.267	-0.519	-1.267	-0.519	0.000	0.000	-0.007	-0.006
22	19	3.293	0.980	3.289	0.972	0.004	0.008	0.018	0.191
15	16	-0.176	0.109	-0.176	0.109	0.000	0.000	-0.001	0.001
16	17	-4.292	-1.774	-4.310	-1.800	0.018	0.026	-0.025	-0.629
17	19	-4.565	-1.145	-4.571	-1.154	0.006	0.009	-0.025	-0.190
22	300	-4.561	-0.826	-4.565	-0.837	0.005	0.010	-0.024	-0.154
20	300	-4.263	-0.719	-4.268	-0.729	0.004	0.010	-0.023	-0.151
9992	3592	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	2.119	1.157	2.119	1.139	0.001	0.018	0.013	0.413
7	8	2.455	1.478	2.455	1.477	0.000	0.001	0.015	0.024
8	8881	2.410	1.264	2.409	1.229	0.001	0.034	0.014	0.680
8881	2781	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
8881	1081	2.409	1.229	2.408	1.229	0.001	0.000	0.015	0.035
4	4441	1.250	0.796	1.250	0.780	0.000	0.017	0.008	0.696
23	10231	0.640	0.346	0.640	0.340	0.000	0.006	0.004	0.485
4441	3541	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
4441	1041	1.250	0.780	1.249	0.780	0.001	0.000	0.008	0.032
4	4442	1.251	0.822	1.250	0.795	0.001	0.026	0.008	1.134
203	102031	2.072	1.063	2.069	0.999	0.003	0.063	0.012	1.516
203	102032	2.072	1.063	2.069	0.999	0.003	0.063	0.012	1.516
201	102011	1.792	1.060	1.789	1.009	0.003	0.050	0.011	1.484
201	102012	1.792	1.060	1.789	1.009	0.003	0.050	0.011	1.484
24	2424241	0.820	0.436	0.820	0.426	0.000	0.010	0.005	0.612
2424241	35241	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2424241	10241	0.820	0.426	0.819	0.420	0.000	0.006	0.005	0.384
24	2424242	0.820	0.436	0.820	0.426	0.000	0.010	0.005	0.612
2424242	35242	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2424242	10242	0.820	0.426	0.819	0.420	0.000	0.006	0.005	0.384
4442	3542	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4442	1042	1.250	0.795	1.249	0.780	0.001	0.015	0.008	0.685
3	1031	0.600	0.339	0.600	0.330	0.001	0.009	0.004	0.765
2	2221	0.480	0.310	0.480	0.304	0.000	0.006	0.003	0.677
15	10151	0.640	0.350	0.640	0.340	0.001	0.010	0.004	0.807
2221	3521	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2221	1021	0.480	0.304	0.480	0.300	0.000	0.004	0.003	0.422
11	1111112	1.350	0.707	1.350	0.690	0.001	0.018	0.008	0.631
1111112	35112	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

1111112	10112	1.350	0.690	1.349	0.690	0.001	0.000	0.008	0.034
11	1111111	1.351	0.734	1.350	0.706	0.001	0.028	0.008	1.035
1111111	10111	1.350	0.706	1.349	0.690	0.001	0.016	0.008	0.629
1111111	35111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	2222	0.480	0.310	0.480	0.304	0.000	0.006	0.003	0.677
2222	3522	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	0.740	0.454	0.740	0.440	0.001	0.014	0.005	1.013
10	10102	0.740	0.448	0.740	0.440	0.000	0.009	0.005	0.621
11	12	6.620	3.983	6.617	3.978	0.004	0.005	0.041	0.080
12	1212122	3.270	1.836	3.269	1.795	0.001	0.041	0.020	0.617
1212122	27122	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1212122	10122	3.269	1.795	3.268	1.769	0.001	0.026	0.020	0.397
12	1212121	3.270	1.836	3.269	1.795	0.001	0.041	0.020	0.617
1212121	27121	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1212121	10121	3.269	1.795	3.268	1.769	0.001	0.026	0.020	0.397
13	14	0.994	0.632	0.994	0.632	0.000	0.000	0.006	0.024
14	10141	0.980	0.625	0.979	0.610	0.001	0.016	0.006	0.877
5	6	0.650	0.388	0.650	0.388	0.000	0.000	0.004	0.004
16	1616161	2.030	1.191	2.029	1.165	0.001	0.026	0.012	0.645
1616161	35161	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616161	10161	2.029	1.165	2.029	1.149	0.001	0.016	0.012	0.410
16	1616162	2.030	1.191	2.029	1.165	0.001	0.026	0.012	0.645
1616162	35162	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	2.029	1.165	2.029	1.149	0.001	0.016	0.012	0.410
9	9991	2.120	1.184	2.119	1.157	0.001	0.027	0.013	0.630
17	18	0.256	0.153	0.256	0.153	0.000	0.000	0.002	0.001
18	10181	0.250	0.133	0.250	0.130	0.000	0.003	0.001	0.723
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	0.480	0.304	0.480	0.300	0.000	0.004	0.003	0.422
1	1011	0.830	0.430	0.829	0.420	0.001	0.010	0.005	0.603
21	2121211	1.251	0.678	1.250	0.654	0.001	0.024	0.007	0.941
2121211	35211	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2121211	10211	1.250	0.654	1.249	0.640	0.001	0.014	0.008	0.581
1	1012	0.830	0.430	0.829	0.420	0.001	0.010	0.005	0.603
6	1061	0.640	0.350	0.640	0.340	0.001	0.010	0.004	0.794
9991	1091	2.119	1.157	2.119	1.139	0.001	0.018	0.013	0.413
21	2121212	1.250	0.655	1.250	0.640	0.000	0.015	0.007	0.575
2121212	10212	1.250	0.640	1.249	0.640	0.000	0.000	0.008	0.031
2121212	35212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9992	2.120	1.184	2.119	1.157	0.001	0.027	0.013	0.630
19	1919192	0.830	0.447	0.830	0.436	0.000	0.010	0.005	0.624
1919192	10192	0.830	0.436	0.829	0.430	0.000	0.006	0.005	0.391
1919192	35192	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
19	1919191	0.830	0.447	0.830	0.436	0.000	0.010	0.005	0.624
1919191	35191	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919191	10191	0.830	0.436	0.829	0.430	0.000	0.006	0.005	0.391
204	102041	2.191	1.165	2.189	1.119	0.002	0.045	0.013	1.036
204	102042	2.191	1.165	2.189	1.119	0.002	0.045	0.013	1.036
205	102051	1.311	0.736	1.309	0.710	0.001	0.026	0.008	1.048
205	102052	1.311	0.736	1.309	0.710	0.001	0.026	0.008	1.048
202	102021	1.471	0.782	1.469	0.750	0.002	0.032	0.009	1.113
202	102022	1.471	0.782	1.469	0.750	0.002	0.032	0.009	1.113
25	10251	0.610	0.389	0.610	0.380	0.001	0.010	0.004	0.876
26	2626261	1.341	0.764	1.340	0.736	0.001	0.028	0.008	1.072
2626261	35261	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2626261	10261	1.340	0.736	1.339	0.720	0.001	0.016	0.008	0.650
26	2626262	1.340	0.737	1.340	0.720	0.001	0.018	0.008	0.655
2626262	10262	1.340	0.720	1.339	0.720	0.001	0.000	0.008	0.034
2626262	35262	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
27	10271	0.620	0.359	0.620	0.350	0.001	0.009	0.004	0.815
28	2828281	0.810	0.517	0.810	0.506	0.000	0.011	0.005	0.716
2828281	35281	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2828281	10281	0.810	0.506	0.809	0.500	0.000	0.007	0.005	0.439
28	2828282	0.810	0.517	0.810	0.506	0.000	0.011	0.005	0.716
2828282	35282	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2828282	10282	0.810	0.506	0.809	0.500	0.000	0.007	0.005	0.439
29	2929292	1.241	0.739	1.240	0.714	0.001	0.024	0.008	1.016
2929292	35292	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2929292	10292	1.240	0.714	1.239	0.700	0.001	0.015	0.008	0.625
29	2929291	1.240	0.715	1.240	0.700	0.000	0.015	0.008	0.623
2929291	10291	1.240	0.700	1.239	0.700	0.001	0.000	0.008	0.032
2929291	35291	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
31	10312	0.510	0.286	0.510	0.280	0.000	0.006	0.003	0.642
31	10311	0.510	0.286	0.510	0.280	0.000	0.006	0.003	0.642

Додаток М

Результати розрахунків після аварійного режиму навантажень електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку з врахуванням регулювання

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5000.0 год
 Час втрат: 2465.1 год
 Отримано потужн./ел.енерг.: 184.207 МВт / 923.507 млн.кВт*г
 Відпущено потужн./ел.енерг.: 179.410 МВт / 897.050 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.273 МВт / 18.524 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в ЛЕП: 3.273 МВт / 18.524 млн.кВт*г
 Втрати х.х. в трансформаторах: 1.045 МВт / 5.226 млн.кВт*г
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.478 МВт / 2.707 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в трансформаторах: 1.524 МВт / 7.934 млн.кВт*г
 СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.797 МВт / 26.457 млн.кВт*г (2.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Хм. енерговузол	-40.394	-19.952	121.000	0.00
1	Ракова	0.000	0.000	120.455	-0.15
1011		2.370	1.210	10.431	-1.43
1012		2.370	1.210	10.431	-1.43
2	Гвашківці	0.000	0.000	120.190	-0.22
2221		0.000	0.000	110.126	-1.45
2222		0.000	0.000	110.126	-1.45
3521		0.000	0.000	36.869	-1.45
3522		0.000	0.000	36.869	-1.45
1021		1.380	0.850	10.424	-2.28
1022		1.380	0.850	10.424	-2.28
3	Лозове	0.000	0.000	119.813	-0.34
1031		1.730	0.930	10.483	-1.83
4	Деражня	0.000	0.000	119.444	-0.45
4441		0.000	0.000	109.409	-1.75
4442		0.000	0.000	111.332	-2.50
3541		0.000	0.000	36.628	-1.75
3542		0.000	0.000	37.272	-2.50
1041		3.580	2.220	10.456	-1.72
1042		3.580	2.220	10.469	-3.84
5		0.000	0.000	119.606	-0.46
6	Вовковинці	0.000	0.000	119.595	-0.46
1061		1.820	0.980	10.453	-2.04
7		0.000	0.000	119.624	-0.45
8	Тяга	0.000	0.000	119.564	-0.47
8881		0.000	0.000	109.550	-2.01
2781		0.000	0.000	26.196	-2.01
1081		6.890	3.530	10.469	-1.98
9	Балки	0.000	0.000	120.362	-0.25
9991		0.000	0.000	110.381	-1.58
9992		0.000	0.000	110.381	-1.58
3591		0.000	0.000	36.954	-1.58
3592		0.000	0.000	36.954	-1.58
1091		6.050	3.270	10.450	-2.55
1092		6.050	3.270	10.450	-2.55
200	Бар	-80.831	-49.540	121.000	0.00
10	Чернятин	0.000	0.000	120.032	-0.37
10101		2.120	1.260	10.440	-2.20
10102		2.120	1.260	10.534	-1.52
11	Жмеринка	0.000	0.000	117.736	-1.28
1111111		0.000	0.000	109.917	-3.56
1111112		0.000	0.000	107.967	-2.73
35111		0.000	0.000	36.798	-3.56
35112		0.000	0.000	36.146	-2.73
10111		3.850	1.970	10.348	-5.04
10112		3.850	1.970	10.318	-2.70
12	Подільська тяга	0.000	0.000	117.524	-1.33
1212121		0.000	0.000	109.292	-2.68
1212122		0.000	0.000	109.292	-2.68
27121		0.000	0.000	26.134	-2.68
27122		0.000	0.000	26.134	-2.68
10121		9.350	5.050	10.349	-3.63
10122		9.350	5.050	10.349	-3.63
13		0.000	0.000	116.571	-1.54
14	Станіславчик	0.000	0.000	116.505	-1.56
10141		2.810	1.740	10.449	-3.18

15	Носківці	0.000	0.000	115.484	-1.79
10151		1.830	0.990	10.368	-3.49
16	Шаргород	0.000	0.000	115.797	-1.64
1616161		0.000	0.000	110.703	-3.02
1616162		0.000	0.000	110.703	-3.02
35161		0.000	0.000	37.062	-3.02
35162		0.000	0.000	37.062	-3.02
10161		5.800	3.290	10.481	-3.93
10162		5.800	3.290	10.481	-3.93
17		0.000	0.000	118.491	-0.89
18	Конева	0.000	0.000	118.488	-0.89
10181		0.720	0.370	10.408	-2.35
19	М. Подільськ	0.000	0.000	119.401	-0.63
1919191		0.000	0.000	109.513	-1.98
1919192		0.000	0.000	109.513	-1.98
35191		0.000	0.000	36.663	-1.98
35192		0.000	0.000	36.663	-1.98
10191		2.380	1.220	10.373	-2.90
10192		2.380	1.220	10.373	-2.90
20		0.000	0.000	120.299	-0.31
21	Яришів	0.000	0.000	120.274	-0.31
2121211		0.000	0.000	109.480	-2.32
2121212		0.000	0.000	108.956	-1.59
35211		0.000	0.000	36.652	-2.32
35212		0.000	0.000	36.477	-1.59
10211		3.560	1.830	10.318	-3.70
10212		3.560	1.830	10.413	-1.57
22		0.000	0.000	120.287	-0.30
300	Дн. ГЕС	-62.884	-31.378	121.000	0.00
23	Жван	0.000	0.000	120.557	-0.18
10231		1.820	0.980	10.468	-1.16
24	М. Курилівці	0.000	0.000	119.670	-0.49
2424241		0.000	0.000	109.783	-1.82
2424242		0.000	0.000	109.783	-1.82
35241		0.000	0.000	36.753	-1.82
35242		0.000	0.000	36.753	-1.82
10241		2.350	1.210	10.400	-2.73
10242		2.350	1.210	10.400	-2.73
25	Ставчани	0.000	0.000	118.099	-0.96
10251		1.750	1.080	10.447	-2.51
26	Н. Ущиця	0.000	0.000	118.098	-0.96
2626261		0.000	0.000	110.166	-3.20
2626262		0.000	0.000	109.776	-2.39
35261		0.000	0.000	36.882	-3.20
35262		0.000	0.000	36.751	-2.39
10261		3.820	2.060	10.366	-4.67
10262		3.820	2.060	10.491	-2.36
27	Пилипківці	0.000	0.000	118.427	-0.86
10271		1.760	1.000	10.491	-2.41
28	Віньковці	0.000	0.000	119.120	-0.62
2828281		0.000	0.000	110.541	-1.95
2828282		0.000	0.000	110.541	-1.95
35281		0.000	0.000	37.007	-1.95
35282		0.000	0.000	37.007	-1.95
10281		2.320	1.440	10.457	-2.82
10282		2.320	1.440	10.457	-2.82
29	Ярмолинці	0.000	0.000	120.862	-0.05
2929291		0.000	0.000	109.375	-1.31
2929292		0.000	0.000	111.389	-2.04
35291		0.000	0.000	36.617	-1.31
35292		0.000	0.000	37.291	-2.04
10291		3.550	2.010	10.453	-1.29
10292		3.550	2.010	10.490	-3.36
30		0.000	0.000	120.898	-0.04
31	Аеропорт	0.000	0.000	120.894	-0.04
10311		1.460	0.790	10.463	-1.27
10312		1.460	0.790	10.463	-1.27
32		0.000	0.000	120.906	-0.04
203		0.000	0.000	116.753	-1.28
201		0.000	0.000	115.901	-1.46
202		0.000	0.000	112.018	-2.66
205		0.000	0.000	112.784	-2.47
204		0.000	0.000	114.143	-2.12
102011		5.100	2.890	10.382	-4.49
102012		5.100	2.890	10.382	-4.49
102021		4.200	2.152	10.412	-5.33
102022		4.200	2.152	10.412	-5.33
102031		5.900	2.858	10.458	-4.75
102032		5.900	2.858	10.458	-4.75
102041		6.250	3.202	10.489	-4.51

102042	6.250	3.202	10.489	-4.51
102051	3.750	2.024	10.354	-4.80
102052	3.750	2.024	10.354	-4.80

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	15.716	7.531	15.665	7.457	0.051	0.074	0.083	0.546
1	2	10.887	4.990	10.869	4.965	0.017	0.025	0.057	0.265
2	3	8.074	3.335	8.055	3.308	0.018	0.027	0.042	0.378
3	4	6.310	2.799	6.296	2.778	0.014	0.020	0.033	0.371
4	5	-0.935	-1.713	-0.936	-1.715	0.002	0.002	-0.009	-0.162
5	7	-2.772	-2.351	-2.772	-2.351	0.000	0.000	-0.018	-0.018
7	9	-9.728	-5.913	-9.766	-5.984	0.039	0.071	-0.055	-0.740
9	200	-21.949	-12.980	-22.008	-13.146	0.059	0.165	-0.122	-0.640
100	30	13.449	7.071	13.442	7.056	0.007	0.015	0.072	0.102
30	31	0.893	0.232	0.893	0.232	0.000	0.000	0.004	0.004
31	32	-2.055	-1.542	-2.055	-1.542	0.000	0.000	-0.012	-0.012
32	100	-11.224	-5.338	-11.229	-5.350	0.005	0.012	-0.059	-0.094
32	29	9.168	4.159	9.166	4.155	0.002	0.004	0.048	0.044
29	30	-12.547	-7.120	-12.549	-7.125	0.002	0.005	-0.069	-0.036
29	28	14.542	7.418	14.405	7.168	0.137	0.250	0.078	1.749
28	27	9.711	4.876	9.674	4.808	0.037	0.067	0.053	0.698
27	26	7.899	4.300	7.885	4.274	0.014	0.026	0.044	0.333
26	25	0.174	-0.120	0.174	-0.120	0.000	0.000	0.001	-0.001
25	24	-23.975	-13.441	-24.181	-13.819	0.206	0.376	-0.134	-1.583
24	23	-28.935	-16.191	-29.060	-16.469	0.125	0.277	-0.160	-0.890
23	300	-30.898	-17.296	-30.956	-17.458	0.058	0.162	-0.169	-0.444
20	19	11.952	4.068	11.885	3.972	0.067	0.096	0.060	0.904
19	22	-12.618	-6.781	-12.673	-6.903	0.055	0.121	-0.069	-0.892
22	21	3.749	1.075	3.749	1.075	0.000	0.001	0.019	0.014
21	20	-3.441	-3.236	-3.441	-3.237	0.000	0.001	-0.023	-0.025
300	20	15.447	6.617	15.393	6.497	0.054	0.120	0.080	0.703
22	300	-16.422	-7.172	-16.480	-7.302	0.058	0.130	-0.086	-0.714
19	17	19.689	8.923	19.579	8.765	0.109	0.158	0.104	0.916
17	16	18.851	9.294	18.539	8.842	0.311	0.450	0.102	2.727
16	15	6.862	2.190	6.849	2.166	0.013	0.024	0.036	0.322
15	13	-23.988	-14.316	-24.152	-14.553	0.163	0.237	-0.139	-1.101
13	11	-26.983	-15.951	-27.179	-16.234	0.195	0.282	-0.155	-1.177
11	10	-53.782	-31.788	-54.310	-33.274	0.526	1.481	-0.306	-2.324
10	200	-58.586	-35.725	-58.823	-36.395	0.237	0.667	-0.329	-0.970
1	1012	2.372	1.279	2.369	1.209	0.004	0.069	0.013	1.633
6	1061	1.823	1.048	1.819	0.979	0.005	0.068	0.010	2.181
5	6	1.835	1.093	1.835	1.093	0.000	0.000	0.010	0.012
9	9991	6.057	3.594	6.052	3.404	0.005	0.190	0.034	1.746
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	6.052	3.404	6.046	3.268	0.006	0.136	0.036	1.193
9	9992	6.057	3.594	6.052	3.404	0.005	0.190	0.034	1.746
9992	3592	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9992	1092	6.052	3.404	6.046	3.268	0.006	0.136	0.036	1.193
7	8	6.956	4.027	6.953	4.023	0.003	0.004	0.039	0.061
8	8881	6.900	3.768	6.893	3.528	0.007	0.239	0.038	1.866
8881	2781	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
8881	1081	6.893	3.528	6.886	3.528	0.008	0.000	0.041	0.095
4	4441	3.585	2.335	3.582	2.219	0.003	0.116	0.021	1.881
23	10231	1.821	1.021	1.819	0.979	0.002	0.042	0.010	1.299
24	2424241	2.354	1.331	2.352	1.258	0.003	0.072	0.013	1.710
2424241	35241	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2424241	10241	2.352	1.258	2.349	1.209	0.003	0.049	0.014	1.115
24	2424242	2.354	1.331	2.352	1.258	0.003	0.072	0.013	1.710
2424242	35242	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2424242	10242	2.352	1.258	2.349	1.209	0.003	0.049	0.014	1.115
25	10251	1.754	1.149	1.749	1.079	0.005	0.069	0.010	2.416
25	203	22.384	13.001	22.198	12.732	0.185	0.268	0.126	1.359
203	201	10.322	6.481	10.267	6.401	0.055	0.079	0.060	0.861
201	102011	5.118	3.270	5.097	2.888	0.021	0.380	0.030	4.408
201	102012	5.118	3.270	5.097	2.888	0.021	0.380	0.030	4.408
203	102031	5.922	3.327	5.896	2.856	0.026	0.468	0.034	4.499
203	102032	5.922	3.327	5.896	2.856	0.026	0.468	0.034	4.499
26	2626261	3.834	2.400	3.826	2.191	0.008	0.208	0.022	3.138
2626261	35261	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2626261	10261	3.826	2.191	3.818	2.059	0.008	0.132	0.023	1.981
26	2626262	3.826	2.185	3.822	2.059	0.004	0.126	0.022	1.820
2626262	35262	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2626262	10262	3.822	2.059	3.818	2.059	0.004	0.000	0.023	0.092
27	10271	1.763	1.066	1.759	0.999	0.004	0.067	0.010	2.251
28	2828281	2.325	1.570	2.322	1.491	0.003	0.079	0.014	2.007
2828281	35281	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

2828281	10281	2.322	1.491	2.319	1.439	0.003	0.051	0.014	1.282
28	2828282	2.325	1.570	2.322	1.491	0.003	0.079	0.014	2.007
2828282	35282	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2828282	10282	2.322	1.491	2.319	1.439	0.003	0.051	0.014	1.282
29	2929291	3.555	2.115	3.552	2.009	0.003	0.106	0.020	1.674
2929291	35291	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2929291	10291	3.552	2.009	3.548	2.009	0.004	0.000	0.022	0.087
29	2929292	3.562	2.298	3.555	2.123	0.006	0.174	0.020	2.864
2929292	35292	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2929292	10292	3.555	2.123	3.548	2.009	0.007	0.114	0.021	1.834
31	10311	1.462	0.832	1.459	0.790	0.003	0.043	0.008	1.697
31	10312	1.462	0.832	1.459	0.790	0.003	0.043	0.008	1.697
4442	1042	3.586	2.341	3.578	2.219	0.008	0.122	0.022	2.019
4441	3541	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
19	1919191	2.385	1.344	2.382	1.269	0.003	0.074	0.013	1.738
1919191	35191	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919191	10191	2.382	1.269	2.379	1.219	0.003	0.050	0.014	1.133
19	1919192	2.385	1.344	2.382	1.269	0.003	0.074	0.013	1.738
1919192	35192	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1919192	10192	2.382	1.269	2.379	1.219	0.003	0.050	0.014	1.133
4441	1041	3.582	2.219	3.578	2.219	0.004	0.000	0.022	0.087
4	4442	3.593	2.534	3.586	2.341	0.007	0.192	0.021	3.209
21	2121211	3.571	2.112	3.565	1.943	0.006	0.169	0.020	2.678
2121211	35211	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121211	10211	3.565	1.943	3.558	1.829	0.007	0.113	0.021	1.744
21	2121212	3.564	1.932	3.561	1.829	0.003	0.103	0.019	1.556
2121212	35212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121212	10212	3.561	1.829	3.558	1.829	0.003	0.000	0.021	0.083
4442	3542	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	1031	1.733	0.991	1.729	0.929	0.004	0.061	0.010	2.054
2	2221	1.383	0.922	1.381	0.878	0.002	0.043	0.008	1.841
2221	3521	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
16	1616162	5.807	3.609	5.802	3.415	0.005	0.193	0.034	1.884
1616162	10162	5.802	3.415	5.796	3.288	0.005	0.127	0.035	1.230
1616162	35162	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
16	1616161	5.807	3.609	5.802	3.415	0.005	0.193	0.034	1.884
1616161	35161	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616161	10161	5.802	3.415	5.796	3.288	0.005	0.127	0.035	1.230
2221	1021	1.381	0.878	1.379	0.849	0.002	0.029	0.009	1.195
15	10151	1.834	1.064	1.829	0.989	0.005	0.074	0.011	2.368
2	2222	1.383	0.922	1.381	0.878	0.002	0.043	0.008	1.841
13	14	2.832	1.864	2.830	1.862	0.001	0.002	0.017	0.067
14	10141	2.815	1.855	2.808	1.739	0.006	0.116	0.017	2.485
2222	3522	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	1111111	3.864	2.309	3.856	2.101	0.008	0.207	0.022	3.065
1111111	10111	3.856	2.101	3.848	1.969	0.008	0.131	0.023	1.937
1111111	35111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2222	1022	1.381	0.878	1.379	0.849	0.002	0.029	0.009	1.195
10	10102	2.122	1.319	2.119	1.259	0.003	0.060	0.012	1.678
10	10101	2.125	1.357	2.119	1.259	0.006	0.097	0.012	2.776
1	1011	2.372	1.279	2.369	1.209	0.004	0.069	0.013	1.633
11	12	18.832	11.494	18.807	11.458	0.025	0.036	0.108	0.214
12	1212121	9.359	5.552	9.352	5.254	0.007	0.297	0.053	1.770
1212121	10121	9.352	5.254	9.344	5.047	0.008	0.206	0.057	1.187
1212121	27121	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	1212122	9.359	5.552	9.352	5.254	0.007	0.297	0.053	1.770
1212122	27122	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1212122	10122	9.352	5.254	9.344	5.047	0.008	0.206	0.057	1.187
11	1111112	3.856	2.095	3.852	1.969	0.004	0.126	0.021	1.773
1111112	35112	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1111112	10112	3.852	1.969	3.848	1.969	0.004	0.000	0.023	0.094
15	204	28.992	16.023	28.748	15.669	0.244	0.353	0.165	1.363
204	205	16.182	8.876	16.042	8.674	0.139	0.202	0.093	1.385
205	202	8.494	4.718	8.453	4.657	0.042	0.060	0.050	0.783
202	102021	4.212	2.411	4.197	2.151	0.014	0.260	0.025	3.511
202	102022	4.212	2.411	4.197	2.151	0.014	0.260	0.025	3.511
205	102051	3.759	2.231	3.748	2.023	0.011	0.208	0.022	3.195
205	102052	3.759	2.231	3.748	2.023	0.011	0.208	0.022	3.195
204	102041	6.264	3.545	6.246	3.200	0.017	0.344	0.036	3.108
204	102042	6.264	3.545	6.246	3.200	0.017	0.344	0.036	3.108
17	18	0.728	0.417	0.728	0.417	0.000	0.000	0.004	0.003
18	10181	0.722	0.394	0.720	0.370	0.002	0.024	0.004	1.997

ДОДАТОК Н (обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**РОЗВИТОК МУРОВАНО-КУРИЛОВЕЦЬКИХ МЕРЕЖ З ДОСЛІДЖЕННЯМ
ПРИСТРОЇВ ГРОЗОЗАХИСТУ**

(Назва магістерської кваліфікаційної роботи або проєкту)

Студент _____
(підпис)

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

(прізвище, ініціали)



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

Магістерська кваліфікаційна робота на тему:

**РЕКОНСТРУКЦІЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ В
УМОВАХ РОЗБУДОВИ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

Виконав: студент 2 курсу групи ЕСМ-22м
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи та
мережі».

Кокіза І.О.

Керівник:

к.т.н., доц., Собчук Н. В.

Вінниця 2023

2

План

- Актуальність
- Стиржневі блискавковідводи
- Одиничний стиржневий блискавковідвід
- Двох стиржневий блискавковідвід
- Конструкція ОПН
- Обмежувачі перенапруг нелінійні
- ОПН

Актуальність

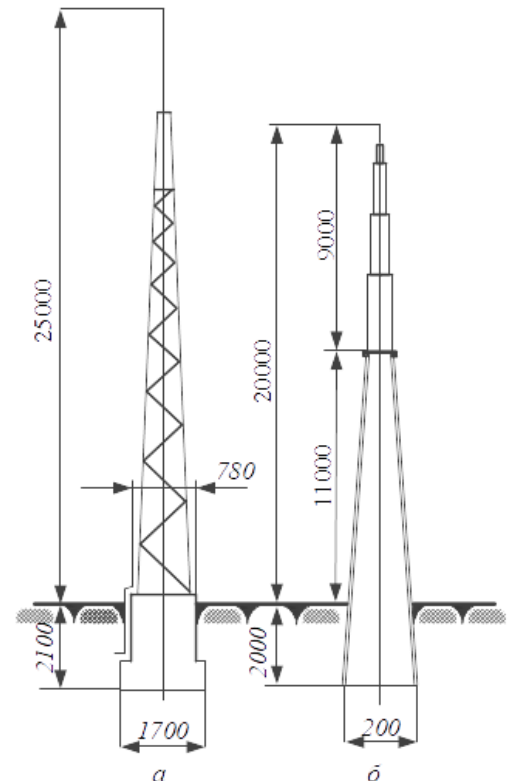
В Україні гроза значно впливає на роботу систем електропостачання в цілому. Попадання блискавки у ЛЕП може пошкодити як самі лінії, так і електрообладнання підстанцій. Грозові розряди також завдають значного матеріального збитку.



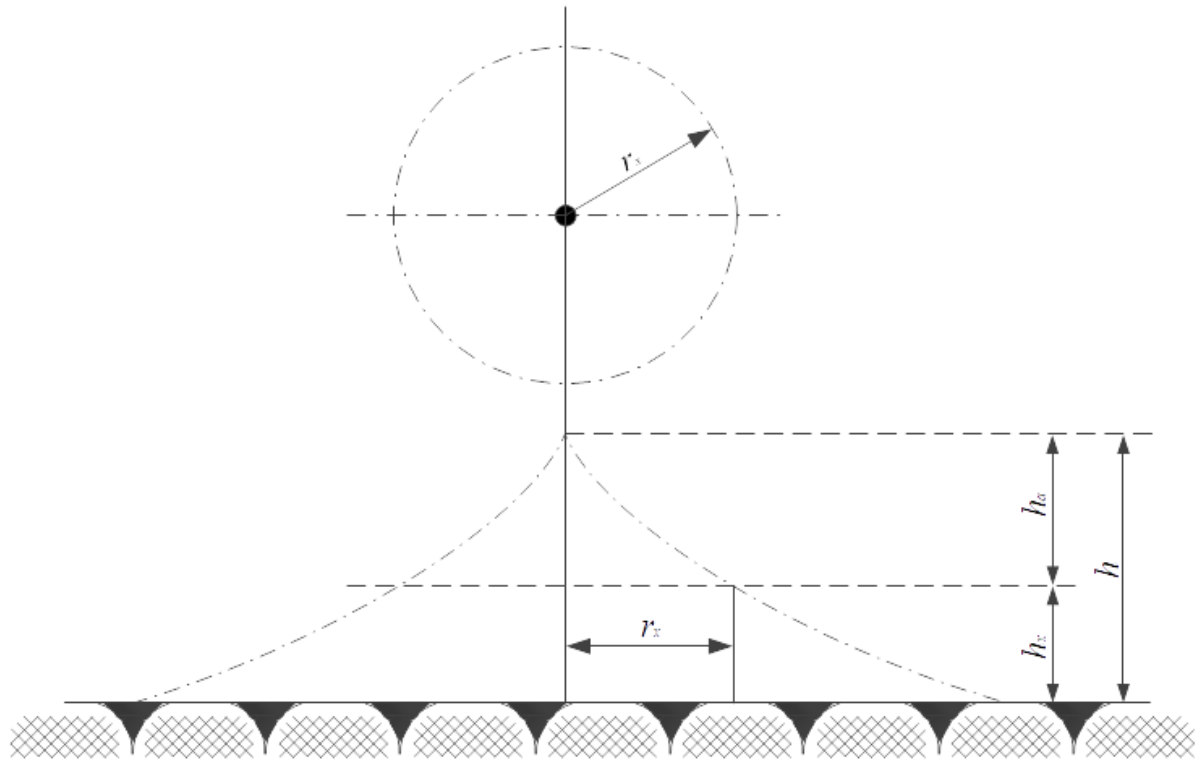
Багаторічне зростання грозової активності в більшості регіонів України підтверджує нагальну необхідність заходів з посилення блискавкозахисту електричних об'єктів

Стиржневі блискавковідводи

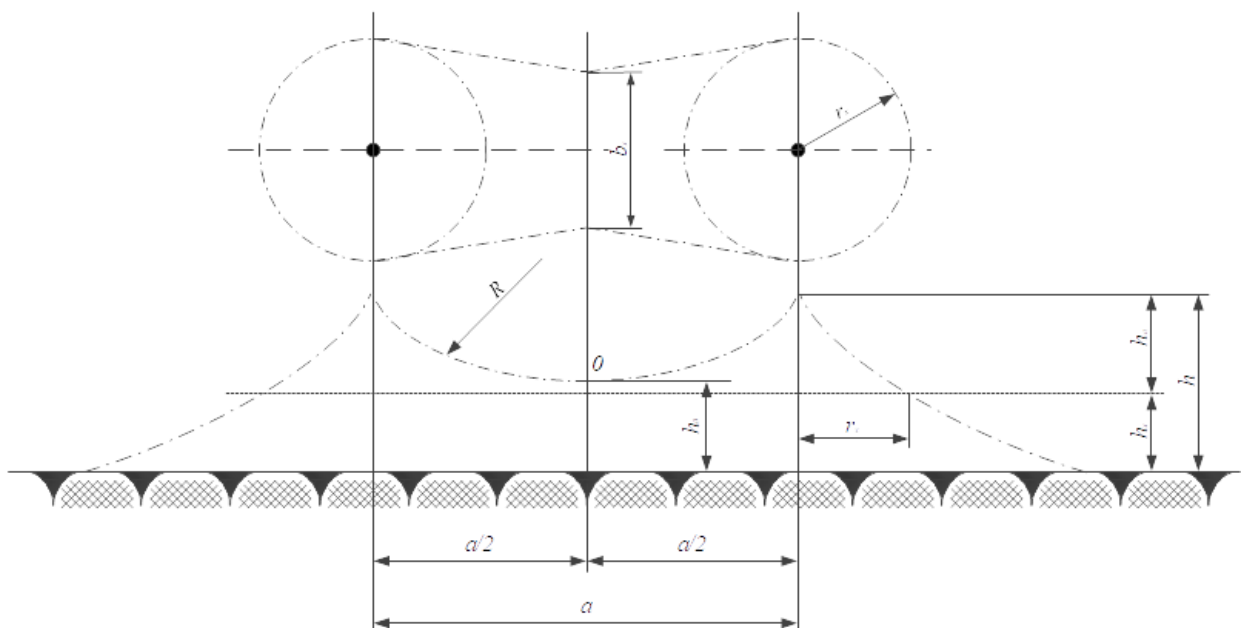
а — металевий;
б — залізобетонний.



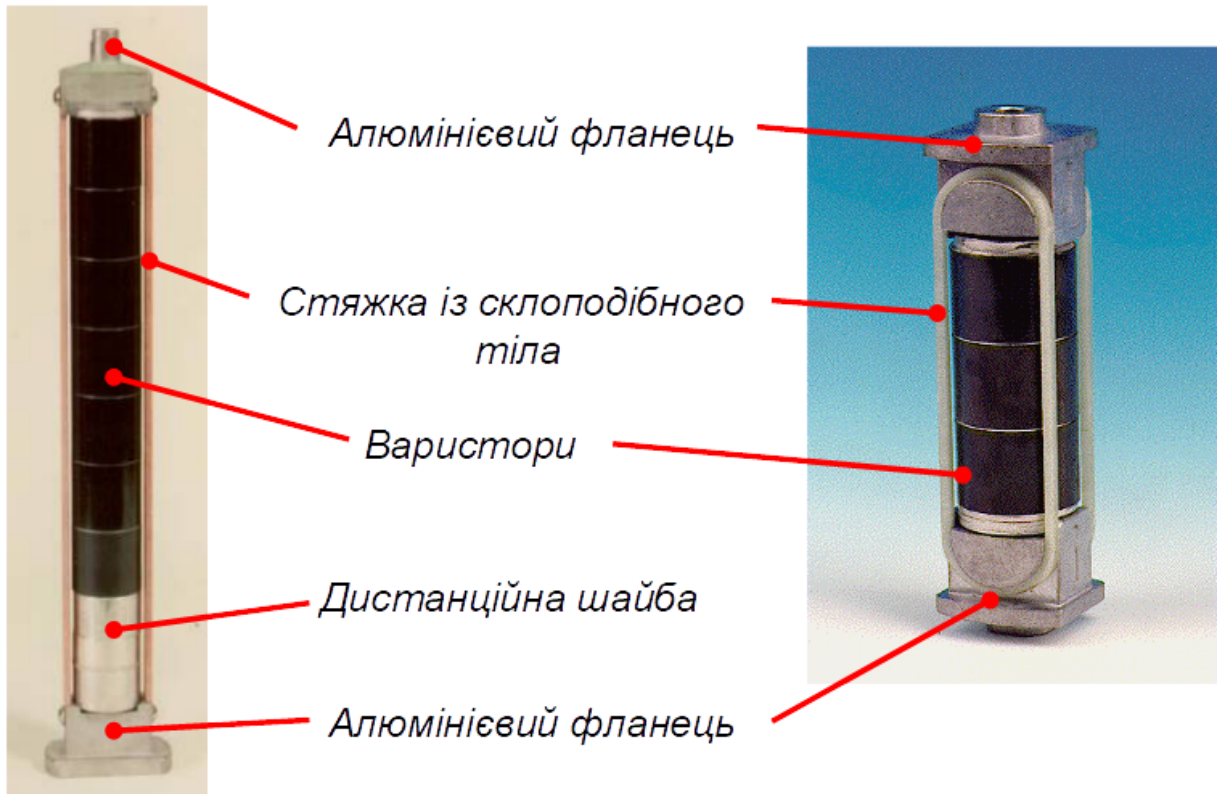
Одиничний стержневий блискавковідвід



Двох стержневий блискавковідвід



Конструкція ОПН



Обмежувачі перенапруг нелінійні



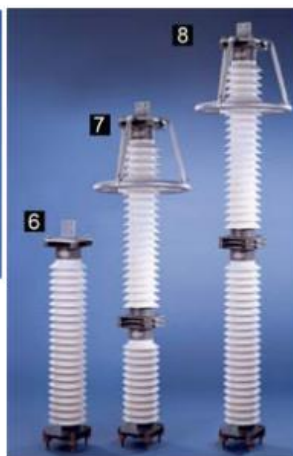
ОПН



ОПН 3-10 кВ



ОПН 25-35 кВ



ОПН 110-220 кВ



ОПН 330-500 кВ



ОПН 750 кВ

Дякую за увагу!