

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням методів
діагностування елегазових вимикачів»**

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Bojko Бойко О.О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Малогулко Ю. В.
(прізвище та ініціали)

« 31 » 05 2023 р.

Опонент: К.т.н., доц. каф. ЕССЕМ
Шевченко М.А.
(прізвище та ініціали)

« 05 » 06 2023 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)



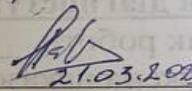

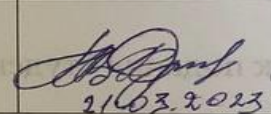

« 02 » 06 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

частина. 9. Дослідження методів діагностування елегазових вимикачів.
 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Спир
 використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язков
 креслень) 2. Актуальність. 3. Оптимізація схеми електричної мережі
 допомогою симплекс-методу. 4. Вибір оптимальної схеми розвитку електрич
 мережі методом динамічного програмування. 5. Визначення конструктивн
 параметрів ЛЕП. 6. Вибір потужності трансформаторів на споживальн
 підстанціях. 7. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 8. Дослідженн
 методів діагностування елегазових вимикачів. 9. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Малогулко Ю.В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 20.03.2023	 31.05.23
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О.Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС	 21.03.2023	 31.05.23
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 21.03.2023	 31.05.2023

7. Дата видачі завдання 20.03.2023 року

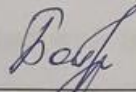
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Прі мін
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	01.12.22	01.02.23	Вик
2	Прогнозування електричних навантажень	02.02.23	12.02.23	Вик
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі.	13.02.23	04.03.23	Вик
4	Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування	05.03.23	04.04.23	Вик
5	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	05.04.23	02.05.23	Вик
6	Вибір схем розподільних пристроїв	03.05.23	12.05.23	Вик

	підстанцій. Оцінювання балансу потужностей			
7	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Дослідженням методів діагностування елегазових вимикачів.	13.05.23	16.05.23	Век
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	17.05.23	25.05.23	Век
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.05.23	31.05.23	Век
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.06.23	06.06.23	Век
	Рецензування МКР	07.06.23	09.06.23	Век
	Захист МКР	05.06.23	26.06.23	Век

Студент

Керівник роботи



 (підпис)

О. О. Бойко

Ю. В. Малогулко

АНОТАЦІЯ

Бойко Оксана Олексіївна «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням методів діагностування елегазових вимикачів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 92 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 16 назв; рис.: 17; табл. 29.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено прогнозування електричних навантажень, розраховано режим існуючої мережі, сформовано максимальний граф електричної мережі. Визначено оптимальну схему електричної мережі та вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибрано потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та схеми розподільних пристроїв підстанцій. Оцінено баланс потужностей. Розраховано та проаналізовано усталені режими електричної мережі. Визначено оптимальний варіант розвитку мережі. Проведено дослідження методів діагностування елегазових вимикачів.

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

ABSTRACT

Boyko Oksana «The development of a fragment of the electrical network with the study of methods of diagnosing electric and gas switches». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2023. 92 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 16 titles; fig.: 17; tabl. 29.

In the master's qualification work forecasting of electric loads is carried out, the mode of an existing network is calculated, the maximum graph of an electric network is formed. The optimal scheme of the electric network is determined and the optimal scheme of electric network development is chosen by the method of dynamic programming. The power of transformers at consumer substations and schemes of switchgear of substations are selected. Capacity balance estimated. The established modes of the electric network are calculated and analyzed. The optimal variant of network development is determined. The calculation for overhead lines with voltage by 110 kV.

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

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП	6
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	10
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	11
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	13
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	15
2.1 Лінеаризація цільової функції	15
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	19
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	25
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	25
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	30
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	32
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	35
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	38
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	39
5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	39
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	40
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	44
6.1 Визначення балансу потужностей на шинях джерела живлення	44
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	46
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	46
7.2 Регулювання напруги у мережі	47
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	51
9 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	69
9.1 Комплексний метод діагностування та алгоритм випробовувань елегазового вимикача	73
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	76
10.1 Задача розділу	76
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням елегазового вимикача	77
10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ	78

10.4	Метеорологічні умови	80
10.5	Склад повітря робочої зони	82
10.6	Розрахунок захисного заземлення	82
10.7	Розрахунок захисного заземлення	85
	ВИСНОВКИ	89
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	91
	ДОДАТКИ	93
	Додаток А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	
	Додаток Б Технічне завдання МКР	
	Додаток В Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	
	Додаток Г Результати розрахунків	

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВН	- висока напруга;
ВРП	- відкритий розподільний пристрій;
ЕМ	- електрична мережа;
ЗРП	- закритий розподільний пристрій;
КЗ	- коротке замикання;
ЛЕП	- лінія електропередавання;
МКР	- магістерська кваліфікаційна робота;
МЧА	- метод частотного аналізу;
НН	- низька напруга;
НС	- надзвичайна ситуація;
ОРСЦЗ	- оперативно-рятувальна служба цивільного захисту;
ПБЗ	- перемикання без збудження;
ПС	- підстанція;
ПУЕ	- правила улаштування електроустановок;
РП	- розподільчий пристрій;
РПН	- регулювання під навантаженням
СА	- симплекс-алгоритм;
СЕС	- сонячна електрична станція;
СМ	- симплекс-метод.

ВСТУП

Актуальність теми. При розробці нових та розширенні існуючих електричних мереж необхідно враховувати різноманітні фактори, починаючи від надійного та якісного електропостачання і до застосування передових принципів конструкції. Ця задача потребує комплексного підходу і контролю різних аспектів, що визначатимуть техніко-економічну доцільність мережі, оптимальний рівень експлуатації та управління з мінімальними витратами.

У той же час, будівництво мережі завжди має свою специфічну мету, відповідно до якої виконується прогноз майбутнього розвитку або розширення мережі. Цей прогноз встановлює певні додаткові обмеження та вимоги, які враховуються при проектуванні та будівництві мережі.

При розробці детальних розрахункових режимів для перспективного планування враховуються наступні фактори:

- Зміни навантаження та генерації протягом доби і року.
- Погодні умови, які впливають не лише на попит на електроенергію, але все більше також на технічні характеристики елементів енергосистеми.
- Перспективний режим, що описує конкретні умови, які можуть виникнути в рамках заданого сценарію, включаючи:
 - Реалізацію конкретних випадкових подій, часто пов'язаних з кліматичними умовами, таких як сила вітру, рівень водосховищ гідроелектричних станцій, температура тощо, або відключення електростанцій (будь то невідворотні або заплановані).
 - Відповідне розподілення всіх генеруючих блоків, засноване на моделюванні ринку або структурі покриття навантаження. В даний час застосовуються структури покриття навантаження.
 - Докладне розташування об'єктів генерації.
 - Докладне розташування споживання з урахуванням типових графіків або нерівномірності навантаження по регіонах.

- Припущення щодо розвитку мереж.

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

Для нового будівництва електричних мереж з напругою від 6 кВ до 750 кВ існують типові схеми розподільних установок, які детально описані в "Правилах улаштування електроустановок" в таблицях 4.2.10-4.2.13. Ці схеми повинні використовуватися під час будівництва. Перед початком будівництва рекомендується використовувати математичні методи для визначення найоптимальніших конфігурацій мережі за різними критеріями.

До таких методів належать:

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

Надійне електропостачання споживачів може бути забезпечене лише за умови надійної роботи всього спектру обладнання енергосистеми. Зазвичай особлива увага приділяється обладнанню, яке забезпечує ліквідацію аварій та відновлення нормального режиму роботи для залишкового обладнання. Високовольтні вимикачі, які мають головну функцію відключення

пошкоджених елементів електропостачальної схеми та ліквідацію коротких замикань, також входять до цього обладнання.

Одним з основних завдань діагностики є запобігання аварійним відмовам устаткування, визначення його стану та прогнозування залишкового ресурсу. Оперативні методи діагностики газоізолюваного та оливо-наповненого устаткування ґрунтуються на фізико-хімічних методах.

Строгі вимоги до надійності роботи високовольтних вимикачів лежать в основі високих вимог до діагностичних систем, які використовуються для перевірки їх працездатності. Оскільки багато вимикачів в Україні вже перевищили свій паспортний ресурс або його наближаються до кінця, проблема їх діагностики стає особливо актуальною. На сьогоднішній день існує багато методів і засобів діагностики вимикачів, деякі з яких також використовуються в Україні.

Діагностика елегазових вимикачів включає в собі використання різних методів та технік для визначення стану цих пристроїв. Деякі з методів діагностики елегазових вимикачів включають:

1. Аналіз газової хроматографії: Вимірювання та аналіз газів, що виділяються під час роботи вимикача, може допомогти виявити наявність дефектів або проблем у системі.
2. Ультразвукова діагностика: Використання ультразвукових хвиль для виявлення фізичних аномалій, таких як тріщини або вимкнені контакти.
3. Інфрачервона термографія: Вимірювання теплового випромінювання для виявлення незвичайної температури або гарячих точок, що можуть свідчити про проблеми з елегазовим вимикачем.
4. Акустична діагностика: Вимірювання звукових хвиль для виявлення аномалій у роботі вимикача, таких як стуки, тріщини або витоки газу.
5. Вібраційний аналіз: Вимірювання вібраційних сигналів для виявлення несправностей або неправильної роботи вимикача.

Ці методи можуть використовуватися окремо або в комбінації, залежно від конкретної ситуації та вимог діагностики елегазових вимикачів.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження методів діагностування елегазових вимикачів при розвитку електричної мережі.

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

- визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі;
- на основі аналізу основних техніко-економічних показників роботи фрагменту електричної мережі визначити доцільність виконання оптимізації;
- провести аналіз методів діагностування елегазових вимикачів.

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

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

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

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

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

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

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

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 907, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1829146. \end{cases}$$

звідки $a' = -2813,45$, $b' = 1,442$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,442T - 2813,45$$

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

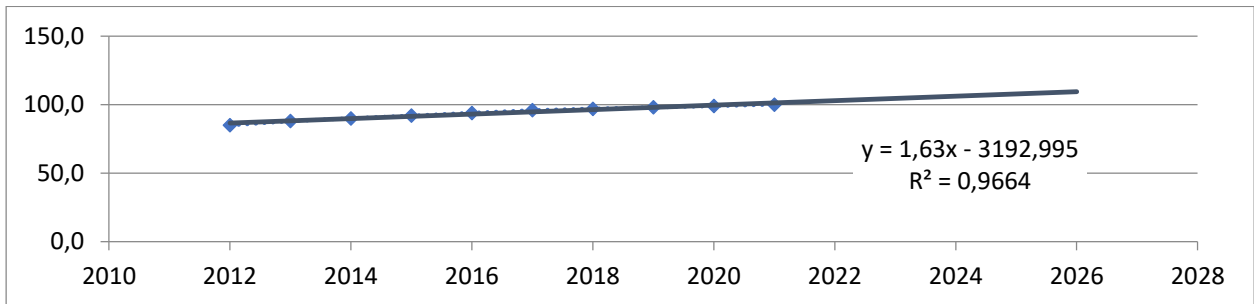


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Після аналізування даного графіка (рис. 1.1), можна зробити висновок, що прогнозується збільшення сумарного навантаження, враховуючи прогноз на 2026 рік, до 109,4% від проектної потужності електромережі, що на 9,4% більше. Отже, для забезпечення надійності та якості електропостачання необхідно прийняти заходи, такі як перевірка відповідності прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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

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

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

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

- в лініях електропередач – 1,67 МВт;
- в трансформаторах – 1,25 МВт з них холостого ходу 0,56 МВт та навантажувальні 1,58 МВт.

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	108-12	12-107	105-104	8-105
Марка проводу	АС-150	АС-150	АС-150	АС-120
Допустимий струм,	450	450	450	390
Розрах. струм, А	120	99	17	18

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	300	13	108	107
Напруга вузла, кВ	116	114,44	114,44	114,4

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість

транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

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

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

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

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 300 – Бар з рівнем напруги 116 кВ; вузол № 13 з рівнем напруги 114,44 кВ, №107 – 114,44 кВ.

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

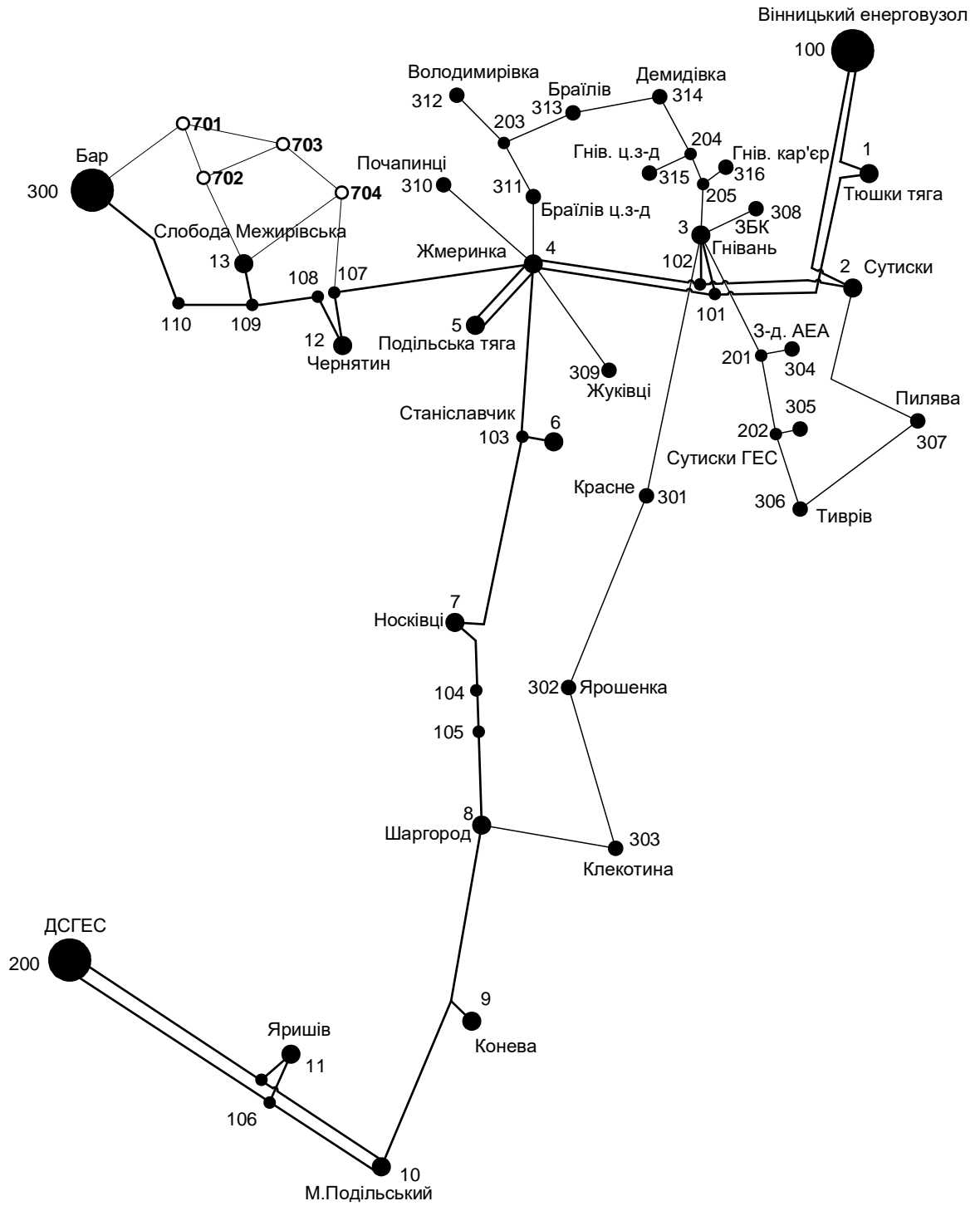


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж потрібно забезпечити пошук найкращого варіанту проекту з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Разом з тим мають виконуватись різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки вибір конфігурації та напруги мереж, але й параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Неможливо вирішити ці питання одночасно у вигляді єдиної математичної моделі. Тому процес проектування розбивається на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

2.1 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимальності. В даному випадку за критерій найкраще вибрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Отже, для моделювання процесу розвитку електричної мережі, функція мети може бути виражена як нелінійна функція з лінійними та нелінійними обмеженнями на змінні P_i .

Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

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

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

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

Згідно ПУЕ на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км. Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (4720 год/рік для $T_{нб} = 5400$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Максимальний граф для зручності було розбито на 2 ділянки, тому результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1 – 2.6.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	$U_{ном}$, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. б, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
300	701	1,2	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	0,613	3687,1
13	704	1,5	9	110	1573,680	0,131	4532,2	0,767	4608,9
13	702	1,2	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	0,613	3687,1
107	704	1,3	7,8	110	1573,680	0,131	3927,9	0,664	3994,3
701	702	0,7	4,2	110	1573,680	0,131	2115,0	0,358	2150,8
702	703	1,1	6,6	110	1573,680	0,131	3323,6	0,562	3379,8
703	704	1,1	6,6	110	1573,680	0,131	3323,6	0,562	3379,8
701	703	1,3	7,8	110	1573,680	0,131	3927,9	0,664	3994,3

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (поужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (поужність 1.2P), тис. грн	Коефіцієнт a1, тис. грн	Коефіцієнт b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (поужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (поужність 1.2P), тис. грн
300-701	1,2	10,8	3696,6	3671,1	3727,8	3625,8	6,593	3696,6	3682,5
13-704	1,5	10,8	4620,8	4588,9	4659,8	4532,2	8,241	4620,8	4603,1
13-702	1,2	10,8	3696,6	3671,1	3727,8	3625,8	6,593	3696,6	3682,5
107-704	1,3	10,8	4004,7	3977,0	4038,5	3927,9	7,142	4004,7	3989,3
701-702	0,7	10,8	2156,4	2141,5	2174,6	2115,0	3,846	2156,4	2148,1
702-703	1,1	10,8	3388,6	3365,2	3417,2	3323,6	6,043	3388,6	3375,6
703-704	1,1	10,8	3388,6	3365,2	3417,2	3323,6	6,043	3388,6	3375,6
701-703	1,3	10,8	4004,7	3977,0	4038,5	3927,9	7,142	4004,7	3989,3

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

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

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$ (частина 1)

Назва ЛЕП	Дов-жина, км	Орієн-товна пот. Р, що переда-ється по ЛЕП, МВт	Дискон-товані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дискон-товані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дискон-товані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дискон-товані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дискон-товані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дискон-товані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
300-701	1,2	10,8	3696,6	3683,2	3711,5	343,9	3696,6	3327,0	4066,3
13-704	1,5	10,8	4620,8	4604,0	4639,4	429,8	4620,8	4158,7	5082,9
13-702	1,2	10,8	3696,6	3683,2	3711,5	343,9	3696,6	3327,0	4066,3
107-704	1,3	10,8	4004,7	3990,1	4020,8	372,5	4004,7	3604,2	4405,2
701-702	0,7	10,8	2156,4	2148,5	2165,0	200,6	2156,4	1940,7	2372,0
702-703	1,1	10,8	3388,6	3376,2	3402,2	315,2	3388,6	3049,7	3727,4
703-704	1,1	10,8	3388,6	3376,2	3402,2	315,2	3388,6	3049,7	3727,4
701-703	1,3	10,8	4004,7	3990,1	4020,8	372,5	4004,7	3604,2	4405,2

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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

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

мінімізувати

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

при обмеженнях:

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

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

1. I-ий етап СМ включає процес приведення системи обмежень та цільової функції до канонічного вигляду.
2. II-ий етап СМ включає оптимізацію цільової функції, яка була отримана на першому етапі. Це досягається за допомогою Симплекс-алгоритму (СА).

Використання СМ для розв'язання задачі вибору оптимальної схеми ЕМ має низку особливостей:

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_j функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Оскільки модель була побудована з урахуванням заданих напрямків потужності в максимальному графі, може виникнути ситуація, коли деякі змінні приймають від'ємні значення. Це протиріччя може бути вирішено шляхом введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. рис. 2.1 та 2.5.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	300-701	13-704	13-702	107-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	701-703	703-701	0-0	0-0		
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	-1	1	0	0	12,30	12,30
702	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	6,10	6,10
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	1	-1	0	0	-7,50	-7,50
704	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	3,10	3,10
Коефіцієнти цільової функції	339,323	1464,376	1038,078	1124,584	605,545	605,545	951,571	548,284	951,571	951,571	1124,584	2806,577	0,000	0,000		0,000
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																0,000

Рисунок 2.1 – Вихідні дані для розв’язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця 1)

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	300-701	13-704	13-702	107-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	701-703	703-701	0-0	0-0		
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	-1	1	0	0	12,30	0,00
702	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	6,10	0,00
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	1	-1	0	0	-7,50	0,00
704	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	3,10	0,00
Коефіцієнти цільової функції	339,323	1464,376	1038,078	1124,584	605,545	605,545	951,571	548,284	951,571	951,571	1124,584	2806,577	0,000	0,000		10762,199
Потужності ЛЕП	12,300	0,000	0,000	1,700	0,000	0,000	0,000	6,100	1,400	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	3625,759	0,000	0,000	3927,906	0,000	0,000	0,000	3323,612	3323,612	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		14200,890
Змінні складові витрат	92,783	0,000	0,000	1,920	0,000	0,000	0,000	20,918	1,102	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		116,723
Дисконтовані витрати, тис. грн																14317,613

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	300-701	13-704	13-702	107-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	701-703	703-701	0-0	0-0		
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	-1	1	0	0	12,30	0,00
702	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	6,10	0,00
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	1	-1	0	0	-7,50	0,00
704	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	3,10	0,00
Коефіцієнти цільової функції	302,320	1297,597	1038,078	2311,662	605,545	605,545	951,571	548,284	2374,796	951,571	1124,584	1124,584	0,000	0,000		12236,793
Потужності ЛЕП	10,900	3,100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6,100	0,000	0,000	0,000	1,400	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	3625,759	4532,199	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3323,612	0,000	0,000	0,000	3927,906	0,000	0,000		15409,476
Змінні складові витрат	72,864	7,367	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	20,918	0,000	0,000	0,000	1,302	0,000	0,000		102,451
Дисконтовані витрати, тис. грн																15511,927

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

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	12-603	300-602	11-603	10-602	603-602	602-603	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0				
601	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	
602	0	1	0	1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,20	0,00	
603	1	0	1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,30	0,00	
604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	124,750	1580,152	884,885	1390,534	211,112	632,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			6649,120	
Потужності ЛЕП	22,500	0,000	0,000	0,000	18,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	2467,530	0,000	0,000	0,000	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			5992,574	
Змінні складові витрат	339,350	0,000	0,000	0,000	317,196	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			656,546	
																		6649,120

Дисконтовані витрати, тис. грн

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант

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

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

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

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 701-702 довжиною 4,2 км. тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

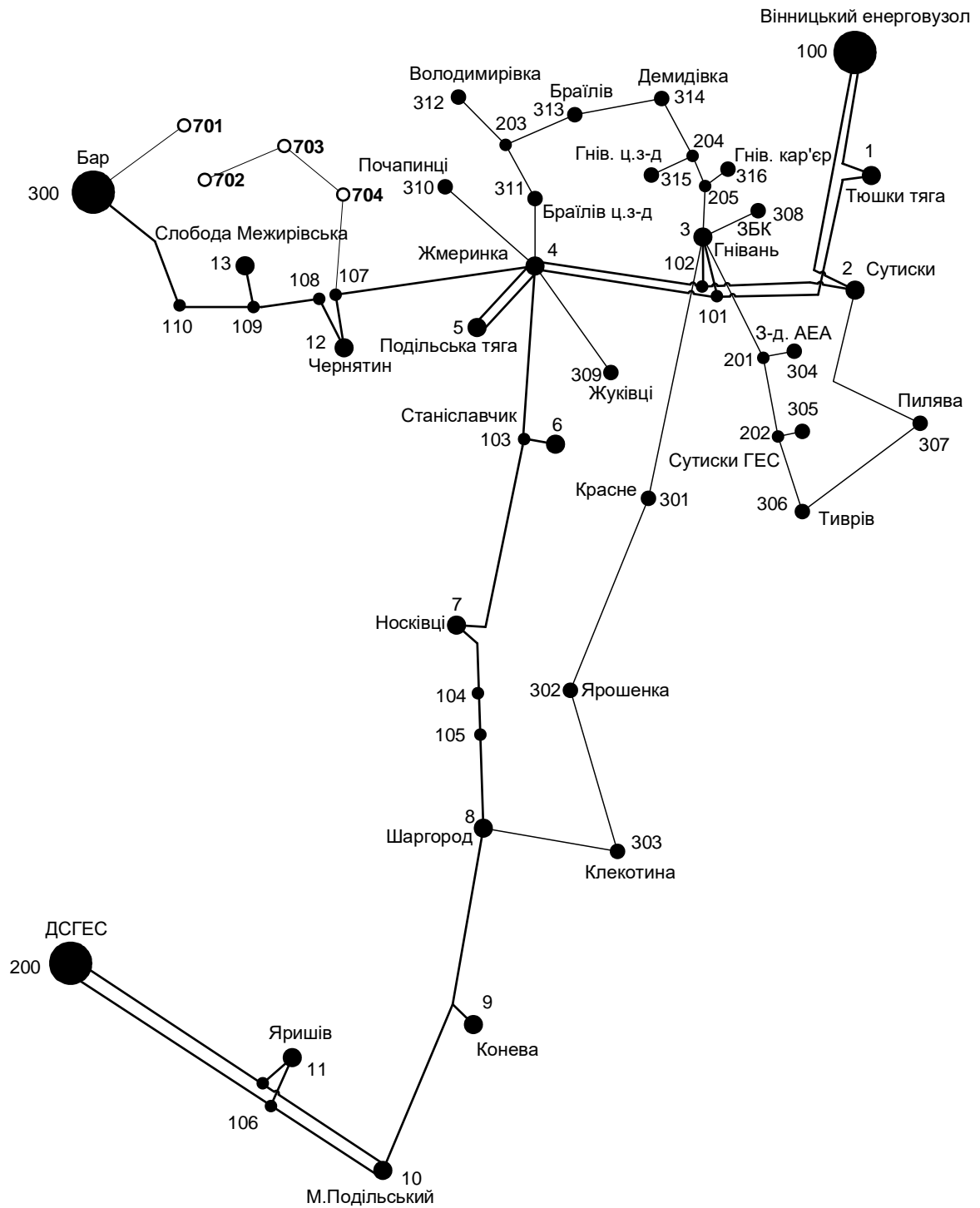


Рисунок 2.5 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за
симплекс-методом

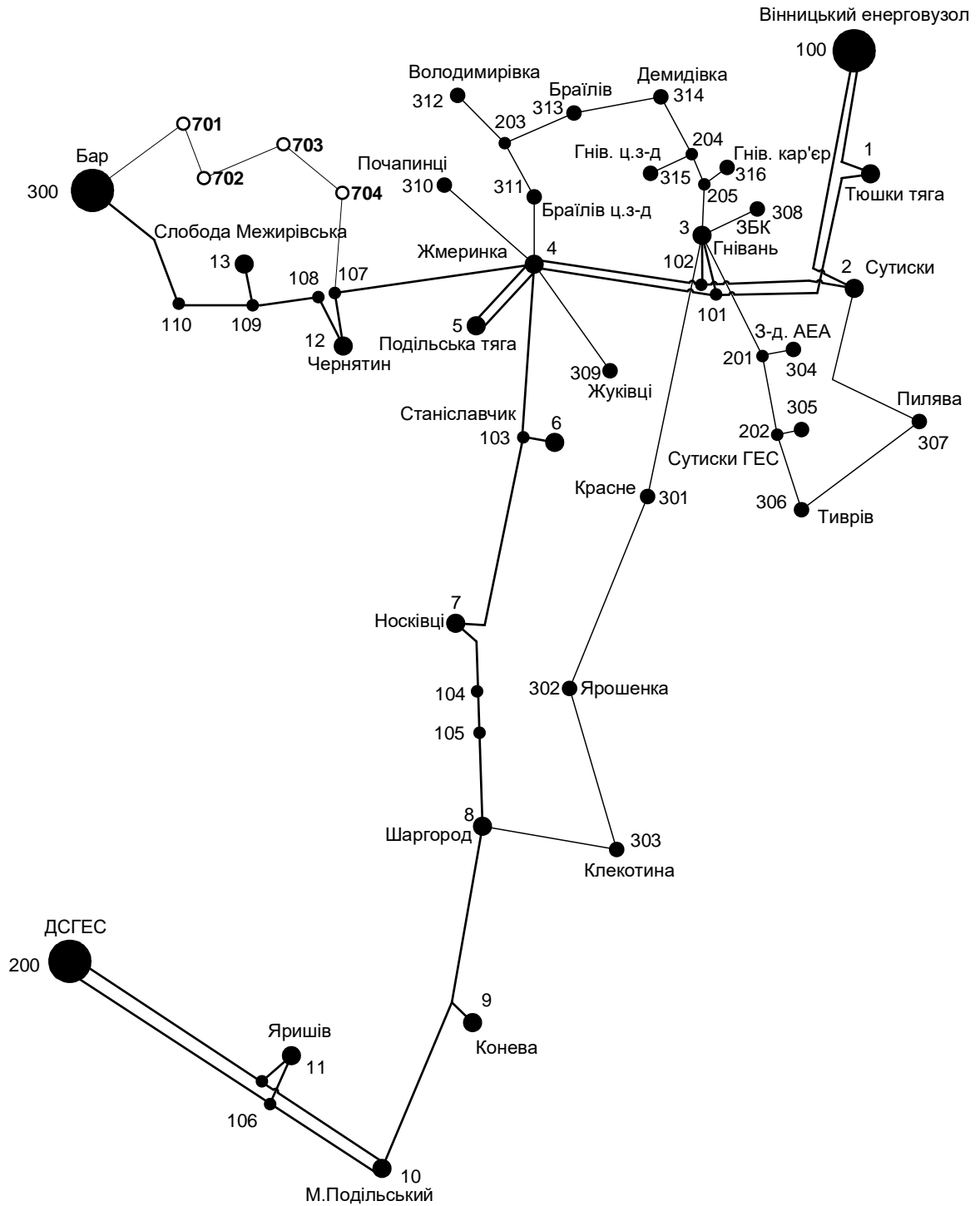


Рисунок 2.6 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

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

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

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

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

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 40$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За чотири роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію до пунктів 300-701. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{101-501} = 7,2 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

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

Другий крок. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому кроці. І так само для кожного варіанту другого року враховується обмеження по введений довжині лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 701-702, 702-703 та 703-704 . Результати розрахунків подано в табл.3.2.

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 704-107. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
1	1	300-701	7,2	20,12	11,4	12952,32	20371,64	16976,36	16976,36
		701-702	4,2	6,67		7419,317			
	2	107-704	7,8	8,2	14,4	13794,7	25440,95	21200,79	21200,79
		704-703	6,6	4,81		11646,24			
	3	300-701	7,2	11,92	18	12782,07	31857,9	26548,25	26548,25
		701-702	4,2	1,53		7403,385			
		702-703	6,6	8,2		11672,44			
	4	107-704	7,8	1,86	21	13749,93	37042,75	30868,95	30868,95
		704-703	6,6	1,53		11633,89			
		703-702	6,6	6,67		11658,93			
	5	300-701	7,2	13,45	15	12807,22	26562,79	22135,66	22135,66
		107-704	7,8	3,39		13755,57			
	6	300-701	7,2	13,45	7,2	12807,22	12807,22	10672,69	10672,69
	7	107-704	7,8	3,39	7,8	13755,57	13755,57	11462,97	11462,97

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
2	11	702-703	6,6	2,08	21	11635,07	37110,73	25771,34	42747,7
		703-704	6,6	10,26		11695,03			
		704-107	7,8	6,87		13780,63			
	12	702-703	6,6	4,81	13,2	11646,24	23285,57	16170,53	33146,9
		703-704	6,6	3,39		11639,33			
	13	107-704	7,8	4,81	14,4	13763,74	25436,18	17664,02	34640,38
		703-704	6,6	8,2		11672,44			
	21	702-703	6,6	2,08	18	11635,07	32076,16	22275,11	43475,9
		701-702	4,2	8,75		7431,441			
		300-701	7,2	22,21		13009,65			
	22	702-703	6,6	20,12	10,8	11872,96	19343,84	13433,22	34634,01
		702-701	4,2	13,45		7470,881			
	23	300-701	7,2	20,12	11,4	12952,32	20371,64	14146,97	35347,76
		701-702	4,2	6,67		7419,317			
31	703-704	6,6	10,26	14,4	11695,03	25475,66	17691,43	44239,68	
	704-107	7,8	6,87		13780,63				
41	701-702	4,2	8,75	19,2	7431,441	20441,09	14195,2	45064,16	
	701-300	7,2	22,21		13009,65				
t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
	51	701-702	4,2	8,75	17,4	7431,441	30761,54	21362,18	43497,84
		702-703	6,6	2,08		11635,07			
		703-704	6,6	10,26		11695,03			
	61	701-702	4,2	1,86	17,4	7403,808	30689,38	21312,07	31984,75
		702-703	6,6	4,81		11646,24			
		703-704	6,6	3,39		11639,33			
	62	107-704	7,8	1,86	21	13749,93	37042,75	25724,13	36396,82
		703-704	6,6	1,53		11633,89			
		703-702	6,6	6,67		11658,93			
	71	704-703	6,6	10,26	24,6	11695,03	43771,19	30396,66	41859,63
		703-702	6,6	2,08		11635,07			
		702-701	4,2	8,75		7431,441			
		300-701	7,2	22,21		13009,65			

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
3	121	704-107	7,8	6,87	7,8	13780,63	13780,63	7974,903	41121,8
	131	702-703	6,6	2,08	6,6	11635,07	11635,07	6733,258	41373,64
	221	300-701	7,2	22,21	7,2	13009,65	13009,65	7528,732	42162,74
	231	702-703	6,6	2,08	6,6	11635,07	11635,07	6733,258	42081,02
	611	704-107	7,8	6,87	7,8	13780,63	13780,63	7974,903	39959,66
	621	701-702	4,2	8,75	4,2	7431,441	7431,441	4300,602	40697,42

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 3.3 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 611. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 611 приєднання підстанцій 701, 702, 703, 704 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому, другому та третьому роках. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.4.

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

варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
611	704-107	7,8	6,87	7,8	13780,63	13780,63	7974,90	39959,65
61	701-702	4,2	1,86	17,4	7403,80	30689,37	21312,0	31984,75
	702-703	6,6	4,81		11646,2			
	703-704	6,6	3,39		11639,3			
6	300-701	7,2	22,21	7,2	13009,65	13009,65	10841,37	10841,37

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

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

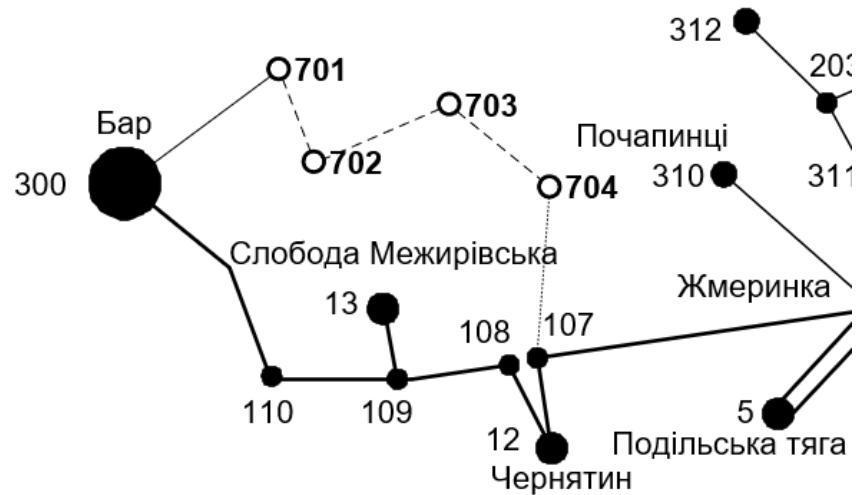


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

На першому році:

————— будівництво лінії електропередач: 300-701;

На другому році:

----- будівництво ліній електропередач: 701-702, 702-703 та 703-704;

На третьому році:

----- будівництво ліній електропередач: 704-107.

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

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

$$I_{\Sigma(5)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (3.5)$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки $T_{\text{нб}} < 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_1 = 1$.

$$I_{\text{розр}300-701} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{25,7}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 134,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-702} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{10,72}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 56,26 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}702-703} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{3,47}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 18,22 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}703-704} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{10,7}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 56,1 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}704-107} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{7,05}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 37,02 \text{ (A)}.$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження $T_{\text{нб}}$ (5400 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 3.6:

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

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

$$F_{\text{розр}300-701} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{134,8}{0,7} = 192,5 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}701-702} = \frac{56,26}{0,7} = 80,4 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}702-703} = \frac{18,2}{0,7} = 26,03 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}703-704} = \frac{56,1}{0,7} = 80,15 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}704-7} = \frac{37,02}{0,7} = 52,9 (\text{мм}^2).$$

Згідно ПУЕ мережу 110 кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19, отже приймаємо АС-120/19 для усіх ділянок мережі, окрім 602-10, тут приймаємо АС 240/39.

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

1й – розрив лінії 300-701;

2й – розрив лінії 300-701 та відсутня генерація на СЕС (703);

3й – розрив лінії 704-107;

4й – розрив лінії 704-107 та відсутня генерація на СЕС (703);

5й – розрив лінії 703-074;

6й – розрив лінії 503-504.

Отримані результати представлені у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Марка проводу
300-701	0	0	19,17	137,9	81,9	119,01	137,9	605	АС-240/39
701-702	79,316	79,32	26,55	58,35	19,1	39,6	79,32	390	АС-120/19
702-703	119,2	119,22	26,1	19,04	42,9	0	119,2		АС-120/19
703-704	82,83	119,27	19,5	19,5	0	42,9	119,27		АС-120/19
704-107	214,72	139,4	0	0	19,5	25,52	214,72		АС-120/19

При оцінці відповідності провідників для мережі 110 кВ згідно Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), рекомендується використовувати провід АС 240/39. Однак, також допускається використання проводу АС-120/19. За результатами порівняння струмів у випадку аварійних ситуацій з допустимими значеннями струмів для проводу АС-120/19, було прийнято рішення використовувати провід АС-120/19. Це рішення було прийняте через те, що провід АС-120/19 повністю задовольняє вимогам нормативних документів..

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

В роботі не включено детального аналізу можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з урахуванням графіка роботи, коефіцієнта початкового навантаження та температури навколишнього середовища. З цієї причини в практиці проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може бути вибрана з урахуванням допустимого перевантаження після аварійних режимів на 40% протягом максимальної загальної добової навантаженості, тривалістю не більше 6 годин, впродовж не більше 5 днів.

Вибір трансформаторів здійснюється згідно таких критеріїв:

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

Вибір трансформаторів здійснюється на підставі наступного виразу:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{P_{\text{max}}}{1,4 \cdot (n_{\text{т}} - 1)} \quad (4.1)$$

де $n_{\text{т}}$ - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 601 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{18,48}{1,4 \cdot (2-1) \cdot 1} = 10,8 \text{ (МВА)}.$$

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

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

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
702	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
703	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
704	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

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

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{15,11}{2 \cdot 10} = 0,76 \leq 0,7 - 0,8.$$

$$K_{з2.па} = \frac{7,6}{2 \cdot 6,3} = 0,7 \leq 0,7 - 0,8.$$

$$K_{з3.па} = \frac{8,2}{2 \cdot 6,3} = 0,7 \leq 0,7 - 0,8.$$

$$K_{з4.па} = \frac{3,76}{2 \cdot 2,5} = 0,75 \leq 0,7 - 0,8.$$

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

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

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

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

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

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

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

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів було обрано схему «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис. 5.1).

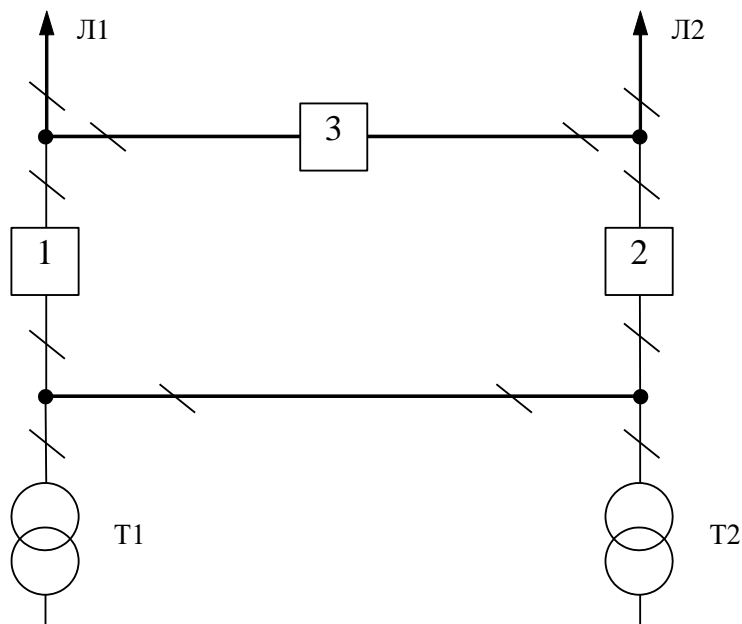


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

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

5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Бар (вузол 300) пропонується залишити наявну схеми, а саме «Дві робочі і обхідна системи шин» (рис. 5.2). Дана схема має можливість жити до 12 приєднань, а отже забезпечує перспективний розвиток.

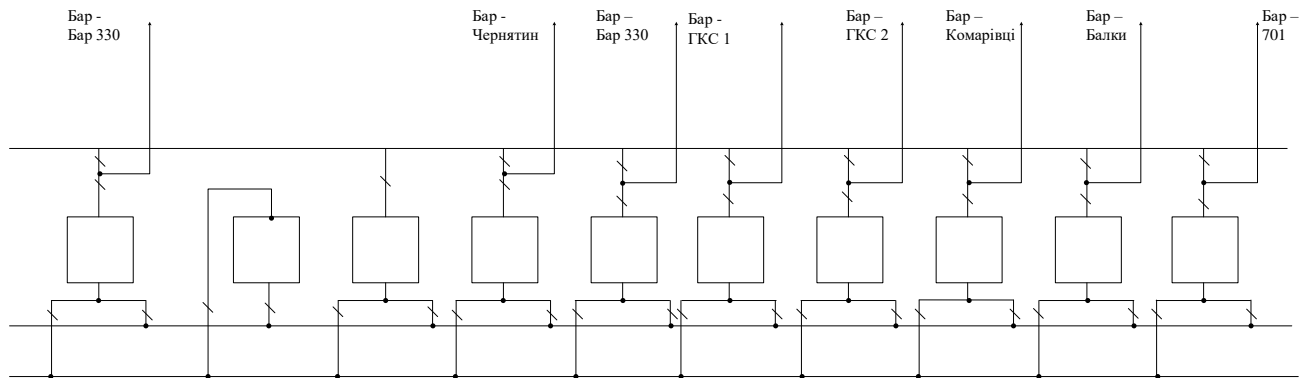


Рисунок 5.2 – Дві робочі і обхідна системи шин

Нова мережа має двобічне живлення, то для її приєднання можна використати найпростіші схеми. Тому для підстанції «Бар» залишаємо схему «Дві робочі і обхідна системи шин», а для 107 – відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Виконання розрахунків надійності схем розподільчих пристроїв (РП) включає в себе оцінку ймовірностей відключень елементів (таких як лінії, трансформатори, генератори), які комутуються в РП, а також поділ РП на електрично незалежні частини. Крім того, розрахунки враховують тривалість аварійного відключення елементів, а також час, необхідний для ремонту та розділення РП після відмов вимикачів РП та самого комутуючого обладнання в нормальних і ремонтних режимах. Надалі буде наведений розрахунок для схеми підстанції з генеруванням 703.

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 комутовуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_P (год.).

Розрахунок ведеться по формі табл. 5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{\Pi} = 3 \cdot 10^{-4}$ (відн. од.).

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,0001 = 0,9997.$$

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

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

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

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

де $T_{П1} = 45$ год;

$$\text{Тоді:} \quad T_{В2П1} = 20 - ((20)^2/2 \cdot 45) = 15,5 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 5.1).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформуванати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 5.2).

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

Вимикач що відмовив	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,0311		G1, W1, D (W2, G2) – T_0	G1, W1, G2, W2 – T_0
			G1, W1, D (W2, G2) – T_B	G1, G2 D (W2, W1) – T_B
Q2	0,0311	G2, G1, W2, W1 – T_0		G1, W1, G2, W2 – T_0
		G1, W1, D (W2, G2) – T_B		G2, W2 D (W1, G1) – T_B
Q3	0,0311	G2, G1, W2, W1 – T_0	G2, W2, D (W1, G1) – T_0	
		G1, G2, D (W2, W1) – T_B	G2, W2, D (W1, G1) – T_B	

Імовірність відключення окремого приєднання можна визначити як суму імовірностей розрахованих для різних подій, що призводять до нього.

Для обчислення збитку від недовідпуску електроенергії (5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (5.6) та недовідпуск електроенергії (5.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 545$ грн./кВт·год.);

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

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

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

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
ЛЕП, ЛЕП, Т-1, Л-1, D (Л-2, Т-2)	1	1	0,0464	0,0464
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Л-2, D (Л-1, Т-1)	1	1	0,0464	0,0464
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Т-1, Л-2, Л-1	4	1	0,0464	0,1856
ЛЕП, ЛЕП, Т-1, D (Л-1, Л-2, Т-2)	0	15,5	0,0464	0
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, D (Л-1, Л-2, Т-1)	0	15,5	0,0464	0
ЛЕП, ЛЕП, D (Л-1, Т-1), D (Л-2, Т-2)	0	15,5	0,0464	0
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Т-1, D (Л-1, Л-2)	2	15,5	0,0464	0,0928
ЛЕП, ЛЕП, Т-1, Л-1, D (Л-2, Т-2)	2	15,5	0,0464	0,0928
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Л-2, D (Л-1, Т-1)	2	15,5	0,0464	0,0928

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{РІК} , МВт·год	ΔW _{HD} , МВт·год	M _{ЗБ} , грн.
250251	0,381	208,045

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

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 601,602,603,604 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 23,52 + 0.05 \cdot 23,52 = 22,34 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 22,34 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 7,105 \text{ (МВАр)}.$$

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

Загальна реактивна потужність, яка споживається в районі, визначається шляхом сумування відповідних навантажень у окремих точках з

урахуванням коефіцієнта одночасності. Для реактивних навантажень, цей коефіцієнт орієнтовно становить 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

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

$$Q_{\text{ЛЕП300-701}} = 115,17^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7,2) = 0,272 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,17 + 0,242 + 0,578 + 0,207 + 0,44 + 0,435 = 2,072 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 12,14 = 11,53 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 11,53 = 1,153 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 11,53 + 1,153 - 1,22 - 7,105 = 4,358 \text{ (МВАр)}.$$

Співставивши сумарну потужності споживачів 11,53 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 7,105 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 4500 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 704.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Результати розрахунків за програмою надають інформацію про втрати потужності та електроенергії в електричній мережі, а також про стан усталеного режиму. Зокрема, програма видає дані про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках. Результати розрахунків усталеного режиму для вхідної електричної мережі з напругою 110/35/10 кВ наведені в додатку Г у вигляді трьох таблиць: загальні результати розрахунків втрат електричної енергії, результати розрахунків по вітках та результати розрахунків по вузлах. Файл з вхідними даними, враховуючи розвиток, представлений у додатку В. Після аналізу цих результатів ми переконались, що напруга в усіх вузлах знаходиться в припустимих межах.

Мережа електропостачання відзначається низькими втратами потужності на рівні 4,1 МВт. У додатках представлені вхідні дані та результати розрахунків для мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після впровадження розширень.

7.2. Регулювання напруги у мережі

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

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	115,2	109,13	120,25
702	115	108,91	120,06
703	114,9	108,8	119,97
704	114,7	108,59	119,78

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	9,91	9,23	10,46
702	10,12	9,47	10,65
703	10,99	10,39	11,48
704	10,42	9,72	10,99

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

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

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

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

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

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

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10.5} = 10.95 \quad (7.4)$$

З урахуванням обмежень регулювання, кожен наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступній відпайці, буде обчислюватись шляхом множення розрахованого коефіцієнта трансформації (K_{Td}), який визначається за виразом (7.4), на відносну кількість робочих витків, що відповідає даній відпайці. Коефіцієнт трансформації для ЕОМ, натомість, є оберненим значенням дійсного коефіцієнта трансформації. За допомогою формули (7.2) ми розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, які будуть приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{T701} = \frac{(13,45) \cdot (7,95 / 2) + (6,89) \cdot (139 / 2)}{115,2} = 4,6211,395 \text{ кВ (кВ)}.$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T7016} = \frac{115,2 - 4,62}{10,5} = 10,5 .$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T601д} = 10,455$, що відповідає 9-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН701д}} = \frac{115,2 - 4,62}{10,455} = 10,57 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів

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

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	4,62	10,53	10,57	9	10,455	0,095648
702	3,87	10,58	10,47	8	10,611	0,094242
703	0,52	10,99	10,46	6	10,925	0,091533
704	4,26	10,51	10,40	8	10,611	0,094242

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

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі

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

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

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

[2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт·год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (3862 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: 300-701;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 701;
- приєднання нової лінії на ПС Бар (вузол 300)

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 701-702, 702-703, 703-704;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 702, 703, 704;

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 704-107;
- оснащення відгалужувальної опори від вузла 107.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у табл. 8.1–8.2.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проєкту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	12 од.	463,392	4139,724	111,768	125,424	12	4852,308
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		849,552	6598,895	192,694	203,984	22	7867,124

Продовження таблиці 8.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	84
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	1709,318
Загальна кошторисна вартість			56137,87						

Таблиця 8.2 – Вартість облаштування нового приєднання до ПС Бар (вузол):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			332,861	2944,182	130,374	91,012	2,241	3500,669
	Загальна кошторисна вартість		3500,669					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 59 638,539 тис. грн.,

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

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проєкту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458

2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	6 од.	231,696	2069,862	55,884	62,712	6	2426,154
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		617,856	4529,033	136,81	141,272	16	5440,97
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
	Всього		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
	Всього ЗПК		1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			49 550,516					

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							

1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	3 од.	115,848	1034,931	27,942	31,356	3	1213,077
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		502,008	3494,102	108,868	109,916	13	4227,893

4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	
4.4	Вартість приєднання БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359	
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625	
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	

5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110- 10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			48337,439					

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 2,5 В×А	2 од.	195,384	4987,412	165,624	137,492	2,396	5488,308
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	3 од.	115,848	1034,931	27,942	31,356	3	1213,077
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752

Всього ЗРУ 10 кВ			502,008	3494,102	108,868	109,916	13	4227,893
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
4.4	Вартість приєднання БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664

5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			39387,084					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 137 275,039 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 8.6.

Таблиця 8.6 – Вартість оснащення відгалужувальної опори від вузла 107

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23
Загальна кошторисна вартість			586,237					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 586,237 тис. грн.,

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot 1, \quad (8.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 7,8 = 12\,274,7 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (4,2+6,6+6,6) = 27\,3820,3 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 7,8 = 12\,2747,1 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 12\,274,7 + 59\,638,539 = 71\,913,2 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 273820,3 + 137\,275,039 = 411095,3 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 122747,1 + 586,237 = 123\,333,2 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (8.7)$$

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

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{\Pi 1} = (11330,49 \cdot 0,3)/100 = 339,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 2} = (27382,03 \cdot 0,3)/100 = 821,461 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 3} = (12274,7 \cdot 0,3)/100 = 368,24 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 1} = (59638,539 \cdot 3)/100 = 1789,15 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 2} = (137275,039 \cdot 3)/100 = 4118,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 3} = (586,237 \cdot 3)/100 = 17,5 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

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

Рік	Побудовані та	Зміна	Зміна втрати в	Сумарні втрати
-----	---------------	-------	----------------	----------------

будівництва	реконструйовані об'єкти	втрати в ЛЕП, кВт	трансформаторах, кВт	електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:300-701 П/ст: 300, 701	-31	-234	-1269
2	ЛЕП:701-702, 702-703, 703-704 П/ст:702, 703, 704	52	232	1352
3	ЛЕП: 704-107 П/ст: 107	-21	2	-83

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 339,9 + 1789,16 + (-1269 \cdot 1,65) = 35,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 821,4 + 4118,25 + (1352 \cdot 1,65) = 7170,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 368,2 + 17,59 + (-83 \cdot 1,65) = 248,87 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(701)} = 13,45 \cdot 5400 = 72630 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(703+702+704)} = (6,67 + 3,39) \cdot 5400 + (8,2) \cdot 1200 = 64164 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(0)} = 0 \cdot 5400 = 0 \text{ МВт·год.}$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot (72630) - 35,2 = 14345,54 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = (1,65 \cdot 0,12 \cdot 54342,47) + (5,2 \cdot 0,12 \cdot 9840) - 7170,5 = 9729,469 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - 248,87 = -248,87 \text{ тис.грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{14345,54 / (1 + 0,2) + (9729,469) / (1 + 0,2)^2 + (-248,87) / (1 + 0,2)^3}{71913,2 / (1 + 0,2) + 411095 / (1 + 0,2)^2 + 123333 / (1 + 0,2)^3} = 0,0445$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,0445 = 22,4 \text{ (роки).}$$

Таблиця 8.8 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	23,51
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	126995,985
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	707372
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	22
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,395
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,6
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1791
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	17906

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

Рентабельність проекту розвитку в цілому відносно задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (22 роки) підтверджують ефективність.

9 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Сучасне електротехнічне обладнання має досить високі розрахункові показники надійності. Проте в процесі експлуатації під дією різних факторів, умов і режимів роботи початковий стан обладнання безперервно погіршується, знижується експлуатаційна надійність і збільшується небезпека виникнення відмов. Надійність електротехнічного обладнання залежить не тільки від якості виготовлення, а й від науково обґрунтованих методів експлуатації, правильного технічного обслуговування і своєчасного ремонту.

Для високовольтних вимикачів під час виробництва та приймально-здавальних випробуваннях на заводах виробників, згідно з вимогами, проводять такі випробування: на відповідність складальному кресленню; на механічну міцність; перевірка характеристик роботи механізму вимикача; на справність дії механізму вимикача; на механічну стійкість; оперування в умовах ожеледиці; оперування за сумісної дії тяжіння проводів і вітрового навантаження; на електричну міцність; на нагрів; на стійкість при наскрізних струмах КЗ; на комутаційну здатність; на стійкість до дії кліматичних факторів навколишнього середовища; ресурсні випробування на механічну стійкість.

Кількість параметрів контролю, які визначають технічний стан елегазових вимикачів, що експлуатуються, менша, порівняно з кількістю параметрів контролю на заводах виробників, що зумовлено складністю або неможливістю використання більшості методів і засобів контролю в діючих електроустановках. Для елегазових вимикачів, які знаходяться в експлуатації, згідно з вимогами та інструкціями заводів виробників контролюються параметри: опір ізоляції опорних та рухомих частин, опір ізоляції вторинних

кіл і обмоток електромагнітів керування, вимірювання опору постійному струму струмопровідного контуру, вимірювання ізоляції підвищеною напругою кожного полюсу вимикача відносно землі і двох інших полюсів, ізоляцію між контактних розривів, перевірка мінімальної напруги спрацювання вимикачів, випробування конденсаторів дільників напруги, перевірка характеристик вимикачів, перевірка характеристик приводів вимикачів, випробування вимикачів багаторазовим увімкненням та вимкненням, перевірка на витюки дугогасильного середовища, перевірка чистоти та вологості елегазу, перевірка уставок денсиметра.

Під час визначення параметрів часових та швидкісних характеристик вимикача, який встановлений на діючій підстанції, негативний вплив мають завади, що викликані умовами експлуатації (високою напругою, вологістю повітря, коронними розрядами, частковими розрядами в ізоляції, комутаційними перенапругами і т. п.). Такі завади зменшують якість діагностування та виявлення дефектів, особливо, на ранній стадії їх розвитку. Прикладом, є негативний вплив завад на роботу пристроїв контролю швидкісних характеристик вимикача, які використовують тестовий сигнал змінної напруги заздалегідь вибраної однієї частоти.

Технічний стан елегазових високовольтних вимикачів можна визначати, використовуючи різні методи технічного діагностування (рис. 4.1) до задач технічного діагностування відносяться: визначення роботоздатності, місця пошкодження, прогнозування можливості подальшої безаварійної експлуатації обладнання, визначення доцільності, виду і обсягів відновлювальних робіт.

При цьому сутність принципу контролю технічного стану полягає в визначенні відповідності діагностичних ознак вимогам діючого нормативного документа.

Залежно від технічних засобів і діагностичних параметрів, які використовують при проведенні діагностування високовольтних вимикачів, можна навести такий перелік методів діагностування ВВ:

- вібраційні методи діагностування;
- акустичні методи діагностування;
- теплові методи.

Важливе місце в діагностиці високовольтних вимикачів займає тепловізійний контроль. З застосуванням інфрачервоної техніки кожний рік виявляється значна кількість дефектів на електрообладнанні. Інфрачервона діагностика має низку переваг у порівнянні із традиційними методами випробувань.

Для тепловізійних спостережень і вимірювань використовують два основні «вікна прозорості» атмосфери 3–5 мкм і 8–12 мкм, у яких іпрацюють тепловізори. Вимірювання необхідно проводити при відсутності прямого сонячного випромінювання, при цьому суцільна хмарність не пропускає інфрачервоне випромінювання сонця.

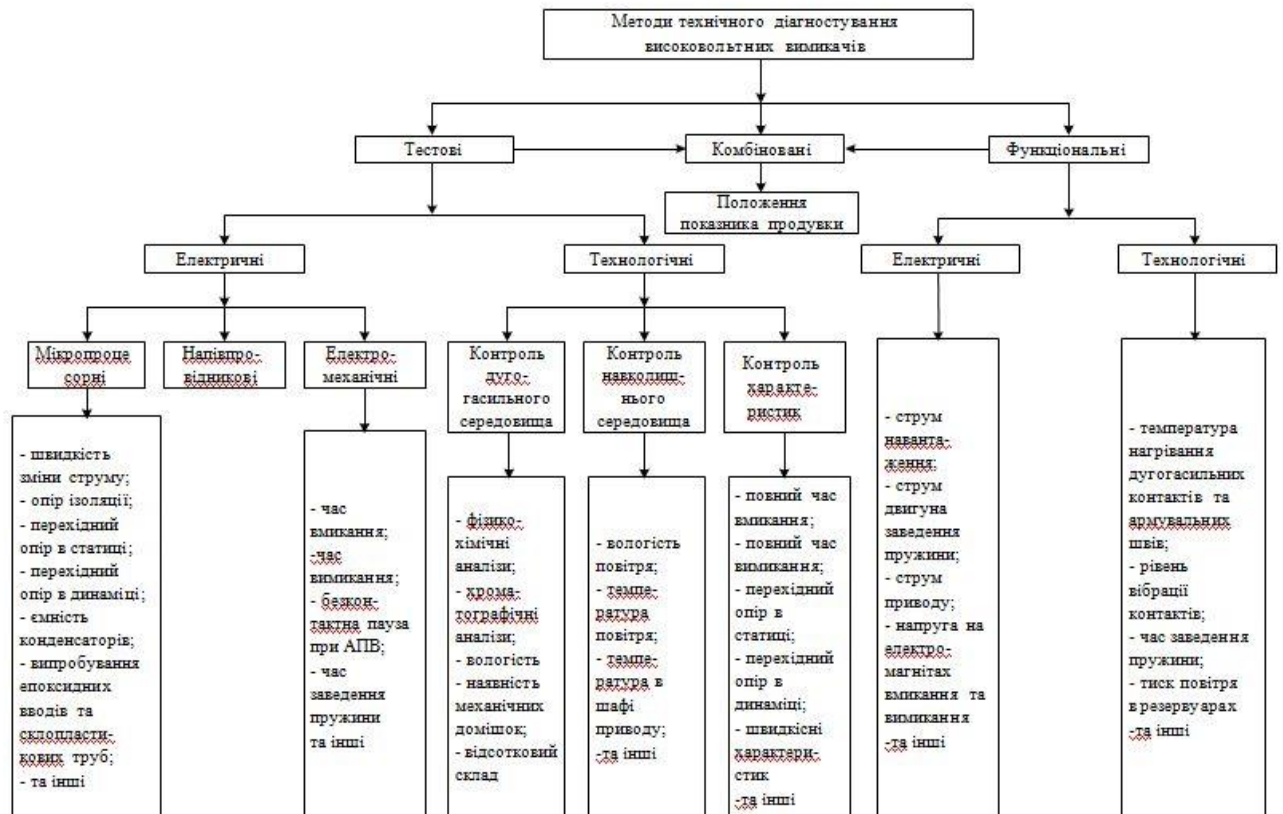


Рисунок 9.1 – Класифікація методів технічного діагностування високовольтних вимикачів

9.1 Комплексний метод діагностування та алгоритм випробовувань елегазового вимикача

Комплексний метод діагностування реалізується з використанням принципової схеми діагностування елегазових вимикачів (рис. 4.2). На рис. 4.2. показані: 1 – вимикач, 2 – комутатор, 3 – пристрій контролю вимикачів.

Комплексний метод передбачає чотири етапи діагностування. На першому етапі діагностування проводиться візуальний контроль.

На другому – складається схема діагностування (рис. 9.2). Джерело тестового сигналу подає в коло тестовий сигнал частотою нуль герц.

Шляхом визначення значення інтегрального показника та порівняння його з нормативним, визначається опір постійному струму головного струмоведучого контуру R_2 . Подається сигнал на електромагніт вимкнення. Визначається опір R_3 ізоляції першого апаратного вводу відносно заземлених частин вимикача (в кінцевому положення вимкнено приймається, що опір $R_2 = 2000 \text{ МОм}$).

За рахунок перемикачів комутаторів заземлюється інший апаратний ввід та аналогічно визначається опір R_4 ізоляції другого апаратного вводу відносно заземлених частин вимикача. Нормативні значення інтегральних показників визначаються за умови максимально допустимого нормативного значення опору постійному струму головного струмоведучого контуру та опору ізоляції у відповідності до інструкції заводу виробника.

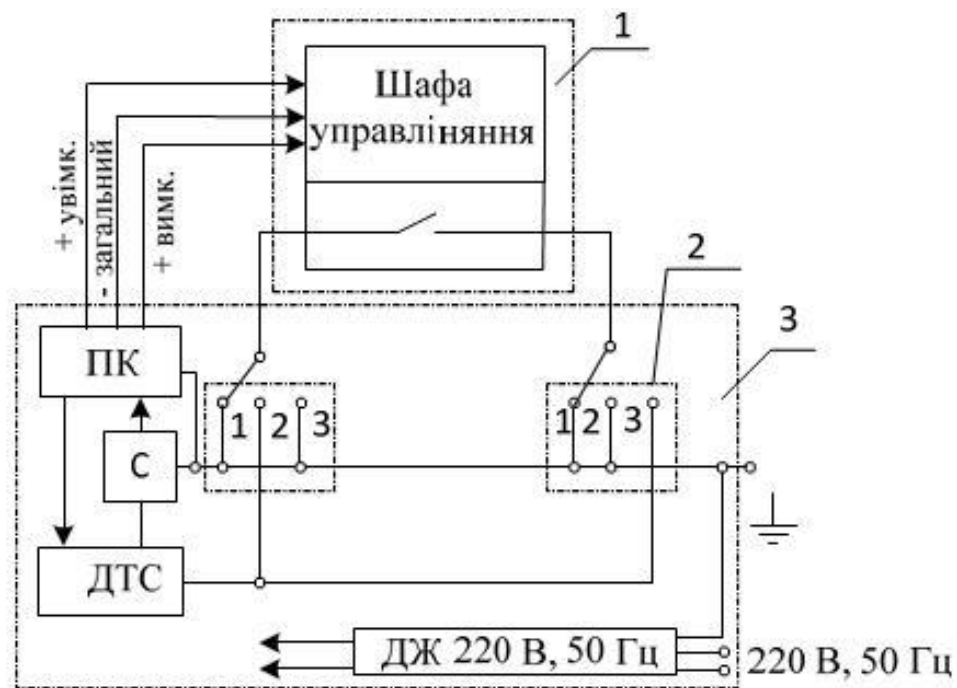


Рисунок 9.2 – Принципова схема діагностування

На третьому етапі проведення випробувань джерело тестового сигналу подає високочастотний сигнал, проводиться попереднє сканування напруг завад на виході сенсора по місцю випробувань, які викликані умовами діючої підстанції, виявлення частот гармонійних складових цих напруг, виключення їх зі спектру частот тестових сигналів, використовуваних під час випробувань. Після подається високочастотний сигнал та проводиться неперервний його контроль під час виконання технологічних операцій вимикачем і порівняння отриманих характеристик з еталонними, попередньо знятими перед вводом вимикача в експлуатацію або після ремонту, та аналізу відхилення цих характеристик на обґрунтовано визначених інтервалах часу, що дозволяє одночасно виявити пошкодження в дугогасильній камері та приводному механізмі на ранній стадії розвитку.

На четвертому етапі джерело тестового сигналу автоматично змінює частоту цього сигналу та подає його на контакти контрольованого вимикача.

Автоматично змінювана частота тестового сигналу, під час руху контактів вимикача, покликана забезпечити виконання умов резонансу між індуктивністю допоміжного трансформатора джерела тестового сигналу та між контактною ємністю вимикача, яка змінюється під час руху його контактів викликаного увімкненням або вимкненням вимикача. Контроль відхилення від умови резонансу, та встановлення на якому інтервалі часу це відбулося, дає можливість зробити попередній висновок про відхилення від нормальної роботи вузлів та деталей вимикача.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

10.1 Задачі розділу

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

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

Тому, відповідно до теми кваліфікаційної роботи «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт (5xВВЕР-440) з аналізом елегазового комутаційного обладнання», найголовнішим поняттям при експлуатації персоналом АЕС елегазового комутаційного обладнання є електробезпека.

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

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт (5хВВЕР–440) з аналізом елегазового комутаційного обладнання» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на АЕС:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ за міждержавним ГОСТ12.0.003-74.
- Розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт із вимикачами на ВРП-110 кВ. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРП-110 кВ.

10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням елегазового вимикача

Досліджуючи питання конструкційних особливостей АЕС згідно теми магістерської роботи «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт (5хВВЕР–440) з аналізом елегазового комутаційного обладнання» на основі попередньо викладеного матеріалу на персонал що виконує обслуговування елегазового комутаційного обладнання за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

Оскільки робота на ВРП-110 кВ по обслуговуванню та монтажу елегазових вимикачів передбачає перебування на відкритому середовищі, тому можна виділити наступні фактори:

- підвищена температура повітря робочої зони (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);

- підвищена та знижена вологість повітря (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- різні метеорологічні умови (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони.

10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ

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

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 0.00-1.15-07. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Електробезпека. Захисне заземлення, занулення;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Електробезпека. Гранично допустиме значення напруги дотику та струмів.

Розглянемо організаційні та технічні заходи при монтажі елегазового вимикача на ВРП-110 кВ. Так як монтаж комутаційної апаратури проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної

експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердити перелік робіт, які виконуються за нарядом;
- призначити відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт згідно наряду;
- працівники повинні пройти усі інструктажі з охорони праці;
- персонал повинен мати допуск до роботи;
- повинен здійснюватись нагляд відповідальної особи під час виконання робіт.

Для підготовки робочого місця до роботи (встановлення вимикача на ВРП-110 кВ), слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах;

- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);

- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки.

Оскільки роботи з монтажем електричного вимикача на ВРП-110 кВ здійснюються на висоті більше 1,3м від поверхні землі, тому для створення безпечних умов під час виконання робіт на висоті необхідно:

- забезпечити працівників, міцними і стійкими огороженнями, риштуваннями, драбинами, тощо.

- забезпечити працівників необхідними засобами захисту, працівник повинен мати згідно ГОСТ 12.4.107—82 запобіжні канати, ДСТУ

4304:2004 запобіжний монтерський пояс, захисну монтерську каску, інструмент для перевірки напруги на струмоведучих частинах.

- застосовувати технічно справні машини, механізми і пристрої, укомплектовані необхідною технічною документацією;
- забезпечити необхідну освітленість на робочих місцях та безпечні проходи до них;
- урахувати метеорологічні умови, а також стан здоров'я працівників, які виконують роботи на висоті.

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

10.4 Метеорологічні умови

Відповідно до пункту 1.26 СНиП III-4-80* граничні величини температури повітря і швидкості вітру, за яких необхідно припинити виконання робіт на відкритому просторі, визначають місцеві органи влади. А підпунктом 4.5.11 Гігієнічної класифікації праці передбачено, що інформацію про погодні умови слід отримувати від територіальної метеослужби. Згідно з пунктом 1.16 Правил № 62 невідкладні роботи на висоті при більш складних погодних умовах (інших температурах) виконуються за рішенням роботодавця, при цьому в проекті виконання робіт необхідно передбачити додаткові заходи безпеки, що відповідають цим умовам. Експертизи, пов'язані з безпекою праці: які бувають та коли проводять. Своїми знаннями ділиться експерт Відповідальність за своєчасне оповіщення про різке погіршення погодних умов (ураганний вітер, сильні опади тощо) всіх своїх підрозділів та субпідрядних організацій, які виконують роботи на виробничому об'єкті, покладається на керівника генпідрядної будівельної організації (п. 1.17 СНиП III-4-80*).

Несприятливими погодними умовами при мінусових температурах повітря вважаються:

Такі співвідношення середньої щодобової температури повітря (t) і швидкості вітру (v) пункт 3.17 СНиП II-89-80:

$t \leq -36$ °С, за будь-якого значення v ;

$t = -35 \dots -26$ °С при $v \geq 1,5$ м/с;

$t = -25 \dots -16$ °С при $v \geq 2,5$ м/с;

$t = -15 \dots -10$ °С при $v \geq 3,5$ м/с;

За несприятливих погодних умов, а саме при ожеледиці, дощу, снігопаді, грозі або тумані, які ускладнюють видимість у межах фронту робіт, не допускаються роботи на висоті, експлуатація вантажопідіймальних механізмів

Таблиця 10.1 - Види робіт, виконання яких не допускається у зв'язку з перевищенням допустимого параметру вітрового навантаження

№ з/п	Найменування робіт	Допустимий параметр вітрового навантаження, м/с	Нормативне посилання
1	Монтажні, мулярні, покрівельні роботи на висоті; монтаж, демонтаж або переміщення бурових вишок (копрів)	15 (сила вітру в 7 балів)	п. 17.2 СНиП III-4-80*
2	Робота вантажопідіймального крану, будівельного підйомника, бетонаосу. Роботи на антенно-щоглових спорудах	12	пп. 4.13.14, 3.3.106 Правил ЖКГ; пп. 6.5.126 СНиП III-4-80*
3	Верхолазні роботи та роботи з використанням риштувань; зварювальні роботи; електромонтажні роботи; монтаж елементів опалубки або інших подібних конструкцій з великою	10	пп. 5.1.34, 6.5.17, 6.6.13, 6.7.30, 6.11.3, 6.19.118, п 10.8, 15.5 Правил ЖКГ п. 4.16, 12.13, пп. 7.3.10 СНиП III-4-

	парусністю на висоті		80* пп. 5.4.13 Правил № 269
--	----------------------	--	-----------------------------------

10.5 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³. Розглядаючи ВРП-110 кВ як робочий майданчик, можна зробити висновок що найбільш вірогідними забруднювачами робочої зони будуть наступні речовини:

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³	
	Максимально разова	Середньодобова
Пил нетоксичний	0,5	0,15
Кіптява(сажа)	0,15	0,05
Чадний газ	3,0	1,0

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати контроль наявності даних речовин у повітрі.

10.6 Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в розділі 5.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_s \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються високовольтні вимикачі розташовані на території ВРП. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРП-110 кВ.

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

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

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 - $\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_6 = 20 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_6 = 5 \text{ м}$.

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

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_6 = 2 \cdot (20 + 36) / 20 = 5,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

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

$$a / l_6 = 5,6 / 5 = 1,12;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{720} = 26,83 \text{ м};$$

Опір заземлюючого пристрою :

$$R_{uu} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (10.1)$$

де A – функція відношення $\frac{l_г + t}{\sqrt{S}}$;

$\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір ґрунта, Ом·м;

$L_г, L_в$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_г + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0 \leq \frac{l_г + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (10.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_г + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{l_г + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (10.3)$$

$$\frac{l_г + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{26,83} = 0,2 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,2 = 0,335;$$

$$\frac{h - t}{l_г} = \frac{2 - 0,5}{5} = 0,3.$$

$$L_г + L_в = (36 \cdot 5 + 22 \cdot 7) + 20 \cdot 5 = 434 \text{ м.}$$

З таблиці визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,5$.

$$\rho_{екв} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{uu} = 0,335 \cdot 90 / 26,83 + 90 / 434 = 1,331 \text{ Ом} > R_{з.дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,5 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{R_{uu} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{uu} \cdot R_{n1} + R_{uu} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,331 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{1,331 \cdot 1,5 + 1,331 \cdot 1,2 + 1,5 \cdot 1,2} = 0,444 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

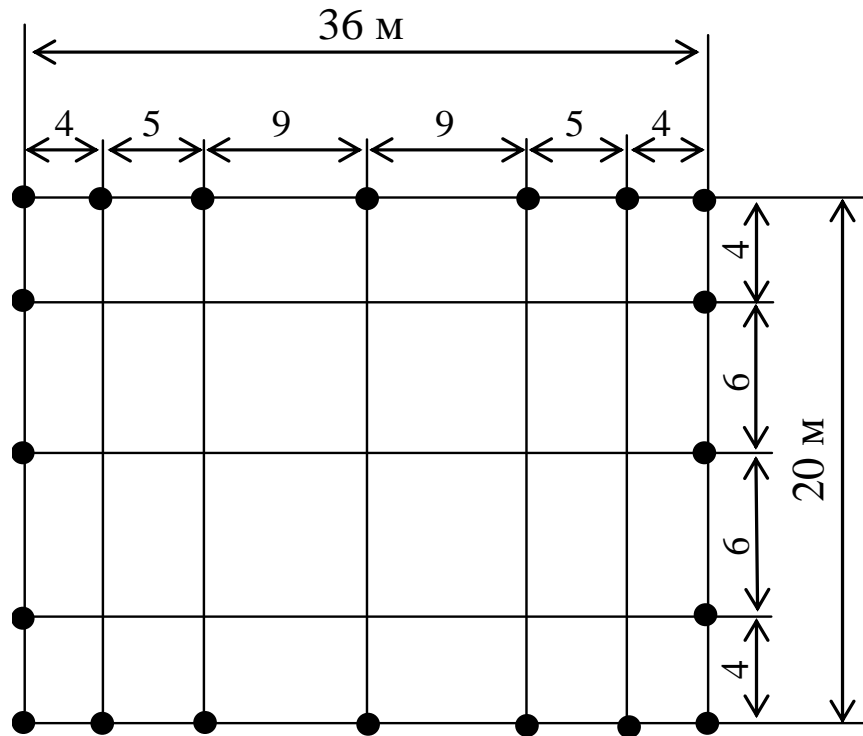


Рисунок 10.1 – План заземлювального пристрою ВРП-110 кВ

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

10.7 Пожежна безпека

Пожежна безпека підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) забезпечується шляхом проведення організаційно-технічних та інших заходів з попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та успішного гасіння пожеж, а також евакуації з зони виникнення та можливого розповсюдження пожежі людей, документів і матеріальних цінностей.

Основним етапом із забезпечення пожежної безпеки на АЕС є підготовка персоналу:

Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік проходить спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних установок та техніки безпеки при пожежах.

Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою.

На АЕС регулярно проводяться протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником енергетичного підприємства.

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

На території ВРП встановлено пожежні щити. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., лопати – 2 шт., сокири – 2 шт.

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

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРП – 110 кВ.

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

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

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії.

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

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною $L_1 = 35 \text{ м}$ і шириною $L_2 = 11,1 \text{ м}$. рисунок 10.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

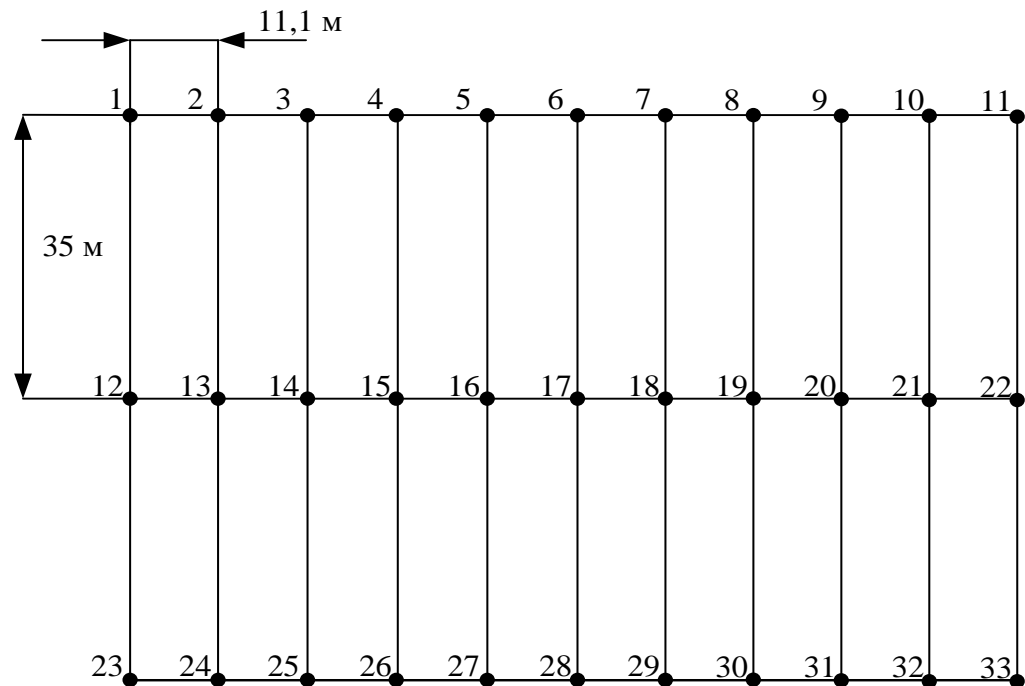


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРП 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

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

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (10.4)$$

– h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}. \quad (5.5)$$

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

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (10.6)$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

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

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

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

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

Таблиця 10.3 – Розрахунки отриманих величин

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

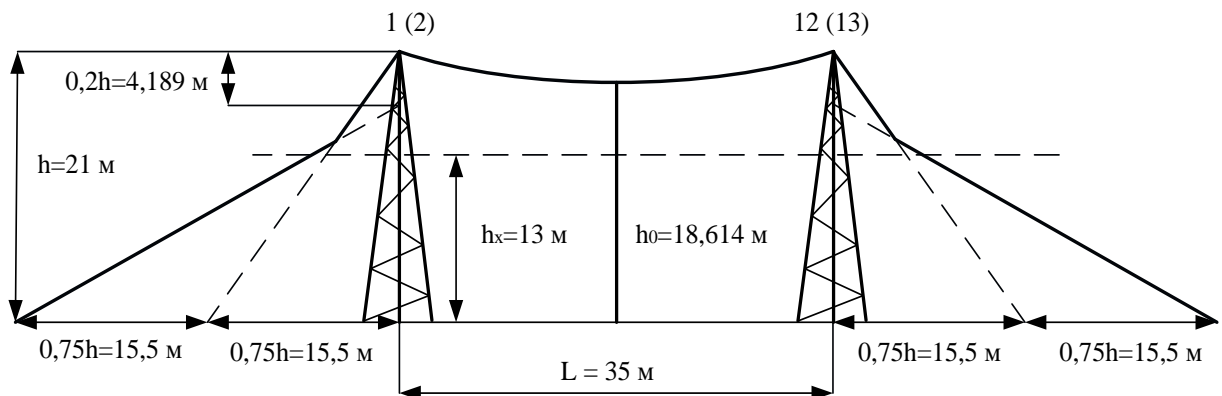


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

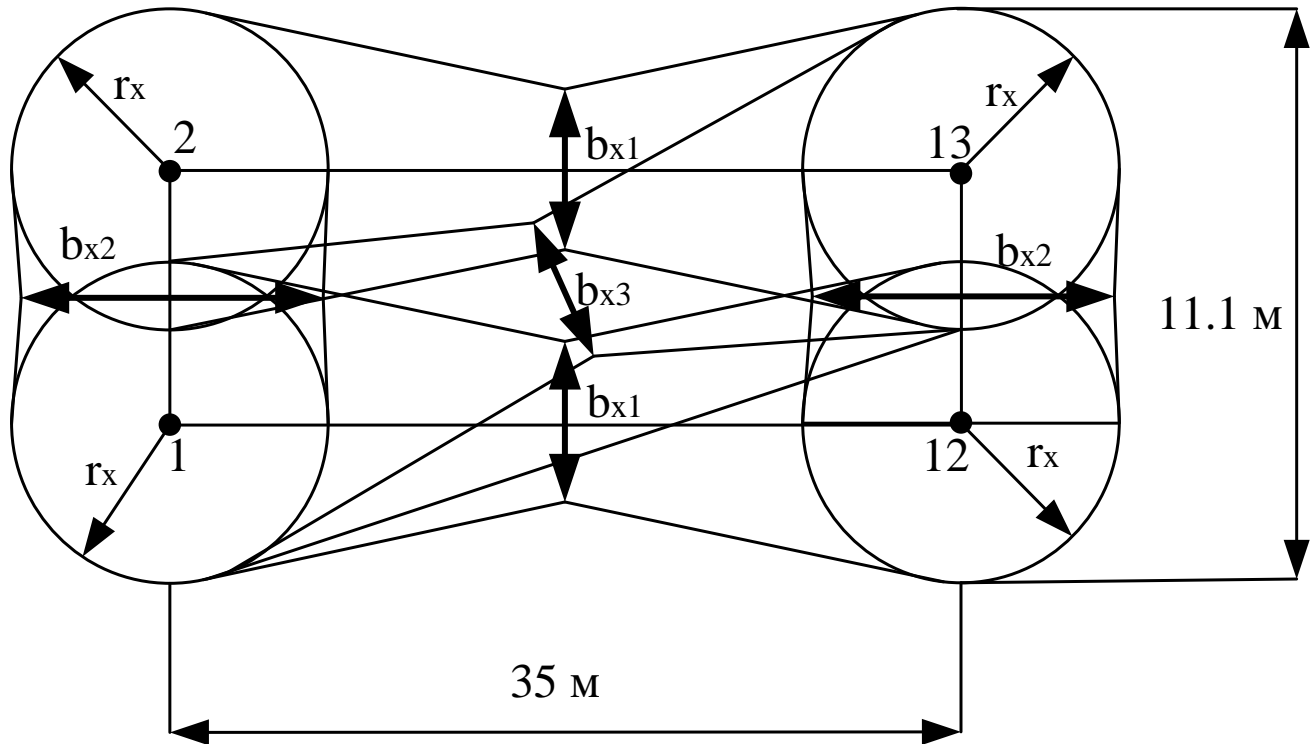


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРП 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

ВИСНОВОК

В магістерській кваліфікаційній роботі потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 704) та СЕС (вузол 703). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для підстанції «Бар» залишаємо схему «Дві робочі і обхідна системи шин», а для 107 – відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

Для нових ПС (701,702,703,704) було вибрано схему РП типу: « місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проєктованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,395 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 707 372 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проєкту показав його ефективність на рівні: $E(0,0445)$, та термін окупності 22 років.

На сьогоднішній день, завдяки автоматичним системам контролю, функції контролю диференціюються. Це означає, що частина контрольних завдань передається на автоматику та електроніку. Це звільняє персонал від рутинного спостереження за нормативними параметрами, а контрольні заходи, які залишаються у компетенції персоналу, набувають більшої діагностичної спрямованості. Здійснення контрольних заходів тепер часто здійснюється з метою передбачення подальшої роботи обладнання щодо його працездатності, а не лише для підтримки певних параметрів. Головна мета контрольних заходів - це діагностика стану обладнання: виявлення порушень вимог нормативно-технічної та конструкторської документації та їх причин з передбаченням можливості виконання обладнання своїх функцій з метою запобігання неочікуваній відмові, яка може призвести до серйозних економічних і матеріальних збитків. Щодо елегазового електротехнічного обладнання, засновуючись на досвіді його експлуатації, можна стверджувати, що воно виявляє високу надійність з моменту його введення в експлуатацію і працює надійно.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elektrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. <https://vseosvita.ua/library/embed/01005ovr-7043.docx.html>
3. <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/scenarii-realizacii-energeticheskoi-strategii-ukrainy-v-2035-godu/>.
4. Лежнюк П. Д. Оперативне діагностування високовольтного обладнання в задачах оптимального керування режимами електроенергетичних систем [Текст] / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, О. В. Нікіторович // Технічна електродинаміка. - 2012. – № 3. – С. 35-36.
5. Режим доступу: http://forca.com.ua/instrukcii/pidstancii/ekspluataciya-silovyh-ransformatorov_5.html.
6. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
7. Нормативний документ Міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
8. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
10. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
11. Вдосконалення методів і засобів *діагностування* високовольтних вимикачів : Монографія / О. Є. Рубаненко. – Вінниця : ВНТУ, 2012. – 188 с.

12. International Standard «High-voltage test techniques – Partial discharge measurements» – IEC 60270,
13. Застосування технології ЧР в діагностиці ізоляції / Claude Kane, Alexander Golubev. [http:// www.partial-discharge.com](http://www.partial-discharge.com) 5.
14. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в експлуатації. / Р.М. Гобрей, Г. В. Шинкаренко, Г. М. Коліушко Г. М., Коліушко Д. Г., Болдирев О. М., - К.: «ДП НТУКЦ», – 2011. – 1008 с.
15. Смагло І. І., Рубаненко І.О. Дослідження результатів моніторингу результатів паперово-оливної ізоляції конденсаторного типу високовольтного обладнання електропідстанції 750 кВ «Вінницька». Електромеханічні та енергетичні системи, методи моделювання та оптимізації. Збірник наукових праць XI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених і спеціалістів у місті Кременчук 09-11 квітня 2013 р. – Кременчук, КрНУ, 2013. – С. 188 – 190.
16. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням методів діагностування елегазових вимикачів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

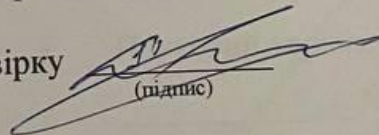
Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 84,8 % Схожість 15,2 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

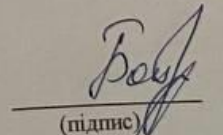
Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

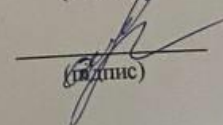
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Бойко О.О.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Малогулко Ю.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

(підпис)

" 20 " 03 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**«РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ
МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ»**

08-13.МКР.002.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

Малогулко Ю.В.

(підпис)

Магістр групи ЕСМ-21мз

Бойко О.О.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

б) наказ ректора ВНТУ № 68 від 20 березня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – дослідження методів сушіння ізоляції трансформаторів при розвитку електричної мережі;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

2. Нормативний документ Міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.

3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

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

Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 1.85 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 1.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 40 км за рік.

Повітряні лінії напругою 110 кВ, конструкція опор – стандартна та компактна, елементи грозозахисту: трос.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи 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	01.12.23	01.02.23	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	02.02.23	12.02.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі.	13.02.23	04.03.23	розділ 2
4	Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування	05.03.23	04.04.23	розділ 3
5	Вибір потужності трансформаторів на споживальних	05.04.23	02.05.23	розділ 4

	підстанціях			
6	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей	03.05.23	12.05.23	розділ 5
7	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Дослідження методів діагностування елегазових вимикачів.	13.05.23	16.05.23	розділ 6
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	17.05.23	25.05.23	пояснювальна записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.05.23	31.05.23	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

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

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

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

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

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

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

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

Створення нормальних умов роботи електричних підстанцій у НС дуже важливе в плані забезпечення безпеки важливих підприємств і обороноздатності країни, зменшення збитків від пошкоджень окремих елементів мереж та недовідпуску електричної енергії.

Дослідження безпеки роботи підстанції 330 умовах дії іонізуючих випромінювань

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

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

Таблиця В.1– Граничні значення експозиційних доз

№	Підсистема підстанції	Блок системи	Елементи	$P_{зв.i}$	$P_{зв.min}$
1	Система зберігання даних	Процесорний блок	Мікроконтролер Atmel 8515	10^5	10^4
			Транзистор КТ3102	10^5	
		Блок живлення	Мікросхема КРЕН 8505	10^5	
2	Дистанційний пульт керування	Блок відображення	Мікросхеми АЛС324	10^4	
		МПК	Транзистор КП301	10^5	
			Резистор МЛТ-0,125	10^7	
3	Система Зв'язку	Блок пам'яті	Конденсатор РНЕ840Е	10^7	
		Блок прийому і Передачі	Конденсатор КМ	10^7	
			Конденсатор К50-35	10^7	
		Оптична система	Оптична пара АОД 103	10^5	
			Діодний місток КЦ 105	10^6	
Резистор ОМЛТ	10^6				

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

Розраховуємо граничне значення потужності експозиційної дози:

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

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

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

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

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

Розраховуємо допустимий час роботи підстанції:

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

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

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

Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

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

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

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

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

Визначаємо коефіцієнти безпеки:

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

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

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

Розраховуємо спочатку допустиме коливання напруги живлення:

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

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

N - допустимі коливання напруги, %.

Визначаємо максимальну очікувану напругу в горизонтальних лініях:

$$U_{\theta} = \frac{U_{\partial}}{10^{K/20}} [B] \quad (\text{В.5})$$

де K - коефіцієнт безпеки ($K=40$ дБ).

Розраховуємо вертикальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

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

Визначаємо горизонтальну складову н напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_2 = 10^{-3} \cdot E_6 [B/m] \quad (B.7)$$

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

$$U_{\partial} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 [B]; U_2 = \frac{231}{10^{40/20}} = 2,31 [B];$$

$$E_6 = \frac{2,31}{0,3} = 7,7 [B/m] \quad E_2 = 10^{-3} \cdot 7,7 = 0,077 [B/m]$$

Таким чином обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_6 до 7,7 В/м.

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

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

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

Також в даному пункті нами проведено дослідження роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників у надзвичайній ситуації, в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу. З розрахунків ми бачимо що підстанція при дії іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів, обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_6 до 7,7 В/м.

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.123 МВт / 1131.115 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.702 МВт / 7.350 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.702 МВт / 7.350 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.664 МВт / 5.819 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.582 МВт / 2.513 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.246 МВт / 8.333 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.948 МВт / 15.682 млн.кВт*г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергонузол	-55.778	-48.518	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.768	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.726	-0.36
101		0.000	0.000	114.327	-0.46
102		0.000	0.000	114.214	-0.49
3	Гніваний	0.000	0.000	114.172	-0.50
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.386	-0.71
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.157	-0.76
103		0.000	0.000	112.980	-0.85
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.873	-0.87
7	Носківці	0.000	0.000	112.759	-0.93
104		0.000	0.000	112.681	-0.96
105		0.000	0.000	112.653	-0.97
8	Шаргород	0.000	0.000	112.434	-1.04
9	Конева	0.000	0.000	114.321	-0.67
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.997	-0.52
106		0.000	0.000	115.634	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.640	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.525	-3.459	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.645	-0.36
12	Чернятин	0.000	0.000	114.658	-0.36
108		0.000	0.000	114.676	-0.35
109		0.000	0.000	114.678	-0.35
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.674	-0.35
110		0.000	0.000	115.819	-0.09
300	Бар	-42.619	-22.590	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.468	-6.44
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.672	-6.13
303	Клекотина	0.000	0.000	34.934	-5.78
201		0.000	0.000	34.902	-6.39
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.901	-6.39
202		0.000	0.000	34.904	-6.39
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.903	-6.39
306	Тиврів	0.000	0.000	35.054	-6.22
307	Пилява	0.000	0.000	35.681	-5.75
308	ЗБК	0.000	0.000	34.781	-6.54
309	Жуківці	0.000	0.000	35.286	-6.06
310	Почапинці	0.000	0.000	34.964	-6.16
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.032	-6.25
203		0.000	0.000	34.883	-6.35
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.775	-6.38
313	Браїлів	0.000	0.000	34.789	-6.43
314	Демидівка	0.000	0.000	34.764	-6.49
204		0.000	0.000	34.830	-6.49
315	Гніваний ц. з.	0.000	0.000	34.790	-6.51
205		0.000	0.000	34.847	-6.48

316	Гнівaнь кар'єр	0.000	0.000	34.839	-6.49
3001		0.000	0.000	124.874	-1.08
2001		0.000	0.000	29.861	-1.06
1001		9.630	5.200	11.939	-1.04
30011		0.000	0.000	124.880	-1.03
20011		0.000	0.000	41.808	-1.03
10011		0.000	0.000	11.945	-1.03
3002		0.000	0.000	108.622	-5.36
2002		0.000	0.000	36.301	-5.31
1002		3.830	1.960	10.223	-6.87
3003		0.000	0.000	108.004	-4.12
2003		0.000	0.000	34.981	-6.42
1003		0.000	0.000	6.199	-4.12
30033		0.000	0.000	111.432	-2.61
20033		0.000	0.000	37.306	-2.61
10033		8.530	4.840	10.499	-3.95
3004		0.000	0.000	106.413	-6.08
2004		0.000	0.000	35.491	-5.95
1004		0.000	0.000	10.178	-6.08
30044		0.000	0.000	111.197	-2.50
20044		0.000	0.000	37.227	-2.50
10044		4.380	2.480	10.626	-2.47
3005		0.000	0.000	109.426	-3.71
2005		0.000	0.000	26.166	-3.71
1005		18.600	10.010	10.255	-5.63
1006		4.700	2.410	10.457	-3.82
1007		2.300	1.110	10.535	-3.19
3008		0.000	0.000	107.873	-4.75
2008		0.000	0.000	36.100	-4.74
1008		11.160	6.320	10.100	-6.63
1009		1.310	0.670	10.224	-0.98
30088		0.000	0.000	112.434	-1.04
20088		0.000	0.000	37.641	-1.04
10088		0.000	0.000	10.754	-1.04
30055		0.000	0.000	113.157	-0.76
20055		0.000	0.000	27.058	-0.76
10055		0.000	0.000	10.823	-0.76
30010		0.000	0.000	114.997	-0.52
20010		0.000	0.000	38.499	-0.52
10010		0.000	0.000	10.999	-0.52
3001010		0.000	0.000	111.474	-3.45
2001010		0.000	0.000	37.320	-3.45
1001010		4.700	2.280	10.471	-5.22
3001111		0.000	0.000	113.606	-1.91
2001111		0.000	0.000	38.033	-1.91
1001111		4.160	2.360	10.857	-1.89
10012		3.500	1.890	10.712	-2.46
10013		2.630	1.340	10.672	-2.86
100301		0.980	0.560	10.621	-7.85
100302		0.660	0.340	10.767	-7.07
100303		0.000	0.000	10.978	-5.78
100304		0.980	0.560	10.760	-7.77
100305		0.770	0.370	10.827	-7.48
100306		1.530	0.870	10.793	-7.79
100307		0.880	0.470	11.041	-6.93
100308		3.280	1.590	10.664	-8.75
100309		1.750	0.990	10.836	-7.83
100310		1.310	0.670	10.730	-8.01
100311		1.200	0.680	10.755	-7.92
100312		1.640	0.970	10.679	-8.08
100313		1.530	0.780	10.728	-8.03
100314		0.880	0.470	10.748	-7.73
100315		1.090	0.590	10.710	-8.06
100316		2.410	1.230	10.748	-8.09
100301301		0.980	0.560	10.621	-7.85
100303303		1.420	0.770	10.779	-7.25
100304304		0.000	0.000	10.968	-6.39
100306306		0.000	0.000	11.016	-6.22
100308308		0.000	0.000	10.930	-6.54
100309309		0.000	0.000	11.089	-6.06
100313313		0.000	0.000	10.933	-6.43

100315315				0.000	0.000	10.933	-6.51
701				13.460	6.890	115.310	-0.16
702				6.670	3.600	115.135	-0.19
703				-8.200	0.000	115.041	-0.19
704				3.390	1.640	114.814	-0.29

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	33.678	32.368	33.636	32.276	0.041	0.091	0.232	0.232
1	101	24.901	18.126	24.719	17.723	0.181	0.402	0.153	1.445
101	3	14.181	10.401	14.170	10.376	0.011	0.025	0.089	0.156
3	102	-3.219	-3.193	-3.220	-3.195	0.001	0.002	-0.023	-0.043
102	2	-14.082	-11.111	-14.119	-11.194	0.037	0.082	-0.091	-0.513
2	100	-21.958	-15.835	-22.100	-16.150	0.142	0.314	-0.136	-1.277
2	3002	7.818	4.965	7.784	4.038	0.034	0.923	0.047	6.576
3002	2002	3.947	1.945	3.939	1.945	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.939	1.965	3.886	1.902	0.052	0.063	0.070	0.644
307	306	2.999	1.426	2.958	1.376	0.041	0.049	0.054	0.654
306	202	1.411	0.413	1.406	0.407	0.005	0.006	0.024	0.160
202	201	0.629	0.008	0.629	0.008	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.363	-0.622	-0.364	-0.623	0.001	0.001	-0.012	-0.076
2003	301	1.058	1.203	1.043	1.184	0.015	0.018	0.026	0.511
301	302	-0.934	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.223
302	303	-1.606	-0.325	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.282
303	2008	-3.050	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.095	-0.054	-1.221
3008	2008	3.131	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.340	9.300	14.306	8.016	0.034	1.279	0.088	4.912
8	105	-3.528	-1.527	-3.533	-1.534	0.005	0.007	-0.020	-0.221
105	104	-3.533	-1.218	-3.533	-1.219	0.001	0.001	-0.019	-0.028
104	7	-3.533	-1.065	-3.535	-1.068	0.002	0.003	-0.019	-0.079
7	103	-5.852	-2.074	-5.861	-2.087	0.008	0.012	-0.032	-0.223
103	4	-10.594	-4.392	-10.621	-4.433	0.028	0.040	-0.059	-0.410
4	107	-20.650	-7.911	-20.829	-8.127	0.179	0.215	-0.112	-1.265
107	12	-13.962	-6.133	-13.963	-6.135	0.001	0.002	-0.077	-0.014
12	108	-17.486	-8.286	-17.488	-8.289	0.002	0.003	-0.097	-0.018
108	109	-17.488	-8.284	-17.488	-8.284	0.000	0.000	-0.097	-0.002
109	110	-20.137	-9.617	-20.294	-9.805	0.155	0.187	-0.112	-1.143
110	300	-20.294	-9.515	-20.310	-9.562	0.017	0.047	-0.112	-0.182
107	704	-6.867	-1.602	-6.875	-1.613	0.008	0.011	-0.035	-0.170
704	703	-10.263	-2.997	-10.278	-3.019	0.015	0.022	-0.054	-0.228
703	702	-2.083	-2.784	-2.085	-2.787	0.002	0.002	-0.017	-0.095
702	701	-8.751	-6.192	-8.761	-6.206	0.010	0.014	-0.054	-0.175
701	300	-22.212	-12.888	-22.309	-13.028	0.096	0.139	-0.128	-0.690
4	101	-10.487	-7.949	-10.538	-8.062	0.051	0.113	-0.067	-0.946
4	102	-10.816	-8.373	-10.863	-8.476	0.046	0.103	-0.070	-0.833
4	3004	8.132	5.626	8.092	4.544	0.040	1.078	0.050	7.562
3004	2004	8.092	4.544	8.052	4.544	0.040	0.000	0.050	0.376
2004	311	4.936	2.729	4.886	2.668	0.050	0.060	0.092	0.475
311	203	3.675	1.927	3.662	1.912	0.012	0.015	0.068	0.155
203	313	2.005	0.852	2.001	0.846	0.004	0.005	0.036	0.099
313	314	0.454	-0.046	0.454	-0.046	0.000	0.000	0.008	0.028
314	204	-0.433	-0.546	-0.434	-0.547	0.001	0.001	-0.012	-0.065
204	205	-1.539	-1.210	-1.539	-1.211	0.001	0.001	-0.032	-0.017
205	2003	-3.965	-2.577	-3.977	-2.591	0.012	0.015	-0.078	-0.138
8	9	-10.872	-7.245	-11.006	-7.439	0.133	0.193	-0.067	-1.897
9	10	-12.347	-7.472	-12.400	-7.549	0.053	0.077	-0.073	-0.679
10	106	-17.163	-9.523	-17.218	-9.647	0.055	0.123	-0.098	-0.640
106	200	-22.471	-3.338	-22.525	-3.459	0.054	0.120	-0.113	-0.368
30011	1001	5.046	-1.483	5.044	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
3001	1001	4.587	6.680	4.580	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
3001	2001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
106	11	5.252	-4.775	5.252	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.035	-7.541	1.012	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	3001	4.412	6.959	4.404	6.678	0.008	0.280	0.041	3.401
1	30011	4.224	6.951	4.216	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
3003	2003	8.753	6.791	8.724	6.225	0.028	0.563	0.059	3.892
3	3003	8.781	7.748	8.753	6.791	0.028	0.953	0.059	6.443

313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.917
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.051	0.023	0.928
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.067	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.931
309	100309309	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	30044	4.388	2.665	4.383	2.478	0.006	0.186	0.026	2.286
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.383	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.026	0.104
4	5	18.763	12.553	18.735	12.513	0.028	0.040	0.115	0.230
5	3005	18.652	12.184	18.620	10.837	0.032	1.341	0.113	3.951
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.837	18.588	10.004	0.032	0.830	0.113	2.497
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1007	2.306	1.228	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.772
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.507	2.064	3.498	1.889	0.010	0.174	0.020	2.761
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.366
6	1006	4.715	2.732	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.769
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.720
3001010	2001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.253
103	6	4.733	2.744	4.730	2.739	0.003	0.005	0.028	0.108
109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
316	100316	2.417	1.320	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.757
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
204	315	1.105	0.679	1.104	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	10013	2.639	1.493	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.240
2004	310	1.339	0.735	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.537
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.952
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.823
315	100315315	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3008	1008	11.175	6.823	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.609
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.730
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308308	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.294	1.757	3.278	1.589	0.016	0.167	0.062	1.017
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.653
313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.769
3003	1003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.760
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.019	0.014	0.527
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.820
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.626
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.036
3	30033	8.548	5.554	8.536	5.111	0.012	0.441	0.051	2.851
30033	10033	8.536	5.111	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.807
30033	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.572 МВт / 1135.049 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.707 МВт / 6.195 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.949 МВт / 4.100 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.657 МВт / 10.296 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.395 МВт / 17.806 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-55.800	-49.066	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.767	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.714	-0.36
101		0.000	0.000	114.309	-0.46
102		0.000	0.000	114.196	-0.49
3	Гніваний	0.000	0.000	114.154	-0.50
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.350	-0.71
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.121	-0.75
103		0.000	0.000	112.947	-0.84
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.840	-0.87
7	Носківці	0.000	0.000	112.730	-0.92
104		0.000	0.000	112.653	-0.95
105		0.000	0.000	112.626	-0.97
8	Шаргород	0.000	0.000	112.412	-1.04
9	Конева	0.000	0.000	114.311	-0.67
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.991	-0.51
106		0.000	0.000	115.631	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.638	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.543	-3.544	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.578	-0.34
12	Чернятин	0.000	0.000	114.593	-0.34
108		0.000	0.000	114.612	-0.33
109		0.000	0.000	114.613	-0.33
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.610	-0.33
110		0.000	0.000	115.806	-0.09
300	Бар	-43.029	-28.176	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.459	-6.44
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.663	-6.13
303	Клекотина	0.000	0.000	34.925	-5.78
201		0.000	0.000	34.894	-6.39
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.894	-6.39
202		0.000	0.000	34.896	-6.39
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.896	-6.39
306	Тиврів	0.000	0.000	35.046	-6.22
307	Пилява	0.000	0.000	35.674	-5.75
308	ЗБК	0.000	0.000	34.773	-6.54
309	Жуківці	0.000	0.000	35.276	-6.05
310	Почапинці	0.000	0.000	34.954	-6.15
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.023	-6.24
203		0.000	0.000	34.874	-6.34
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.765	-6.37
313	Браїлів	0.000	0.000	34.779	-6.43
314	Демидівка	0.000	0.000	34.756	-6.49
204		0.000	0.000	34.821	-6.49

315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	34.781	-6.51
205		0.000	0.000	34.838	-6.48
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	34.831	-6.49
3001		0.000	0.000	124.872	-1.08
2001		0.000	0.000	29.860	-1.06
1001		9.630	5.200	11.938	-1.04
30011		0.000	0.000	124.878	-1.03
20011		0.000	0.000	41.807	-1.03
10011		0.000	0.000	11.944	-1.03
3002		0.000	0.000	108.604	-5.36
2002		0.000	0.000	36.295	-5.31
1002		3.830	1.960	10.221	-6.87
3003		0.000	0.000	107.982	-4.12
2003		0.000	0.000	34.972	-6.41
1003		0.000	0.000	6.197	-4.12
30033		0.000	0.000	111.413	-2.60
20033		0.000	0.000	37.299	-2.60
10033		8.530	4.840	10.497	-3.94
3004		0.000	0.000	106.383	-6.07
2004		0.000	0.000	35.481	-5.95
1004		0.000	0.000	10.175	-6.07
30044		0.000	0.000	111.160	-2.49
20044		0.000	0.000	37.215	-2.49
10044		4.380	2.480	10.622	-2.46
3005		0.000	0.000	109.388	-3.71
2005		0.000	0.000	26.157	-3.71
1005		18.600	10.010	10.251	-5.62
1006		4.700	2.410	10.454	-3.81
1007		2.300	1.110	10.532	-3.19
3008		0.000	0.000	107.850	-4.74
2008		0.000	0.000	36.092	-4.73
1008		11.160	6.320	10.098	-6.63
1009		1.310	0.670	10.223	-0.98
30088		0.000	0.000	112.412	-1.04
20088		0.000	0.000	37.634	-1.04
10088		0.000	0.000	10.752	-1.04
30055		0.000	0.000	113.121	-0.75
20055		0.000	0.000	27.050	-0.75
10055		0.000	0.000	10.820	-0.75
30010		0.000	0.000	114.991	-0.51
20010		0.000	0.000	38.497	-0.51
10010		0.000	0.000	10.999	-0.51
3001010		0.000	0.000	111.468	-3.45
2001010		0.000	0.000	37.318	-3.45
1001010		4.700	2.280	10.470	-5.22
3001111		0.000	0.000	113.603	-1.91
2001111		0.000	0.000	38.033	-1.91
1001111		4.160	2.360	10.856	-1.89
10012		3.500	1.890	10.706	-2.44
10013		2.630	1.340	10.665	-2.84
100301		0.980	0.560	10.618	-7.85
100302		0.660	0.340	10.765	-7.07
100303		0.000	0.000	10.976	-5.78
100304		0.980	0.560	10.758	-7.77
100305		0.770	0.370	10.825	-7.48
100306		1.530	0.870	10.791	-7.79
100307		0.880	0.470	11.039	-6.93
100308		3.280	1.590	10.661	-8.75
100309		1.750	0.990	10.832	-7.83
100310		1.310	0.670	10.727	-8.01
100311		1.200	0.680	10.752	-7.92
100312		1.640	0.970	10.676	-8.08
100313		1.530	0.780	10.725	-8.03
100314		0.880	0.470	10.745	-7.73
100315		1.090	0.590	10.707	-8.06
100316		2.410	1.230	10.745	-8.09
100301301		0.980	0.560	10.618	-7.85
100303303		1.420	0.770	10.777	-7.25
100304304		0.000	0.000	10.966	-6.39
100306306		0.000	0.000	11.014	-6.22
100308308		0.000	0.000	10.928	-6.54

100309309		0.000	0.000	11.086	-6.05
100313313		0.000	0.000	10.930	-6.43
100315315		0.000	0.000	10.931	-6.51
701		0.000	0.000	115.196	-0.13
702		0.000	0.000	115.001	-0.15
703		0.000	0.000	114.902	-0.15
704		0.000	0.000	114.699	-0.25
100701		13.460	6.890	9.912	-8.88
100702		6.670	3.600	10.119	-6.84
100703		-8.200	0.000	10.987	7.72
100704		3.390	1.640	10.421	-8.20

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	33.690	32.682	33.648	32.589	0.042	0.092	0.233	0.234
1	101	24.912	18.439	24.728	18.031	0.183	0.407	0.154	1.461
101	3	14.183	10.460	14.171	10.435	0.011	0.025	0.089	0.156
3	102	-3.217	-3.139	-3.218	-3.140	0.001	0.002	-0.023	-0.043
102	2	-14.088	-11.335	-14.126	-11.419	0.038	0.083	-0.091	-0.520
2	100	-21.966	-16.065	-22.110	-16.384	0.143	0.318	-0.137	-1.288
2	3002	7.819	4.969	7.785	4.041	0.034	0.924	0.047	6.582
3002	2002	3.948	1.949	3.940	1.949	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.940	1.969	3.887	1.905	0.052	0.063	0.070	0.644
307	306	3.000	1.429	2.958	1.379	0.041	0.049	0.054	0.655
306	202	1.411	0.417	1.407	0.411	0.005	0.006	0.024	0.160
202	201	0.630	0.012	0.630	0.012	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.362	-0.619	-0.363	-0.620	0.001	0.001	-0.012	-0.076
2003	301	1.058	1.203	1.042	1.184	0.015	0.018	0.026	0.511
301	302	-0.934	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.223
302	303	-1.606	-0.325	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.282
303	2008	-3.050	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.095	-0.054	-1.221
3008	2008	3.131	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.341	9.301	14.306	8.016	0.034	1.280	0.088	4.913
8	105	-3.512	-1.447	-3.517	-1.454	0.005	0.007	-0.019	-0.217
105	104	-3.517	-1.138	-3.518	-1.139	0.001	0.001	-0.019	-0.027
104	7	-3.518	-0.985	-3.520	-0.988	0.002	0.003	-0.019	-0.077
7	103	-5.836	-1.995	-5.845	-2.007	0.008	0.012	-0.032	-0.220
103	4	-10.578	-4.313	-10.605	-4.353	0.028	0.040	-0.058	-0.407
4	107	-20.620	-7.305	-20.796	-7.517	0.175	0.211	-0.111	-1.234
107	12	-14.063	-7.240	-14.065	-7.242	0.001	0.002	-0.080	-0.015
12	108	-17.587	-9.393	-17.589	-9.396	0.002	0.003	-0.100	-0.019
108	109	-17.589	-9.391	-17.589	-9.391	0.000	0.000	-0.100	-0.002
109	110	-20.239	-10.725	-20.403	-10.923	0.164	0.197	-0.115	-1.194
110	300	-20.403	-10.632	-20.421	-10.682	0.018	0.049	-0.115	-0.194
107	704	-6.732	0.115	-6.740	0.104	0.007	0.010	-0.034	-0.122
704	703	-10.189	-1.984	-10.204	-2.005	0.015	0.021	-0.052	-0.204
703	702	-2.094	-2.962	-2.096	-2.965	0.002	0.003	-0.018	-0.099
702	701	-8.848	-7.570	-8.860	-7.587	0.012	0.017	-0.058	-0.196
701	300	-22.490	-17.323	-22.608	-17.494	0.118	0.170	-0.142	-0.804
4	101	-10.493	-8.195	-10.545	-8.311	0.052	0.115	-0.068	-0.964
4	102	-10.823	-8.648	-10.871	-8.754	0.048	0.105	-0.070	-0.850
4	3004	8.132	5.620	8.091	4.538	0.040	1.077	0.050	7.555
3004	2004	8.091	4.538	8.051	4.538	0.040	0.000	0.050	0.377
2004	311	4.935	2.722	4.885	2.662	0.050	0.060	0.092	0.475
311	203	3.674	1.921	3.662	1.906	0.012	0.015	0.068	0.155
203	313	2.005	0.845	2.000	0.840	0.004	0.005	0.036	0.099
313	314	0.454	-0.052	0.454	-0.052	0.000	0.000	0.008	0.028
314	204	-0.434	-0.552	-0.435	-0.553	0.001	0.001	-0.012	-0.065
204	205	-1.539	-1.216	-1.540	-1.217	0.001	0.001	-0.032	-0.017
205	2003	-3.966	-2.583	-3.978	-2.598	0.012	0.015	-0.078	-0.138
8	9	-10.888	-7.327	-11.023	-7.522	0.135	0.195	-0.067	-1.909
9	10	-12.364	-7.556	-12.417	-7.633	0.053	0.077	-0.073	-0.683
10	106	-17.180	-9.607	-17.236	-9.731	0.056	0.124	-0.099	-0.644
106	200	-22.488	-3.422	-22.543	-3.544	0.054	0.121	-0.113	-0.370
106	11	5.252	-4.775	5.252	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.035	-7.541	1.012	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	30011	4.224	6.951	4.216	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395

304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.760
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.020	0.014	0.528
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.820
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.626
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.036
3	30033	8.548	5.555	8.536	5.111	0.012	0.441	0.051	2.851
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.536	5.111	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.807

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.883 МВт / 1137.775 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.997 МВт / 8.626 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.997 МВт / 8.626 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.630 МВт / 5.520 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.078 МВт / 4.655 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.708 МВт / 10.175 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.705 МВт / 18.800 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-55.811	-49.628	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.754	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	108.610	-0.39
101		0.000	0.000	108.175	-0.50
102		0.000	0.000	108.051	-0.54
3	Гніваний	0.000	0.000	108.007	-0.55
4	Жмеринка	0.000	0.000	107.137	-0.77
5	Подільська тяга	0.000	0.000	106.892	-0.82
103		0.000	0.000	106.696	-0.92
6	Станіславчик	0.000	0.000	106.582	-0.95
7	Носківці	0.000	0.000	106.456	-1.01
104		0.000	0.000	106.370	-1.04
105		0.000	0.000	106.339	-1.06
8	Шаргород	0.000	0.000	106.102	-1.13
9	Конева	0.000	0.000	108.141	-0.72
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	108.874	-0.56
106		0.000	0.000	109.568	-0.30
11	Яришів	0.000	0.000	109.573	-0.31
200	Дністровська ГЕС	-22.623	-5.019	110.000	0.00
107		0.000	0.000	108.460	-0.37
12	Чернятин	0.000	0.000	108.477	-0.37
108		0.000	0.000	108.497	-0.36
109		0.000	0.000	108.499	-0.36
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	108.495	-0.36
110		0.000	0.000	109.788	-0.10
300	Бар	-43.248	-29.689	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	32.078	-7.26
302	Ярошенка	0.000	0.000	32.300	-6.90
303	Клекотина	0.000	0.000	32.584	-6.51
201		0.000	0.000	32.549	-7.22
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	32.548	-7.22
202		0.000	0.000	32.551	-7.21

305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	32.551	-7.21
306	Тиврів	0.000	0.000	32.715	-7.02
307	Пилява	0.000	0.000	33.392	-6.48
308	ЗБК	0.000	0.000	32.416	-7.39
309	Жуківці	0.000	0.000	32.958	-6.83
310	Почапинці	0.000	0.000	32.610	-6.94
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	32.685	-7.05
203		0.000	0.000	32.524	-7.16
312	Володимирівка	0.000	0.000	32.407	-7.20
313	Браїлів	0.000	0.000	32.423	-7.26
314	Демидівка	0.000	0.000	32.398	-7.32
204		0.000	0.000	32.469	-7.33
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	32.426	-7.35
205		0.000	0.000	32.487	-7.32
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	32.479	-7.33
3001		0.000	0.000	118.239	-1.20
2001		0.000	0.000	28.274	-1.17
1001		9.630	5.200	11.304	-1.16
30011		0.000	0.000	118.247	-1.15
20011		0.000	0.000	39.587	-1.15
10011		0.000	0.000	11.310	-1.15
3002		0.000	0.000	101.948	-6.04
2002		0.000	0.000	34.061	-5.98
1002		3.830	1.960	9.573	-7.76
3003		0.000	0.000	101.278	-4.62
2003		0.000	0.000	32.631	-7.24
1003		0.000	0.000	5.813	-4.62
30033		0.000	0.000	105.072	-2.90
20033		0.000	0.000	35.176	-2.90
10033		8.530	4.840	9.881	-4.41
3004		0.000	0.000	99.532	-6.85
2004		0.000	0.000	33.177	-6.71
1004		0.000	0.000	9.520	-6.85
30044		0.000	0.000	104.807	-2.78
20044		0.000	0.000	35.088	-2.78
10044		4.380	2.480	10.014	-2.74
3005		0.000	0.000	102.864	-4.15
2005		0.000	0.000	24.597	-4.15
1005		18.600	10.010	9.612	-6.32
1006		4.700	2.410	9.832	-4.27
1007		2.300	1.110	9.915	-3.56
3008		0.000	0.000	101.140	-5.32
2008		0.000	0.000	33.844	-5.31
1008		11.160	6.320	9.440	-7.47
1009		1.310	0.670	9.667	-1.07
30088		0.000	0.000	106.102	-1.13
20088		0.000	0.000	35.521	-1.13
10088		0.000	0.000	10.148	-1.13
30055		0.000	0.000	106.892	-0.82
20055		0.000	0.000	25.560	-0.82
10055		0.000	0.000	10.224	-0.82
30010		0.000	0.000	108.874	-0.56
20010		0.000	0.000	36.449	-0.56
10010		0.000	0.000	10.414	-0.56
3001010		0.000	0.000	105.084	-3.85
2001010		0.000	0.000	35.181	-3.85
1001010		4.700	2.280	9.847	-5.85
3001111		0.000	0.000	107.415	-2.13
2001111		0.000	0.000	35.961	-2.13
1001111		4.160	2.360	10.264	-2.09
10012		3.500	1.890	10.105	-2.73
10013		2.630	1.340	10.061	-3.17
100301		0.980	0.560	9.853	-8.90
100302		0.660	0.340	10.012	-7.99
100303		0.000	0.000	10.240	-6.51
100304		0.980	0.560	10.004	-8.80
100305		0.770	0.370	10.077	-8.47
100306		1.530	0.870	10.041	-8.83
100307		0.880	0.470	10.309	-7.83
100308		3.280	1.590	9.899	-9.94
100309		1.750	0.990	10.084	-8.87

100310		1.310	0.670	9.970	-9.09
100311		1.200	0.680	9.997	-8.98
100312		1.640	0.970	9.915	-9.17
100313		1.530	0.780	9.968	-9.10
100314		0.880	0.470	9.990	-8.76
100315		1.090	0.590	9.949	-9.14
100316		2.410	1.230	9.990	-9.18
100301301		0.980	0.560	9.853	-8.90
100303303		1.420	0.770	10.025	-8.20
100304304		0.000	0.000	10.229	-7.22
100306306		0.000	0.000	10.281	-7.02
100308308		0.000	0.000	10.187	-7.39
100309309		0.000	0.000	10.358	-6.83
100313313		0.000	0.000	10.190	-7.26
100315315		0.000	0.000	10.190	-7.35
701		0.000	0.000	109.128	-0.13
702		0.000	0.000	108.915	-0.16
703		0.000	0.000	108.804	-0.16
704		0.000	0.000	108.587	-0.27
100701		13.460	6.890	9.231	-10.07
100702		6.670	3.600	9.466	-7.72
100703		-8.200	0.000	10.390	8.64
100704		3.390	1.640	9.719	-9.28

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	33.665	32.590	33.619	32.487	0.046	0.102	0.246	0.246
1	101	24.940	19.254	24.728	18.785	0.211	0.468	0.165	1.584
101	3	14.192	10.820	14.179	10.792	0.013	0.029	0.095	0.169
3	102	-3.208	-3.124	-3.209	-3.126	0.001	0.002	-0.024	-0.045
102	2	-14.066	-11.696	-14.109	-11.791	0.043	0.095	-0.098	-0.561
2	100	-21.982	-16.673	-22.147	-17.039	0.164	0.364	-0.146	-1.393
2	3002	7.854	5.172	7.814	4.105	0.040	1.062	0.050	7.225
3002	2002	3.977	1.994	3.967	1.994	0.010	0.000	0.025	0.194
2002	307	3.967	2.011	3.906	1.938	0.061	0.073	0.075	0.697
307	306	3.018	1.456	2.970	1.398	0.048	0.057	0.058	0.710
306	202	1.424	0.430	1.418	0.423	0.006	0.007	0.026	0.175
202	201	0.642	0.023	0.642	0.022	0.000	0.000	0.011	0.002
201	2003	-0.351	-0.609	-0.352	-0.610	0.001	0.001	-0.012	-0.079
2003	301	1.054	1.216	1.037	1.195	0.017	0.021	0.028	0.550
301	302	-0.941	0.006	-0.947	-0.000	0.006	0.006	-0.017	-0.245
302	303	-1.613	-0.335	-1.625	-0.349	0.012	0.014	-0.029	-0.308
303	2008	-3.059	-1.169	-3.151	-1.280	0.092	0.111	-0.058	-1.325
3008	2008	3.153	1.235	3.151	1.235	0.002	0.000	0.019	0.044
8	3008	14.370	9.607	14.331	8.131	0.039	1.469	0.094	5.378
8	105	-3.535	-1.610	-3.540	-1.618	0.006	0.008	-0.021	-0.240
105	104	-3.540	-1.337	-3.541	-1.338	0.001	0.001	-0.021	-0.031
104	7	-3.541	-1.200	-3.543	-1.203	0.002	0.003	-0.020	-0.087
7	103	-5.860	-2.250	-5.870	-2.264	0.010	0.014	-0.034	-0.243
103	4	-10.604	-4.659	-10.636	-4.705	0.032	0.046	-0.063	-0.445
4	107	-20.714	-7.688	-20.915	-7.930	0.200	0.241	-0.119	-1.331
107	12	-14.159	-7.741	-14.161	-7.743	0.001	0.003	-0.086	-0.017
12	108	-17.683	-9.907	-17.685	-9.911	0.002	0.004	-0.108	-0.021
108	109	-17.685	-9.906	-17.685	-9.906	0.000	0.000	-0.108	-0.002
109	110	-20.335	-11.276	-20.524	-11.503	0.188	0.227	-0.124	-1.291
110	300	-20.524	-11.242	-20.544	-11.299	0.020	0.057	-0.123	-0.212
107	704	-6.756	0.162	-6.764	0.150	0.008	0.012	-0.036	-0.128
704	703	-10.221	-2.060	-10.237	-2.084	0.016	0.024	-0.055	-0.218
703	702	-2.136	-3.191	-2.138	-3.194	0.002	0.003	-0.020	-0.111
702	701	-8.900	-7.973	-8.913	-7.993	0.014	0.020	-0.063	-0.213
701	300	-22.567	-18.191	-22.704	-18.390	0.137	0.198	-0.153	-0.872
4	101	-10.476	-8.494	-10.536	-8.627	0.060	0.133	-0.073	-1.043
4	102	-10.802	-8.949	-10.857	-9.071	0.055	0.121	-0.075	-0.919
4	3004	8.158	5.846	8.111	4.598	0.046	1.243	0.054	8.307
3004	2004	8.111	4.598	8.065	4.598	0.046	0.000	0.054	0.399
2004	311	4.944	2.756	4.886	2.686	0.057	0.069	0.098	0.512
311	203	3.675	1.938	3.661	1.921	0.014	0.017	0.073	0.167

203	313	2.002	0.850	1.997	0.844	0.005	0.006	0.039	0.107
313	314	0.451	-0.050	0.451	-0.050	0.000	0.000	0.008	0.030
314	204	-0.437	-0.554	-0.438	-0.555	0.001	0.001	-0.013	-0.070
204	205	-1.542	-1.221	-1.543	-1.222	0.001	0.001	-0.035	-0.019
205	2003	-3.969	-2.596	-3.983	-2.613	0.014	0.017	-0.084	-0.149
8	9	-10.889	-7.527	-11.043	-7.750	0.154	0.223	-0.072	-2.051
9	10	-12.381	-7.852	-12.442	-7.941	0.061	0.088	-0.078	-0.736
10	106	-17.203	-10.067	-17.267	-10.209	0.064	0.141	-0.106	-0.698
106	200	-22.561	-4.880	-22.623	-5.019	0.062	0.138	-0.121	-0.433
106	11	5.293	-3.951	5.293	-3.953	0.001	0.001	0.035	-0.004
11	30011	1.080	-6.711	1.060	-7.259	0.020	0.545	0.036	-8.652
1	30011	4.211	6.503	4.203	6.226	0.008	0.276	0.041	3.354
30011	1001	5.100	-1.039	5.097	-1.039	0.003	0.000	0.025	0.066
3001	1001	4.533	6.235	4.527	6.235	0.006	0.000	0.038	0.057
3001	2001	-0.163	-0.005	-0.163	-0.005	0.000	0.000	-0.001	-0.005
30011	2001	0.163	0.005	0.163	0.005	0.000	0.000	0.001	0.005
1	3001	4.379	6.514	4.371	6.230	0.008	0.283	0.041	3.362
3003	2003	8.750	6.925	8.717	6.273	0.033	0.650	0.064	4.257
3	3003	8.783	8.030	8.750	6.925	0.033	1.100	0.064	7.053
315	100315	1.096	0.638	1.089	0.590	0.007	0.049	0.023	0.903
315	100315315	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6	1006	4.717	2.775	4.697	2.408	0.020	0.365	0.030	4.055
205	316	2.426	1.378	2.426	1.378	0.000	0.001	0.050	0.008
316	100316	2.419	1.335	2.408	1.229	0.010	0.105	0.049	0.832
103	6	4.734	2.786	4.730	2.781	0.004	0.005	0.030	0.115
314	100314	0.884	0.501	0.879	0.470	0.005	0.031	0.018	0.715
313	100313	1.537	0.847	1.529	0.780	0.007	0.067	0.031	0.845
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.658	1.084	1.653	1.079	0.005	0.005	0.035	0.118
312	100312	1.648	1.053	1.639	0.969	0.009	0.083	0.035	1.006
3004	1004	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	18.767	12.824	18.735	12.778	0.031	0.046	0.122	0.246
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	3005	18.661	12.485	18.625	10.952	0.036	1.526	0.121	4.287
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.625	10.952	18.588	10.004	0.036	0.945	0.121	2.708
4	30044	4.390	2.688	4.384	2.478	0.006	0.209	0.028	2.443
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30044	10044	4.384	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.028	0.110
7	1007	2.307	1.243	2.299	1.109	0.009	0.133	0.014	2.974
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
109	13	2.650	1.569	2.650	1.569	0.000	0.000	0.016	0.004
13	10013	2.640	1.513	2.628	1.339	0.011	0.173	0.016	3.464
10	3001010	4.724	2.857	4.711	2.491	0.014	0.364	0.029	4.022
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	4.711	2.491	4.697	2.279	0.014	0.212	0.029	2.434
2004	309	1.778	1.144	1.769	1.133	0.009	0.011	0.037	0.226
309	100309	1.759	1.080	1.749	0.989	0.010	0.090	0.036	1.019
309	100309309	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3001111	4.168	2.539	4.163	2.359	0.005	0.180	0.026	2.230
3001111	2001111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3001111	1001111	4.163	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.026	0.103
2004	310	1.343	0.748	1.323	0.730	0.020	0.018	0.027	0.579
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	100310	1.319	0.738	1.309	0.670	0.010	0.068	0.027	1.044
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.509	2.086	3.498	1.889	0.011	0.196	0.022	2.947
311	100311	1.208	0.739	1.199	0.680	0.009	0.060	0.025	1.016
701	100701	13.640	10.292	13.452	6.886	0.187	3.393	0.090	14.103
702	100702	6.752	4.890	6.666	3.598	0.086	1.287	0.044	10.848
703	100703	-8.111	1.255	-8.195	0.000	0.083	1.250	-0.043	1.404
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.680	1.309	0.670	0.000	0.010	0.008	0.389
3008	1008	11.178	6.896	11.153	6.316	0.025	0.578	0.075	2.842
303	100303303	1.426	0.828	1.419	0.770	0.007	0.059	0.029	0.799

303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.357	0.660	0.340	0.002	0.017	0.013	0.516
301	100301	0.985	0.601	0.979	0.560	0.006	0.041	0.021	0.845
301	100301301	0.985	0.601	0.979	0.560	0.006	0.041	0.021	0.845
704	100704	3.452	2.402	3.388	1.639	0.064	0.760	0.022	12.673
204	315	1.105	0.679	1.103	0.678	0.001	0.001	0.023	0.045
3003	1003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2003	308	3.328	1.886	3.311	1.865	0.017	0.021	0.068	0.224
308	100308308	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.297	1.784	3.278	1.589	0.019	0.194	0.067	1.122
201	304	0.992	0.643	0.992	0.643	0.000	0.000	0.021	0.001
304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	100304	0.985	0.600	0.979	0.560	0.006	0.040	0.020	0.831
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.016	0.001
305	100305	0.773	0.392	0.770	0.370	0.003	0.023	0.015	0.578
306	100306	1.537	0.939	1.529	0.869	0.008	0.069	0.032	0.897
306	100306306	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
307	100307	0.884	0.499	0.879	0.470	0.004	0.029	0.018	0.682
3002	1002	3.837	2.111	3.828	1.959	0.010	0.152	0.025	2.218
3	30033	8.551	5.647	8.538	5.147	0.013	0.498	0.055	3.064
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.538	5.147	8.525	4.837	0.013	0.308	0.055	1.941

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.375 МВт / 1133.328 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.563 МВт / 6.752 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.563 МВт / 6.752 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.774 МВт / 6.784 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.862 МВт / 3.725 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.637 МВт / 10.509 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.200 МВт / 17.261 млн.кВт*г (1.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосвузол	-55.810	-48.804	121.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	120.775	-0.04
2	Сутиски	0.000	0.000	119.789	-0.33
101		0.000	0.000	119.407	-0.42
102		0.000	0.000	119.301	-0.46
3	Гнівась	0.000	0.000	119.260	-0.46
4	Жмеринка	0.000	0.000	118.504	-0.66
5	Подільська тяга	0.000	0.000	118.287	-0.70
103		0.000	0.000	118.128	-0.78
6	Станіславчик	0.000	0.000	118.026	-0.81
7	Носківці	0.000	0.000	117.928	-0.86
104		0.000	0.000	117.859	-0.89
105		0.000	0.000	117.835	-0.90
8	Шаргород	0.000	0.000	117.637	-0.97
9	Конева	0.000	0.000	119.436	-0.62
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	120.078	-0.48
106		0.000	0.000	120.679	-0.26
11	Яришів	0.000	0.000	120.687	-0.27
200	Дністровська ГЕС	-22.487	-2.326	121.000	0.00
107		0.000	0.000	119.662	-0.32

12	Чернятин	0.000	0.000	119.676	-0.32
108		0.000	0.000	119.694	-0.31
109		0.000	0.000	119.696	-0.31
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	119.692	-0.31
110		0.000	0.000	120.819	-0.08
300	Бар	-42.879	-27.099	121.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	36.396	-5.86
302	Ярошенка	0.000	0.000	36.588	-5.58
303	Клекотина	0.000	0.000	36.835	-5.27
201		0.000	0.000	36.805	-5.82
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	36.804	-5.82
202		0.000	0.000	36.806	-5.81
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	36.806	-5.81
306	Тиврів	0.000	0.000	36.947	-5.66
307	Пилява	0.000	0.000	37.540	-5.24
308	ЗБК	0.000	0.000	36.691	-5.95
309	Жуківці	0.000	0.000	37.166	-5.51
310	Почапинці	0.000	0.000	36.863	-5.60
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	36.927	-5.68
203		0.000	0.000	36.787	-5.77
312	Володимирівка	0.000	0.000	36.684	-5.80
313	Браїлів	0.000	0.000	36.697	-5.85
314	Демидівка	0.000	0.000	36.675	-5.90
204		0.000	0.000	36.737	-5.90
315	Гніваний ц. з.	0.000	0.000	36.699	-5.92
205		0.000	0.000	36.753	-5.90
316	Гніваний кар'єр	0.000	0.000	36.746	-5.90
3001		0.000	0.000	130.391	-0.99
2001		0.000	0.000	31.180	-0.97
1001		9.630	5.200	12.466	-0.96
30011		0.000	0.000	130.396	-0.95
20011		0.000	0.000	43.654	-0.95
10011		0.000	0.000	12.472	-0.95
3002		0.000	0.000	114.065	-4.88
2002		0.000	0.000	38.126	-4.84
1002		3.830	1.960	10.752	-6.25
3003		0.000	0.000	113.475	-3.76
2003		0.000	0.000	36.880	-5.84
1003		0.000	0.000	6.513	-3.76
30033		0.000	0.000	116.661	-2.39
20033		0.000	0.000	39.056	-2.39
10033		8.530	4.840	11.007	-3.61
3004		0.000	0.000	111.979	-5.52
2004		0.000	0.000	37.361	-5.41
1004		0.000	0.000	10.711	-5.52
30044		0.000	0.000	116.418	-2.29
20044		0.000	0.000	38.975	-2.29
10044		4.380	2.480	11.125	-2.26
3005		0.000	0.000	114.766	-3.39
2005		0.000	0.000	27.443	-3.39
1005		18.600	10.010	10.776	-5.13
1006		4.700	2.410	10.967	-3.49
1007		2.300	1.110	11.042	-2.93
3008		0.000	0.000	113.355	-4.33
2008		0.000	0.000	37.936	-4.33
1008		11.160	6.320	10.636	-6.03
1009		1.310	0.670	10.684	-0.91
30088		0.000	0.000	117.637	-0.97
20088		0.000	0.000	39.383	-0.97
10088		0.000	0.000	11.252	-0.97
30055		0.000	0.000	118.287	-0.70
20055		0.000	0.000	28.285	-0.70
10055		0.000	0.000	11.314	-0.70
30010		0.000	0.000	120.078	-0.48
20010		0.000	0.000	40.200	-0.48
10010		0.000	0.000	11.485	-0.48
3001010		0.000	0.000	116.748	-3.17
2001010		0.000	0.000	39.085	-3.17
1001010		4.700	2.280	10.985	-4.78
3001111		0.000	0.000	118.744	-1.76
2001111		0.000	0.000	39.754	-1.76

1001111	4.160	2.360	11.349	-1.74
10012	3.500	1.890	11.204	-2.24
10013	2.630	1.340	11.166	-2.61
100301	0.980	0.560	11.239	-7.12
100302	0.660	0.340	11.377	-6.43
100303	0.000	0.000	11.576	-5.27
100304	0.980	0.560	11.369	-7.05
100305	0.770	0.370	11.433	-6.79
100306	1.530	0.870	11.401	-7.07
100307	0.880	0.470	11.634	-6.30
100308	3.280	1.590	11.280	-7.93
100309	1.750	0.990	11.441	-7.10
100310	1.310	0.670	11.342	-7.27
100311	1.200	0.680	11.365	-7.19
100312	1.640	0.970	11.293	-7.33
100313	1.530	0.780	11.339	-7.28
100314	0.880	0.470	11.358	-7.02
100315	1.090	0.590	11.322	-7.31
100316	2.410	1.230	11.358	-7.34
100301301	0.980	0.560	11.239	-7.12
100303303	1.420	0.770	11.388	-6.59
100304304	0.000	0.000	11.566	-5.82
100306306	0.000	0.000	11.611	-5.66
100308308	0.000	0.000	11.531	-5.95
100309309	0.000	0.000	11.680	-5.51
100313313	0.000	0.000	11.533	-5.85
100315315	0.000	0.000	11.533	-5.92
701	0.000	0.000	120.245	-0.12
702	0.000	0.000	120.062	-0.15
703	0.000	0.000	119.972	-0.15
704	0.000	0.000	119.779	-0.24
100701	13.460	6.890	10.464	-8.06
100702	6.670	3.600	10.654	-6.23
100703	-8.200	0.000	11.480	7.06
100704	3.390	1.640	10.994	-7.45

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	33.721	32.887	33.683	32.801	0.039	0.085	0.224	0.225
1	101	24.897	17.845	24.732	17.478	0.165	0.365	0.146	1.372
101	3	14.178	10.207	14.168	10.185	0.010	0.023	0.084	0.147
3	102	-3.223	-3.163	-3.223	-3.164	0.001	0.002	-0.022	-0.041
102	2	-14.106	-11.075	-14.140	-11.150	0.034	0.075	-0.087	-0.490
2	100	-21.959	-15.630	-22.089	-15.917	0.129	0.286	-0.130	-1.213
2	3002	7.797	4.833	7.766	3.998	0.031	0.831	0.044	6.136
3002	2002	3.930	1.919	3.923	1.919	0.008	0.000	0.022	0.174
2002	307	3.923	1.941	3.875	1.884	0.047	0.056	0.066	0.607
307	306	2.988	1.412	2.951	1.368	0.037	0.044	0.051	0.616
306	202	1.404	0.408	1.399	0.403	0.004	0.005	0.023	0.150
202	201	0.623	0.005	0.623	0.005	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.370	-0.626	-0.371	-0.627	0.001	0.001	-0.011	-0.074
2003	301	1.059	1.191	1.046	1.175	0.013	0.016	0.025	0.483
301	302	-0.931	0.008	-0.936	0.004	0.005	0.004	-0.015	-0.209
302	303	-1.602	-0.321	-1.611	-0.332	0.009	0.011	-0.026	-0.265
303	2008	-3.046	-1.135	-3.117	-1.221	0.071	0.085	-0.051	-1.149
3008	2008	3.118	1.165	3.117	1.165	0.001	0.000	0.017	0.040
8	3008	14.322	9.094	14.291	7.938	0.031	1.151	0.083	4.589
8	105	-3.496	-1.322	-3.500	-1.328	0.004	0.006	-0.018	-0.200
105	104	-3.500	-0.983	-3.500	-0.984	0.001	0.001	-0.018	-0.025
104	7	-3.500	-0.815	-3.502	-0.817	0.002	0.002	-0.018	-0.070
7	103	-5.819	-1.793	-5.827	-1.804	0.007	0.011	-0.030	-0.202
103	4	-10.559	-4.039	-10.584	-4.075	0.025	0.036	-0.055	-0.380
4	107	-20.554	-7.027	-20.712	-7.218	0.158	0.190	-0.106	-1.164
107	12	-13.997	-6.878	-13.998	-6.880	0.001	0.002	-0.075	-0.014
12	108	-17.521	-9.023	-17.523	-9.027	0.002	0.003	-0.095	-0.018
108	109	-17.523	-9.020	-17.523	-9.021	0.000	0.000	-0.095	-0.002
109	110	-20.172	-10.327	-20.320	-10.504	0.147	0.177	-0.109	-1.125

110	300	-20.320	-10.188	-20.336	-10.233	0.016	0.044	-0.108	-0.181
107	704	-6.716	0.087	-6.722	0.078	0.007	0.010	-0.032	-0.117
704	703	-10.167	-1.924	-10.180	-1.943	0.013	0.019	-0.050	-0.194
703	702	-2.065	-2.791	-2.067	-2.793	0.001	0.002	-0.017	-0.091
702	701	-8.813	-7.277	-8.823	-7.292	0.010	0.015	-0.055	-0.183
701	300	-22.438	-16.714	-22.543	-16.867	0.105	0.152	-0.134	-0.755
4	101	-10.507	-7.974	-10.554	-8.078	0.047	0.104	-0.064	-0.907
4	102	-10.840	-8.426	-10.883	-8.521	0.043	0.095	-0.067	-0.800
4	3004	8.115	5.470	8.079	4.500	0.036	0.966	0.048	7.038
3004	2004	8.079	4.500	8.043	4.500	0.036	0.000	0.048	0.360
2004	311	4.929	2.702	4.884	2.648	0.045	0.054	0.087	0.448
311	203	3.674	1.911	3.663	1.898	0.011	0.013	0.065	0.146
203	313	2.006	0.843	2.003	0.839	0.004	0.005	0.034	0.094
313	314	0.455	-0.054	0.455	-0.054	0.000	0.000	0.007	0.026
314	204	-0.432	-0.551	-0.433	-0.552	0.001	0.001	-0.011	-0.062
204	205	-1.538	-1.214	-1.538	-1.215	0.001	0.001	-0.031	-0.016
205	2003	-3.964	-2.576	-3.975	-2.589	0.011	0.013	-0.074	-0.130
8	9	-10.892	-7.194	-11.014	-7.371	0.122	0.176	-0.064	-1.808
9	10	-12.357	-7.344	-12.406	-7.414	0.048	0.070	-0.069	-0.645
10	106	-17.170	-9.268	-17.220	-9.380	0.050	0.111	-0.094	-0.604
106	200	-22.437	-2.217	-22.487	-2.326	0.049	0.109	-0.108	-0.323
106	11	5.217	-5.492	5.216	-5.493	0.001	0.001	0.036	-0.008
11	30011	0.996	-8.266	0.971	-8.943	0.025	0.674	0.040	-9.692
1	30011	4.236	7.344	4.228	7.071	0.008	0.273	0.040	3.435
30011	1001	5.000	-1.872	4.997	-1.872	0.003	0.000	0.024	0.059
3001	1001	4.633	7.069	4.627	7.069	0.006	0.000	0.037	0.053
3001	2001	-0.199	0.001	-0.199	0.001	0.000	0.000	-0.001	-0.003
30011	2001	0.199	-0.001	0.199	-0.001	0.000	0.000	0.001	0.003
1	3001	4.442	7.350	4.434	7.069	0.008	0.280	0.041	3.441
3003	2003	8.755	6.708	8.729	6.200	0.026	0.506	0.056	3.641
3	3003	8.780	7.567	8.755	6.708	0.026	0.856	0.056	6.025
315	100315	1.095	0.627	1.089	0.590	0.005	0.038	0.020	0.769
315	100315315	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	1006	4.713	2.703	4.697	2.408	0.016	0.293	0.027	3.564
205	316	2.426	1.367	2.425	1.366	0.000	0.000	0.044	0.007
316	100316	2.417	1.311	2.408	1.229	0.008	0.081	0.043	0.705
103	6	4.732	2.715	4.729	2.710	0.003	0.004	0.027	0.102
314	100314	0.883	0.494	0.879	0.470	0.003	0.024	0.016	0.610
313	100313	1.535	0.832	1.529	0.780	0.006	0.052	0.027	0.717
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.656	1.071	1.652	1.068	0.004	0.004	0.031	0.104
312	100312	1.646	1.034	1.639	0.969	0.007	0.064	0.031	0.856
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	18.762	12.374	18.737	12.337	0.025	0.036	0.109	0.218
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	3005	18.646	11.978	18.617	10.759	0.029	1.214	0.108	3.714
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.617	10.759	18.588	10.004	0.029	0.752	0.108	2.348
4	30044	4.387	2.649	4.382	2.478	0.005	0.169	0.025	2.172
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.382	2.478	4.377	2.478	0.005	0.000	0.025	0.100
7	1007	2.306	1.217	2.299	1.109	0.007	0.107	0.013	2.625
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
109	13	2.650	1.549	2.650	1.549	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.638	1.480	2.628	1.339	0.009	0.140	0.015	3.076
10	3001010	4.719	2.743	4.708	2.449	0.011	0.293	0.026	3.504
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	4.708	2.449	4.697	2.279	0.011	0.170	0.026	2.124
2004	309	1.777	1.136	1.769	1.127	0.007	0.009	0.033	0.199
309	100309	1.757	1.059	1.749	0.989	0.008	0.070	0.032	0.870
309	100309309	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3001111	4.166	2.506	4.162	2.359	0.004	0.147	0.023	1.998
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.004	0.000	0.023	0.093
2004	310	1.337	0.727	1.321	0.713	0.015	0.014	0.023	0.507
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	100310	1.317	0.722	1.309	0.670	0.008	0.053	0.023	0.888

30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.507	2.049	3.498	1.889	0.009	0.159	0.020	2.625
311	100311	1.206	0.726	1.199	0.680	0.007	0.046	0.022	0.867
701	100701	13.598	9.537	13.452	6.886	0.146	2.640	0.080	11.920
702	100702	6.734	4.618	6.666	3.598	0.068	1.016	0.039	9.336
703	100703	-8.126	1.028	-8.195	-0.000	0.068	1.024	-0.039	0.858
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.678	1.309	0.670	0.000	0.008	0.007	0.350
3008	1008	11.173	6.773	11.153	6.316	0.020	0.455	0.066	2.445
303	100303303	1.424	0.815	1.419	0.770	0.005	0.045	0.026	0.682
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.353	0.660	0.340	0.002	0.013	0.012	0.441
301	100301	0.984	0.591	0.979	0.560	0.005	0.032	0.018	0.719
301	100301301	0.984	0.591	0.979	0.560	0.005	0.032	0.018	0.719
704	100704	3.438	2.235	3.388	1.639	0.050	0.594	0.020	10.769
204	315	1.105	0.679	1.104	0.678	0.001	0.001	0.020	0.039
3003	1003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2003	308	3.324	1.859	3.310	1.843	0.013	0.016	0.060	0.196
308	100308308	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.293	1.739	3.278	1.589	0.015	0.150	0.058	0.945
201	304	0.993	0.646	0.993	0.646	0.000	0.000	0.019	0.001
304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	100304	0.984	0.591	0.979	0.560	0.004	0.031	0.018	0.710
202	305	0.777	0.415	0.777	0.415	0.000	0.000	0.014	0.001
305	100305	0.772	0.387	0.770	0.370	0.003	0.017	0.014	0.493
306	100306	1.535	0.923	1.529	0.869	0.006	0.054	0.028	0.766
306	100306306	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
307	100307	0.883	0.493	0.879	0.470	0.003	0.023	0.016	0.587
3002	1002	3.835	2.080	3.828	1.959	0.008	0.121	0.022	1.908
3	30033	8.546	5.490	8.535	5.087	0.011	0.402	0.049	2.696
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.535	5.087	8.525	4.837	0.011	0.249	0.049	1.709

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.572 МВт / 1135.049 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.707 МВт / 6.195 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.949 МВт / 4.100 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.657 МВт / 10.296 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.395 МВт / 17.806 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергонузол	-55.800	-49.066	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.767	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.714	-0.36
101		0.000	0.000	114.309	-0.46
102		0.000	0.000	114.196	-0.49
3	Гніваний	0.000	0.000	114.154	-0.50

4	Жмеринка	0.000	0.000	113.350	-0.71
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.121	-0.75
103		0.000	0.000	112.947	-0.84
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.840	-0.87
7	Носківці	0.000	0.000	112.730	-0.92
104		0.000	0.000	112.653	-0.95
105		0.000	0.000	112.626	-0.97
8	Шаргород	0.000	0.000	112.412	-1.04
9	Конева	0.000	0.000	114.311	-0.67
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.991	-0.51
106		0.000	0.000	115.631	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.638	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.543	-3.544	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.578	-0.34
12	Чернятин	0.000	0.000	114.593	-0.34
108		0.000	0.000	114.612	-0.33
109		0.000	0.000	114.613	-0.33
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.610	-0.33
110		0.000	0.000	115.806	-0.09
300	Бар	-43.029	-28.176	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.459	-6.44
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.663	-6.13
303	Клекотина	0.000	0.000	34.925	-5.78
201		0.000	0.000	34.894	-6.39
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.894	-6.39
202		0.000	0.000	34.896	-6.39
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.896	-6.39
306	Тиврів	0.000	0.000	35.046	-6.22
307	Пилява	0.000	0.000	35.674	-5.75
308	ЗБК	0.000	0.000	34.773	-6.54
309	Жуківці	0.000	0.000	35.276	-6.05
310	Почапинці	0.000	0.000	34.954	-6.15
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.023	-6.24
203		0.000	0.000	34.874	-6.34
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.765	-6.37
313	Браїлів	0.000	0.000	34.779	-6.43
314	Демидівка	0.000	0.000	34.756	-6.49
204		0.000	0.000	34.821	-6.49
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	34.781	-6.51
205		0.000	0.000	34.838	-6.48
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	34.831	-6.49
3001		0.000	0.000	124.872	-1.08
2001		0.000	0.000	29.860	-1.06
1001		9.630	5.200	11.938	-1.04
30011		0.000	0.000	124.878	-1.03
20011		0.000	0.000	41.807	-1.03
10011		0.000	0.000	11.944	-1.03
3002		0.000	0.000	108.604	-5.36
2002		0.000	0.000	36.295	-5.31
1002		3.830	1.960	10.221	-6.87
3003		0.000	0.000	107.982	-4.12
2003		0.000	0.000	34.972	-6.41
1003		0.000	0.000	6.197	-4.12
30033		0.000	0.000	111.413	-2.60
20033		0.000	0.000	37.299	-2.60
10033		8.530	4.840	10.497	-3.94
3004		0.000	0.000	106.383	-6.07
2004		0.000	0.000	35.481	-5.95
1004		0.000	0.000	10.175	-6.07
30044		0.000	0.000	111.160	-2.49
20044		0.000	0.000	37.215	-2.49
10044		4.380	2.480	10.622	-2.46
3005		0.000	0.000	109.388	-3.71
2005		0.000	0.000	26.157	-3.71
1005		18.600	10.010	10.251	-5.62
1006		4.700	2.410	10.454	-3.81
1007		2.300	1.110	10.532	-3.19
3008		0.000	0.000	107.850	-4.74
2008		0.000	0.000	36.092	-4.73
1008		11.160	6.320	10.098	-6.63
1009		1.310	0.670	10.223	-0.98

30088	0.000	0.000	112.412	-1.04
20088	0.000	0.000	37.634	-1.04
10088	0.000	0.000	10.752	-1.04
30055	0.000	0.000	113.121	-0.75
20055	0.000	0.000	27.050	-0.75
10055	0.000	0.000	10.820	-0.75
30010	0.000	0.000	114.991	-0.51
20010	0.000	0.000	38.497	-0.51
10010	0.000	0.000	10.999	-0.51
3001010	0.000	0.000	111.468	-3.45
2001010	0.000	0.000	37.318	-3.45
1001010	4.700	2.280	10.470	-5.22
3001111	0.000	0.000	113.603	-1.91
2001111	0.000	0.000	38.033	-1.91
1001111	4.160	2.360	10.856	-1.89
10012	3.500	1.890	10.706	-2.44
10013	2.630	1.340	10.665	-2.84
100301	0.980	0.560	10.618	-7.85
100302	0.660	0.340	10.765	-7.07
100303	0.000	0.000	10.976	-5.78
100304	0.980	0.560	10.758	-7.77
100305	0.770	0.370	10.825	-7.48
100306	1.530	0.870	10.791	-7.79
100307	0.880	0.470	11.039	-6.93
100308	3.280	1.590	10.661	-8.75
100309	1.750	0.990	10.832	-7.83
100310	1.310	0.670	10.727	-8.01
100311	1.200	0.680	10.752	-7.92
100312	1.640	0.970	10.676	-8.08
100313	1.530	0.780	10.725	-8.03
100314	0.880	0.470	10.745	-7.73
100315	1.090	0.590	10.707	-8.06
100316	2.410	1.230	10.745	-8.09
100301301	0.980	0.560	10.618	-7.85
100303303	1.420	0.770	10.777	-7.25
100304304	0.000	0.000	10.966	-6.39
100306306	0.000	0.000	11.014	-6.22
100308308	0.000	0.000	10.928	-6.54
100309309	0.000	0.000	11.086	-6.05
100313313	0.000	0.000	10.930	-6.43
100315315	0.000	0.000	10.931	-6.51
701	0.000	0.000	115.196	-0.13
702	0.000	0.000	115.001	-0.15
703	0.000	0.000	114.902	-0.15
704	0.000	0.000	114.699	-0.25
100701	13.460	6.890	9.912	-8.88
100702	6.670	3.600	10.119	-6.84
100703	-8.200	0.000	10.987	7.72
100704	3.390	1.640	10.421	-8.20

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	33.690	32.682	33.648	32.589	0.042	0.092	0.233	0.234
1	101	24.912	18.439	24.728	18.031	0.183	0.407	0.154	1.461
101	3	14.183	10.460	14.171	10.435	0.011	0.025	0.089	0.156
3	102	-3.217	-3.139	-3.218	-3.140	0.001	0.002	-0.023	-0.043
102	2	-14.088	-11.335	-14.126	-11.419	0.038	0.083	-0.091	-0.520
2	100	-21.966	-16.065	-22.110	-16.384	0.143	0.318	-0.137	-1.288
2	3002	7.819	4.969	7.785	4.041	0.034	0.924	0.047	6.582
3002	2002	3.948	1.949	3.940	1.949	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.940	1.969	3.887	1.905	0.052	0.063	0.070	0.644
307	306	3.000	1.429	2.958	1.379	0.041	0.049	0.054	0.655
306	202	1.411	0.417	1.407	0.411	0.005	0.006	0.024	0.160
202	201	0.630	0.012	0.630	0.012	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.362	-0.619	-0.363	-0.620	0.001	0.001	-0.012	-0.076
2003	301	1.058	1.203	1.042	1.184	0.015	0.018	0.026	0.511
301	302	-0.934	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.223

109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.639	1.494	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.240
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.720
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.253
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.067	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.931
309	100309309	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
2004	310	1.339	0.735	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.537
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.952
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.507	2.064	3.498	1.889	0.010	0.175	0.020	2.762
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.052	0.023	0.928
701	100701	13.615	9.841	13.452	6.886	0.163	2.943	0.084	12.812
702	100702	6.741	4.728	6.666	3.598	0.075	1.126	0.041	9.961
703	100703	-8.120	1.123	-8.195	-0.000	0.074	1.118	-0.041	1.076
10	30010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.366
3008	1008	11.175	6.823	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.609
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.730
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
704	100704	3.443	2.302	3.388	1.639	0.055	0.661	0.021	11.550
204	315	1.105	0.679	1.104	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
3003	1003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308308	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.294	1.757	3.278	1.589	0.016	0.168	0.062	1.017
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304304	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.760
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.020	0.014	0.528
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.820
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.626
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.036
3	30033	8.548	5.555	8.536	5.111	0.012	0.441	0.051	2.851
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.536	5.111	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.807

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 119.237 МВТ / 1044.517 МЛН.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 116.170 МВТ / 1017.649 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.708 МВТ / 7.376 МЛН.КВТ*Г

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

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.708 МВТ / 7.376 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.679 МВТ / 5.948 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.744 МВТ / 3.212 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.423 МВТ / 9.160 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.131 МВТ / 16.536 МЛН.КВТ*Г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	P _{НАВ} , МВт	Q _{НАВ} , МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРНОВУЗОЛ	-57.895	-49.278	116.000	0.00
1	ТЮШКИ ТЯГА	0.000	0.000	115.763	-0.05
2	СУТИСКИ	0.000	0.000	114.690	-0.38
101		0.000	0.000	114.274	-0.49
102		0.000	0.000	114.159	-0.52
3	ГНІВАНЬ	0.000	0.000	114.117	-0.53
4	ЖМЕРИНКА	0.000	0.000	113.278	-0.77
5	ПОДІЛЬСЬКА ТЯГА	0.000	0.000	113.049	-0.82
103		0.000	0.000	112.881	-0.90
6	СТАНІСЛАВЧИК	0.000	0.000	112.774	-0.93
7	НОСКІВЦІ	0.000	0.000	112.671	-0.98
104		0.000	0.000	112.599	-1.01
105		0.000	0.000	112.573	-1.02
8	ШАРГОРОД	0.000	0.000	112.369	-1.08
9	КОНЕВА	0.000	0.000	114.294	-0.68
10	МОГ. ПОДІЛЬСЬКИЙ	0.000	0.000	114.982	-0.53
106		0.000	0.000	115.628	-0.28
11	ЯРИШІВ	0.000	0.000	115.634	-0.29
200	ДНІСТРОВСЬКА ГЕС	-22.869	-3.535	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.402	-0.47
12	ЧЕРНЯТИН	0.000	0.000	114.419	-0.46
108		0.000	0.000	114.441	-0.45
109		0.000	0.000	114.443	-0.45
13	СЛОВОДА МЕЖИРІВСЬКА	0.000	0.000	114.439	-0.45
110		0.000	0.000	115.789	-0.11
300	БАР	-38.473	-20.515	116.000	0.00
301	КРАСНЕ	0.000	0.000	34.443	-6.48
302	ЯРОШЕНКА	0.000	0.000	34.647	-6.17
303	КЛЕКОТИНА	0.000	0.000	34.910	-5.83
201		0.000	0.000	34.879	-6.44
304	ЗАВОД ЕАЕ	0.000	0.000	34.879	-6.44
202		0.000	0.000	34.881	-6.43
305	СУТИСКИ ГЕС	0.000	0.000	34.881	-6.43
306	ТИВРІВ	0.000	0.000	35.032	-6.26
307	ПИЛЯВА	0.000	0.000	35.662	-5.78
308	ЗБК	0.000	0.000	34.757	-6.58
309	ЖУКІВЦІ	0.000	0.000	35.253	-6.11
310	ПОЧАПИНЦІ	0.000	0.000	34.931	-6.21
311	БРАЇЛІВ Ц. З.	0.000	0.000	35.001	-6.30
203		0.000	0.000	34.853	-6.40
312	ВОЛОДИМИРІВКА	0.000	0.000	34.744	-6.43
313	БРАЇЛІВ	0.000	0.000	34.759	-6.48
314	ДЕМИДІВКА	0.000	0.000	34.737	-6.53
204		0.000	0.000	34.805	-6.53
315	ГНІВАНЬ Ц. З.	0.000	0.000	34.764	-6.56
205		0.000	0.000	34.822	-6.53
316	ГНІВАНЬ КАР'ЄР	0.000	0.000	34.814	-6.53
3001		0.000	0.000	124.869	-1.08
2001		0.000	0.000	29.859	-1.06
1001		9.630	5.200	11.938	-1.04
30011		0.000	0.000	124.874	-1.04
20011		0.000	0.000	41.806	-1.04
10011		0.000	0.000	11.944	-1.04
3002		0.000	0.000	108.575	-5.39
2002		0.000	0.000	36.285	-5.34
1002		3.830	1.960	10.218	-6.91
3003		0.000	0.000	107.938	-4.16
2003		0.000	0.000	34.956	-6.46
1003		0.000	0.000	6.195	-4.16
30033		0.000	0.000	111.376	-2.64
20033		0.000	0.000	37.287	-2.64
10033		8.530	4.840	10.494	-3.98
3004		0.000	0.000	106.314	-6.13
2004		0.000	0.000	35.458	-6.00
1004		0.000	0.000	10.169	-6.13
30044		0.000	0.000	111.086	-2.56
20044		0.000	0.000	37.190	-2.56

10044	4.380	2.480	10.615	-2.53
3005	0.000	0.000	109.313	-3.78
2005	0.000	0.000	26.139	-3.78
1005	18.600	10.010	10.244	-5.69
1006	4.700	2.410	10.448	-3.88
1007	2.300	1.110	10.526	-3.24
3008	0.000	0.000	107.804	-4.79
2008	0.000	0.000	36.077	-4.78
1008	11.160	6.320	10.094	-6.67
1009	1.310	0.670	10.221	-1.00
30088	0.000	0.000	112.369	-1.08
20088	0.000	0.000	37.619	-1.08
10088	0.000	0.000	10.748	-1.08
30055	0.000	0.000	113.049	-0.82
20055	0.000	0.000	27.032	-0.82
10055	0.000	0.000	10.813	-0.82
30010	0.000	0.000	114.982	-0.53
20010	0.000	0.000	38.494	-0.53
10010	0.000	0.000	10.998	-0.53
3001010	0.000	0.000	111.459	-3.46
2001010	0.000	0.000	37.315	-3.46
1001010	4.700	2.280	10.469	-5.23
3001111	0.000	0.000	113.599	-1.92
2001111	0.000	0.000	38.031	-1.92
1001111	4.160	2.360	10.856	-1.89
10012	3.500	1.890	10.689	-2.57
10013	2.630	1.340	10.648	-2.97
100301	0.980	0.560	10.613	-7.89
100302	0.660	0.340	10.760	-7.11
100303	0.000	0.000	10.971	-5.83
100304	0.980	0.560	10.753	-7.81
100305	0.770	0.370	10.820	-7.52
100306	1.530	0.870	10.787	-7.83
100307	0.880	0.470	11.035	-6.97
100308	3.280	1.590	10.656	-8.80
100309	1.750	0.990	10.825	-7.89
100310	1.310	0.670	10.720	-8.07
100311	1.200	0.680	10.745	-7.98
100312	1.640	0.970	10.669	-8.14
100313	1.530	0.780	10.718	-8.08
100314	0.880	0.470	10.739	-7.78
100315	1.090	0.590	10.702	-8.11
100316	2.410	1.230	10.740	-8.14
100301301	0.980	0.560	10.613	-7.89
100303303	1.420	0.770	10.772	-7.29
100304304	0.000	0.000	10.961	-6.44
100306306	0.000	0.000	11.010	-6.26
100308308	0.000	0.000	10.923	-6.58
100309309	0.000	0.000	11.079	-6.11
100313313	0.000	0.000	10.924	-6.48
100315315	0.000	0.000	10.925	-6.56
701	0.000	0.000	115.532	-0.08
100701	13.450	6.890	9.949	-8.77

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
100	1	34.893	32.803	34.849	32.706	0.043	0.096	0.238	0.237
1	101	26.111	18.556	25.914	18.120	0.196	0.434	0.159	1.493
101	3	14.406	10.480	14.394	10.455	0.012	0.026	0.090	0.158
3	102	-3.005	-3.126	-3.006	-3.128	0.001	0.002	-0.022	-0.042
102	2	-14.954	-11.398	-14.995	-11.488	0.041	0.090	-0.095	-0.534
2	100	-22.850	-16.138	-23.002	-16.476	0.151	0.336	-0.141	-1.312
2	3002	7.834	4.973	7.799	4.042	0.035	0.927	0.047	6.593
3002	2002	3.963	1.949	3.955	1.949	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.955	1.969	3.902	1.906	0.053	0.064	0.070	0.646
307	306	3.014	1.429	2.972	1.379	0.041	0.050	0.054	0.657
306	202	1.425	0.417	1.421	0.411	0.005	0.006	0.024	0.162

202	201	0.644	0.011	0.644	0.011	0.000	0.000	0.011	0.002
201	2003	-0.348	-0.619	-0.349	-0.620	0.001	0.001	-0.012	-0.075
2003	301	1.057	1.203	1.042	1.185	0.015	0.018	0.026	0.512
301	302	-0.935	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.224
302	303	-1.606	-0.326	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.283
303	2008	-3.051	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.096	-0.054	-1.222
3008	2008	3.132	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.341	9.303	14.307	8.017	0.034	1.281	0.088	4.921
8	105	-3.194	-1.476	-3.199	-1.483	0.004	0.006	-0.018	-0.206
105	104	-3.199	-1.167	-3.199	-1.168	0.000	0.001	-0.017	-0.026
104	7	-3.199	-1.014	-3.201	-1.016	0.002	0.002	-0.017	-0.073
7	103	-5.518	-2.024	-5.525	-2.035	0.008	0.011	-0.030	-0.213
103	4	-10.258	-4.342	-10.284	-4.380	0.026	0.038	-0.057	-0.401
4	107	-18.245	-7.216	-18.387	-7.386	0.141	0.170	-0.100	-1.131
107	12	-18.387	-7.133	-18.388	-7.136	0.002	0.003	-0.099	-0.017
12	108	-21.911	-9.287	-21.914	-9.292	0.003	0.005	-0.120	-0.022
108	109	-21.914	-9.287	-21.914	-9.287	0.000	0.000	-0.120	-0.002
109	110	-24.564	-10.622	-24.789	-10.893	0.224	0.270	-0.135	-1.350
110	300	-24.789	-10.603	-24.813	-10.671	0.024	0.068	-0.134	-0.211
4	101	-11.450	-8.249	-11.509	-8.379	0.059	0.130	-0.072	-1.002
4	102	-11.894	-8.709	-11.948	-8.829	0.054	0.119	-0.075	-0.886
4	3004	8.106	5.613	8.066	4.535	0.040	1.073	0.050	7.561
3004	2004	8.066	4.535	8.026	4.535	0.040	0.000	0.050	0.375
2004	311	4.909	2.719	4.860	2.660	0.049	0.059	0.091	0.473
311	203	3.649	1.918	3.637	1.904	0.012	0.014	0.068	0.154
203	313	1.980	0.843	1.975	0.838	0.004	0.005	0.036	0.098
313	314	0.429	-0.054	0.429	-0.055	0.000	0.000	0.007	0.026
314	204	-0.459	-0.555	-0.460	-0.556	0.001	0.001	-0.012	-0.067
204	205	-1.564	-1.219	-1.565	-1.220	0.001	0.001	-0.033	-0.018
205	2003	-3.991	-2.585	-4.003	-2.600	0.012	0.015	-0.079	-0.139
8	9	-11.206	-7.299	-11.347	-7.503	0.140	0.203	-0.069	-1.936
9	10	-12.687	-7.536	-12.743	-7.617	0.055	0.080	-0.074	-0.692
10	106	-17.506	-9.591	-17.563	-9.719	0.057	0.127	-0.100	-0.649
106	11	5.250	-4.775	5.249	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.033	-7.541	1.010	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	30011	4.225	6.951	4.218	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
3001	2001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
1	3001	4.413	6.959	4.406	6.678	0.008	0.281	0.041	3.401
3001	1001	4.588	6.680	4.581	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
30011	1001	5.045	-1.483	5.042	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
106	200	-22.813	-3.410	-22.869	-3.535	0.056	0.124	-0.115	-0.374
3003	2003	8.764	6.799	8.735	6.232	0.029	0.565	0.059	3.901
3	3003	8.792	7.760	8.764	6.799	0.029	0.957	0.059	6.459
5	3005	18.653	12.189	18.620	10.839	0.032	1.344	0.114	3.962
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.839	18.588	10.004	0.032	0.832	0.114	2.504
204	315	1.105	0.679	1.103	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.825
315	100315315	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
316	100316	2.417	1.321	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.758
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.654
313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.771
313	100313313	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.052	0.023	0.930
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	30044	4.388	2.665	4.383	2.478	0.006	0.186	0.026	2.292
30044	10044	4.383	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.026	0.104
30044	20044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	1007	2.306	1.228	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.778
30055	10055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.367
6	1006	4.715	2.733	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.779
103	6	4.733	2.744	4.730	2.740	0.003	0.005	0.028	0.108
109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.639	1.494	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.256
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.068	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.933
309	100309309	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2004	310	1.339	0.736	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.538
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.954
12	10012	3.508	2.065	3.498	1.889	0.010	0.175	0.021	2.775
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
4	5	18.763	12.557	18.735	12.517	0.028	0.040	0.115	0.230
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.722
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.254
3001010	2001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3008	1008	11.175	6.824	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.613
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.731
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.772
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.772
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308	3.295	1.757	3.278	1.589	0.017	0.168	0.062	1.018
308	100308308	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
3003	1003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.919
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.761
304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.020	0.014	0.528
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.821
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.627
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.038
3	30033	8.548	5.555	8.536	5.112	0.012	0.442	0.051	2.854
30033	10033	8.536	5.112	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.809
30033	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300	701	13.660	9.844	13.619	9.785	0.041	0.059	0.084	0.468
701	100701	13.603	9.815	13.442	6.886	0.161	2.917	0.084	12.731

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.591 МВт / 1135.221 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.760 МВт / 7.601 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.760 МВт / 7.601 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.707 МВт / 6.192 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.948 МВт / 4.096 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.655 МВт / 10.288 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.415 МВт / 17.889 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-57.895	-49.278	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.763	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.690	-0.38
101		0.000	0.000	114.274	-0.49
102		0.000	0.000	114.159	-0.52
3	Гнівась	0.000	0.000	114.117	-0.53
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.278	-0.77
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.049	-0.82
103		0.000	0.000	112.881	-0.90
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.774	-0.93
7	Носківці	0.000	0.000	112.671	-0.98
104		0.000	0.000	112.599	-1.01
105		0.000	0.000	112.573	-1.02
8	Шаргород	0.000	0.000	112.369	-1.08
9	Конева	0.000	0.000	114.294	-0.68
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.982	-0.53
106		0.000	0.000	115.628	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.634	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.869	-3.535	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.402	-0.47
12	Чернятин	0.000	0.000	114.419	-0.46
108		0.000	0.000	114.441	-0.45
109		0.000	0.000	114.443	-0.45
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.439	-0.45
110		0.000	0.000	115.789	-0.11
300	Бар	-40.627	-28.306	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.443	-6.48
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.647	-6.17
303	Клекотина	0.000	0.000	34.910	-5.83
201		0.000	0.000	34.879	-6.44
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.879	-6.44
202		0.000	0.000	34.881	-6.43
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.881	-6.43
306	Тиврів	0.000	0.000	35.032	-6.26
307	Пилява	0.000	0.000	35.662	-5.78
308	ЗБК	0.000	0.000	34.757	-6.58
309	Жуківці	0.000	0.000	35.253	-6.11
310	Почапинці	0.000	0.000	34.931	-6.21
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.001	-6.30
203		0.000	0.000	34.853	-6.40
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.744	-6.43
313	Браїлів	0.000	0.000	34.759	-6.48
314	Демидівка	0.000	0.000	34.737	-6.53
204		0.000	0.000	34.805	-6.53
315	Гнівась ц. з.	0.000	0.000	34.764	-6.56
205		0.000	0.000	34.822	-6.53
316	Гнівась кар'єр	0.000	0.000	34.814	-6.53
3001		0.000	0.000	124.869	-1.08
2001		0.000	0.000	29.859	-1.06
1001		9.630	5.200	11.938	-1.04
30011		0.000	0.000	124.874	-1.04
20011		0.000	0.000	41.806	-1.04
10011		0.000	0.000	11.944	-1.04
3002		0.000	0.000	108.575	-5.39
2002		0.000	0.000	36.285	-5.34
1002		3.830	1.960	10.218	-6.91
3003		0.000	0.000	107.938	-4.16
2003		0.000	0.000	34.956	-6.46
1003		0.000	0.000	6.195	-4.16
30033		0.000	0.000	111.376	-2.64
20033		0.000	0.000	37.287	-2.64
10033		8.530	4.840	10.494	-3.98
3004		0.000	0.000	106.314	-6.13
2004		0.000	0.000	35.458	-6.00
1004		0.000	0.000	10.169	-6.13
30044		0.000	0.000	111.086	-2.56
20044		0.000	0.000	37.190	-2.56
10044		4.380	2.480	10.615	-2.53
3005		0.000	0.000	109.313	-3.78

2005	0.000	0.000	26.139	-3.78
1005	18.600	10.010	10.244	-5.69
1006	4.700	2.410	10.448	-3.88
1007	2.300	1.110	10.526	-3.24
3008	0.000	0.000	107.804	-4.79
2008	0.000	0.000	36.077	-4.78
1008	11.160	6.320	10.094	-6.67
1009	1.310	0.670	10.221	-1.00
30088	0.000	0.000	112.369	-1.08
20088	0.000	0.000	37.619	-1.08
10088	0.000	0.000	10.748	-1.08
30055	0.000	0.000	113.049	-0.82
20055	0.000	0.000	27.032	-0.82
10055	0.000	0.000	10.813	-0.82
30010	0.000	0.000	114.982	-0.53
20010	0.000	0.000	38.494	-0.53
10010	0.000	0.000	10.998	-0.53
3001010	0.000	0.000	111.459	-3.46
2001010	0.000	0.000	37.315	-3.46
1001010	4.700	2.280	10.469	-5.23
3001111	0.000	0.000	113.599	-1.92
2001111	0.000	0.000	38.031	-1.92
1001111	4.160	2.360	10.856	-1.89
10012	3.500	1.890	10.689	-2.57
10013	2.630	1.340	10.648	-2.97
100301	0.980	0.560	10.613	-7.89
100302	0.660	0.340	10.760	-7.11
100303	0.000	0.000	10.971	-5.83
100304	0.980	0.560	10.753	-7.81
100305	0.770	0.370	10.820	-7.52
100306	1.530	0.870	10.787	-7.83
100307	0.880	0.470	11.035	-6.97
100308	3.280	1.590	10.656	-8.80
100309	1.750	0.990	10.825	-7.89
100310	1.310	0.670	10.720	-8.07
100311	1.200	0.680	10.745	-7.98
100312	1.640	0.970	10.669	-8.14
100313	1.530	0.780	10.718	-8.08
100314	0.880	0.470	10.739	-7.78
100315	1.090	0.590	10.702	-8.11
100316	2.410	1.230	10.740	-8.14
100301301	0.980	0.560	10.613	-7.89
100303303	1.420	0.770	10.772	-7.29
100304304	0.000	0.000	10.961	-6.44
100306306	0.000	0.000	11.010	-6.26
100308308	0.000	0.000	10.923	-6.58
100309309	0.000	0.000	11.079	-6.11
100313313	0.000	0.000	10.924	-6.48
100315315	0.000	0.000	10.925	-6.56
701	0.000	0.000	115.307	-0.04
702	0.000	0.000	115.175	-0.02
703	0.000	0.000	115.176	0.06
704	0.000	0.000	115.072	0.03
100701	13.460	6.890	9.924	-8.78
100702	6.670	3.600	10.137	-6.69
100703	-8.200	0.000	11.013	7.89
100704	3.390	1.640	10.464	-7.86

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	34.893	32.803	34.849	32.706	0.043	0.096	0.238	0.237
1	101	26.111	18.556	25.914	18.120	0.196	0.434	0.159	1.493
101	3	14.406	10.480	14.394	10.455	0.012	0.026	0.090	0.158
3	102	-3.005	-3.126	-3.006	-3.128	0.001	0.002	-0.022	-0.042
102	2	-14.954	-11.398	-14.995	-11.488	0.041	0.090	-0.095	-0.534
2	100	-22.850	-16.138	-23.002	-16.476	0.151	0.336	-0.141	-1.312
2	3002	7.834	4.973	7.799	4.042	0.035	0.927	0.047	6.593

3002	2002	3.963	1.949	3.955	1.949	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.955	1.969	3.902	1.906	0.053	0.064	0.070	0.646
307	306	3.014	1.429	2.972	1.379	0.041	0.050	0.054	0.657
306	202	1.425	0.417	1.421	0.411	0.005	0.006	0.024	0.162
202	201	0.644	0.011	0.644	0.011	0.000	0.000	0.011	0.002
201	2003	-0.348	-0.619	-0.349	-0.620	0.001	0.001	-0.012	-0.075
2003	301	1.057	1.203	1.042	1.185	0.015	0.018	0.026	0.512
301	302	-0.935	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.224
302	303	-1.606	-0.326	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.283
303	2008	-3.051	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.096	-0.054	-1.222
3008	2008	3.132	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.341	9.303	14.307	8.017	0.034	1.281	0.088	4.921
8	105	-3.194	-1.476	-3.199	-1.483	0.004	0.006	-0.018	-0.206
105	104	-3.199	-1.167	-3.199	-1.168	0.000	0.001	-0.017	-0.026
104	7	-3.199	-1.014	-3.201	-1.016	0.002	0.002	-0.017	-0.073
7	103	-5.518	-2.024	-5.525	-2.035	0.008	0.011	-0.030	-0.213
103	4	-10.258	-4.342	-10.284	-4.380	0.026	0.038	-0.057	-0.401
4	107	-18.245	-7.216	-18.387	-7.386	0.141	0.170	-0.100	-1.131
107	12	-18.387	-7.133	-18.388	-7.136	0.002	0.003	-0.099	-0.017
12	108	-21.911	-9.287	-21.914	-9.292	0.003	0.005	-0.120	-0.022
108	109	-21.914	-9.287	-21.914	-9.287	0.000	0.000	-0.120	-0.002
109	110	-24.564	-10.622	-24.789	-10.893	0.224	0.270	-0.135	-1.350
110	300	-24.789	-10.603	-24.813	-10.671	0.024	0.068	-0.134	-0.211
4	101	-11.450	-8.249	-11.509	-8.379	0.059	0.130	-0.072	-1.002
4	102	-11.894	-8.709	-11.948	-8.829	0.054	0.119	-0.075	-0.886
4	3004	8.106	5.613	8.066	4.535	0.040	1.073	0.050	7.561
3004	2004	8.066	4.535	8.026	4.535	0.040	0.000	0.050	0.375
2004	311	4.909	2.719	4.860	2.660	0.049	0.059	0.091	0.473
311	203	3.649	1.918	3.637	1.904	0.012	0.014	0.068	0.154
203	313	1.980	0.843	1.975	0.838	0.004	0.005	0.036	0.098
313	314	0.429	-0.054	0.429	-0.055	0.000	0.000	0.007	0.026
314	204	-0.459	-0.555	-0.460	-0.556	0.001	0.001	-0.012	-0.067
204	205	-1.564	-1.219	-1.565	-1.220	0.001	0.001	-0.033	-0.018
205	2003	-3.991	-2.585	-4.003	-2.600	0.012	0.015	-0.079	-0.139
8	9	-11.206	-7.299	-11.347	-7.503	0.140	0.203	-0.069	-1.936
9	10	-12.687	-7.536	-12.743	-7.617	0.055	0.080	-0.074	-0.692
10	106	-17.506	-9.591	-17.563	-9.719	0.057	0.127	-0.100	-0.649
106	11	5.250	-4.775	5.249	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.033	-7.541	1.010	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	30011	4.225	6.951	4.218	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
2001	3001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
1	3001	4.413	6.959	4.406	6.678	0.008	0.281	0.041	3.401
3001	1001	4.588	6.680	4.581	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
30011	1001	5.045	-1.483	5.042	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
106	200	-22.813	-3.410	-22.869	-3.535	0.056	0.124	-0.115	-0.374
3003	2003	8.764	6.799	8.735	6.232	0.029	0.565	0.059	3.901
3	3003	8.792	7.760	8.764	6.799	0.029	0.957	0.059	6.459
5	3005	18.653	12.189	18.620	10.839	0.032	1.344	0.114	3.962
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.839	18.588	10.004	0.032	0.832	0.114	2.504
204	315	1.105	0.679	1.103	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.825
315	100315315	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
316	100316	2.417	1.321	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.758
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.654
313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.771
313	100313313	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.052	0.023	0.930
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	30044	4.388	2.665	4.383	2.478	0.006	0.186	0.026	2.292
30044	10044	4.383	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.026	0.104
30044	20044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	1007	2.306	1.228	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.778
30055	10055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.367
6	1006	4.715	2.733	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.779
103	6	4.733	2.744	4.730	2.740	0.003	0.005	0.028	0.108

109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.639	1.494	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.256
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.068	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.933
309	100309309	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2004	310	1.339	0.736	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.538
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.954
12	10012	3.508	2.065	3.498	1.889	0.010	0.175	0.021	2.775
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
4	5	18.763	12.557	18.735	12.517	0.028	0.040	0.115	0.230
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.722
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.254
3001010	2001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	30010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3008	1008	11.175	6.824	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.613
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.731
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.772
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.772
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308	3.295	1.757	3.278	1.589	0.017	0.168	0.062	1.018
308	100308308	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
3003	1003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.919
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.761
304	100304304	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.020	0.014	0.528
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.821
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.627
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.038
3	30033	8.548	5.555	8.536	5.112	0.012	0.442	0.051	2.854
30033	10033	8.536	5.112	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.809
30033	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300	701	15.814	17.635	15.733	17.518	0.081	0.117	0.118	0.693
701	702	2.103	7.789	2.098	7.781	0.006	0.008	0.040	0.132
702	703	-4.654	3.181	-4.658	3.174	0.004	0.006	-0.028	-0.001
703	704	3.451	2.224	3.449	2.220	0.002	0.003	0.021	0.103
704	100704	3.443	2.297	3.388	1.639	0.055	0.655	0.021	11.416
703	100703	-8.121	1.117	-8.195	-0.000	0.074	1.113	-0.041	1.120
702	100702	6.741	4.724	6.666	3.598	0.075	1.122	0.041	9.910
701	100701	13.614	9.833	13.452	6.886	0.162	2.936	0.084	12.768

3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.572 МВт / 1135.049 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 126.240 МВт / 1105.862 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.739 МВт / 7.510 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.707 МВт / 6.195 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.949 МВт / 4.100 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в трансформаторах: 1.657 МВт / 10.296 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.395 МВт / 17.806 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-55.800	-49.066	116.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	115.767	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.714	-0.36
101		0.000	0.000	114.309	-0.46
102		0.000	0.000	114.196	-0.49
3	Гніваний	0.000	0.000	114.154	-0.50
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.350	-0.71
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.121	-0.75
103		0.000	0.000	112.947	-0.84
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.840	-0.87
7	Носківці	0.000	0.000	112.730	-0.92
104		0.000	0.000	112.653	-0.95
105		0.000	0.000	112.626	-0.97
8	Шаргород	0.000	0.000	112.412	-1.04
9	Конева	0.000	0.000	114.311	-0.67
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	114.991	-0.51
106		0.000	0.000	115.631	-0.28
11	Яришів	0.000	0.000	115.638	-0.29
200	Дністровська ГЕС	-22.543	-3.544	116.000	0.00
107		0.000	0.000	114.578	-0.34
12	Чернятин	0.000	0.000	114.593	-0.34
108		0.000	0.000	114.612	-0.33
109		0.000	0.000	114.613	-0.33
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	114.610	-0.33
110		0.000	0.000	115.806	-0.09
300	Бар	-43.029	-28.176	116.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	34.459	-6.44
302	Ярошенка	0.000	0.000	34.663	-6.13
303	Клекотина	0.000	0.000	34.925	-5.78
201		0.000	0.000	34.894	-6.39
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	34.894	-6.39
202		0.000	0.000	34.896	-6.39
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.896	-6.39
306	Тиврів	0.000	0.000	35.046	-6.22
307	Пилява	0.000	0.000	35.674	-5.75
308	ЗЕК	0.000	0.000	34.773	-6.54
309	Жуківці	0.000	0.000	35.276	-6.05
310	Почапинці	0.000	0.000	34.954	-6.15
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	35.023	-6.24
203		0.000	0.000	34.874	-6.34
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.765	-6.37
313	Браїлів	0.000	0.000	34.779	-6.43
314	Демидівка	0.000	0.000	34.756	-6.49
204		0.000	0.000	34.821	-6.49
315	Гніваний ц. з.	0.000	0.000	34.781	-6.51
205		0.000	0.000	34.838	-6.48
316	Гніваний кар'єр	0.000	0.000	34.831	-6.49
3001		0.000	0.000	124.872	-1.08
2001		0.000	0.000	29.860	-1.06
1001		9.630	5.200	11.938	-1.04
30011		0.000	0.000	124.878	-1.03
20011		0.000	0.000	41.807	-1.03
10011		0.000	0.000	11.944	-1.03
3002		0.000	0.000	108.604	-5.36
2002		0.000	0.000	36.295	-5.31
1002		3.830	1.960	10.221	-6.87
3003		0.000	0.000	107.982	-4.12
2003		0.000	0.000	34.972	-6.41
1003		0.000	0.000	6.197	-4.12
30033		0.000	0.000	111.413	-2.60

20033	0.000	0.000	37.299	-2.60
10033	8.530	4.840	10.497	-3.94
3004	0.000	0.000	106.383	-6.07
2004	0.000	0.000	35.481	-5.95
1004	0.000	0.000	10.175	-6.07
30044	0.000	0.000	111.160	-2.49
20044	0.000	0.000	37.215	-2.49
10044	4.380	2.480	10.622	-2.46
3005	0.000	0.000	109.388	-3.71
2005	0.000	0.000	26.157	-3.71
1005	18.600	10.010	10.251	-5.62
1006	4.700	2.410	10.454	-3.81
1007	2.300	1.110	10.532	-3.19
3008	0.000	0.000	107.850	-4.74
2008	0.000	0.000	36.092	-4.73
1008	11.160	6.320	10.098	-6.63
1009	1.310	0.670	10.223	-0.98
30088	0.000	0.000	112.412	-1.04
20088	0.000	0.000	37.634	-1.04
10088	0.000	0.000	10.752	-1.04
30055	0.000	0.000	113.121	-0.75
20055	0.000	0.000	27.050	-0.75
10055	0.000	0.000	10.820	-0.75
30010	0.000	0.000	114.991	-0.51
20010	0.000	0.000	38.497	-0.51
10010	0.000	0.000	10.999	-0.51
3001010	0.000	0.000	111.468	-3.45
2001010	0.000	0.000	37.318	-3.45
1001010	4.700	2.280	10.470	-5.22
3001111	0.000	0.000	113.603	-1.91
2001111	0.000	0.000	38.033	-1.91
1001111	4.160	2.360	10.856	-1.89
10012	3.500	1.890	10.706	-2.44
10013	2.630	1.340	10.665	-2.84
100301	0.980	0.560	10.618	-7.85
100302	0.660	0.340	10.765	-7.07
100303	0.000	0.000	10.976	-5.78
100304	0.980	0.560	10.758	-7.77
100305	0.770	0.370	10.825	-7.48
100306	1.530	0.870	10.791	-7.79
100307	0.880	0.470	11.039	-6.93
100308	3.280	1.590	10.661	-8.75
100309	1.750	0.990	10.832	-7.83
100310	1.310	0.670	10.727	-8.01
100311	1.200	0.680	10.752	-7.92
100312	1.640	0.970	10.676	-8.08
100313	1.530	0.780	10.725	-8.03
100314	0.880	0.470	10.745	-7.73
100315	1.090	0.590	10.707	-8.06
100316	2.410	1.230	10.745	-8.09
100301301	0.980	0.560	10.618	-7.85
100303303	1.420	0.770	10.777	-7.25
100304304	0.000	0.000	10.966	-6.39
100306306	0.000	0.000	11.014	-6.22
100308308	0.000	0.000	10.928	-6.54
100309309	0.000	0.000	11.086	-6.05
100313313	0.000	0.000	10.930	-6.43
100315315	0.000	0.000	10.931	-6.51
701	0.000	0.000	115.196	-0.13
702	0.000	0.000	115.001	-0.15
703	0.000	0.000	114.902	-0.15
704	0.000	0.000	114.699	-0.25
100701	13.460	6.890	9.912	-8.88
100702	6.670	3.600	10.119	-6.84
100703	-8.200	0.000	10.987	7.72
100704	3.390	1.640	10.421	-8.20

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	33.690	32.682	33.648	32.589	0.042	0.092	0.233	0.234
1	101	24.912	18.439	24.728	18.031	0.183	0.407	0.154	1.461
101	3	14.183	10.460	14.171	10.435	0.011	0.025	0.089	0.156
3	102	-3.217	-3.139	-3.218	-3.140	0.001	0.002	-0.023	-0.043
102	2	-14.088	-11.335	-14.126	-11.419	0.038	0.083	-0.091	-0.520
2	100	-21.966	-16.065	-22.110	-16.384	0.143	0.318	-0.137	-1.288
2	3002	7.819	4.969	7.785	4.041	0.034	0.924	0.047	6.582
3002	2002	3.948	1.949	3.940	1.949	0.009	0.000	0.023	0.183
2002	307	3.940	1.969	3.887	1.905	0.052	0.063	0.070	0.644
307	306	3.000	1.429	2.958	1.379	0.041	0.049	0.054	0.655
306	202	1.411	0.417	1.407	0.411	0.005	0.006	0.024	0.160
202	201	0.630	0.012	0.630	0.012	0.000	0.000	0.010	0.002
201	2003	-0.362	-0.619	-0.363	-0.620	0.001	0.001	-0.012	-0.076
2003	301	1.058	1.203	1.042	1.184	0.015	0.018	0.026	0.511
301	302	-0.934	0.009	-0.940	0.004	0.006	0.005	-0.016	-0.223
302	303	-1.606	-0.325	-1.616	-0.338	0.010	0.012	-0.027	-0.282
303	2008	-3.050	-1.148	-3.130	-1.244	0.079	0.095	-0.054	-1.221
3008	2008	3.131	1.193	3.130	1.193	0.001	0.000	0.018	0.042
8	3008	14.341	9.301	14.306	8.016	0.034	1.280	0.088	4.913
8	105	-3.512	-1.447	-3.517	-1.454	0.005	0.007	-0.019	-0.217
105	104	-3.517	-1.138	-3.518	-1.139	0.001	0.001	-0.019	-0.027
104	7	-3.518	-0.985	-3.520	-0.988	0.002	0.003	-0.019	-0.077
7	103	-5.836	-1.995	-5.845	-2.007	0.008	0.012	-0.032	-0.220
103	4	-10.578	-4.313	-10.605	-4.353	0.028	0.040	-0.058	-0.407
4	107	-20.620	-7.305	-20.796	-7.517	0.175	0.211	-0.111	-1.234
107	12	-14.063	-7.240	-14.065	-7.242	0.001	0.002	-0.080	-0.015
12	108	-17.587	-9.393	-17.589	-9.396	0.002	0.003	-0.100	-0.019
108	109	-17.589	-9.391	-17.589	-9.391	0.000	0.000	-0.100	-0.002
109	110	-20.239	-10.725	-20.403	-10.923	0.164	0.197	-0.115	-1.194
110	300	-20.403	-10.632	-20.421	-10.682	0.018	0.049	-0.115	-0.194
107	704	-6.732	0.115	-6.740	0.104	0.007	0.010	-0.034	-0.122
704	703	-10.189	-1.984	-10.204	-2.005	0.015	0.021	-0.052	-0.204
703	702	-2.094	-2.962	-2.096	-2.965	0.002	0.003	-0.018	-0.099
702	701	-8.848	-7.570	-8.860	-7.587	0.012	0.017	-0.058	-0.196
701	300	-22.490	-17.323	-22.608	-17.494	0.118	0.170	-0.142	-0.804
4	101	-10.493	-8.195	-10.545	-8.311	0.052	0.115	-0.068	-0.964
4	102	-10.823	-8.648	-10.871	-8.754	0.048	0.105	-0.070	-0.850
4	3004	8.132	5.620	8.091	4.538	0.040	1.077	0.050	7.555
3004	2004	8.091	4.538	8.051	4.538	0.040	0.000	0.050	0.377
2004	311	4.935	2.722	4.885	2.662	0.050	0.060	0.092	0.475
311	203	3.674	1.921	3.662	1.906	0.012	0.015	0.068	0.155
203	313	2.005	0.845	2.000	0.840	0.004	0.005	0.036	0.099
313	314	0.454	-0.052	0.454	-0.052	0.000	0.000	0.008	0.028
314	204	-0.434	-0.552	-0.435	-0.553	0.001	0.001	-0.012	-0.065
204	205	-1.539	-1.216	-1.540	-1.217	0.001	0.001	-0.032	-0.017
205	2003	-3.966	-2.583	-3.978	-2.598	0.012	0.015	-0.078	-0.138
8	9	-10.888	-7.327	-11.023	-7.522	0.135	0.195	-0.067	-1.909
9	10	-12.364	-7.556	-12.417	-7.633	0.053	0.077	-0.073	-0.683
10	106	-17.180	-9.607	-17.236	-9.731	0.056	0.124	-0.099	-0.644
106	200	-22.488	-3.422	-22.543	-3.544	0.054	0.121	-0.113	-0.370
106	11	5.252	-4.775	5.252	-4.776	0.001	0.001	0.035	-0.006
11	30011	1.035	-7.541	1.012	-8.157	0.023	0.614	0.038	-9.221
1	30011	4.224	6.951	4.216	6.676	0.008	0.273	0.040	3.395
30011	1001	5.046	-1.483	5.044	-1.483	0.003	0.000	0.024	0.062
3001	1001	4.587	6.680	4.580	6.680	0.006	0.000	0.037	0.055
3001	2001	-0.182	-0.002	-0.182	-0.002	0.000	0.000	-0.001	-0.004
30011	2001	0.182	0.002	0.182	0.002	0.000	0.000	0.001	0.004
1	3001	4.412	6.959	4.404	6.678	0.008	0.280	0.041	3.401
3003	2003	8.753	6.794	8.724	6.228	0.028	0.564	0.059	3.894
3	3003	8.781	7.752	8.753	6.794	0.028	0.954	0.059	6.446
315	100315	1.095	0.632	1.089	0.590	0.006	0.042	0.021	0.824
315	100315315	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	1006	4.715	2.733	4.697	2.408	0.018	0.323	0.028	3.770
205	316	2.426	1.371	2.425	1.370	0.000	0.000	0.046	0.008
316	100316	2.417	1.320	2.408	1.229	0.009	0.091	0.046	0.757
103	6	4.733	2.744	4.730	2.739	0.003	0.005	0.028	0.108
314	100314	0.883	0.497	0.879	0.470	0.004	0.027	0.017	0.653
313	100313	1.536	0.838	1.529	0.780	0.006	0.058	0.029	0.769
313	100313313	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

203	312	1.657	1.076	1.653	1.072	0.005	0.004	0.033	0.110
312	100312	1.647	1.042	1.639	0.969	0.008	0.072	0.032	0.918
3004	1004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	18.763	12.554	18.735	12.514	0.028	0.040	0.115	0.230
5	30055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	3005	18.652	12.185	18.620	10.838	0.032	1.342	0.114	3.952
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	18.620	10.838	18.588	10.004	0.032	0.831	0.114	2.498
4	30044	4.388	2.665	4.383	2.478	0.006	0.186	0.026	2.287
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.383	2.478	4.377	2.478	0.006	0.000	0.026	0.104
7	1007	2.306	1.228	2.299	1.109	0.008	0.118	0.013	2.772
8	30088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
109	13	2.650	1.557	2.649	1.557	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.639	1.494	2.628	1.339	0.010	0.154	0.015	3.240
10	3001010	4.721	2.790	4.709	2.467	0.012	0.322	0.027	3.720
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	4.709	2.467	4.697	2.279	0.012	0.187	0.027	2.253
2004	309	1.777	1.138	1.769	1.128	0.008	0.010	0.034	0.211
309	100309	1.758	1.067	1.749	0.989	0.009	0.078	0.034	0.931
309	100309309	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3001111	4.167	2.520	4.162	2.359	0.005	0.161	0.024	2.097
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	4.162	2.359	4.157	2.359	0.005	0.000	0.024	0.098
2004	310	1.339	0.735	1.322	0.720	0.017	0.016	0.025	0.537
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	100310	1.318	0.729	1.309	0.670	0.009	0.059	0.025	0.952
30011	10011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	10012	3.507	2.064	3.498	1.889	0.010	0.175	0.020	2.762
311	100311	1.207	0.731	1.199	0.680	0.007	0.052	0.023	0.928
701	100701	13.615	9.841	13.452	6.886	0.163	2.943	0.084	12.812
702	100702	6.741	4.728	6.666	3.598	0.075	1.126	0.041	9.961
703	100703	-8.120	1.123	-8.195	-0.000	0.074	1.118	-0.041	1.076
10	30010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	1.310	0.679	1.309	0.670	0.000	0.009	0.007	0.366
3008	1008	11.175	6.823	11.153	6.316	0.022	0.505	0.070	2.609
303	100303303	1.425	0.820	1.419	0.770	0.006	0.051	0.027	0.730
303	100303	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
302	100302	0.662	0.355	0.660	0.340	0.002	0.015	0.012	0.472
301	100301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
301	100301301	0.985	0.595	0.979	0.560	0.005	0.035	0.019	0.771
704	100704	3.443	2.302	3.388	1.639	0.055	0.661	0.021	11.550
204	315	1.105	0.679	1.104	0.677	0.001	0.001	0.021	0.041
3003	1003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2003	308	3.325	1.868	3.310	1.850	0.015	0.018	0.063	0.207
308	100308308	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
308	100308	3.294	1.757	3.278	1.589	0.016	0.168	0.062	1.017
201	304	0.993	0.644	0.993	0.644	0.000	0.000	0.020	0.001
304	100304304	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	100304	0.984	0.594	0.979	0.560	0.005	0.034	0.019	0.760
202	305	0.776	0.414	0.776	0.414	0.000	0.000	0.015	0.001
305	100305	0.772	0.389	0.770	0.370	0.003	0.020	0.014	0.528
306	100306	1.536	0.930	1.529	0.869	0.007	0.060	0.030	0.820
306	100306306	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
307	100307	0.883	0.495	0.879	0.470	0.004	0.026	0.016	0.626
3002	1002	3.836	2.093	3.828	1.959	0.009	0.133	0.023	2.036
3	30033	8.548	5.555	8.536	5.111	0.012	0.441	0.051	2.851
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	8.536	5.111	8.525	4.837	0.012	0.273	0.051	1.807